

011495

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO
POSGRADO EN INGENIERÍA**



**ASPECTOS ENERGÉTICOS Y ECONÓMICOS EN SISTEMAS
DE BOMBEO FOTOVOLTAICO**

T E S I S

PRESENTADA POR

ING. EN COM. Y ELECT. MANUELA CALIXTO RODRÍGUEZ

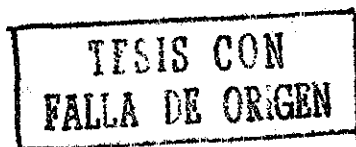
**PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN INGENIERÍA
(ÁREA ENERGÍA)**

DIRECTOR DE TESIS: DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

TEMIXCO MORELOS,

MARZO DEL 2002





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas

Tesis Digitales

Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©

PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIA:

A mis padres:

Petra Rodríguez

y

Salvador Calixto

Por todo el amor y el apoyo que siempre me han brindado.

A mis hermanos:

Roberto, Ma. Del Carmen, Norma, Octavio, Macrina, Oscar, y de una manera muy especial a Ma. Estela.

A mis sobrinos:

Luis Genaro, Mayra Patricia, Verónica Ivette, Andrea y Gyssel.

A mis cuñados:

Ma. Trinidad, Genaro, Carlos y Antonio.

A mi futuro esposo:

José Ortega Cruz

Por todo el amor, el apoyo y la confianza que me brinda día con día.

A todos mis demás familiares.

A todos ellos con mucho cariño por apoyarme y ayudarme de una u otra manera durante la realización de este trabajo de tesis.



AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi más sincero y especial agradecimiento al director de esta tesis, el Dr Aarón Sánchez Juárez por su invaluable asesoría

Con especial agradecimiento al M. en C. José Campos Álvarez por su ayuda incondicional a la realización del presente trabajo

Deseo agradecer a los miembros del jurado: Dr. Jorge Islas Samperio, Dr. Jaime Arau Roffiel y al Dr. Jesús Arnoldo Bautista Corral, el tiempo que dedicaron a la revisión del trabajo, ya que sus críticas y sugerencias ayudaron en el enriquecimiento conceptual del mismo

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico a través de la beca CONACYT que me fue concedida a partir del segundo semestre de mis estudios de Maestría

Se agradece al Centro de Investigación en Energía (CIE-UNAM) las facilidades otorgadas para el uso de sus instalaciones para el desarrollo de este trabajo de tesis y en especial a la Coordinación de Recubrimientos Ópticos y Optoelectrónicos del Departamento de Materiales Solares.

Este trabajo de tesis está enmarcado dentro del Programa de Energías Renovables para México que los Laboratorios Nacionales SANDIA y la Misión Americana para el Desarrollo (USAID) y el Departamento de Estado (DOE) de Los Estados Unidos ha estado implementando en México desde 1994. Se agradece al proyecto CIE-UNAM/SANDIA BF0954 el apoyo económico vertido para la adquisición de la infraestructura electrónica para el manejo de datos y el sistema de bombeo fotovoltaico.

Agradezco a todos mis compañeros y amigos del Centro de Investigación en Energía y de la Maestría en Ingeniería de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, el apoyo moral otorgado durante el desarrollo del presente trabajo.



RESUMEN

En el presente trabajo se muestra una metodología de estudio para el análisis energético y económico de un sistema de bombeo energizado con módulos fotovoltaicos. Comúnmente a tales sistemas se les suele llamar sistemas de bombeo fotovoltaico. La metodología propuesta es aplicable a cualquier sistema de este tipo. La meta fundamental del presente trabajo fue el establecer las herramientas necesarias para realizar el estudio energético, y además, los criterios suficientes para llevar a cabo un análisis económico comparativo entre tales sistemas y un sistema de bombeo tradicional rural. Estos últimos pueden definirse como aquellos sistemas que no están conectados a la red eléctrica comercial y que requieren de combustibles fósiles para operar.

En primera instancia se presentan los conceptos de la energía solar y el recurso solar en nuestro país. También se presentan las nociones elementales del proceso fotovoltaico, la tecnología actual de celdas solares y bombas acopladas a tal tecnología, así como los sistemas de control electrónico necesarios para su eficiente operación. Se utilizan algunos métodos financieros para la evaluación de dos proyectos de bombeo y con esto se demuestran las condiciones bajo las cuales el sistema solar es más factible económicamente que el sistema diesel. Además se presenta el diseño del circuito electrónico implementado para medir, a través de un sistema de adquisición de datos, las variables energéticas involucradas en el sistema de bombeo fotovoltaico. Se realizó el análisis energético de un sistema de bombeo fotovoltaico con una potencia pico de 450 Watts acoplado a una bomba de corriente alterna trifásica de 1/3 HP, lo que permite establecer las condiciones bajo las cuales se desempeña mejor el sistema (carga dinámica total y flujo de agua entregado por día). Bajo condiciones controladas de carga dinámica total se encontró que la eficiencia en el sistema de bombeo presenta un punto máximo para una carga dinámica total de 32 metros. La máxima eficiencia del sistema de bombeo es de 38 % para una energía hidráulica de 552 W-h (volumen de agua producido de 6,352 litros por día). Se determinó que la bomba de estudio presenta una eficiencia arriba del 30 % en un rango de carga dinámica total comprendida entre 30 y 40 metros.

El análisis energético realizado permite determinar de una manera sencilla el tamaño del arreglo fotovoltaico necesario para satisfacer una potencia hidráulica específica.



ÍNDICE

RESUMEN	iii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS	6
1.1 Introducción	6
1.2 Naturaleza de la radiación solar	6
1.3 Radiación sobre la superficie de la Tierra	8
1.4 Medición de la radiación solar	12
1.5 Los conceptos de irradiancia, Insolación, y hora solar pico	13
1.6 Factores que afectan la incidencia de la radiación sobre un captador solar	14
1.7 Datos de insolación en la República Mexicana	14
1.8 Captadores fijos y captadores con seguimiento solar	16
1.9 Efecto fotovoltaico y celdas solares	21
1.9.1 Funcionamiento de las celdas solares	22
1.9.2 Parámetros eléctricos en de una celda solar	27
1.10 Módulos fotovoltaicos	32
1.11 Arreglos fotovoltaicos	38
1.12 Configuraciones de sistemas fotovoltaicos	40
1.13 Comparación entre celdas de silicio	45
1.14 Conclusiones	47
CAPÍTULO 2. BOMBEO FOTOVOLTAICO	48
2.1 Introducción	48
2.2 Términos hidráulicos en sistemas de bombeo	48
2.3 Motores para sistemas fotovoltaicos	51
2.3.1 Motores de corriente directa	52
2.3.2 Motores de corriente alterna	53

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2 4 Bombas para sistemas fotovoltaicos	54
2 4 1 Bombas centrífugas	54
2 4 2 Bombas volumétricas	56
2 5 Ecuaciones eléctricas que rigen el acoplamiento de un motor y una bomba	59
2 6 Selección de la bomba	67
2 7 El bombeo de agua tradicional y el fotovoltaico	72
2 8 Aplicaciones de los sistemas de bombeo fotovoltaico	75
2 9 Descripción del sistema de bombeo fotovoltaico	76
2 10 Criterios de dimensionamiento del sistema de bombeo	78
2 10 1 Evaluación de la energía hidráulica necesaria	79
2 10 2 Evaluación de la energía solar disponible	79
2 10 3 Definición del equipo de bombeo necesario	80
2 11 Conclusiones	87

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS ECONÓMICO EN SISTEMAS DE BOMBEO FOTOVOLTAICO

	88
3 1 Introducción	88
3 2 Conceptos básicos	88
3 3 Métodos financieros para la evaluación de proyectos energéticos	90
3 3 1 Periodo de Recuperación	91
3 3 2 Valor Presente Neto	92
3 3 3 Beneficio-Costo	93
3 3 4 Costo Nivelado	93
3 4 Consideraciones para la evaluación económica de dos tecnologías de bombeo	96
3 4 1 Estimación de costos del sistema de bombeo fotovoltaico	98
3 4 2 Estimación de costos del sistema de bombeo de combustión interna a diesel	98
3 5 Evaluación económica de dos diferentes tecnologías de bombeo	101
3 5 1 Método de Valor Presente Neto (VPN)	101
3 5 2 Periodo de Recuperación de la Inversión	107
3 5 3 Análisis Beneficio-Costo	109
3 5 4 Costo Nivelado	111
3 6 Conclusiones	114



CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL SISTEMA DE BOMBEO	
FOTOVOLTAICO	116
4.1 Introducción	116
4.2 Descripción del sistema de adquisición de datos	117
4.3 Adquisición de datos	127
4.4 Características eléctricas del arreglo fotovoltaico	136
4.5 Monitoreo del sistema de bombeo	139
4.6 Análisis energético del sistema de bombeo	150
4.7 Conclusiones	156
CONCLUSIONES	158
APÉNDICE	162
REFERENCIAS	166

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

INTRODUCCIÓN

La energía es de vital importancia para el desarrollo demográfico y económico de todos los países del mundo. Sin ella es imposible llevar a cabo los trabajos que el hombre por sí solo es incapaz de hacer. Existen diversas fuentes de energía que el ser humano ha sabido usar para la realización de trabajo, entre las cuales se encuentran los combustibles fósiles, el sol y el viento. Desde el punto de vista histórico, las aplicaciones más antiguas del uso de fuentes de energía han sido el secado de granos por medio de radiación solar, y la extracción de agua y molienda de granos usando la fuerza del viento. Así, desde la antigüedad, la energía solar y la energía del viento llamada eólica, han representado las fuentes de energía primaria que iniciaron el sustento de las civilizaciones; y en la actualidad, representan un potencial de aplicación muy grande para la generación de electricidad a gran escala.

La energía solar y la eólica son fuentes abundantes e inagotables de energía respecto del ciclo de vida humano, es por eso que son consideradas como fuentes de energía renovable; y dado el desarrollo actual de las tecnologías que usan estas fuentes, son consideradas como las energías limpias del futuro cercano. Así, mediante los generadores fotovoltaicos, se puede convertir directamente la luz del sol en electricidad, sin ruido, desechos ó partes móviles; es decir, sin ningún proceso intermedio. Por otra parte, usando alternadores acoplados mecánicamente a hélices, las cuales son movidas por la fuerza del viento, se puede generar electricidad sin producir desechos contaminantes. La tecnología involucrada en el proceso fotovoltaico (FV) y la de alternadores de alta potencia, respectivamente, han motivado a nivel mundial la creación de un número muy grande de proyectos de generación de energía, tanto de baja como de alta potencia. Ya que en nuestro país la energía solar es abundante y se tienen sitios en donde el recurso eólico es aceptable ^[1], se ha motivado el fomento de proyectos de generación de energía eléctrica de este tipo, participando en ellos organismos tales como la Comisión Federal de Electricidad (C F E), Secretarías de Estado, Organismos no Gubernamentales y usuarios. Como ejemplos podemos mencionar los siguientes proyectos: Supervisados por C F E se tienen los proyectos eólicos de La Venta, Oaxaca y Guerrero Negro B C S de 1 575 MW y 0.6 MW, respectivamente ^[2]; proyectos híbridos (eólico, FV y diesel) supervisados también por C F E e instalados en Puerto Alcatraz, B C S con un arreglo FV de 2.3 kW, 3 aerogeneradores de 5 kW y una máquina diesel de respaldo de 60 kW, y en San Juanico, B C S con un arreglo FV de 17 kW, 10 aerogeneradores de 7 kW y una máquina diesel de 80 kW ^[2]; electrificación rural básica

basada en un módulo FV de 50 a 60 W-p con 3 lámparas fluorescentes de 20 W y una batería de 100 A-h a 12 VDC, para 32.000 viviendas, proyecto auspiciado por CFE ^[2] a través del programa de PRONASOL (1988-1994). También se tienen varios proyectos auspiciados por productores agrícolas, que muestran la aplicación de dichas tecnologías para el bombeo de agua tanto mecánica como eléctricamente, cercos eléctricos, calentadores de agua, congeladores y los sistemas de secado de productos agrícolas; y últimamente, gracias a convenios binacionales entre México (Fideicomiso de Riesgo Compartido FIRCO-SAGARPA) y Estados Unidos (Sandia National Laboratories) ^[3], ha sido posible desde 1994 la implementación de proyectos con sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua. Este esfuerzo que comenzó en el Estado de Sonora y posteriormente en el Estado de Chihuahua ha permitido establecer los lineamientos actuales de un programa nacional sobre el uso de esta tecnología en el medio rural ^[4-5].

Como resultado de esos esfuerzos compartidos se puede asegurar que las tecnologías comerciales que emplean las fuentes de energía renovable son una alternativa económicamente factible para diversas tareas domésticas, industriales y agropecuarias. Sin embargo, es necesario un análisis energético, tecnológico y de factibilidad económica para determinar si la tecnología de renovables es la más apropiada para una aplicación específica.

En el sector agropecuario, las aplicaciones más comunes de tecnologías que usan energías renovables se enfocan al bombeo de agua, cercos eléctricos y secado de granos, aunque las aplicaciones pueden extenderse a riego tecnificado en áreas pequeñas y refrigeración de productos agropecuarios.

Por otra parte, es conocido que en todas las regiones ganaderas del país existen zonas sin infraestructura básica (electricidad, agua, forraje, etc.) que ocasionan un deficiente manejo de los pocos recursos con que cuentan los ganaderos. Ellos subsisten a través de procedimientos productivos no rentables, como es el caso de la ganadería extensiva en la cual sus hatos ganaderos son mantenidos mediante cercos fijos de alambres de púas que sólo limitan la propiedad del productor y no así las distancias de pastoreo y abrevaderos. Además, si poseen alguna fuente de agua, la extracción del vital líquido se realiza mediante aeromotores ó bombas de combustión interna, las que frecuentemente requieren de mantenimiento con un alto costo de operación en combustibles, lubricantes y refacciones, y aunado a esto las deficientes líneas de conducción para el agua. Todo esto hace que el productor no tenga un aprovechamiento homogéneo e integral de sus insumos. Generalmente, estas unidades "productivas" cuentan con hatos ganaderos que pueden ir desde unas cuantas vacas hasta del orden de cientos, dependiendo del terreno que posean. Si se consideran consumos típicos de 50 litros de agua diario por unidad

animal, los ganaderos podrían tener demandas de agua de hasta 10.000 litros por día para un hato de 200 unidades animal. Sin agua, el productor estaría perdiendo mucho ganado en la época de secas (estiaje). Si comparamos la demanda de agua para abrevaderos de ganado con la requerida para el riego tradicional (20.000 litros por hectárea), se observa que ésta es baja. Sólo resta conocer desde donde hay que extraerla y hasta donde hay que enviarla para establecer la energía hidráulica requerida por día.

La posibilidad de extraer agua del subsuelo o elevarla a sitios en donde pueda ser consumida, mediante la tecnología fotovoltaica, en sitios en donde no sería posible extraerla mediante tecnologías convencionales (bombas manuales, acarreos, aerobombas), ha dado lugar al uso de los sistemas fotovoltaicos en vez de las unidades productivas antes mencionadas. La utilización de los sistemas FV podría llevarse a cabo en zonas donde no existe el recurso eléctrico o su acometida es de difícil acceso, donde el recurso solar sea mayor de 3 kW-h/m^2 al día y donde la energía hidráulica diaria requerida no sobrepase $1,500 \times 10^3 \text{ l-m}$ (litros-metros) [6]. Además, las zonas deben ser áreas con potencial productivo y en donde el uso de dicha tecnología pueda tener una atractiva rentabilidad. De esta manera, se podría mejorar la calidad de vida de los productores en el medio rural por medio del fomento de proyectos productivos agropecuarios.

Un proyecto productivo agropecuario se podría clasificar como aquel que por medio del uso de una tecnología, los procesos productivos se ven mejorados aumentando la productividad y generando mayores ingresos económicos para el productor. Como consecuencia, los tiempos de recuperación de la inversión resultan ser relativamente cortos en términos financieros. Además, la selección de una tecnología respecto de otra deberá basarse en consideraciones económicas a largo plazo, rentabilidad, funcionalidad y su operación y mantenimiento.

Cuando se empieza a hablar de rentabilidad de tecnología aplicada a proyectos productivos, en especial de la tecnología fotovoltaica, lo primero que deberá establecerse son los criterios de selección del tamaño del arreglo fotovoltaico (potencia pico a instalar) en función del recurso solar disponible y la demanda diaria de energía eléctrica para usarse en la realización de trabajo. Generalmente, la inversión inicial en un sistema fotovoltaico es directamente proporcional al tamaño del arreglo FV. Para el caso de un sistema de bombeo, la demanda de electricidad está acotada por la energía hidráulica requerida; mientras que el tipo de bomba a seleccionar dependerá de la carga dinámica a vencer y de los litros de agua requeridos por día. Una vez establecido lo anterior, la selección e inversión económica en dicha tecnología deberá de compararse con las tecnologías tradicionales usadas para tal propósito en el medio rural.

(motobombas de combustión interna, aerobombas, motogeneradores de combustión interna con bombas eléctricas) La comparación definirá el criterio de selección de una tecnología respecto de la otra. Sin embargo para realizar todo esto, se tienen que establecer procedimientos que permitan hacer estudios energéticos y económicos para definir más claramente los criterios de selección

Nuestro país cuenta con un excelente recurso solar (mayor de 3 0 kW-h/m² al día) ¹⁷¹ en casi todo su territorio, por lo cual, mediante proyectos sociales del Gobierno Federal (Alianza para el Campo y el Programa de Energía Renovable para la Agricultura del FIRCO-SAGARPA) se ha fomentado el uso de los sistemas de bombeo FV. Sin embargo, los organismos encargados de llevar a cabo los proyectos productivos relacionados con el bombeo FV de agua, han propiciado el uso de procedimientos de dimensionamiento a partir de consideraciones teóricas, que no representan la realidad. Esto ha traído como consecuencia que los sistemas de bombeo FV instalados desde 1994 a la fecha, estén sobredimensionados. Esto en sí no es un problema serio si se considera que un sobredimensionamiento energético proporcionará más agua. Pero, por experiencia se sabe que las fuentes de agua que son usadas para abrevaderos de ganado son generalmente pozos fallidos de baja producción de agua ó norias a cielo abierto, con rendimientos que van desde 500 hasta 20,000 litros de agua al día. Por otra parte, un sobredimensionamiento en energía implica un mayor costo del sistema, dando origen a una reducción de posibles beneficiarios del programa. En consecuencia, surge la necesidad de monitorear el comportamiento energético de los sistemas de bombeo instalados; y con este procedimiento, se tendrá una idea más clara de los requerimientos diarios de energía para una aplicación determinada y la manera en que se acopla el generador FV con la carga eléctrica representada por el sistema de bombeo.

Es por eso que el presente trabajo se ha realizado con el objeto de proporcionar criterios claros de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua y para establecer los lineamientos de la rentabilidad económica de la tecnología fotovoltaica, aplicada a proyectos productivos agropecuarios.

El objetivo general de este trabajo es el estudio básico del comportamiento energético de un sistema de bombeo FV típico, equivalente a los instalados bajo los programas del Gobierno Federal, así como el estudio económico de tal sistema mediante algunos métodos financieros que permiten llevar a cabo una comparación de la factibilidad económica de este sistema contra un sistema tradicional de bombeo.

Como objetivo particular se planteo el diseño electrónico e implementación de un sistema de adquisición de datos para el monitoreo del sistema de bombeo, y con ello realizar el análisis energético de dicho sistema

Para un desarrollo adecuado del estudio energético y económico de los sistemas de bombeo de agua que aquí se presenta, el trabajo se dividió en 4 capítulos: en el Capítulo 1 se analizan los factores que afectan el recurso solar y se describen los componentes que forman a un sistema fotovoltaico; en el Capítulo 2 se describen y analizan los componentes que forman un sistema típico de bombeo de agua energizado con módulos fotovoltaicos; en el Capítulo 3 se hace una comparación del análisis económico de un sistema de bombeo fotovoltaico contra un sistema de combustión interna a diesel, para ello se utilizan cuatro métodos: Periodo de Recuperación, Valor Presente Neto, Beneficio-Costo y Costo Nivelado, los cuales establecen las condiciones bajo las cuales el sistema solar es más factible económicamente que el sistema diesel; en el Capítulo 4 se expone la manera en la que se midieron las variables que intervienen en el sistema de bombeo de agua, y se lleva a cabo el análisis energético del sistema de bombeo con los datos obtenidos de los experimentos realizados. Finalmente se presentan las conclusiones de este trabajo

CAPITULO 1

1. TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS.

1.1 Introducción.

Los sistemas activados mediante la energía del sol son una alternativa viable para las localidades situadas lejos de las fuentes convencionales de energía eléctrica

La energía del sol es un recurso gratuito, limpio e inagotable. por ello los sistemas fotovoltaicos no requieren de combustibles para funcionar, no producen contaminación al medio ambiente, tienen larga vida útil (de 15 a 30 años), y requieren de muy poco mantenimiento ^[3]

El presente trabajo trata sobre una aplicación particular de las tecnologías fotovoltaicas, el bombeo de agua a partir de la energía solar; es por ello que debemos profundizar en los temas que involucra el uso de la energía solar para la producción de energía eléctrica

En este capítulo se analizan los factores que afectan el recurso solar y se describen los componentes que forman un sistema fotovoltaico

1.2 Naturaleza de la radiación solar.

El sol es una estrella que tiene aproximadamente una masa de 334,000 veces mayor que la de la Tierra. Para un observador en ésta, el Sol manifiesta un giro alrededor de su eje de una vez cada cuatro semanas. Por otra parte, esta esfera de materia gaseosa inmensamente caliente, tiene un diámetro de 1 39 millones de kilómetros, y en promedio, se encuentra a una distancia media de 150 millones de kilómetros de la Tierra. La distancia mínima (en el perihelio) se alcanza alrededor del 15 de enero, mientras que la máxima (en el afelio) se tiene a fines de junio. La discrepancia entre las distancias mínima y máxima es 1/60 del valor medio. Es decir, la órbita elíptica que describe la Tierra alrededor del Sol es prácticamente circular. A una distancia media, el sol es visto desde la Tierra según un ángulo de 32' ^[8]

La estructura solar es enormemente compleja. Se estima que la temperatura del núcleo central varía entre 8 y 40 millones de kelvins (o grados Kelvin), tiene una densidad entre 80 y 100 veces la del agua, y se genera ahí cerca del 90 % de la energía total. En esta región central, comprendida entre 0 y 0.23R (siendo R el radio solar), está contenido el 40 % de la masa total del Sol. A una distancia radial, a partir del centro, igual a 0.7R la temperatura disminuye

sensiblemente hasta unos 130.000 K en donde la densidad es del orden de 0.07 g/cm^3 . Por encima de la región comprendida entre 0.7R y 1.0R, conocida como zona convectiva, la temperatura desciende hasta 5.000 K, y la densidad hasta 10^{-8} g/cm^3 aproximadamente. Esta capa bien definida de aproximadamente 300 km de espesor y que envuelve a la zona convectiva, se conoce como fotósfera (o fotosfera), y es la región donde se origina la mayor parte de la radiación solar que recibimos. La presión en la fotósfera es aproximadamente de 1/100 bar ^[8]

Más allá de la fotósfera se encuentra una atmósfera solar más o menos transparente que puede observarse durante los eclipses de Sol. En esta región existe una capa de gases más fríos que constituye la capa inversora o de inversión, y luego la cromósfera (o cromosfera), de aproximadamente 10.000 km de espesor. Aquí los gases se encuentran a una temperatura mayor y tienen una densidad menor que los de la fotósfera. Envoltiéndolo a todos está la corona, de bajísima densidad y alta temperatura. Su espesor es del orden de un millón de kilómetros ^[8]

A pesar de esta estructura tan compleja, es suficiente decir para aplicaciones en ingeniería que el Sol se comporta como un cuerpo negro a una temperatura efectiva de 5.762 K ^[8]

La constante solar I_{CS} se define como la cantidad de energía por unidad de tiempo que se recibe del Sol sobre una superficie de área unitaria perpendicular a la radiación, en el espacio, y a la distancia media del Sol a la Tierra. Se han realizado numerosas mediciones directas e indirectas de la constante solar. El valor normal o estándar propuesto por Thekaekara y Drummond es de $1,353 \text{ W/m}^2$ ^[8]

La energía del Sol se encuentra distribuida en distintas longitudes de onda. Sin embargo, la radiación solar extraterrestre adquiere solamente valores significativos entre 0.2 y $4.0 \mu\text{m}$. La figura 1.1 muestra la distribución espectral de la radiación solar extraterrestre ^[8]

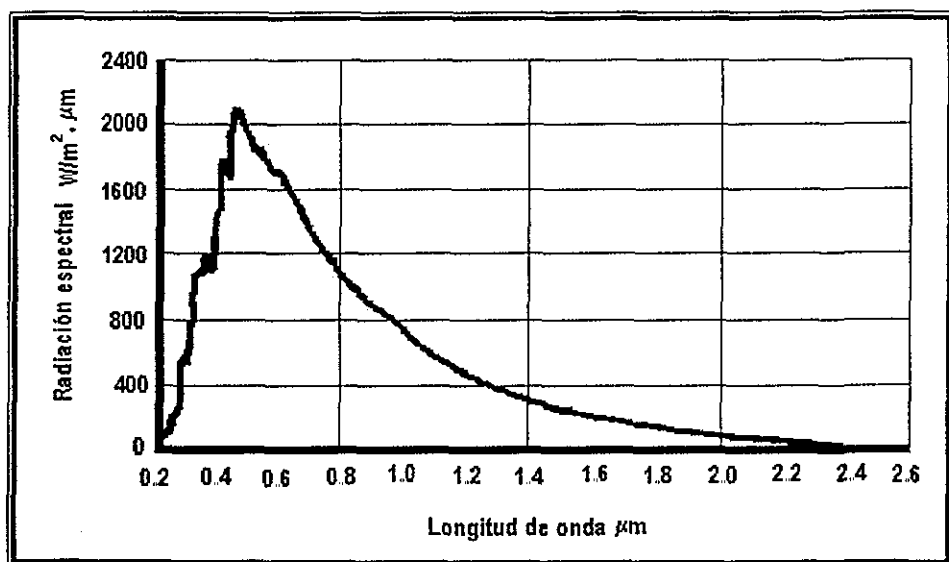


Figura 1.1 Distribución espectral de la radiación solar extraterrestre

1.3 Radiación solar sobre la superficie de la Tierra.

No toda la radiación solar extraterrestre que intercepta la Tierra llega a la superficie de la misma, aún en condiciones de cielo despejado ^[8].

La atmósfera terrestre está constituida por una masa gaseosa estratificada. Su altura es indeterminada, y se supone algo menor que la millonésima parte de la masa del planeta, cuyo diámetro es de 12,700 km. La variación vertical de la temperatura permite distinguir distintas regiones: la tropósfera hasta una altura de 10 a 15 km; en ella la temperatura disminuye con la altura hasta alcanzar de -50°C a -90°C ; la estratósfera se encuentra situada encima de la tropósfera, contiene una capa de ozono entre los 20 y los 40 km de altura, tiene muy baja humedad relativa y la temperatura permanece estable; la ionósfera de altura superior a los 100 km, tiene capas de temperaturas indeterminadas. Finalmente, la exósfera es la última capa atmosférica. Hasta los 80 km de altura, aproximadamente, la composición es constante: 78 % N_2 , 21 % O_2 , 0.9 % Ar, 0.03 % CO_2 , y restos de otros gases, así como ozono y vapor de agua en la vecindad del suelo. Cabe apuntar que todo el vapor de agua se encuentra concentrado en la proximidad de la superficie, encontrándose 95 % del total entre 0 y 5,000 m de altura. Así, en los primeros 2,000 m se encuentra ya el 50 % del total ^[8].

El ozono proviene de las reacciones $O_2 \rightarrow O + O$ y $O + O_2 \rightarrow O_3$ que se producen por la acción de los rayos ultravioleta en el espectro lejano y medio ($\lambda < 0.29 \mu m$), por descargas eléctricas y por radiactividad. Una propiedad importante del ozono es que absorbe las radiaciones ultravioletas de longitud de onda inferior a $0.35 \mu m$; por lo tanto la existencia del gas en la atmósfera impide la llegada de dichos rayos a la superficie terrestre. Los cuales, en caso contrario, tendrían una acción destructora sobre los seres vivos.^[8]

El vapor de agua absorbe fuertemente la radiación solar en las bandas infrarrojas. Más allá de $2.3 \mu m$, la transmisión en la atmósfera es muy baja debido fundamentalmente a la absorción de la energía por el vapor de agua y el dióxido de carbono. Dado que la radiación solar extraterrestre más allá de $2.3 \mu m$ es menos del 5 % del total en el espectro, la energía recibida sobre la superficie de la Tierra es todavía más pequeña.^[8]

En resumen, solamente la radiación solar extraterrestre comprendida entre $0.29 \mu m$ y $2.3 \mu m$ es transmitida con atenuaciones a la superficie de la Tierra. Esta atenuación se debe a los fenómenos de absorción por O_3 , H_2O y CO_2 , así como por la dispersión de otros componentes en la atmósfera: moléculas de aire, polvo, vapor de agua, etc.^[8]

Con el objeto de analizar el fenómeno de atenuación que experimenta la radiación solar a través de la atmósfera, se define el concepto de “masa de aire” como la longitud de la trayectoria a través de la atmósfera que sigue la radiación. Al nivel del mar y cuando la trayectoria es vertical se tiene una masa de aire unitaria, o igual a la unidad. De la figura 1.2 se desprende que la masa de aire es proporcional a la distancia $OP = OO' / \sin \theta_z$, en donde θ_z es el ángulo zenital. Al nivel del mar, para una presión de 1,013 25 mbar y cuando el Sol se encuentra en el zenit ($\theta_z = 0$) se tiene que $m = 1.0$.^[8] En consecuencia,

$$m = \sec \theta_z \quad (1.1)$$

Nótese que el complemento del ángulo zenital α se conoce como altura (angular) del Sol. Así, a una altura angular para el Sol de 30° , la masa de aire es igual a 2.0. El error que se produce al no tener en cuenta la curvatura de la superficie de la Tierra aumenta notablemente para ángulos zenitales superiores a 70° .^[8]

Para mayor precisión se puede utilizar la siguiente relación que sirve para calcular la masa de aire al nivel del mar,

$$m = [1\,229 + (614 \sin \alpha)^2]^{1/2} - 614 \alpha \quad (1\,2)$$

siendo α la altura del Sol en grados. Si la presión barométrica del lugar, p , difiere de la presión atmosférica al nivel del mar p_0 , las expresiones (1 1) o (1 2) deben multiplicarse por el cociente p/p_0 . De acuerdo con lo anterior, una masa de aire igual a cero corresponde a la radiación extraterrestre^[8]

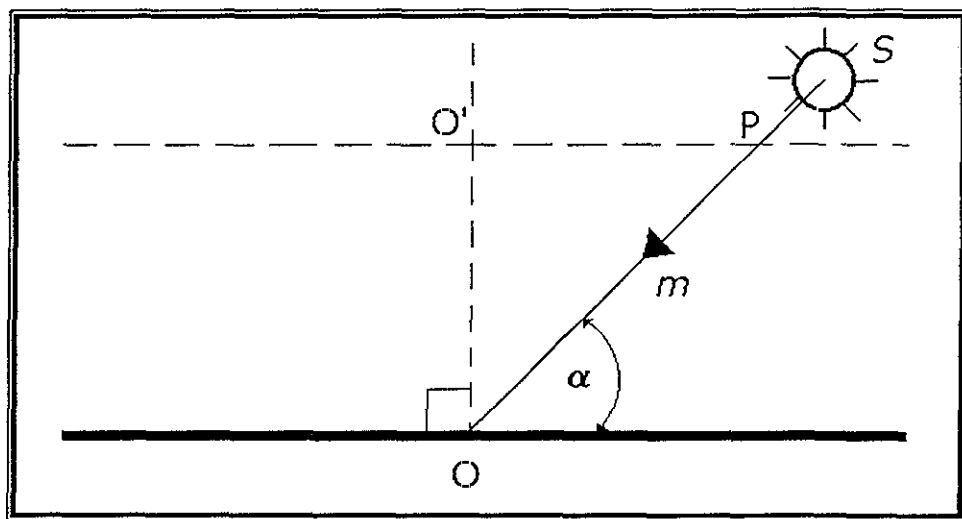


Figura 1 2 Variación de la masa de aire a través de la atmósfera

Se define como radiación directa aquella que no experimenta cambios en su dirección mientras que, la radiación difusa es la que sufre dispersión en la atmósfera y no tiene una dirección única o preferente. La radiación total es la suma de las componentes directa y difusa. En el caso de una superficie horizontal sobre la superficie de la Tierra, la radiación global está constituida por la suma de la componente vertical de la radiación directa, y la radiación difusa que proviene de la bóveda celeste^[8]. Si I_b e I_0 son las intensidades de la radiación solar directa terrestre y extraterrestre, la transmitancia atmosférica definida como $\tau_{atm} = I_b/I_0$ puede estimarse para cielo despejado en una atmósfera estándar libre de contaminación como

$$\tau_{atm} = 0.5 (e^{-0.65m} + e^{-0.095m}) \quad (1\,3)$$

TEJIS CON
FALLA DE ORIGEN

Así, para un cielo despejado en que $m = 1$, $\tau_{\text{atm}} = 0.72$. La expresión anterior no toma en cuenta la atenuación espectral en la atmósfera. La figura 1.3 muestra en la curva (1) el espectro de radiación solar para un cuerpo negro a 5.762 K, la curva (2) muestra la radiación solar extraterrestre, y la curva (3) la radiación solar al nivel del mar ($m = 1$). Las regiones sombreadas corresponden a las bandas de absorción^[8]

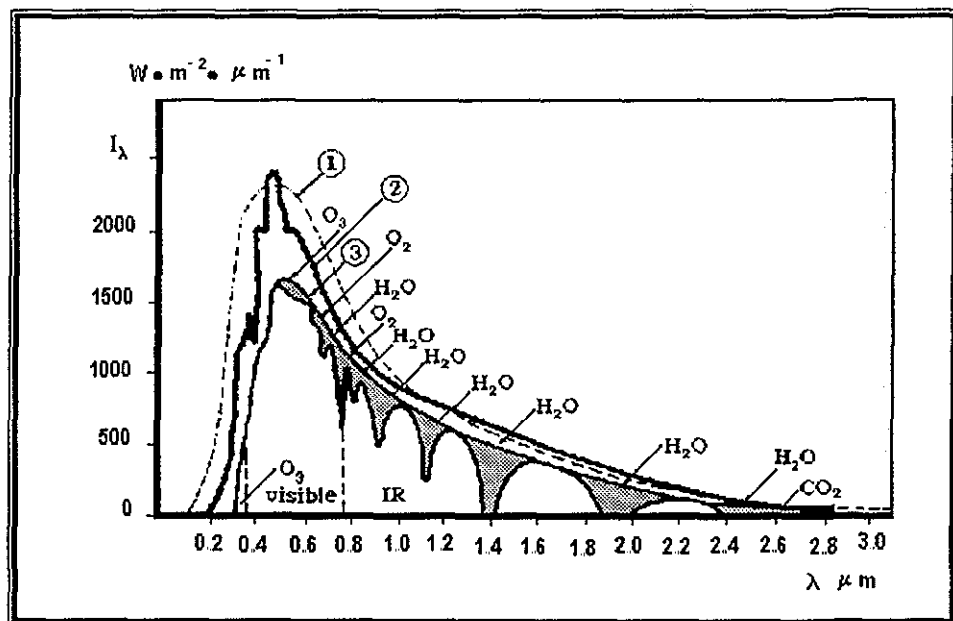


Figura 1.3 (1) Espectro de radiación para un cuerpo negro de 5.762 K; (2) espectro de la radiación solar extraterrestre; (3) espectro de la radiación solar al nivel del mar.

La radiación difusa que proviene de la bóveda celeste depende de las condiciones atmosféricas y se desvía hacia longitudes de onda más cortas, en comparación con las de la radiación directa, debido fundamentalmente a la dispersión que los distintos componentes atmosféricos producen en el espectro solar^[8]

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.4 Medición de la radiación solar.

Existen distintos instrumentos para medir la radiación solar. Todos ellos la convierten a otra forma de energía, dando como resultado una medida o lectura proporcional a la intensidad de la radiación. El instrumento más común, conocido como piranómetro, se emplea para registrar la radiación total dentro de su campo de vista hemisférico. La figura 1.4 presenta una fotografía de un piranómetro típico. El aparato usualmente se coloca sobre una superficie horizontal y registra en consecuencia, la radiación global en un sitio dado. La señal eléctrica generada sirve para obtener la radiación solar como función del tiempo.

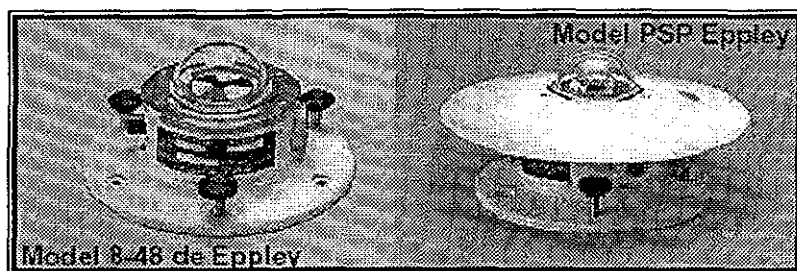


Figura 1.4 Piranómetros modelo 8-48 y PSP de Los Laboratorios Eppley

Un segundo instrumento muy común es el pirheliómetro, que sirve para medir la radiación directa normal que proviene del Sol, el cual se ilustra en la figura 1.5. El campo de vista de este instrumento es igual a $5^{\circ}43'30''$. El pirheliómetro cuenta generalmente con un dispositivo electrónico que le permite seguir al Sol en forma continua, por lo que se puede llevar a cabo un registro de la radiación directa normal a lo largo del día.^[8]

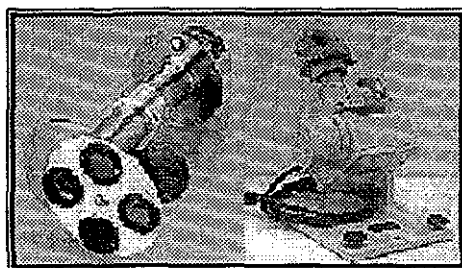


Figura 1.5 Pirheliómetros modelo NIP y SMT-3 de Los Laboratorios Eppley

1.5 Los conceptos de irradiancia, insolación y hora solar pico.

La energía de la radiación solar que se recibe en una superficie determinada en un instante dado se le conoce como **Irradiancia** y se mide en unidades de potencia por unidad de área (W/m^2). La irradiancia no tiene un valor constante, es decir, en un día despejado la irradiancia a las 10:00 horas es menor a la que se obtiene a las 13:00 horas, esto se debe al movimiento de rotación de la Tierra (movimiento sobre su propio eje) y a las condiciones atmosféricas. Cuando es de noche, se tiene una irradiancia de 0 W/m^2 [6]

Otro concepto importante es el de **Insolación**, éste corresponde a la integración de la irradiancia en un período determinado. En otras palabras es la energía radiante que incide en una superficie de área conocida en un intervalo de tiempo dado. Este término tiene unidades de energía por área, comúnmente Watts-hora por metro cuadrado (W-h/m^2). Generalmente se reporta este valor como una acumulación de energía horaria, diaria, estacional o anual. La insolación también se expresa en términos de horas solares pico. Una **hora solar pico** es equivalente a la energía recibida durante una hora, a una irradiancia promedio de $1\,000 \text{ W/m}^2$ (figura 1.6) [6]

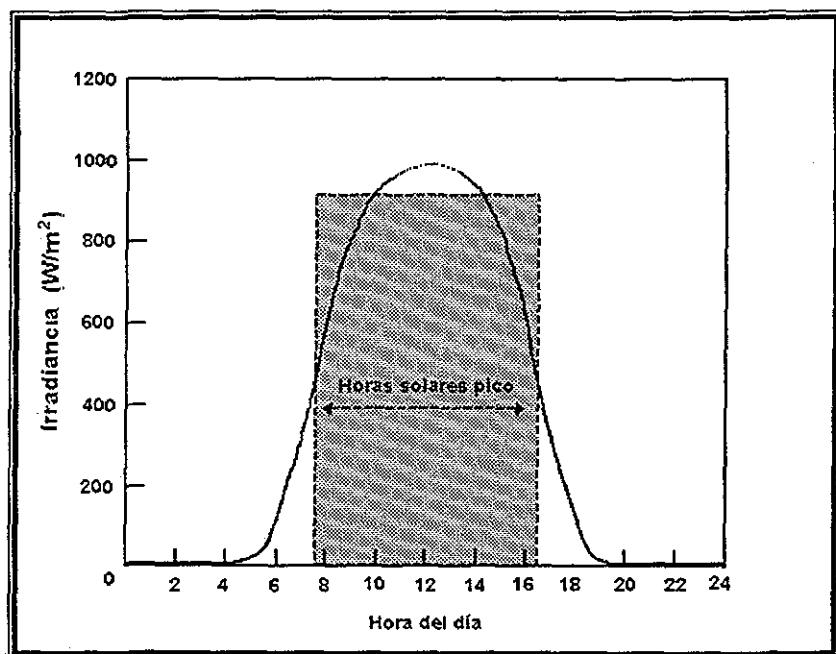


Figura 1.6 Irradiancia y horas solares pico (insolación) durante un día soleado

1.6 Factores que afectan la incidencia de la radiación sobre un captador solar.

Además de las condiciones atmosféricas hay otro parámetro que afecta radicalmente a la incidencia de la radiación sobre un captador solar. éste es el movimiento aparente del Sol a lo largo del día y a lo largo del año (ver figura 1.7). Se dice "aparente" porque en realidad la Tierra es la que está girando y no el Sol. La Tierra tiene dos tipos de movimientos: uno alrededor de su propio eje (llamado movimiento rotacional) el cual da lugar al día y la noche y el otro: es alrededor del Sol (llamado movimiento translacional) siguiendo una trayectoria elíptica, el cual da lugar a las estaciones del año.^[6]

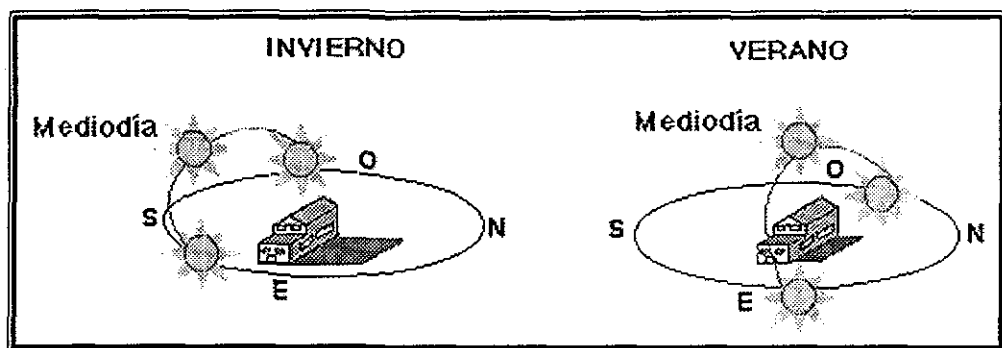


Figura 1.7 Movimiento aparente del Sol en la bóveda celeste en función de la hora del día y la época del año

Un captador solar recibe la máxima insolación cuando se mantiene apuntando directamente al Sol. Esto requeriría el ajuste de dos ángulos del arreglo: el acimut para seguir el movimiento diario del Sol de Este a Oeste, y el ángulo de elevación para seguir el movimiento anual de la trayectoria solar en la dirección Norte-Sur.^[6]

1.7 Datos de insolación en la República Mexicana.

La insolación es un parámetro clave en el diseño de sistemas solares. Los factores principales que afectan la insolación sobre una superficie captadora son las condiciones climáticas y el ángulo de la superficie captadora con respecto a la posición del Sol. En lugares donde los días nublados son relativamente más frecuentes, la insolación promedio es menor. Cuando la latitud del lugar sobrepasa los 15°, los días de invierno son apreciablemente más cortos.

TEXIS CON
FALLA DE ORIGEN

que los días de verano. Esto resulta en una mayor insolación promedio en el verano. Por ejemplo, en las regiones lluviosas del sur de México la insolación horizontal alcanza 4 kW-h/m^2 por día en el invierno, 5.2 kW-h/m^2 por día en el verano y 4.5 kW-h/m^2 por día como promedio anual. En las regiones áridas del norte de México, la insolación horizontal alcanza 5 kW-h/m^2 por día en el invierno, 8 kW-h/m^2 por día en el verano y 6.5 kW-h/m^2 por día como promedio anual ^[6]

Debido a que la insolación en un captador depende del ángulo de éste con respecto a la posición del Sol, se usa la insolación horizontal para referirse al potencial solar del lugar. A partir de la insolación horizontal se puede estimar la insolación a un azimut y elevación determinado. Existen tablas y mapas de insolación horizontal para diferentes regiones y épocas del año provenientes de varias fuentes. En la figura 1.8 se presenta un mapa de insolación solar global promedio anual en un captador horizontal en unidades de horas pico para la República Mexicana. Y en la tabla 1 del apéndice aparecen los datos de insolación por mes, los valores mínimo, máximo y el promedio anual en un captador horizontal para diferentes regiones del país ^[6]

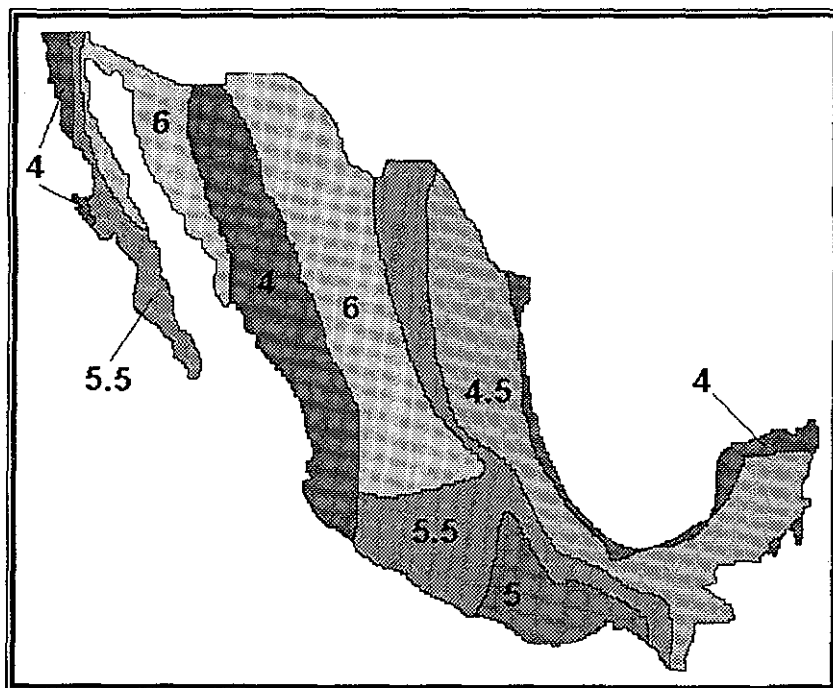


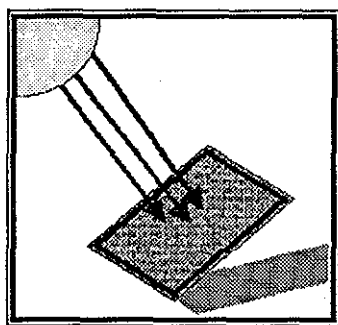
Figura 1.8 Insolación solar global diaria promedio anual en horas-pico (captador horizontal)

1.8 Captadores fijos y captadores con seguimiento solar.

La captación de energía en un captador implica una orientación de éste. Para garantizar una captación máxima, los rayos solares deben incidir perpendicularmente al captador, cosa que es posible lograr durante todo el día solamente si el captador sigue al sol. Por lo tanto los captadores podrán ser con movimiento o fijos, si es que no se desea captar la máxima energía.

Un captador fijo tiene la ventaja de ser simple y por tanto confiable. Es por eso que generalmente se usan los módulos solares sobre estructuras fijas.^[9] Esta estructura fija debe de tener una orientación relativa respecto de la posición del sol para garantizar bajo esa condición la captación de mayor irradiancia. Dado que el sol se declina hacia el sur en cualquier localidad y época del año para el hemisferio norte, el captador debe de estar inclinado viendo hacia el sur. Se ha determinado que la máxima energía captada por un captador durante el año se obtiene cuando éste presenta un ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar. Por lo cual si se desea máxima captación anual, el captador debe estar viendo hacia el sur con un ángulo igual al de la latitud del sitio. Con esto se obtiene una máxima captación de la radiación solar en el invierno, que es la época del año con menor insolación, pero a costa de desfavorecer la captación en el verano época de mayor insolación. Aún así adoptando esta regla para la inclinación de un captador fijo se asegura la máxima generación a lo largo del año.^[9]

En la figura 1.9 se muestra como se debe inclinar un captador para que los rayos solares incidan de forma perpendicular sobre su superficie.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 1.9 Captador solar a una cierta inclinación

En forma general la cantidad de insolación captada en una superficie inclinada es mayor que aquella captada en una superficie horizontal. La fórmula aproximada para calcular la

insolación total en una superficie inclinada (I_{solI}) respecto de la insolación total de una superficie horizontal (I_{solH}) está dada por $I_{solI} = \frac{I_{solH}}{\cos(90^\circ \pm \alpha)}$, siendo α el ángulo de inclinación del captador.

Con respecto a la orientación del captador, que se debe colocar viendo hacia el Sur, debemos aclarar que el Sur al cual nos referimos es al Sur verdadero y no al Sur magnético que es el que se puede ubicar fácilmente mediante el uso de una brújula. Para localizar el Sur verdadero, debemos contar con la información de la declinación magnética del lugar donde se colocará el captador.

La declinación magnética es la desviación del Norte verdadero y el Norte magnético (detectado por una brújula). La declinación se expresa en grados Este u Oeste desde el Sur magnético.

En la figura 1 10 aparece el mapa de la República Mexicana (mapa isogónico) mostrando los valores de la declinación magnética para cada estado del país.

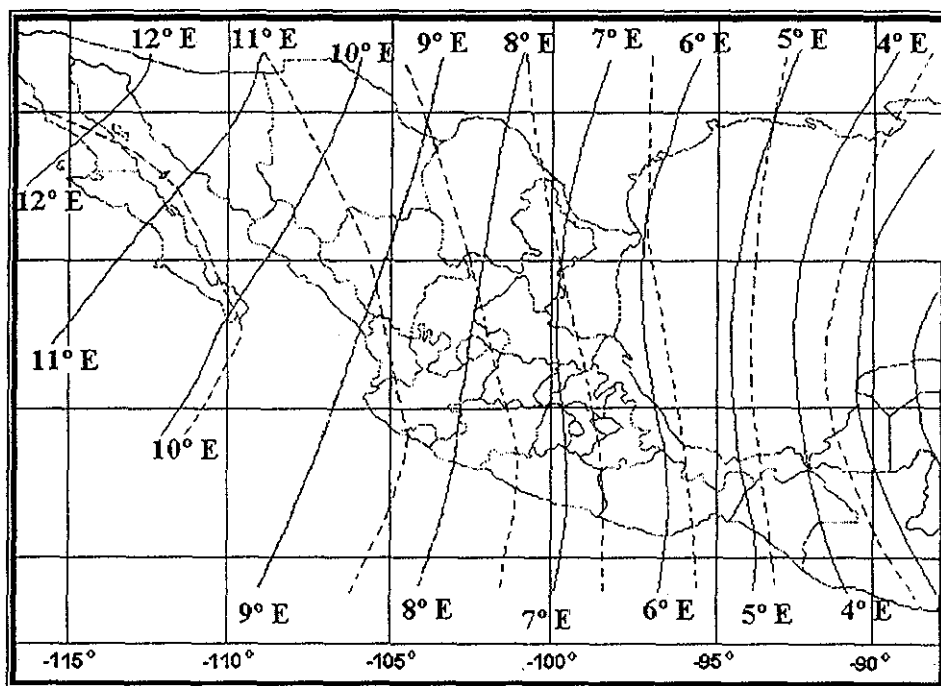


Figura 1 10 Valores de la declinación magnética para la República Mexicana

Una vez conociendo el dato de la declinación magnética de la localidad y haciendo uso de una brújula ya podemos conocer la ubicación del Sur verdadero y así orientar nuestro captador solar. La figura 1 11 muestra cómo encontrar el Sur verdadero usando una brújula y en la figura 1 12 aparece un ejemplo de cómo orientar el captador solar

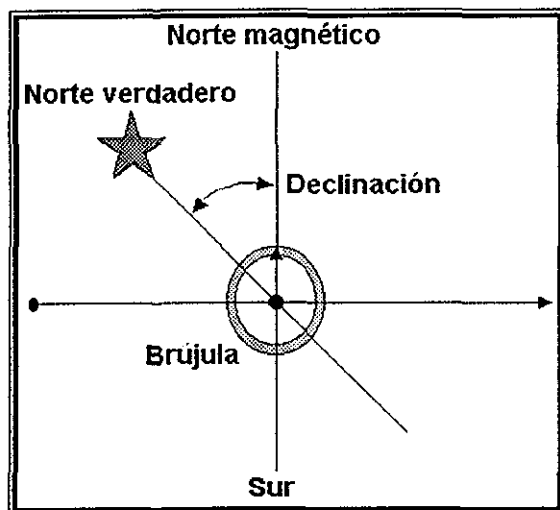


Figura 1 11 Localización del Sur verdadero usando el ángulo de la declinación magnética

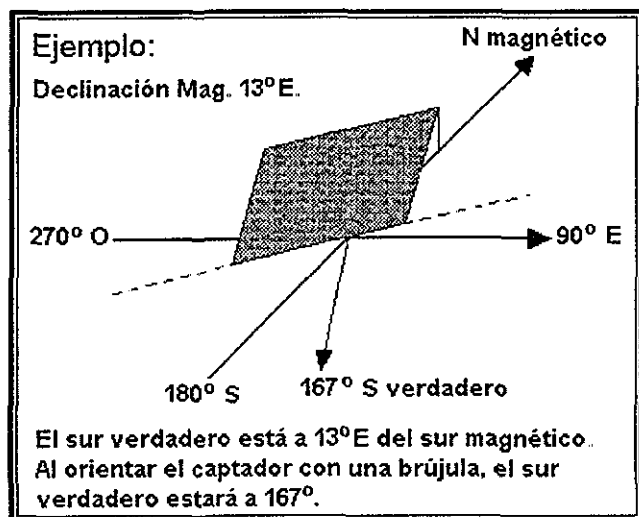


Figura 1 12 Orientación de un captador solar

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Cuando se usa un captador fijo se puede cambiar su inclinación manualmente dependiendo de la época del año, es decir, en verano se puede tener el captador con una inclinación igual a la latitud del lugar menos 15° y en invierno una inclinación igual a la latitud del lugar más 15° , todo esto con el fin de obtener la máxima radiación solar disponible en cada época ^[9]

La figura 1 13 muestra la energía recibida en un captador con diferente inclinación para la localidad de Monterrey, Nuevo León

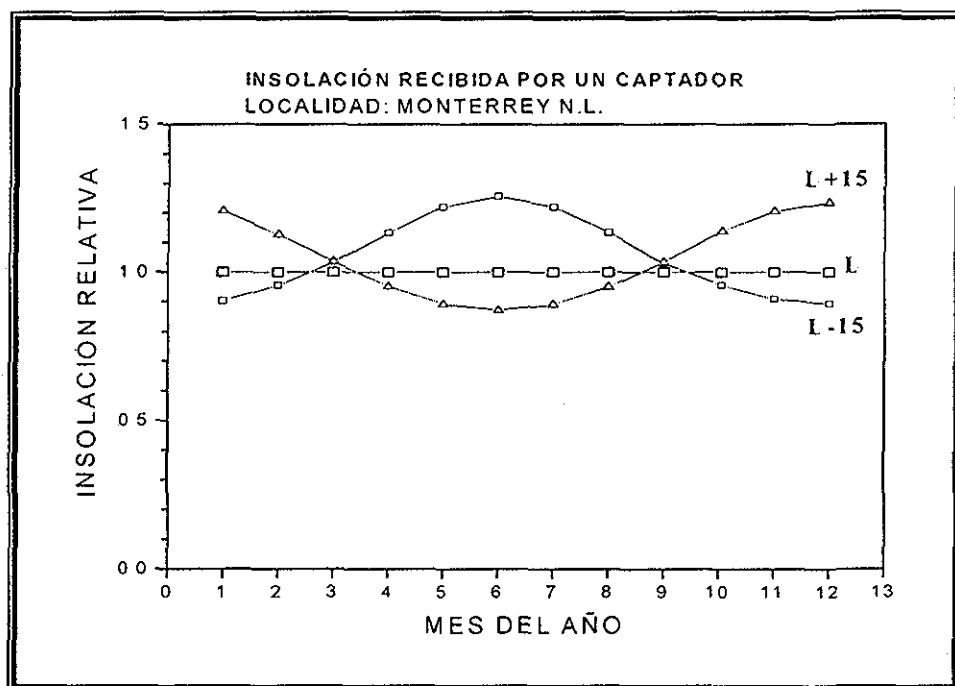


Figura 1 13 Energía recibida en un captador con diferente inclinación

Los captadores con seguimiento solar pueden ser de dos tipos: ángulo polar variable y ángulo polar y azimutal variable ^[9]

Ángulo polar variable: Esta estructura se recomienda para aumentar la captación de radiación directa. El captador sigue el recorrido del Sol diariamente girando de Este a Oeste sobre el eje de giro Norte-Sur ^[9]

Presenta algo de simplicidad y su ganancia relativa puede ser hasta del 40 % más de energía por día comparada con un captador fijo. Las desventajas son su alto costo y el bajo rendimiento cuando los días están nublados ^[9]

Existen comercialmente seguidores solares de tipo pasivo, es decir, no consumen energía sino que son movidos por contrapeso de un líquido que gasifica con el calentamiento del propio Sol ^[9]

Ángulo polar y azimutal variable: Los captadores se mueven en dos ejes de tal manera que obligan al captador a presentar su superficie siempre perpendicular a los rayos solares, a cualquier hora del día y en cualquier época del año ^[9]

La ganancia de captación es grande del orden del 60 % más que un captador fijo. Las desventajas son su alto costo, una mayor complejidad del sistema, requiere mantenimiento frecuente, y el bajo rendimiento en días nublados. Se emplean ocasionalmente en arreglos solares muy grandes ^[9]

A continuación se presenta una tabla comparativa de la energía recibida por un captador fijo y un captador con seguidor polar para la localidad de Monterrey, Nuevo León

Tabla 1.1 Insolación global diaria promedio (horas-pico) para Monterrey, Nuevo León.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Captador horizontal	3.2	3.6	4.1	4.3	4.8	5.5	6.1	5.6	5	3.8	3.3	3.0	4.4
Inclinación = Lat-15°													
Captador fijo	3.97	4.18	4.41	4.32	4.6	5.19	5.85	5.63	5.38	4.07	4.1	3.83	4.63
Seguidor polar	5.3	5.57	6.04	6.09	6.58	7.26	8.04	7.67	7.38	5.57	5.47	4.4	6.35
Inclinación = Latitud													
Captador fijo	4.79	4.71	4.57	4.11	4.1	4.52	5.21	5.35	5.56	4.97	4.94	4.73	4.8
Seguidor polar	5.98	5.98	6.1	5.8	6.04	6.61	7.43	7.4	7.51	6.5	6.2	5.84	6.49
Inclinación = Lat+15°													
Captador fijo	5.28	4.93	4.42	3.63	3.36	3.6	4.27	4.72	5.4	5.2	5.44	5.3	4.63
Seguidor polar	6.95	6.45	5.89	4.97	4.69	4.93	5.71	6.26	7.19	6.92	7.17	6.98	6.2

Latitud: 25°45' N

Longitud: 100° W

Declinación Magnética 7°20' E

Es muy importante señalar que los dimensionamientos de los arreglos fotovoltaicos para cualquier aplicación, se realizan con la información de radiación solar disponible en la literatura, pero esta información proviene de datos de radiación promedio mensual para captadores

horizontales. Los dimensionamientos de los sistemas fotovoltaicos para bombeo de agua se realizan tomando en cuenta el denominado mes de diseño, el cuál corresponde al mes de menor insolación.

1.9 Efecto fotovoltaico y celdas solares.

El efecto fotovoltaico es a través del cuál, la luz solar se convierte en electricidad sin usar ningún proceso intermedio. Los dispositivos donde se lleva a cabo la transformación de luz solar en electricidad se llaman generadores fotovoltaicos y a la unidad mínima en la que se lleva a cabo dicho efecto se le llama celda solar ^[10]

El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico que se puede llevar a cabo en materiales sólidos, líquidos y gaseosos; pero es en sólidos y en especial en los materiales semiconductores, donde se han obtenido las mayores eficiencias. Las celdas solares se fabrican a partir de materiales semiconductores y metales, presentando analogías eléctricas comunes con otros dispositivos electrónicos de estado sólido tales como diodos, transistores, y circuitos integrados. Por lo que se puede decir que una celda solar es un dispositivo semiconductor optoelectrónico que convierte la luz en electricidad.

La tecnología de fabricación de celdas solares para aplicaciones terrestres se basa en el silicio, material que puede impurificarse con elementos como el boro y el fósforo. El boro proporciona deficiencia de electrones creando un semiconductor tipo P. El fósforo genera un exceso de electrones creando un semiconductor tipo N.

Las celdas basadas en silicio cristalino están formadas por la unión entre dos semiconductores, uno tipo P y uno tipo N (unión P-N). Cuando los fotones son absorbidos por la celda se crean pares de portadores electrón-hueco, que son separados por el campo eléctrico formado por la unión P-N. Los electrones son enviados al semiconductor tipo N, donde se acumulan generando una carga negativa. Por su parte los huecos son enviados al semiconductor tipo P, generando una carga positiva. La diferencia de potencial fotogenerado por la producción de portadores crea un voltaje que, bajo condición de circuito abierto, forma el voltaje máximo que genera la celda. Si una carga es conectada en las caras N y P, fluirá una corriente eléctrica a través de ella debido a la diferencia de potencial. Esta es la manera en la que opera una celda solar.

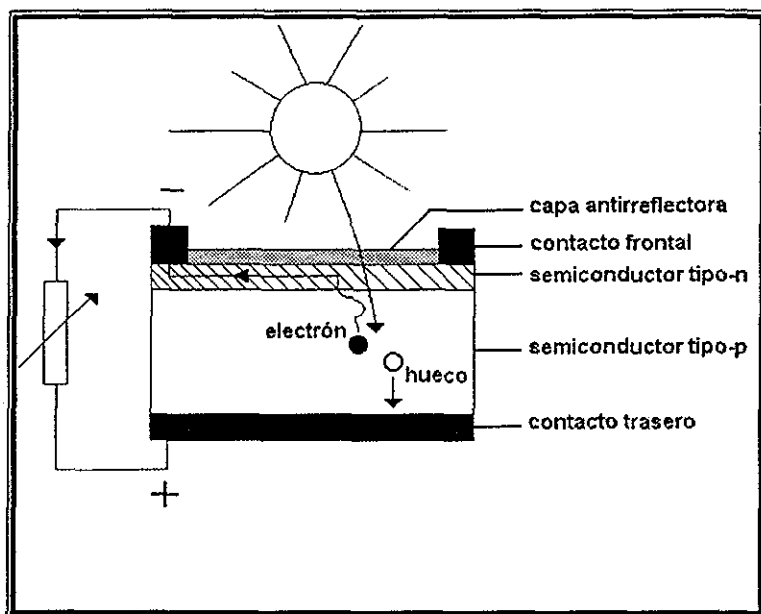


Figura 1 14 Sección transversal de la unión p-n en una celda solar

1.9.1 Funcionamiento de las celdas solares.

Hasta ahora se ha dicho que una celda solar es la unidad mínima en la que se lleva a cabo el efecto fotovoltaico y que generalmente son elaboradas con materiales semiconductores. Ahora se analizará, de una manera elemental, cuales son los requerimientos necesarios para que se lleve a cabo el efecto fotovoltaico.

Consideremos que tenemos una celda solar; es decir, un dispositivo optoelectrónico en el cual, al recibir una radiación luminosa aparece una fuerza electromotriz en sus terminales como se muestra en la figura 1 15.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

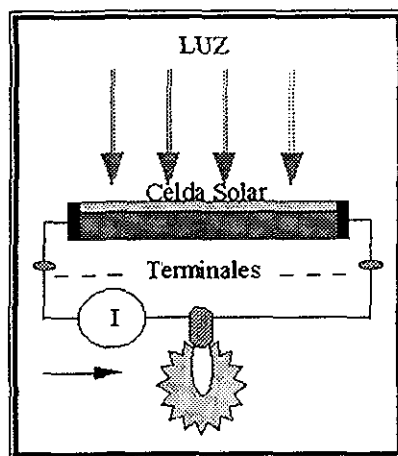


Figura 1 15 Celda solar generando electricidad

Para entender a que se debe la aparición de dicha fuerza electromotriz y poder explicar dicho fenómeno, apliquemos a las terminales de la celda solar un voltaje externo (V) variable, con valores negativos y positivos, y analicemos la corriente (I) que fluye a través del dispositivo, cuando a éste se le mantiene en la obscuridad. Un diagrama esquemático de la celda solar en la obscuridad, con una diferencia de potencial (V) aplicada aparece en la figura 1 16.

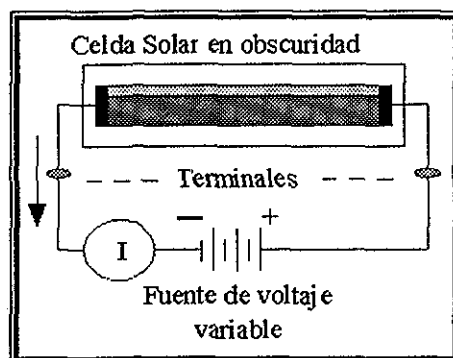


Figura 1 16 Diagrama esquemático de una celda solar en la obscuridad

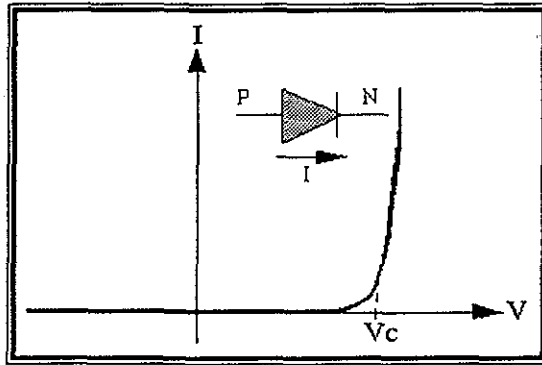


Figura 1 17 Comportamiento I vs V de una celda solar en la obscuridad

Al hacer una gráfica de I vs V como la que se muestra en la figura 1 17, los resultados indican que la corriente I depende del voltaje V a través de una relación algebraica de la forma.

$$I_D = I_o \left[\text{Exp} \left(\frac{q V_o}{A K_B T} \right) - 1 \right] \quad (13)$$

que es característica de un *diodo rectificador de corriente*. En la ecuación (13), I_o recibe el nombre de corriente inversa de saturación, q es la carga del electrón, A es un parámetro que proporciona la calidad de la unión en el diodo (su valor ideal es 1), K_B es la constante de Boltzmann y T la temperatura absoluta. En la figura 1 18 aparece el circuito eléctrico equivalente de una celda solar con un voltaje externo (V) aplicado entre sus terminales.

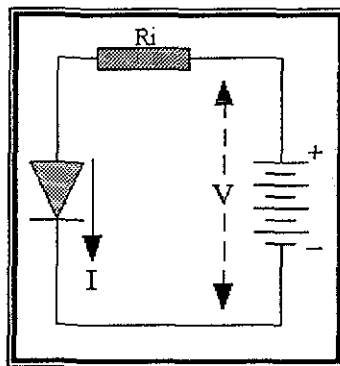


Figura 1 18 Circuito eléctrico equivalente de una celda solar en la obscuridad

Es necesario hacer mención que esta característica rectificadora de la corriente (I) con el voltaje aplicado (V), sólo se consigue mediante la unión entre dos materiales con diferente conductividad eléctrica, por ejemplo un semiconductor tipo-P y uno tipo-N (unión P/N). Este tipo de uniones crean dentro de la estructura un campo eléctrico interno (E_i) que es el responsable del comportamiento rectificador. Por lo tanto, podemos decir que una celda solar es un dispositivo electrónico elaborado por la unión rectificadora entre dos materiales y que dentro de ésta existe un campo eléctrico interno que es el responsable del comportamiento rectificador.

Ahora bien, si a la celda solar se le hace incidir un haz luminoso con una potencia de iluminación P_l constante, entonces se genera una corriente I_l y un máximo voltaje V_l debido a la radiación luminosa incidente. El comportamiento de la corriente I_s contra el voltaje aplicado V se muestra en la figura 1.19, así como su circuito equivalente.

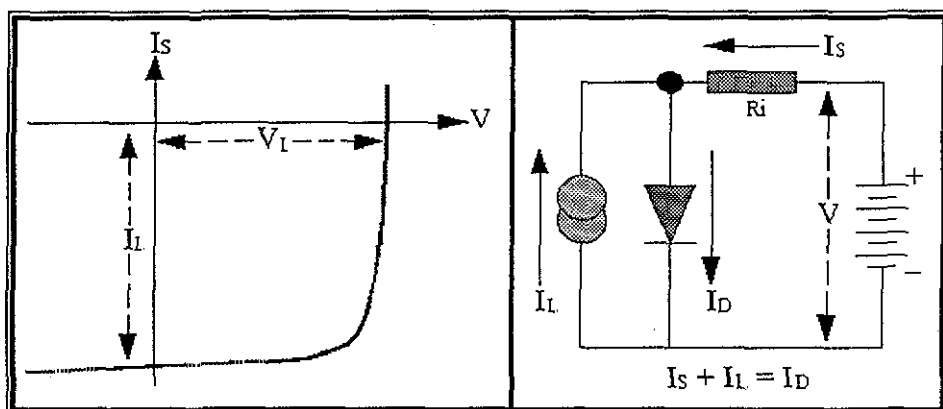


Figura 1.19 Comportamiento de una celda solar bajo iluminación y su circuito equivalente. R_i es la resistencia interna del dispositivo.

El valor de I_l representa la máxima corriente que puede generar la celda solar, que es la que ésta proporcionaría si se cortocircuitaran sus terminales, de donde al valor de I_l se le conoce con el nombre de corriente de cortocircuito simbolizada por I_{sc} . El valor de V_l es el voltaje máximo que genera la celda en iluminación y recibe el nombre de voltaje a circuito abierto, V_{oc} , ya que es el valor que se mediría en las terminales de la celda si éstas quedan abiertas.

Podemos hacer una representación del circuito eléctrico equivalente de la celda un poco más precisa, es decir, presentar las resistencias serie y paralelo, además de conectarle una carga

¡¡¡¡¡ CON
FALLA DE ORIGEN

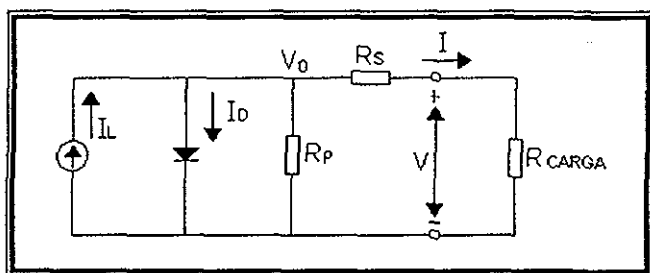


Figura 1 20 Circuito eléctrico equivalente de la celda fotovoltaica con una resistencia de carga

La ecuación de la corriente que circula a través de la resistencia de carga, se deduce del circuito mediante la primera ley de KIRCHHOFF de la corriente, la cuál se enuncia como: “La suma algebraica de las corrientes que inciden en un nodo es igual a cero en todo instante”.

$$I = I_L - I_D - I_{RP} \quad (1\ 4)$$

donde:

$$I_{RF} = \frac{V_o}{R_f} \quad (1\ 5)$$

Del circuito equivalente también se puede deducir que:

$$V_o = V + I R_s \quad (1\ 6)$$

Sustituyendo la ecuación 1.6 en la ecuación 1 3 obtenemos:

$$I_D = I_o \left[\exp \left(\frac{q (V + I R_s)}{A K_B T} \right) - 1 \right] \quad (1\ 7)$$

Sustituyendo las ecuaciones 1 5, 1 6 y 1 7 en la ecuación 1 4, tenemos:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$I = I_L - I_o \left[\exp \left(\frac{q (V + I R_s)}{A K_B T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (1.8)$$

donde: I_L es la fotocorriente, I_D la corriente del diodo, I_o la corriente de saturación. A el factor de idealidad, q la carga del electrón. K_B la constante de Boltzmann T la temperatura de la unión en la celda. R_s la resistencia serie y R_p la resistencia paralelo La figura 1 21. muestra el comportamiento de cada una de las corrientes que forman la ecuación de corriente de una celda fotovoltaica, asumiendo los valores ideales para $R_s = 0$ y $R_p = \infty$ como se verá posteriormente

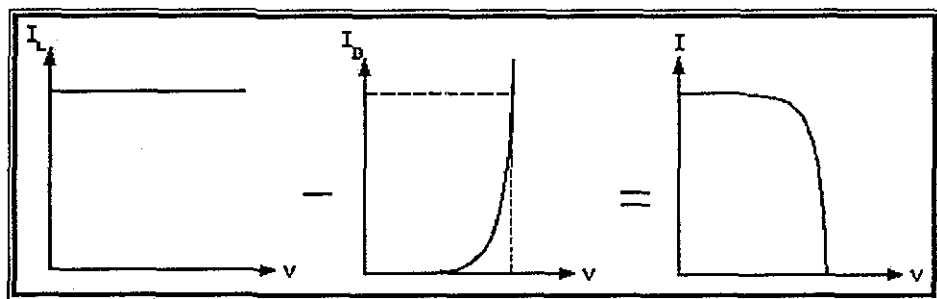


Figura 1 21 Comportamiento de las corrientes que forman la curva I-V de la celda FV

1.9.2 Parámetros eléctricos en una celda solar.

Al analizar la curva I vs V de una celda solar en iluminación, se pueden distinguir 3 puntos de la curva que son los que definen el comportamiento eléctrico de la celda solar. Estos puntos se muestran en la figura 1 22 y son:

a) El punto por donde la curva corta al eje horizontal (eje de voltajes). Este punto define el máximo voltaje que puede generar la celda solar, se conoce con el nombre de Voltaje a circuito abierto (V_{oc}). El voltaje a circuito abierto se obtiene bajo las condiciones de corriente $I = 0$, por lo que para una celda solar con una resistencia serie y una resistencia paralelo con valores ideales estará dado por

$$V_{oc} = \frac{A K_B T}{q} \ln \left(\frac{I_L + I_o}{I_o} \right) \quad (1.9)$$

esta ecuación indica que V_{OC} decrece linealmente con la temperatura de la unión P-N.

b) El punto por donde la curva corta al eje vertical (eje de corrientes) Este punto define la máxima corriente que genera la celda en términos del área de la misma, se le conoce como corriente a corto circuito (I_{SC})

c) El punto para el cual el producto de V con I es máximo. Este punto define la máxima potencia generada por la celda solar y geométricamente representa el área máxima del rectángulo inscrito en la curva

d) El factor de forma de la curva I vs V , simbolizado por FF se define como la razón entre la potencia máxima generada por la celda y el producto de los valores de I_{SC} y V_{OC} . Este es un parámetro geométrico que en el caso de una celda ideal, su valor es igual a la unidad

$$FF = \frac{I_M \times V_M}{I_{SC} \times V_{OC}} \quad (1.10)$$

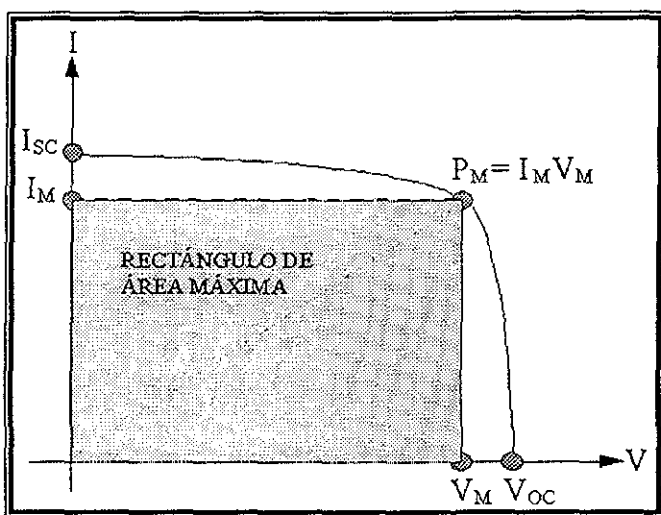


Figura 1.22 Parámetros eléctricos en una celda solar

e) La eficiencia de conversión de potencia luminosa a potencia eléctrica, simbolizada por η , se define como la razón entre la máxima potencia generada, P_M , por la celda solar y la potencia de la radiación incidente, P_i , y se puede expresar mediante la relación

$$\eta = \frac{P_M}{P_I} = \frac{I_M \times V_M}{P_I \times A_e} \quad (1.11)$$

donde A_e es el área efectiva de la celda solar

Existen pérdidas de potencia dentro de la celda solar, atribuidas a la resistencia serie R_s y a la resistencia paralelo R_p . La R_s se debe a los electrodos que se colocan en la celda y a la resistencia intrínseca del semiconductor, causando una reducción en la pendiente de la curva I-V, en la región donde la celda se comporta como un generador de voltaje. La R_p se origina por las pérdidas superficiales a lo largo de la celda y a los defectos cristalinos del semiconductor, además causa un incremento en la pendiente de la celda, en la región donde la celda se comporta como un generador de corriente. Gráficamente la resistencia serie y la resistencia paralelo pueden modificar la forma de la curva I-V. Idealmente la R_s es cero mientras que la R_p es infinita (ver figuras 1.23 y 1.24) ^[11]

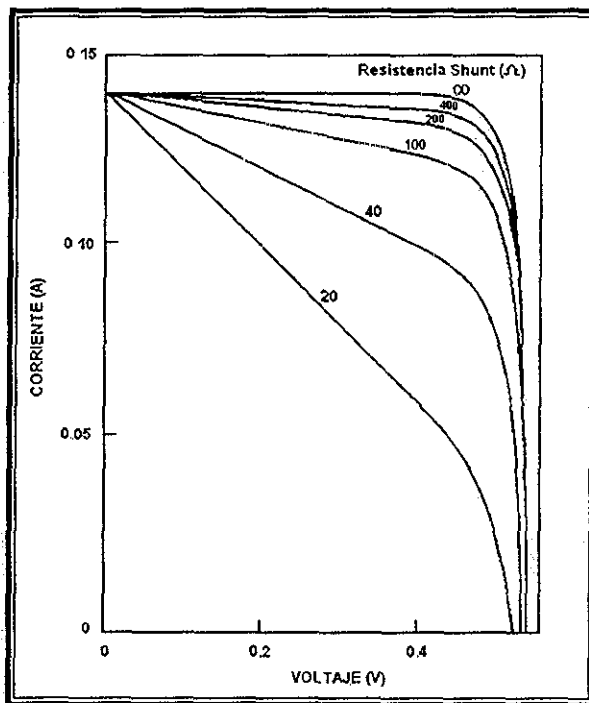


Figura 1.23 Efecto de la resistencia paralelo sobre la curva I-V de una celda fotovoltaica

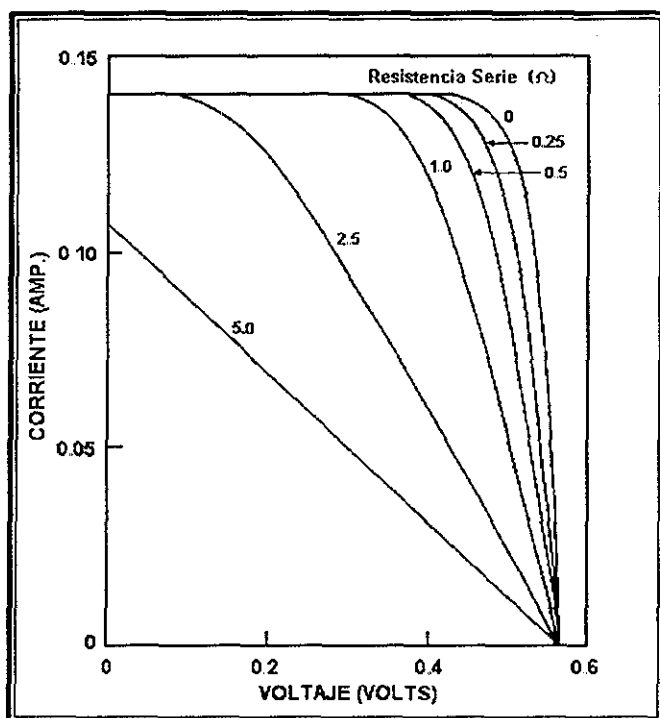


Figura 1 24 Efecto de la resistencia serie sobre la curva I-V de la celda fotovoltaica

Las características eléctricas de una celda solar se ven fuertemente afectadas tanto por la irradiancia como por la temperatura. Dado que la corriente generada por la celda está dada por la ecuación 1 8, vemos que la corriente fotogenerada I_L es directamente proporcional a la irradiancia, entonces las características I-V de una celda solar a diferentes valores de irradiancia estarán representadas por la figura 1 25 Este comportamiento indica que las celdas pueden ser utilizadas como sensores para medir niveles de irradiancia ^[11]

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

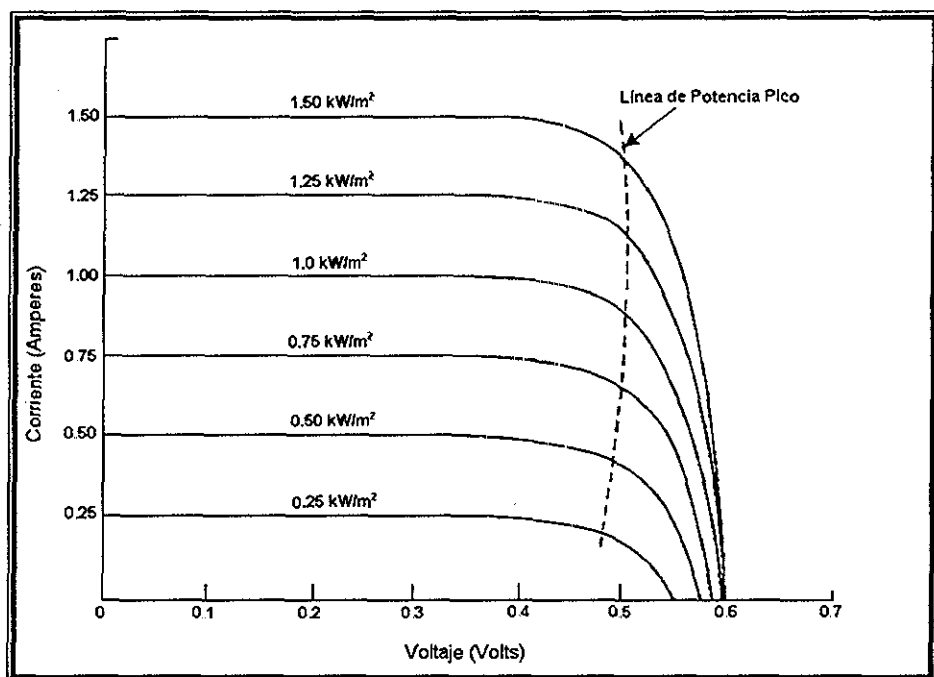


Figura 1.25 Efecto de la irradiancia en una celda solar

El efecto de la temperatura en las características eléctricas está regido por la ecuación 1.9 y su efecto está representado en la figura 1.26. Se ha determinado que para celdas solares de silicio cristalino el voltaje a circuito abierto decrece con el aumento en la temperatura aproximadamente como ^[11]:

$$\frac{dV_{oc}}{dT} = -3.2 \text{ mV/}^{\circ}\text{C} \quad (1.12)$$

mientras que la corriente a cortocircuito aumenta ligeramente por medio de la relación ^[11]:

$$\frac{dI_{sc}}{dT} = +56 \text{ } \mu\text{A/cm}^2\text{ }^{\circ}\text{C} \quad (1.13)$$

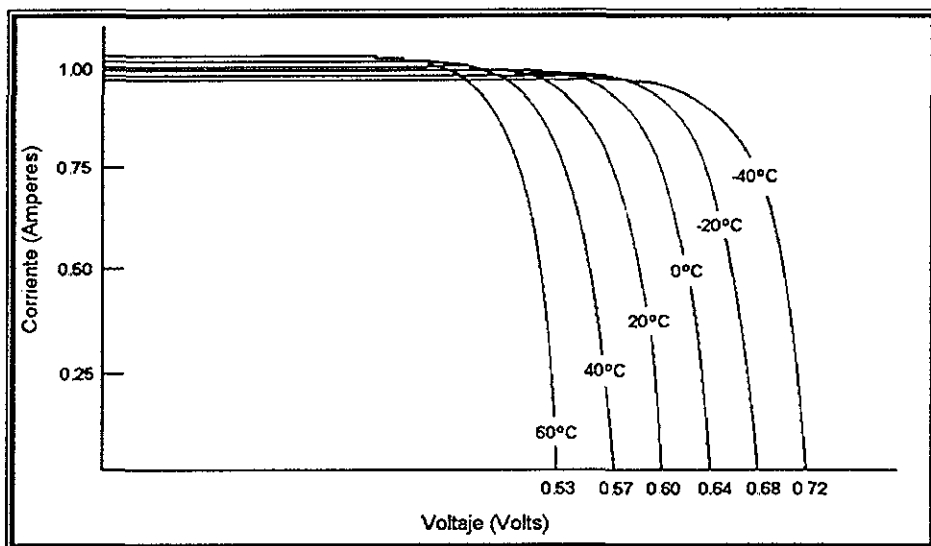


Figura 1 26 Efecto de la temperatura en una celda solar

1.10 Módulos fotovoltaicos.

Una celda solar de silicio cristalino proporciona un voltaje V_m de alrededor de medio Volt y una potencia máxima de uno o dos Watts, dependiendo de su área cuando sobre ella incide una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$. Por ello es necesario conectar entre sí un determinado número de celdas en serie, para producir voltajes mayores aceptables para aplicaciones reales. A un conjunto de N celdas conectadas en serie, encapsuladas sobre un vidrio templado para protegerlas del medio ambiente, convenientemente ensamblado, se le denomina *módulo fotovoltaico*. Las características de corriente-voltaje del módulo son las mismas que para la celda, únicamente incrementando el factor N (número de celdas conectadas en serie) en el voltaje. Entonces la ecuación para el módulo queda representada por ^[11].

$$I = I_L - I_o \left(\exp \left(\frac{q \left(\frac{V}{N} + I R_s \right)}{A K_B T} \right) - 1 \right) - \frac{\frac{V}{N} + I R_s}{R_p} \quad (1.14)$$

El módulo fotovoltaico tiene un marco (usualmente de aluminio) que le da rigidez y facilidad en el manejo y transportación. Además en éste se encuentran las cajas de conexiones eléctricas para conectar el cableado exterior. El número de celdas que contienen los módulos depende de la aplicación para la que se necesitan. Es costumbre configurar el número de celdas conectadas en serie para tener módulos que sirvan para cargar acumuladores (o baterías) de 12 Volts. Se pueden encontrar generalmente módulos de 30, 33 y 36 celdas conectadas en serie. Estos módulos proporcionan el voltaje requerido para cargar dichos acumuladores, incluyendo las pérdidas de voltaje en los circuitos eléctricos así como en los sistemas de control y manejo de energía. Pero también existen otras aplicaciones diferentes a las de cargar baterías como lo pueden ser los sistemas de bombeo fotovoltaico, los sistemas de enfriamiento o refrigeración, o cualquier otra aplicación que no contemple el uso de acumuladores de energía.

Hoy en día existen muchos fabricantes de módulos fotovoltaicos, tales como SIEMENS, SOLAREX, KYOCERA, SHARP, BP SOLAR, PHOTOWATT, UNISOLAR, entre otros. Debido a esto se han estandarizado las características eléctricas de los módulos para su venta. Se llegó a la convención de que las características eléctricas estén especificadas bajo ciertas condiciones de medición llamadas *condiciones estándares de prueba* (STC por las siglas en inglés Standard Test Conditions). Las condiciones estándares de prueba se obtienen con una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$, una masa de aire de 1.5 (AM1.5) y con una temperatura de celdas de 25°C .

El comportamiento eléctrico de los módulos está dado por las curvas de corriente contra voltaje (**curva I-V**) o potencia contra voltaje (**curva P-V**) que los caracteriza. La curva de potencia se genera multiplicando la corriente por el voltaje en cada uno de los puntos de la curva I-V. La figura 1.27 muestra las curvas I-V y P-V para un módulo fotovoltaico típico^[3]. Bajo condiciones estándares de prueba (irradiancia de 1 kW/m^2 y una temperatura de celda de 25°C), cada modelo de módulo tiene una curva I-V (o P-V) característica. En la curva de potencia contra voltaje, el punto máximo de la curva corresponde a la **potencia máxima** (P_p) del módulo, la cuál está definida por el producto de la corriente y el voltaje en el punto de máxima potencia (I_p y V_p). El valor de P_p define el concepto de potencia pico del módulo y es la potencia con la cuál éste es vendido por el fabricante. Otros parámetros de importancia son la **corriente de corto circuito** (I_{sc}) y el **voltaje de circuito abierto** (V_{oc}). Es importante notar que cuando el módulo opera lejos del punto de máxima potencia, la potencia entregada se reduce significativamente^[6].

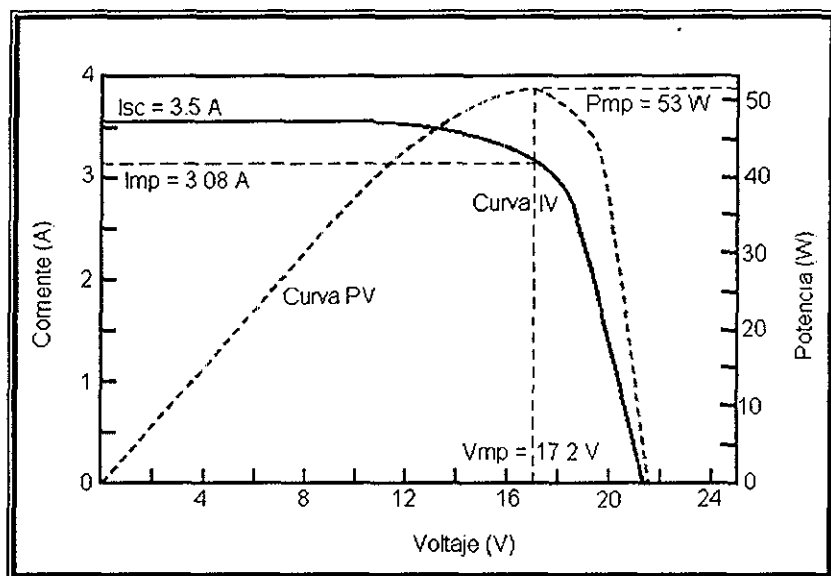


Figura 1.27 Curvas I-V y P-V para un módulo fotovoltaico típico a $1,000 \text{ W/m}^2$ y 25°C

La potencia máxima o tamaño de los módulos comerciales varía desde unos cuantos Watts hasta 300 Watts. El voltaje V_m de la mayoría de los módulos fluctúa entre los 14.5 Volts (para módulos de 30 celdas conectadas en serie) hasta 17.2 Volts (para módulos formados con 36 celdas conectadas en serie). Cada módulo tiene en su parte posterior una placa del fabricante con el modelo y las especificaciones eléctricas. La tabla 1.2 muestra un ejemplo de la placa de especificaciones eléctricas del módulo de la figura 1.27 ^[6].

Tabla 1.2 Placa del fabricante de un módulo Solarex VLX-53.

Modelo	VLX-53
Pp	53 W
Vp	17.2 V
Ip	3.08 A
Vca	21.5 V
Icc	3.5 A
Condiciones	$1,000 \text{ W/m}^2$, 25°C

TEXIS CON
FALLA DE ORIGEN

El funcionamiento del módulo fotovoltaico se ve afectado por la irradiancia y la temperatura en la misma forma en que son afectadas las características eléctricas de la celda solar. La figura 1 28 muestra el comportamiento de la corriente producida en función del voltaje para diferentes valores de irradiancia. Se presenta un aumento en la corriente producida que es proporcional al incremento en la intensidad luminosa. También se debe observar que el voltaje a circuito abierto V_{OC} no cambia drásticamente lo cual demuestra su estabilidad frente a los cambios en la iluminación [11].

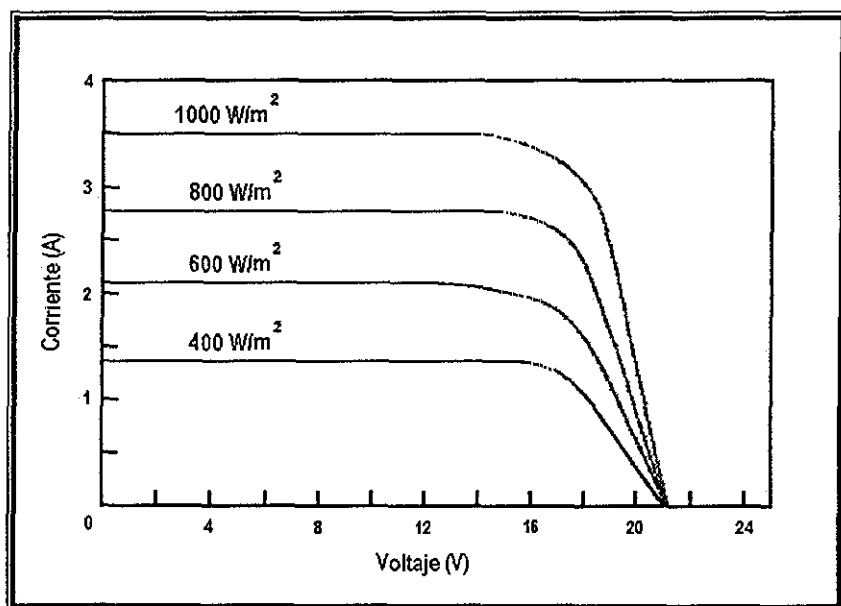


Figura 1 28 Efecto de la intensidad luminosa sobre la I_{SC} a una temperatura de 25° C.

En la figura 1 29 se muestra el efecto de la temperatura sobre el voltaje a circuito abierto del módulo. El efecto se manifiesta en el voltaje del módulo. La potencia nominal se reduce aproximadamente 0.5 % por cada grado centígrado por encima de 25° C. La corriente se mantiene casi constante con los cambios en la temperatura [11].

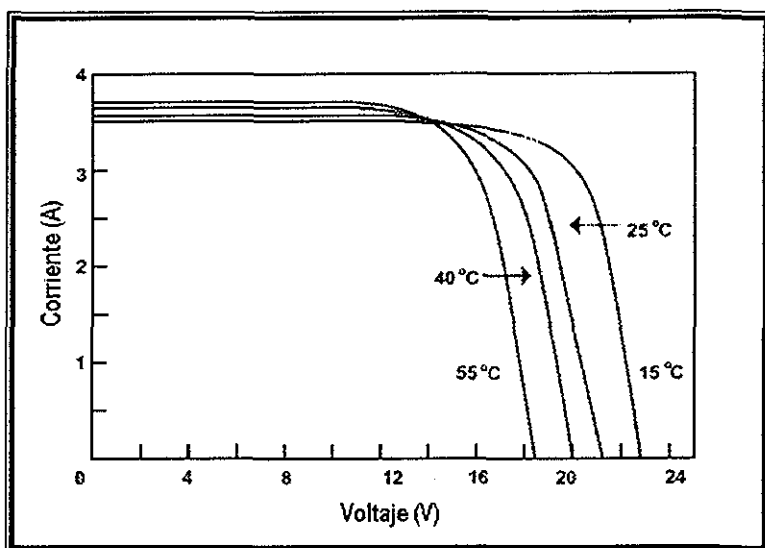


Figura 1 29 Efecto de la temperatura sobre el Voc del módulo a una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$

Dado que la temperatura de operación de un módulo afecta en gran medida el comportamiento eléctrico de éste, es importante conocer las características eléctricas del módulo bajo condiciones normales de operación. Por convención las condiciones normales de operación (NOTC por las siglas en inglés Normal Operation Test Conditions) se determinan con una AM 1.5, una temperatura de 48°C , y a un nivel de irradiancia de 800 W/m^2 [11].

En la figura 1 30 se muestra el comportamiento energético de un módulo fotovoltaico de silicio cristalino con una orientación fija en función de la irradiancia. En el lado derecho de la gráfica se muestran los valores de la irradiancia, la cual es medida con un piranómetro colocado en el plano del arreglo FV, en función de la hora solar para un día claro sin nubes. En el lado izquierdo de la gráfica se tienen los valores de la potencia generada por el módulo considerando un 15 % de eficiencia.

Del lado izquierdo de la gráfica en la figura 1 31 se muestran los valores de la potencia generada por un módulo fotovoltaico, para el caso de un día claro con nubosidades. En el lado derecho de la gráfica se muestra el comportamiento de la irradiancia medida con un piranómetro en función de la hora del día.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

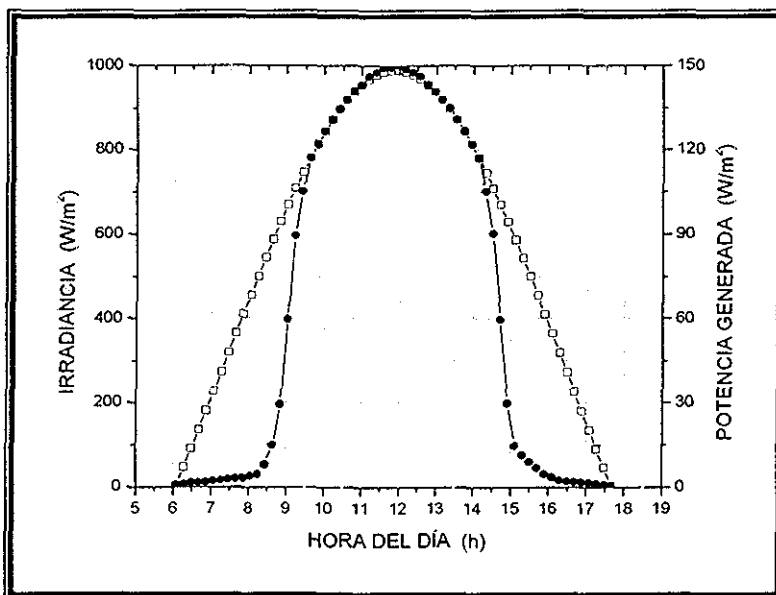


Figura 1 30 Día completamente claro

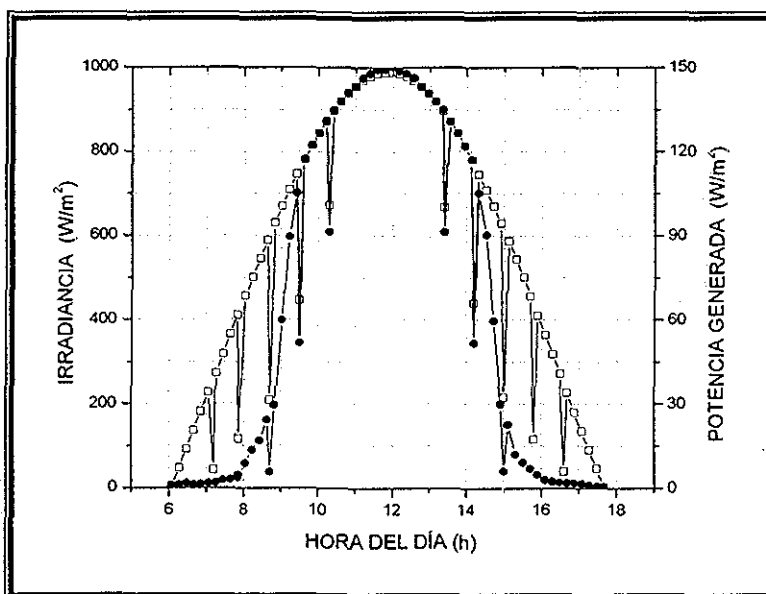


Figura 1 31 Día claro con nubosidades

ELAS CON
FALLA DE ORIGEN

1.11 Arreglos fotovoltaicos.

Cuando la potencia eléctrica de un módulo no es suficiente para abastecer una carga eléctrica, los módulos pueden conectarse en serie o en paralelo, formándose así los conceptos de panel y arreglo fotovoltaico. Las características eléctricas de un panel y de un arreglo son análogas a las de módulos individuales, con la potencia, corriente y voltaje modificados de acuerdo al número de módulos conectados en serie y en paralelo ^[6]

Efecto de la conexión serie: Si N módulos de iguales características eléctricas se conectan en serie, la corriente total generada por la estructura es exactamente la misma que la que se genera en un sólo módulo. Sin embargo, las características del voltaje de un módulo individual se ven incrementadas por el factor N. Así, el voltaje de salida, V_s , de módulos conectados en serie está dado por la suma de los voltajes generados por cada módulo, es decir:

$$V_s = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_N \quad (1.15)$$

A una estructura que tenga N módulos conectados en serie para proporcionar el voltaje de operación de una carga eléctrica se le conoce con el nombre de panel ^[6]

Efecto de la conexión paralelo: Si N módulos de iguales características eléctricas se conectan en paralelo, el voltaje generado por la estructura es exactamente el mismo que el generado por un solo módulo. Sin embargo, las características de corriente de un módulo individual se ven incrementadas por el factor N. Así, la corriente de salida, I_s , de módulos conectados en paralelo está dado por la suma de la corriente generada por cada módulo, es decir:

$$I_s = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_N \quad (1.16)$$

Para evitar el flujo de corriente en la dirección opuesta se utilizan diodos de bloqueo. Y los diodos de paso se usan para proporcionar un camino de alivio, para evitar que circule corriente por un panel o un módulo sombreado (sombra de nubes o de objetos). Un módulo sombreado no genera energía, por lo cual, los demás módulos lo verán como un punto de resistencia. En consecuencia, fluirá corriente hacia él, convirtiéndose en un punto caliente del arreglo, con lo cual aumentará su temperatura y se degradará aceleradamente ^[6].

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En la figura 1 32 se muestra un ejemplo de módulos conectados en serie y en paralelo. En ella también se muestra la posición de los diodos de paso y el diodo de bloqueo. Este último debe ser calculado tomando en consideración la máxima corriente que generará el arreglo fotovoltaico en condiciones de corto circuito. La norma internacional dice que el valor de la corriente que soportaría el diodo debe ser por lo menos 1 56 veces el valor de la corriente de corto circuito del arreglo ^[6]

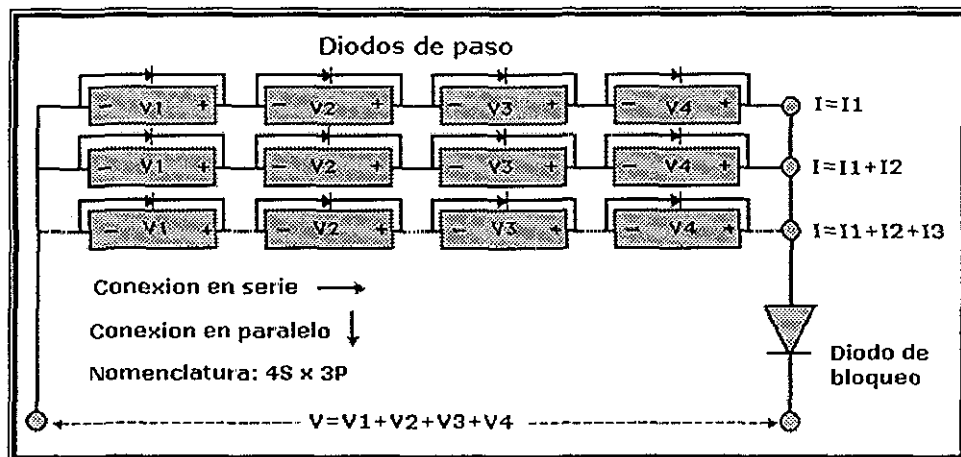


Figura 1 32 Conexiones entre módulos fotovoltaicos

En la tabla 1 3 se presentan los datos de la energía eléctrica generada por algunos módulos de diferentes potencias a una temperatura de módulo de 48° C en cada estación del año con un determinado recurso solar y el promedio anual

Tabla 1.3 Energía eléctrica generada por módulos de potencias distintas en un año.

Potencia W-P $T_m = 48^\circ \text{C}$	Primavera	Verano	Otoño	Invierno	Anual	Recurso
	4.7	4.3	4	4.2	4.3	
50	199	182	170	178	182	
60	239	219	204	214	219	
75	299	274	255	267	274	
22	87	80	75	78	80	

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

1.12 Configuraciones de sistemas fotovoltaicos.

1) Acoplamiento directo.

Se lleva a cabo conectando el módulo o el arreglo fotovoltaico directamente con las cargas eléctricas para las cuales se realizó el dimensionamiento. estas cargas eléctricas deben ser del tipo directo (c d), la conexión se realiza tal como se muestra en la figura:

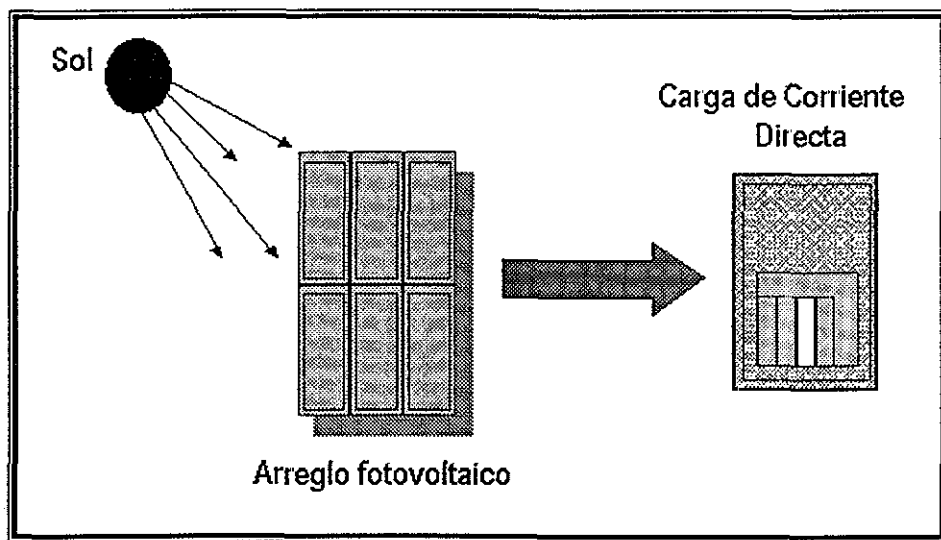


Figura 1 33 Acoplamiento directo de un arreglo fotovoltaico y una carga de corriente directa

TECIS CON
FALLA LE ORIGEN

2) Diagrama con controlador de carga.

Este tipo de conexión se lleva a cabo cuando se requiere cargar un banco de baterías durante el día para operar alguna otra carga de c d con la energía de las baterías durante la noche u operar un sistema de bombeo de agua. Cuando el arreglo fotovoltaico provee la energía al banco de baterías, el controlador de carga cuida los niveles de carga y descarga de las baterías; mientras que en el caso del sistema de bombeo, el controlador actúa como seguidor de máxima potencia, acoplando las impedancias del arreglo fotovoltaico y del sistema motor-bomba, obligando que el sistema opere cerca del punto de la máxima transferencia de potencia del arreglo fotovoltaico a lo largo del día. Las bombas usadas con esta configuración deben ser de corriente directa. Actualmente hay una amplia gama de controladores de carga en el mercado. En sistemas de bombeo fotovoltaico, el fabricante se encarga de vendernos el controlador adecuado para la bomba que satisfaga nuestras necesidades de demanda de agua al día. La conexión se realiza tal como se muestra en la figura:

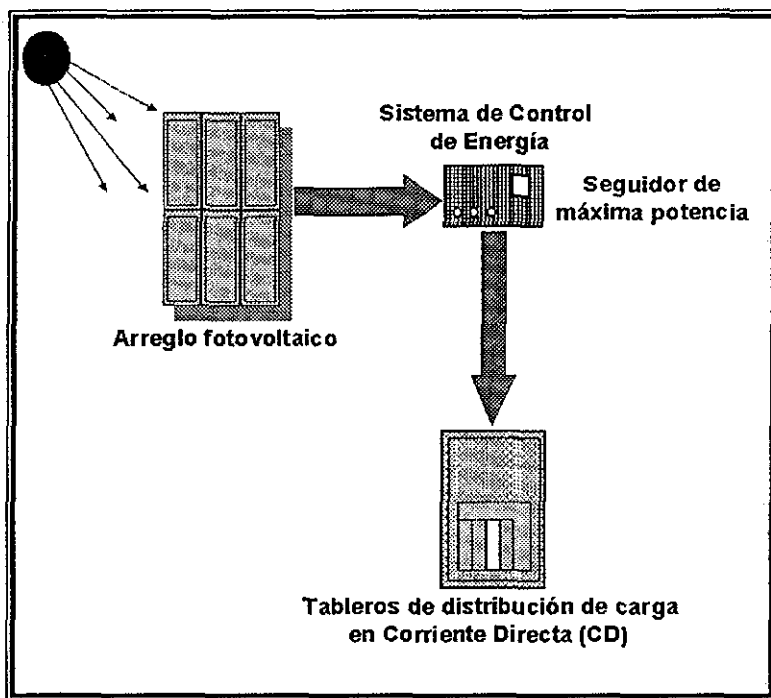


Figura 1 34 Diagrama con controlador de carga

3) Diagrama con sistema de almacenamiento.

Este tipo de conexión se lleva a cabo cuando se requiere cargar un banco de baterías durante el día y así operar alguna carga de corriente directa con la energía de las baterías durante la noche, éstas cargas pueden ser lámparas fluorescentes para alumbrado o cualquier otra carga en c.d. Cuando el arreglo fotovoltaico provee la energía al banco de baterías, el controlador de carga cuida los niveles de sobrecarga y descarga profunda del banco de baterías, nótese que si no se tuviera un controlador de carga el periodo de vida de las baterías se vería muy afectado, ya que si al banco de baterías se le extrae más del 50 % de su capacidad de carga o si se sobrepasa el nivel de carga, se produce un daño irreversible. El tipo de baterías que se usan normalmente son las baterías de plomo ácido de tipo automotriz, no son las más adecuadas en sistemas fotovoltaicos, pero sí son las más económicas.

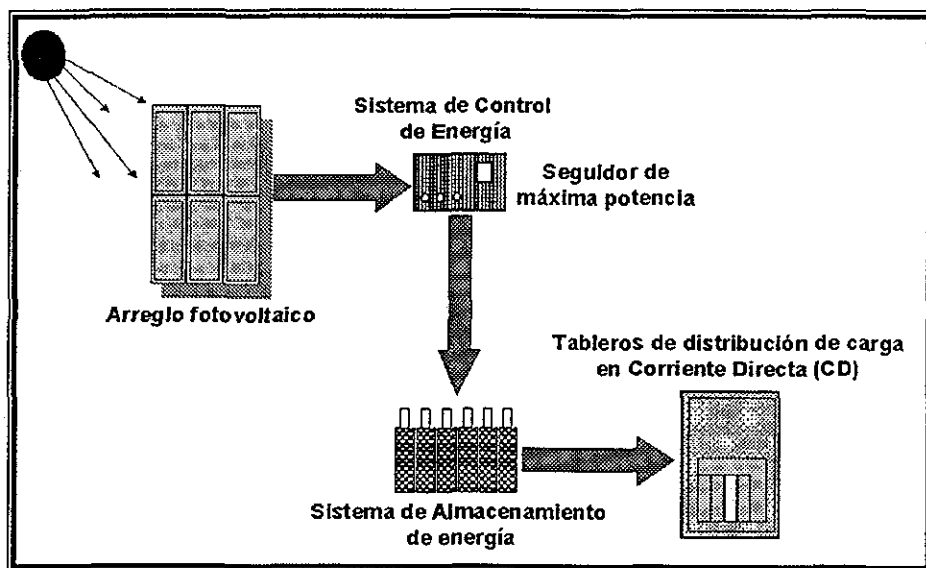


Figura 1.35 Diagrama con sistema de almacenamiento

FECHA CON
FALLA DE ORIGEN

4) Diagrama típico de un sistema fotovoltaico.

El diagrama de un sistema fotovoltaico típico es cuando se tiene al arreglo fotovoltaico como fuente principal de energía, éste envía energía eléctrica al banco de baterías mediante el controlador de carga. las baterías almacenan parte de esta energía de corriente directa y a su vez la mandan a las cargas de corriente alterna (c a) a través de un módulo inversor (convertidor CD/CA) Este dispositivo es capaz de convertir la corriente directa en corriente alterna, y con ayuda de este dispositivo estamos en condiciones de alimentar las cargas de c a que el banco de baterías nos permita. las cargas de c a pueden ser lámparas incandescentes o fluorescentes, o puede ser cualquier aparato de uso doméstico En el caso de sistemas de bombeo de agua en corriente alterna es necesario el uso de un inversor En el mercado existe una amplia gama de inversores. el proveedor de los sistemas fotovoltaicos para bombeo de agua puede asesorarnos en el tipo dispositivos que nos conviene usar, lo cuál dependerá principalmente de la carga dinámica y el flujo de agua requerido por día

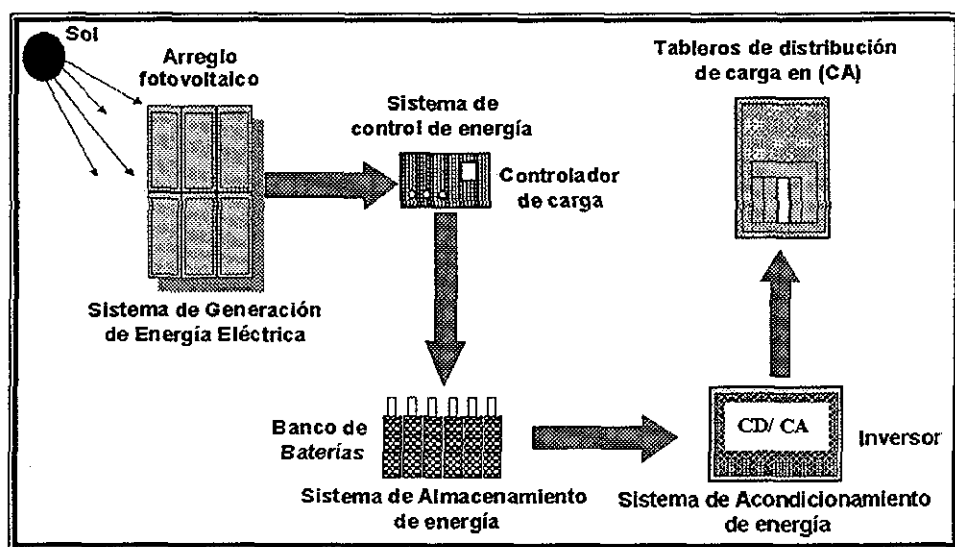


Figura 1 36 Diagrama típico de un sistema fotovoltaico

5) Diagrama típico de un sistema fotovoltaico alimentando cargas de c.d. y c.a.

Con esta configuración podemos alimentar cargas tanto de corriente directa (c d) como de corriente alterna (c a) Las cargas en c d se deben conectar a la salida del controlador, y las cargas en c a se conectan a la salida del inversor

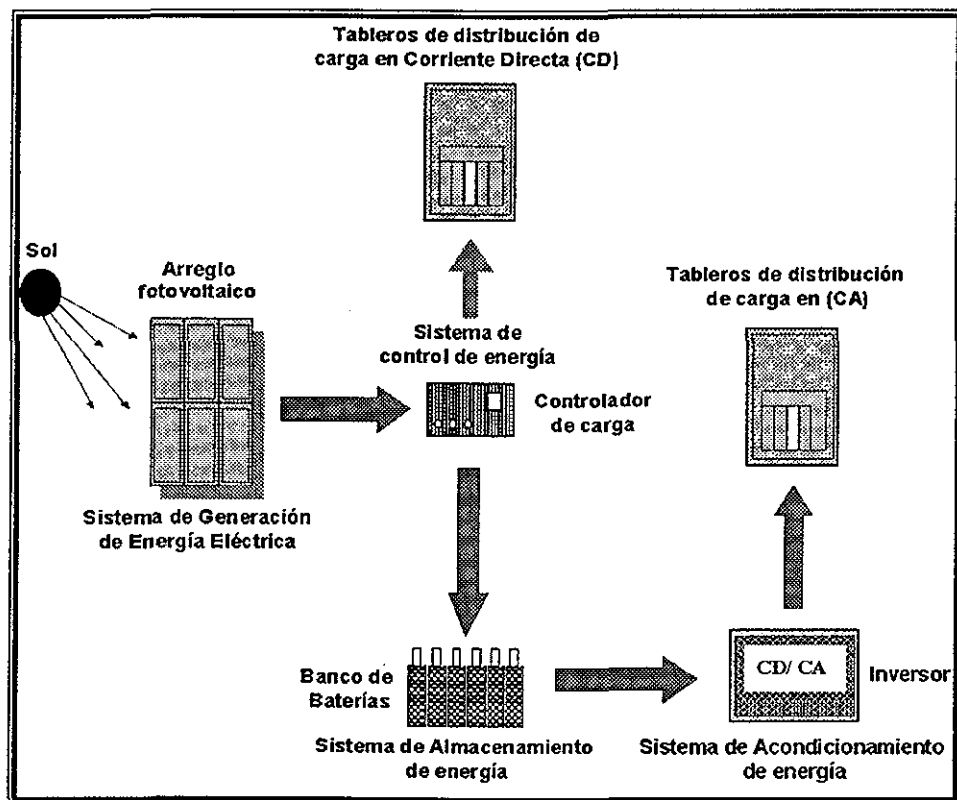


Figura 1 37 Diagrama típico de un sistema fotovoltaico alimentando cargas de CD y CA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.13 Comparación entre celdas de silicio.

Actualmente en celdas de silicio monocristalino se ha alcanzado una eficiencia de conversión de 18 %, en silicio policristalino 17 % y en silicio amorfo 13 % ^[10]

La tecnología FV se ha desarrollado en celdas de película gruesa y delgada, con diferentes materiales como lo muestra la figura 1 38

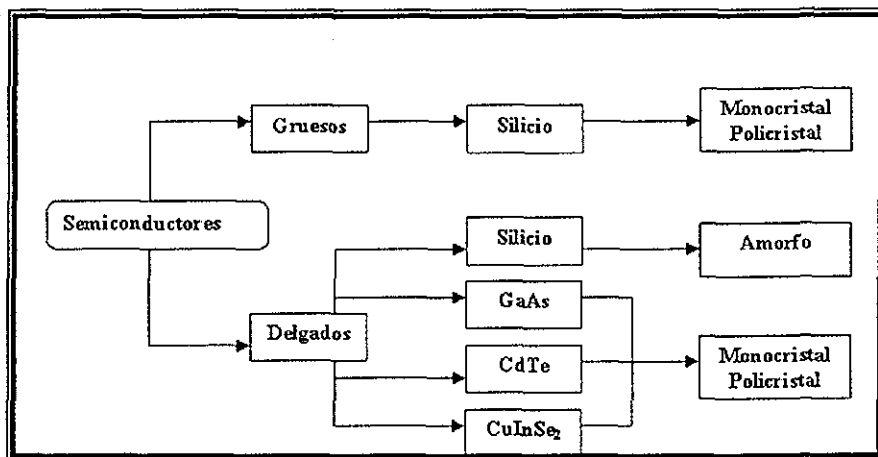


Figura 1 38 Materiales usados en tecnología de película gruesa y delgada para celdas solares

La utilización de distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos tiene consecuencias importantes en cuanto al área y al número de módulos que es necesario utilizar para obtener un mismo resultado en una aplicación determinada ^[12]

En la utilización de módulos de silicio amorfo es necesario tener en cuenta que éstos sufren un proceso de degradación que está en un rango de 15 % a 25 % durante el primer año de funcionamiento y aunque se estabiliza, la degradación no cesa ^[12]

Los resultados muestran que no hay mucha diferencia entre los módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino y silicio policristalino (aunque para igual potencia nominal el policristalino da menos voltaje de circuito abierto), mientras que hay un importante cambio en el generador de silicio amorfo, principalmente en el área utilizada. Este factor junto con la degradación en el tiempo hacen que algunas aplicaciones como el bombeo de agua con silicio amorfo pueda resultar más caro. No obstante para igual potencia máxima de salida de un módulo de silicio amorfo y uno de silicio monocristalino, el de amorfo da mayor voltaje a circuito abierto y menor

corriente de corto circuito (tiene un peor factor de forma) por lo que en ciertas configuraciones de bombeo puede lograr un menor umbral de irradiancia y un pequeño aumento del caudal diario bombeado ^[12]

En la tabla 1.4 se presentan las características eléctricas para tres tipos de celdas de silicio aunque no son áreas iguales, estos datos nos pueden servir para hacer una comparación entre las tres tecnologías de fabricación de celdas de silicio: monocristal, policristal y silicio amorfo

En la tabla 1.5 se presentan las características eléctricas para los módulos de silicio. En estas tablas se presenta también el nombre del centro y el año en que fueron evaluados

Tabla 1.4 Eficiencias de Celdas medidas bajo las condiciones: AM1.5, 1,000 W/m² y 25° C.

Tipo de celda	Eficiencia (%)	Área (cm ²)	V _{OC} (V)	J _{sc} (Ma/cm ²)	FF (%)	Centro de pruebas y fecha	Descripción
Si monocristalino	24.7 ± 0.5	4.00 (da)	0.706	42.2	82.8	Sandia (3/99)	UNSW PERL
Si policristalino	19.8 ± 0.5	1.09 (ap)	0.654	38.1	79.5	Sandia (2/98)	UNSW/Eurosolare
Si amorfo	12.7 ± 0.4	1.0 (da)	0.887	19.4	74.1	JQA (4/92)	Sanyo

Tabla 1.5 Eficiencias de Celdas medidas bajo las condiciones: AM1.5, 1,000 W/m² y 25° C.

Tipo de módulo	Eficiencia (%)	Área (cm ²)	V _{OC} (V)	J _{sc} (Ma/cm ²)	FF (%)	Centro de pruebas y fecha	Descripción
Si monocristalino	22.7 ± 0.6	778 (da)	5.60	3.93	80.3	Sandia (9/96)	UNSW/Gochermann
Si policristalino	15.3 ± 0.4	1017 (ap)	14.6	1.36	78.6	Sandia (10/94)	Sandia/HEM
a-Si/a-SiGe/a-SiGe (tandem)	10.4 ± 0.5	905 (ap)	4.353	3.285	66.0	NREL (10/98)	USSC (a-Si/a-Si/a-SiGe)

1.14 Conclusiones.

Hemos visto que en general México es un país con un excelente recurso solar en todo su territorio, por ello creemos que las tecnologías fotovoltaicas pueden satisfacer cualesquiera de las necesidades ya sean domésticas, industriales y agropecuarias en los lugares que se encuentran alejados de las líneas de transmisión de la red eléctrica convencional, o donde el transporte de los combustibles para accionar un generador no es costeable o es de difícil acceso.

Se han analizado la importancia de las características eléctricas de los módulos así como el efecto de la irradiancia y la temperatura, ya que son factores que se deben de tomar en cuenta a la hora del dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos

Se presentaron las posibles configuraciones de los sistemas activados usando módulos fotovoltaicos: acoplamiento directo, usando un controlador de carga, un banco de baterías y mediante el uso de un inversor de corriente. El sistema elegido dependerá de la naturaleza y del tiempo de funcionamiento de las cargas a alimentar (cargas en corriente directa, corriente alterna o que amerite el uso de baterías)

También se ha presentado una comparación entre las tecnologías de celdas de silicio (monocristalino, policristalino y amorfo) y se han comentado algunas ventajas y desventajas del uso de módulos de silicio amorfo sobre los módulos de silicio cristalino para una aplicación específica (el bombeo de agua)

CAPITULO 2

2. BOMBEO FOTOVOLTAICO.

2.1 Introducción.

Las tecnologías comerciales que emplean las fuentes de energía renovable son una alternativa económicamente factible para diversas tareas domésticas, industriales y agropecuarias

El bombeo de agua con energía solar fotovoltaica, es una de las aplicaciones que ha estado cobrando mayor importancia últimamente para lugares que se encuentran alejados de las líneas de transmisión de la red eléctrica convencional; y donde contemplar el uso de sistemas de combustión interna es un problema aún mayor debido a la disponibilidad y a los altos precios en los combustibles. Así actualmente una de las aplicaciones más comunes que utiliza la tecnología de renovables en el sector agropecuario es el bombeo de agua usando sistemas fotovoltaicos^[6]

En este capítulo se describen y analizan los componentes que forman un sistema típico de bombeo de agua energizado con módulos fotovoltaicos

2.2 Términos hidráulicos en sistemas de bombeo.

Antes de determinar el tamaño de un sistema de bombeo de agua, se deben de entender los conceptos básicos que describen las condiciones hidráulicas de una obra

Altura de descarga: Es la distancia vertical a la que hay que subir el agua, medida desde el nivel del suelo hasta el borde superior del tanque de almacenamiento

Nivel estático: Es la distancia desde la superficie al nivel del espejo de agua

Nivel dinámico: Es la distancia desde la superficie al nivel que adquiere el espejo de agua durante el proceso de bombeo

Nivel de abatimiento: Es la distancia que baja el nivel del agua debido a la constante extracción. Todos los pozos experimentan el fenómeno de abatimiento cuando se bombea agua. Entonces el nivel de abatimiento es la diferencia de alturas entre el nivel dinámico y el nivel estático.

Carga estática (Ce): Esta se define como la distancia vertical que el agua debe desplazarse desde el nivel de abatimiento del pozo hasta la altura en que se descarga el agua. La carga estática es entonces la suma del abatimiento, el nivel estático y la altura de la descarga^[6]

Carga por fricción (Cf): Es el incremento en la presión causado por la resistencia al flujo del agua debido a la rugosidad de las tuberías y componentes como codos y válvulas. Esta rugosidad depende del material usado en la fabricación de las tuberías. Los tubos de acero producen una fricción diferente a la de los tubos de plástico PVC de similar tamaño. Además, el diámetro de los tubos influye en la fricción. Mientras más estrechos, mayor resistencia producida.

Para calcular la carga por fricción, es necesario encontrar la distancia que recorre el agua desde el punto en que el agua entra a la bomba hasta el punto de descarga, incluyendo las distancias horizontales, así como el material de la línea de conducción y su diámetro. Con esta información se puede estimar la carga por fricción de varias maneras ^[6]

a) Valor por omisión: Para longitudes de recorridos menores de 50 metros, la carga por fricción es aproximadamente el 2 % de la distancia total de la tubería. Por lo general el resultado es una estimación conservadora si se asume que los sistemas de bombeo solar típicos tienen flujos de menos de 1 l/s y las bombas recomendadas se conectan a tuberías de diámetro amplio.

b) Tablas de fricción: Existen tablas publicadas por fabricantes que indican el porcentaje de fricción que debe añadirse en base al caudal, diámetro y material de las tuberías. En el apéndice aparecen los datos de fricción para tuberías de plástico PVC en la tabla 2 y para tuberías de acero galvanizado en la tabla 3. Estas tablas proporcionan un valor más cercano a la fricción verdadera.

c) Fórmula de Manning: Este es un método matemático que se puede realizar fácilmente con una calculadora de bolsillo. La fórmula de Manning se expresa de la siguiente manera:

$$Cf = k \times L \times Q^2 \quad (2.1)$$

donde:

Cf es la carga por fricción expresada en distancia lineal (metros)

k es una constante empírica con unidades de $(m^3/s)^{-2}$

L es la distancia total recorrida por el agua dentro de las tuberías (en metros)

Q es el flujo expresado en metros cúbicos por segundo (m^3/s) .

La constante k se obtuvo después de experimentar con varios materiales y tamaños de tuberías ^[6]. La Tabla 2.1 proporciona éstos valores de k en $(m^3/s)^{-2}$ para tuberías de plástico PVC y acero galvanizado.

Tabla 2.1 Valores de la constante k usada en la fórmula de Manning ^[6].

Material	Diámetro en pulgadas				
	0.5	0.75	1	1.5	2
PVC	9,544,491	1,261,034	291,815	31,282	7,236
A. Galvanizado	19,909,642	2,631,046	608,849	65,263	15,097

En la figura 2 1 se muestra el diagrama esquemático de los componentes hidráulicos existentes en un sistema de bombeo de agua

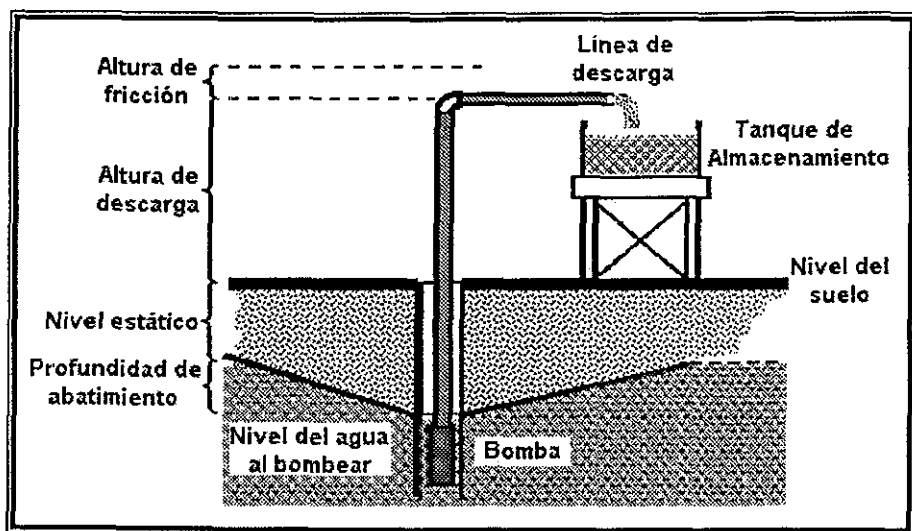


Figura 2 1 Principales componentes hidráulicos de un sistema de bombeo de agua

Carga dinámica total (H): Es la suma de la carga estática y la carga por fricción ^[6].

$$H = C_e + C_f = \text{Nivel estático} + \text{abatimiento} + \text{altura de la descarga} + \text{fricción} \quad (2.2)$$

El tamaño del sistema está en relación directa con el producto de la carga dinámica total (H) y el volumen diario necesario. A este producto se le conoce como ciclo hidráulico ^[6].

- **Ciclo hidráulico (C_H) o energía hidráulica (E_H):** Es el producto del volumen diario bombeado con la carga dinámica total; por lo que se expresa en litros x metros (l-m). Si se considera que: 1,000 litros = 1 m³, entonces una unidad para el ciclo hidráulico, que no tiene significado físico pero que es útil para representar al ciclo hidráulico es: 1 m³ x m = m⁴ [6].
- **Factor de tiempo de bombeo:** Se obtiene al dividir las horas de funcionamiento de la bomba por las horas-pico del Recurso Solar. Para un sistema de bombeo fotovoltaico directo este factor vale 1.
- **Aforo:** Es el procedimiento mediante el cual se cuantifica la capacidad del pozo o fuente de agua. Este se debe de realizar con un régimen de bombeo igual al requerido para satisfacer la demanda de agua. Al mismo tiempo, permite conocer el nivel de abatimiento. Se recomienda realizarlo en el mes más seco.
- **Nivel de descenso:** Es la distancia vertical desde el nivel estático hasta el nivel del agua cuando el pozo está en producción. Este valor se determina durante el procedimiento de aforo.
- **Altura de succión o aspiración:** Término usado en bombas superficiales. Es la distancia, medida en metros, desde el centro de la bomba hasta el nivel estático del agua.
- **Ademe:** Es el diámetro del pozo.

2.3 Motores para sistemas fotovoltaicos.

Un motor es una máquina que transforma energía eléctrica en energía mecánica. Dependiendo del tipo de alimentación eléctrica, los motores pueden clasificarse básicamente en:

- Motores de corriente continua
- Motores de corriente alterna

Con respecto a su configuración eléctrica, los motores de corriente continua pueden ser de imán permanente (con o sin escobillas), Serie, Shunt o Compound y los motores de corriente alterna pueden ser monofásicos o trifásicos, síncronos y asíncronos [11].

El principio de funcionamiento de los motores es la inducción electromagnética, según el cual una espira por la que circula una corriente eléctrica dentro de un campo magnético está sometida a una fuerza de desplazamiento.

2.3.1 Motores de corriente directa.

Las partes fundamentales de un motor de corriente continua son el inductor o estator que es la parte fija de la máquina, el inducido o rotor que es la parte giratoria el colector que va montado sobre el mismo eje que el rotor y giran simultáneamente y las escobillas que son unos contactos a presión que rozan sobre el colector y tienen como misión la entrada y salida de la corriente del rotor ^[11]

Los motores de corriente continua se caracterizan por su voltaje, potencia y velocidad nominales y por el par motor. La potencia que puede desarrollar un motor es proporcional al par motor y a la velocidad. El par motor es proporcional al flujo inductor y a la intensidad de carga. La velocidad de giro del motor varía con el voltaje e intensidad de funcionamiento así como con el flujo magnético ^[11]

Uno de los principales inconvenientes que tienen los motores de corriente continua con escobillas es el desgaste de éstas con el funcionamiento. Aumentando el número de escobillas (de dos a cuatro o más) se aumenta considerablemente su tiempo medio de vida. Actualmente se están desarrollando motores de c.d. sin escobillas que tienen imanes permanentes en el rotor y conmutan electrónicamente el estator. El circuito de conmutación electrónica constituye una fuente de pérdidas de potencia, pero no mayor que las pérdidas en la resistencia serie de los motores con escobillas. Las ventajas de estos motores estriban en la posibilidad de operar sumergidos, reduciendo el mantenimiento por no tener que reemplazar las escobillas ^[11]

Las principales ventajas de los motores de corriente directa son:

- Altos rendimientos
- No necesitan inversor
- En general están bien diseñados para acoplarse directamente al generador FV

Por otro lado, los que tienen escobillas no se pueden utilizar en bombas sumergibles, requieren mantenimiento regular, son más caros que los motores de corriente alterna y no se dispone de motores de grandes potencias ^[11]

2.3.2 Motores de corriente alterna.

Debido al gran número de aplicaciones para los que se han estado utilizando durante años se dispone de una gran variedad de motores de corriente alterna. Su inclusión en un sistema fotovoltaico implica aumentar el costo económico debido a que necesitan la presencia de un inversor c d / c a. Además, se necesitan dispositivos electrónicos auxiliares para proporcionar las altas corrientes de arranque. Sin embargo, los motores de c a son en general, más eficientes y relativamente más baratos, siendo típicamente la mitad del costo de un motor de c d de la misma potencia ^[11]

Los dos tipos básicos de motores de c a son motores de inducción asíncronos y motores síncronos. Los motores de inducción poseen pares de arranque muy bajos, siendo adecuados para bombas de bajo par de arranque, como las bombas centrífugas ^[11]

Los motores de corriente alterna se componen fundamentalmente de dos partes, rotor y estator, y se caracterizan por su voltaje y potencia nominales, por su velocidad de giro, dependiente de la frecuencia de la tensión de alimentación, y por el par motor. Los motores de corriente alterna tienen un factor de potencia que limita el aprovechamiento de la corriente suministrada, dando lugar a pérdidas adicionales ^[11]

El par depende de la velocidad y de la corriente. El rendimiento de estos motores depende de la potencia activa de alimentación y de la carga. Si la carga es diferente de la carga nominal, el rendimiento suele decaer bruscamente ^[11]

Las pérdidas por fricción mecánica contribuyen significativamente a las pérdidas en los motores de alto rendimiento. Para minimizar el mantenimiento y las pérdidas por fricción es aconsejable lubricarlos con grasas de índice de viscosidad cinético independiente de la temperatura, pudiendo reducir las pérdidas por fricción hasta un 60 %. Las imperfecciones en el circuito magnético también contribuyen a las pérdidas, si un motor está bien diseñado, éstas deberían ser pequeñas. El bajo rendimiento de algunos motores es debido principalmente a las pérdidas en el circuito magnético. Otro factor que contribuye a disminuir el rendimiento es el calentamiento del motor; cuando la temperatura aumenta, aumentan también las pérdidas resistivas ^[11]

En la sección 2.5 se discutirán las ecuaciones básicas eléctricas que establecen la operación de un motor

2.4 Bombas para sistemas fotovoltaicos.

Una bomba es una máquina capaz de transformar energía mecánica en energía hidráulica. Las bombas comunes disponibles en el mercado han sido desarrolladas pensando en que hay una fuente de potencia constante. Por otro lado, la potencia que producen los módulos FV es directamente proporcional a la disponibilidad de la radiación solar. Es decir, a medida que el sol cambia su posición durante el día y al variar la disponibilidad de potencia también cambia la disponibilidad de potencia para la bomba. Por esta razón se han creado algunas bombas especiales para la electricidad fotovoltaica las cuáles se dividen desde el punto de vista mecánico en centrífugas y volumétricas ^[12]

2.4.1 Bombas centrífugas.

Este tipo de bombas tienen un impulsor que por medio de la fuerza centrífuga de su alta velocidad arrastran agua por su eje y la expulsan radialmente. Estas bombas pueden ser sumergibles o de superficie y son capaces de bombear el agua con cargas dinámicas totales muy grandes, dependiendo del número y tipo de impulsores. Están optimizadas para un rango amplio de cargas dinámicas totales y la salida de agua se incrementa con su velocidad rotacional ^[6]

Las bombas de succión superficial (figuras 2.2 y 2.3) se instalan a nivel del suelo y tienen la ventaja de que se les puede inspeccionar y dar servicio fácilmente. Tienen la limitante de no succionar el agua si la profundidad de succión excede los 8 metros ^[6]

Las bombas sumergibles pueden ser de dos tipos: motor y bomba sumergibles, o motor superficial con bomba sumergible. Las primeras tienen el motor acoplado directamente a los impulsores y se sumergen completamente (figuras 2.4 y 2.5). Las segundas tienen el motor en la superficie mientras que los impulsores se encuentran completamente sumergidos y unidos por una flecha. Generalmente las bombas centrífugas sumergibles tienen varios impulsores y por ello, se les conoce como bombas de paso múltiple ^[6]

Todas las bombas sumergibles están selladas y se lubrican con un líquido contenido en el motor para evitar la contaminación del agua. Otras bombas utilizan el agua misma como lubricante, por lo que no deben operarse en seco porque sufren sobrecalentamiento ^[6]

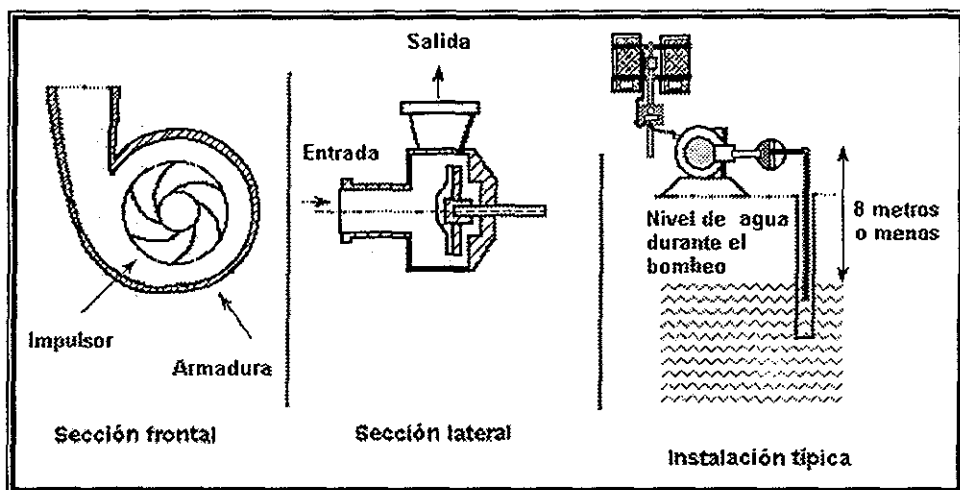


Figura 2 2 Esquema de una bomba centrífuga superficial

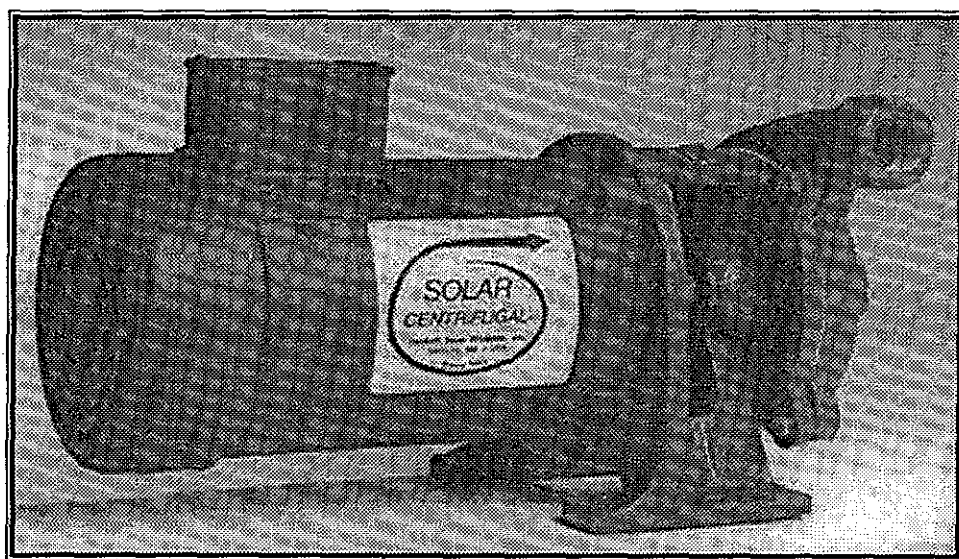


Figura 2 3 Bomba centrífuga superficial (Solar Ram)

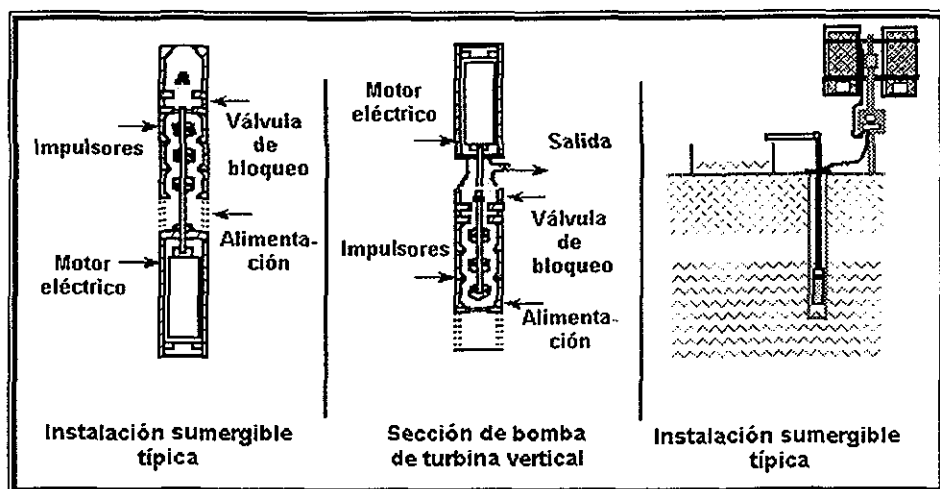


Figura 2.4 Esquema de una bomba centrífuga sumergible

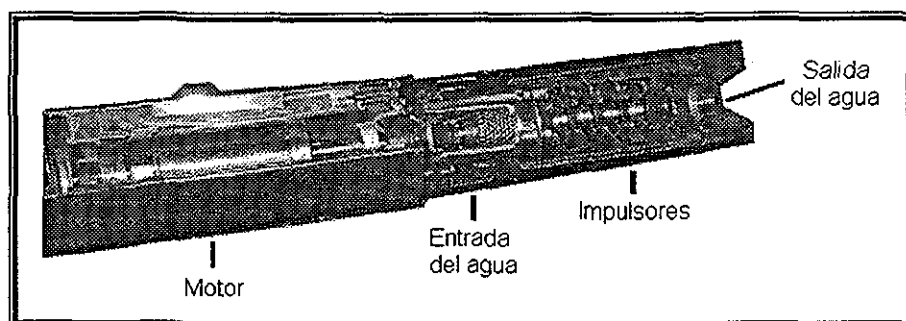


Figura 2.5 Vista interna de una bomba sumergible (Grundfos)

2.4.2 Bombas volumétricas.

Las bombas volumétricas o de desplazamiento positivo son adecuadas para el bombeo de bajos caudales y/o donde la profundidad es grande. Algunas de estas bombas usan un cilindro y un pistón para mover paquetes de agua a través de una cámara sellada. Otras utilizan un pistón con diafragmas. Cada ciclo mueve una pequeña cantidad de líquido hacia arriba. El caudal es proporcional al volumen de agua. Esto se traduce a un funcionamiento eficiente en un amplio intervalo de cargas dinámicas. Cuando la radiación solar aumenta, también aumenta la velocidad del motor y por lo tanto el flujo de agua extraída es mayor ^[6]

a) Bombas de cilindro.

Las bombas de cilindro han sido muy populares en aplicaciones de bombeo mecánico activadas por el viento, tracción animal o humana. Su principio consiste en que cada vez que el pistón baja, el agua del pozo entra a su cavidad y cuando éste sube, empuja el agua a la superficie. La energía eléctrica requerida para hacerla funcionar se aplica sólo durante una parte del ciclo de bombeo. Las bombas de esta categoría deben estar siempre conectadas a un controlador de corriente para aprovechar al máximo la potencia otorgada por el arreglo fotovoltaico ^[6]

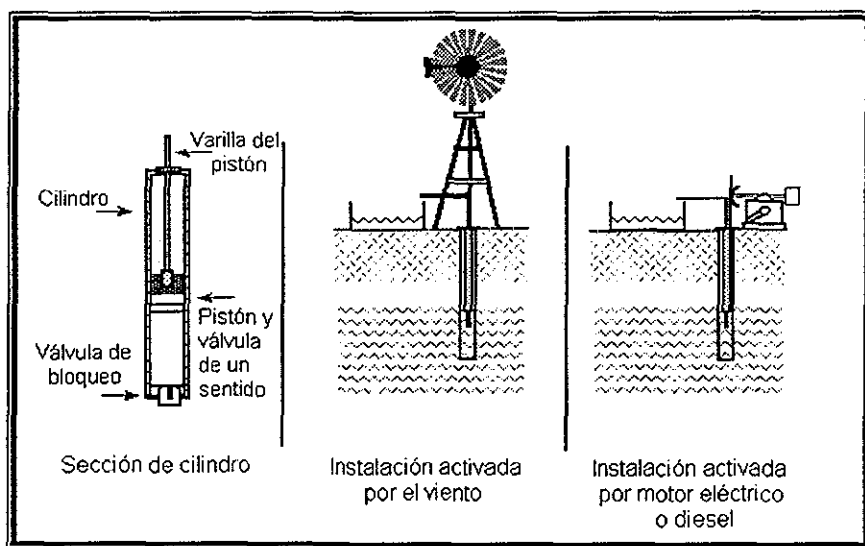


Figura 2.6 Esquema de una bomba volumétrica de cilindro

b) Bombas de diafragma.

Las bombas de diafragma (figuras 2.7 y 2.8) desplazan el agua por medio de diafragmas de un material flexible y resistente. Comúnmente los diafragmas se fabrican de caucho reforzado con materiales sintéticos. En la actualidad, estos materiales son muy resistentes y pueden durar de dos a tres años en funcionamiento continuo antes de requerir reemplazo, dependiendo de la calidad del agua. Los fabricantes de estas bombas producen un juego de diafragmas para reemplazo que puede adquirirse a un precio razonable. Existen modelos sumergibles y no sumergibles ^[6]

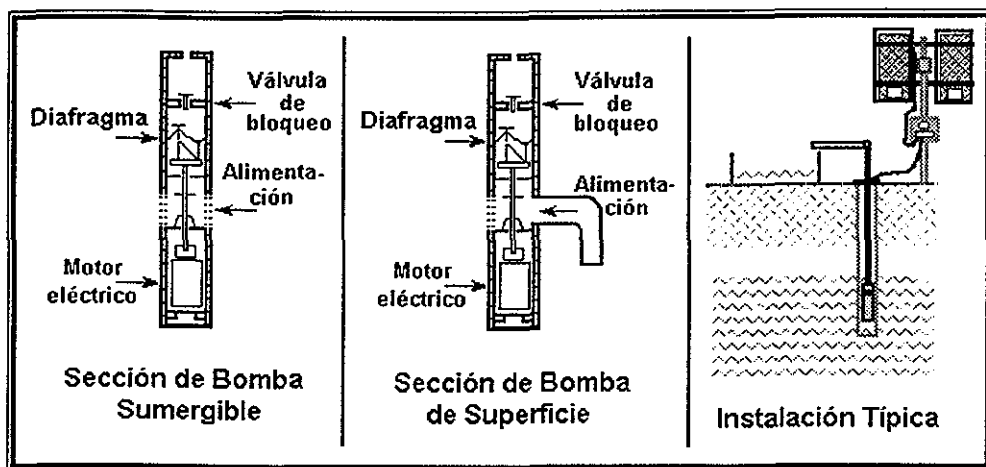


Figura 2 7 Esquema de una bomba de diafragma sumergible

Las bombas de diafragma son económicas. Cuando se instala una bomba de este tipo siempre se debe considerar el gasto que representa el reemplazo de los diafragmas una vez cada dos o tres años. Más aún, muchas de estas bombas tienen un motor de corriente continua con escobillas. Las escobillas también deben cambiarse periódicamente. Los juegos de reemplazo incluyen los diafragmas, escobillas, empaques y sellos. La vida útil de este tipo de bomba es aproximadamente de 5 años ^[6]

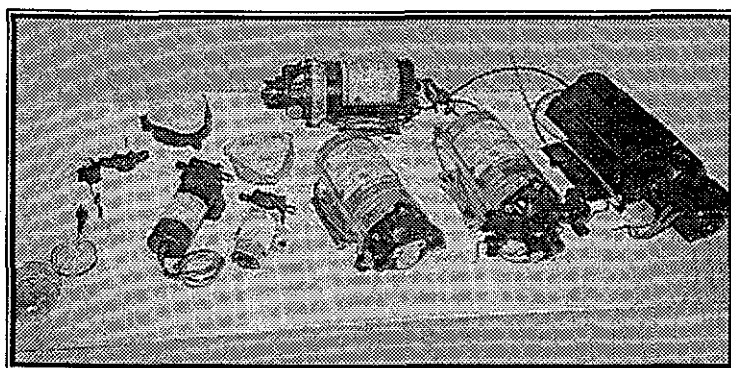


Figura 2 8 Bombas de diafragma no sumergible (Shurflo)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.5 Ecuaciones eléctricas que rigen el acoplamiento de un motor y una bomba.

Dado que la inducción electromagnética es la que rige el principio de operación de un motor eléctrico, los parámetros eléctricos (flujo magnético, voltaje, corriente y resistencia) se relacionan con los parámetros mecánicos (torca inducida y velocidad del rotor) a través de las siguientes ecuaciones generales ^[11]:

$$E = k \phi \omega \quad (2.3)$$

$$V_a = E + I_a R_a \quad (2.4)$$

donde k es una constante que depende del tipo de motor construido, E (V) es el voltaje requerido para mantener el motor operando, ϕ (weber) es el flujo del campo magnético generado por un imán permanente (para el caso de motores en c.d.) o inducido en un estator, ω es la velocidad angular del rotor (rad/seg), V_a (V) es el voltaje en las terminales de la armadura del rotor, I_a (A) es la corriente que circula por los cables que forman la armadura del rotor y R_a (Ω) es la resistencia eléctrica de la armadura.

Si S (rev/min) es la velocidad del rotor, entonces

$$\omega = \frac{2\pi}{60} S \quad (2.5)$$

La torca inducida en el rotor, τ (N-m), depende de la configuración eléctrica del motor (tipo c.d. o c.a.) y sus parámetros eléctricos I_a y V_a .

En el caso de un motor c.d. de imán permanente, ϕ no depende de I_a y V_a . De esta manera la torca inducida es directamente proporcional a la corriente en el rotor (o al voltaje V_a), es decir

$$\tau = k \phi I_a \quad (2.6)$$

y

$$V_a = k \varphi \omega + \left(\frac{\tau R_a}{k \varphi} \right) \quad (2.7)$$

Para el caso de un motor con estator tipo serie, φ es directamente proporcional a la I_a , es decir

$$\varphi = k_\varphi I_a \quad (2.8)$$

donde k_φ es una constante relativa al flujo magnético entre el estator y la armadura. De esta manera

$$\tau = k k_\varphi I_a^2 \quad (2.9)$$

Para un motor con estator tipo shunt, el flujo magnético φ_1 es proporcional al voltaje aplicado V_a ($V_a = I_e R_e$ en el estator)

$$\varphi_1 = k_{\varphi_1} I_e = k_{\varphi_1} \frac{V_a}{R_e} \quad (2.10)$$

La corriente total consumida por el motor o corriente de operación, I_O , está dada por

$$I_O = I_a + I_e \quad (2.11)$$

De esta manera, la torca inducida τ está dada por

$$\tau = I_O^2 k k_{\varphi_1} k_2 (1 - k_2) \quad (2.12)$$

donde

$$k_2 = \frac{R_a}{R_e + R_a - k k_{\varphi_1} \omega} \quad (2.13)$$

El concepto de eficiencia en un motor eléctrico, η_m , está relacionado con la capacidad de producir potencia mecánica (P_m) en términos del consumo de la potencia eléctrica (P_e). Dado que la potencia mecánica en un motor no es otra cosa que el producto de la torca τ (N-m) por la velocidad angular ω (rad/seg); entonces si la eficiencia η_m está dada por

$$\eta_m = \frac{P_m}{P_e} \quad (2.14)$$

se tendrá que

$$\eta_m = \frac{\tau \omega}{P_e} \quad (2.15)$$

P_e está dada por

$$P_e = I_o V_o \quad (2.16)$$

donde I_o es la corriente total consumida por el motor a un voltaje de operación V_o . Si sustituimos las ecuaciones para ω y P_e en la ecuación (2.15) tendremos que

$$\eta_m = \frac{2 \pi S \tau}{60 I_o V_o} \quad (2.17)$$

De las ecuaciones básicas anteriores podemos decir que la torca como la velocidad angular en un motor dependen de la corriente y voltaje aplicado a la armadura.

Para el caso en que el voltaje y la corriente sean constantes, es decir, no presentan fluctuaciones, la velocidad angular y la torca permanecerán constantes. Así que si el motor se acopla a una bomba de agua, ésta girará siempre con una velocidad angular constante y producirá un gasto constante.

Cuando un motor se acopla mecánicamente a una bomba con el objeto de impulsar o succionar una columna de agua con cierta carga dinámica H (m) a una razón de un flujo dado Q (l/seg, o m^3 /seg), las características eléctricas del nuevo sistema motor-bomba estarán afectadas

por la carga hidráulica a vencer. Dado que se requiere vencer dicha carga, el motor tendrá que proporcionar cierta torca de arranque τ_s para que se inicie el movimiento, la que depende de cierto valor de V_o . Iniciado el arranque, la razón de bombeo dependerá de la corriente disponible circulando en el motor.

El concepto de eficiencia en la bomba está relacionado con la capacidad que tiene ésta para impulsar y/o succionar una columna de agua con una carga dinámica H a un flujo dado Q (m^3/seg) en términos de la potencia mecánica del motor. Si se considera que las pérdidas de potencia en la transmisión del acoplamiento motor-bomba son despreciables, entonces la eficiencia de la bomba, η_B , estará dada por ^[11]

$$\eta_B = \frac{\rho g H Q}{\frac{2 \pi}{60} \tau S} \quad (2.18)$$

donde ρ es la densidad del agua en Kg/m^3 , $g = 9.81 \text{ m/seg}^2$, Q es la razón de flujo (m^3/seg) y H la carga dinámica en metros.

La eficiencia del acoplamiento motor-bomba llamada eficiencia mecánica η_M , sin considerar las pérdidas por fricción en la transmisión, estará dada por

$$\eta_M = \eta_m \eta_B \quad (2.19)$$

Si se consideran las ecuaciones (2.17) y (2.18) se tendrá que

$$\eta_M = \frac{\rho g H Q}{V_o I_o} \quad (2.20)$$

Por otra parte, el diseño eléctrico del motor acota el máximo valor de voltaje permisible por éste, obteniéndose un intervalo de valores para el voltaje que definen el rango de operación eléctrica para el acoplamiento motor-bomba.

Así, existe un conjunto de valores (V , I) para el acoplamiento motor-bomba y carga hidráulica que definen al sistema de bombeo. A la curva I vs V formada por estos valores se le conoce como "curva de carga" del sistema de bombeo.

La forma de dicha curva no es única ya que depende del tipo de bomba, del tipo de motor y de la carga hidráulica. La figura 2.9 muestra los comportamientos típicos I vs V para sistemas de bombeo con bombas del tipo centrífugas y de desplazamiento positivo ^[11], las cuales serán especificadas posteriormente.

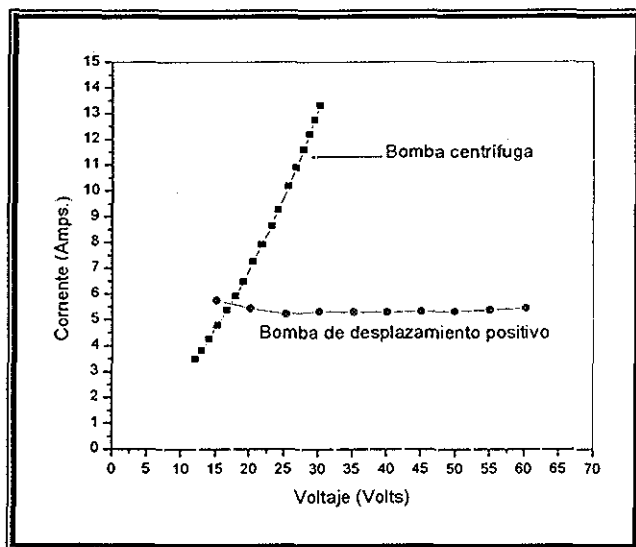


Figura 2.9 Curvas de carga típicas para dos tipos sistemas de bombeo.

En la figura 2.9 se muestra el comportamiento para una bomba tipo desplazamiento positivo (pistón) cuyo voltaje nominal de operación del motor es de 50 VDC a una carga dinámica de 30 metros; también se muestra el caso típico de una bomba centrífuga con un voltaje nominal de 30 VDC.

La eficiencia teórica de un acoplamiento motor-bomba que extrae agua con una razón de flujo Q (m^3/seg) y una carga dinámica H (m) constante, una vez que se ha iniciado el proceso de bombeo a una velocidad de operación del motor S (rev/min), puede ser calculada a través de la razón entre la potencia hidráulica del sistema de bombeo y la potencia eléctrica suministrada. Si P_H y P_E son las potencias hidráulica y eléctrica, respectivamente, entonces ^[11]:

$$\eta_r = \frac{P_H}{P_E} \quad (2.21)$$

donde

$$P_H = \rho g H Q \quad (2.22)$$

Sustituyendo la expresión para P_H en la ecuación (2.21), tenemos lo siguiente

$$\eta_r = \frac{\rho g H Q}{P_E} \quad (2.23)$$

Si la potencia eléctrica P_E es generada por un arreglo fotovoltaico cuando sobre él incide una irradiancia de 1000 W/m^2 , entonces para un arreglo fotovoltaico formado por un panel de N módulos conectados en serie (incremento de voltaje) y M paneles conectados en paralelo (incremento de corriente), se tendrá que ^[11]: $P_E = P_m N M$, siendo P_m la potencia pico nominal del módulo obtenido bajo condiciones estándares de medición. Si η es la eficiencia del módulo, entonces

$$P_m = \eta A I_A \quad (2.24)$$

siendo I_A la irradiancia (W/m^2) pico que incide sobre el módulo y A el área (m^2) del módulo. De lo anterior se tendrá que

$$\eta_r = \frac{\rho g H Q}{P_m N M} \quad (2.25)$$

Es importante considerar que P_m es la potencia máxima generada por el módulo al valor de la irradiancia instantánea

De esta manera, si se conoce la eficiencia global del sistema motor-bomba (dato que es proporcionado por el fabricante) y las características hidráulicas del sistema de bombeo, es

posible determinar el tamaño del arreglo fotovoltaico que suministrará la energía para extraer cierto volumen de agua con la carga dinámica H, especificada.

Si se compara η_M con η_T se observará que ^[11].

$$V_O I_O = P_m N M \quad (2.26)$$

La ecuación anterior indica que debe de existir un punto de intersección entre la curva I vs. V del arreglo fotovoltaico y la curva del acoplamiento motor-bomba ^[11] Esto se representa en la figura 2.10.

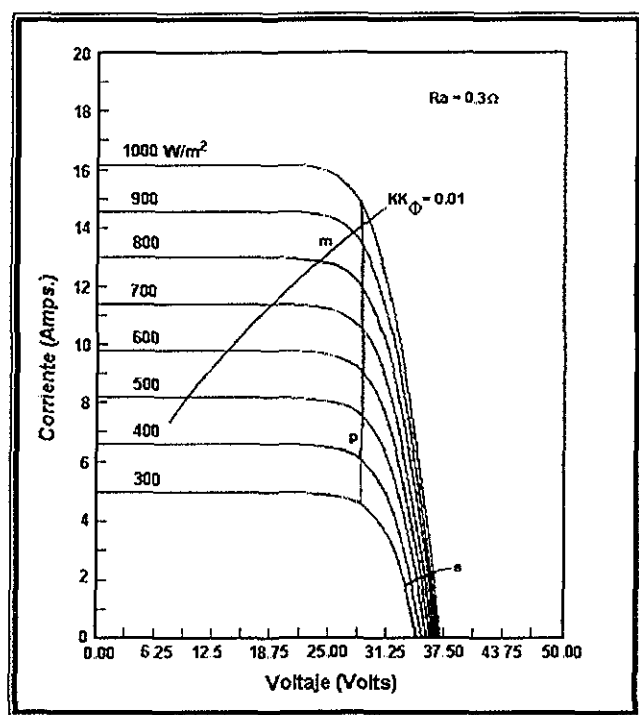


Figura 2.10 Curvas I vs. V para un arreglo fotovoltaico y un acoplamiento motor-bomba

Al acoplamiento físico entre el sistema de bombeo (motor-bomba) y el arreglo fotovoltaico se le llama acoplamiento directo. En este caso, dado que el arreglo fotovoltaico tiene

una potencia máxima o determinado valor de irradiancia y temperatura de operación, el sistema motor-bomba presenta valores únicos de potencia de operación a un valor fijo de H y Q , entonces las mejores características de acoplamiento para extraer la máxima potencia del arreglo fotovoltaico corresponderán a un motor cuyos valores de I_0 y V_0 se acerquen a los valores de I_m y V_m del arreglo fotovoltaico

Si lo anterior no sucede, entonces es posible usar acopladores de impedancia eléctrica que sigan al punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico. A estos dispositivos se les conoce con el nombre de seguidores de máxima potencia (MPPT de sus siglas en inglés Maximum Power Point Tracker). Un dispositivo MPPT es un convertidor DC-DC cuya función es convertir una potencia de entrada $P_i = V_i I_i$ en una potencia de salida $P_o = V_o I_o$ con la mejor eficiencia posible. En aplicaciones para bombeo de agua, un MPPT es un amplificador de corriente a voltaje casi constante.^[12]

Sin embargo, se debe de considerar que la potencia eléctrica generada por el arreglo fotovoltaico no es constante durante el día debido a los efectos de atenuación en la irradiancia y la temperatura. Esto trae como consecuencia que no exista un acoplamiento eficiente entre el arreglo fotovoltaico y el sistema de bombeo. La figura 2.11 muestra el acoplamiento de una bomba centrífuga de imán permanente con tres valores para el campo magnético y potencia eléctrica en el rango de 300 a 400 W con un motor a un voltaje de operación alrededor de 30 V.

Como se puede observar en dichas gráficas para el caso en que $k\Phi = 0.1$, la curva de operación del sistema motor-bomba intercepta a las curvas I vs. V del arreglo fotovoltaico en puntos muy lejos del punto de máxima potencia. Inclusive a bajos niveles de irradiancia $< 400 \text{ W/m}^2$ no hay intersección, lo que implica que el motor no arrancará si la irradiancia es menor de 400 W/m^2 . Bajo estas condiciones eléctricas el acoplamiento no es eficiente. Dado que I_0 y V_0 están variando durante el día, la producción de agua no es constante debido a que la velocidad de bombeo S varía respecto de I_0 y V_0 . La función del MPPT es acoplar eléctricamente al motor-bomba para que su curva de bombeo se acerque al punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico para los diferentes valores de la irradiancia. Así se tendrá la operación del sistema a bajos niveles de irradiancia, a una mayor velocidad de bombeo, a un mayor flujo y a una mejor eficiencia.^[11]

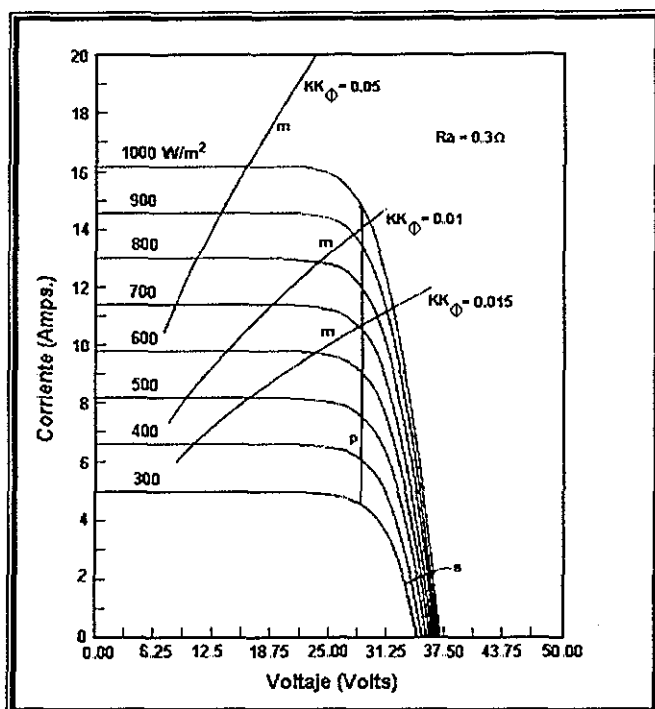


Figura 2.11 Curvas I vs V para un arreglo fotovoltaico a diferentes valores de irradiancia y un sistema motor-bomba con diferente flujo de campo magnético

La línea vertical define la variación del punto de máxima potencia respecto de la irradiancia y las otras tres curvas corresponden al comportamiento I vs V del sistema motor-bomba ^[11]

2.6 Selección de la bomba.

Uno de los problemas principales en un sistema de bombeo, es el seleccionar la bomba adecuada para una aplicación específica. Lo primero que debe analizarse es si la potencia hidráulica de la bomba vence la carga dinámica específica, y lo segundo, si el gasto del sistema satisface, en un periodo de trabajo, el volumen de agua requerido.

La potencia hidráulica de un sistema de bombeo, expresada en unidades de HP (caballos de fuerza) y considerando una eficiencia del 100 % está dada por:

$$P(HP) = \frac{H Q}{3960} \quad (2.27)$$

siendo H la carga dinámica total, medida en pies de altura y Q el gasto instantáneo medido en galones por minuto ⁽¹³⁾

Es claro que la ecuación (2.27) permite tener una idea de cuál debe ser la potencia requerida en HP, pero sería una labor complicada el aplicarlo, dado el desconocimiento de la eficiencia real en el sistema. Afortunadamente los fabricantes de bombas proporcionan curvas de rendimiento de sus sistemas de bombeo que facilita la selección de la bomba. En la figura 2.12 se muestra un conjunto de curvas H vs Q típicas para bombas sumergibles.

Además, los fabricantes incluyen en su información un conjunto de datos que han permitido conocer las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas de bombeo. En la tabla 2.2 se presenta la información referente a los diferentes tipos de bombas disponibles en el mercado.

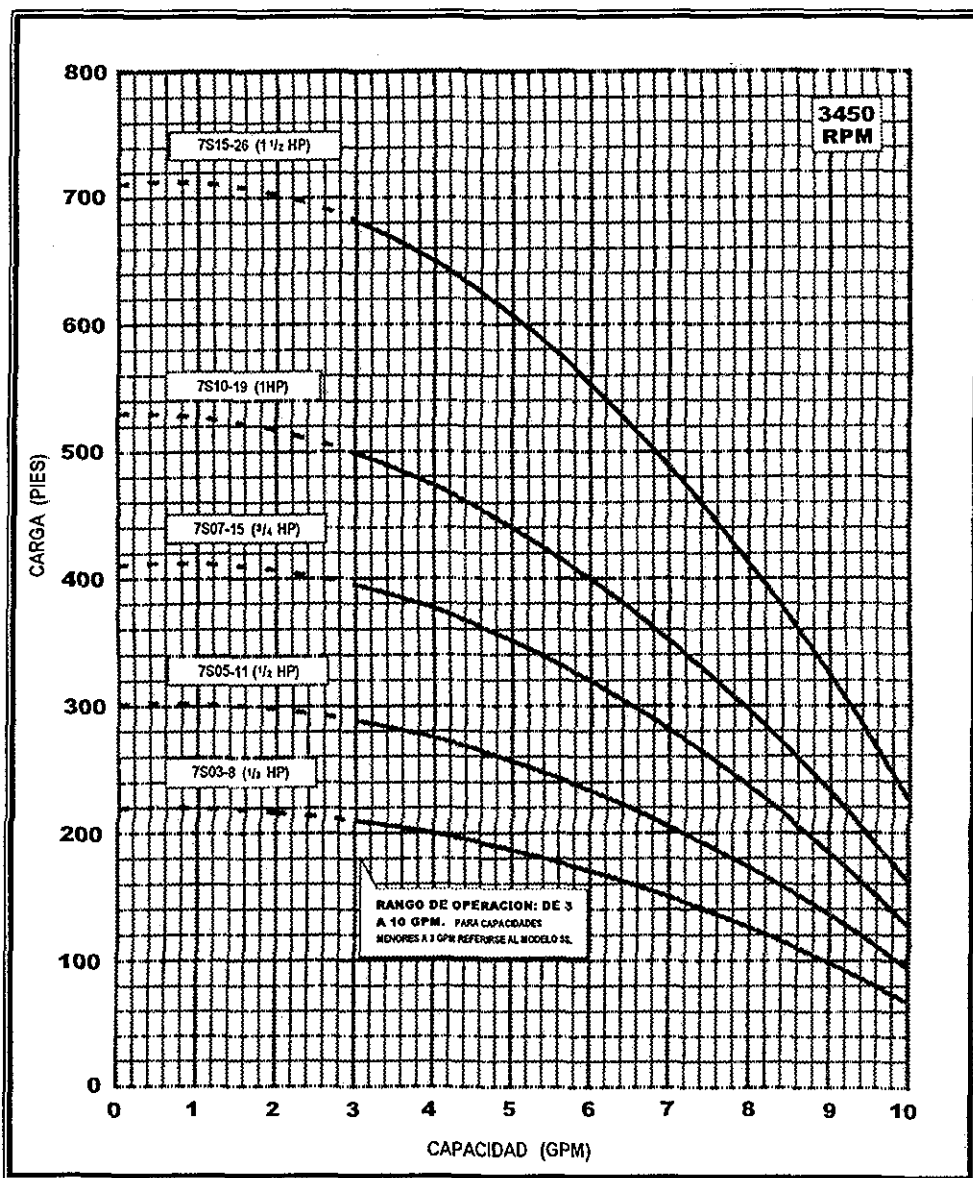


Figura 2 12 Curvas de rendimiento para una bomba centrífuga modelo 7S de Grundfos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 2.2 Principales características de las bombas fotovoltaicas ^[12].

Bombas Fotovoltaicas	Características y Ventajas	Desventajas
Centrífugas sumergibles $\eta = 25 \%$	Comúnmente disponibles Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena Pueden utilizar el agua como lubricante Cuentan con motores de c d y de velocidad variable o de c a Manejan altos flujos Operan a cargas dinámicas grandes Tienen un diseño modular que permite obtener más agua al agregar los módulos fotovoltaicos.	Tienen un rango de eficiencia estrecho con respecto a la H Se dañan si trabajan en seco Deben extraerse para darles mantenimiento Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas
Centrífugas de succión superficial $\eta = 15 \%$	Comúnmente disponibles Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena Son de fácil operación y mantenimiento por ser superficiales Cuentan con motores de c d y de velocidad variable o c a Manejan altos flujos Manejan cargas dinámicas altas, aunque no son capaces de succionar más de 8 metros.	Tienen un rango de eficiencia estrecho con respecto a la H Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas Pueden dañarse por el congelamiento en climas fríos
Desplazamiento positivo de pistón $\eta = 35 \%$	Soportan cargas dinámicas muy grandes La producción puede variarse ajustando la carrera del pistón	Requieren de reemplazo regular de sellos del pistón No toleran arenas o sedimentos La eficiencia se reduce a medida que el pistón pierde la capacidad de sellar el cilindro Debe extraerse el pistón y el cilindro del pozo para reparar los sellos No dan grandes flujos.
Diafragma de desplazamiento positivo $\eta = 35 \%$	Operan a cargas menores de 80 metros Son muy económicas	No toleran arenas o sedimentos No trabajan a cargas dinámicas profundas Proporcionan bajos flujos.

De la tabla podemos observar que una de las bombas más eficientes son las de desplazamiento positivo de pistón, pero no son recomendables para gastos medianos y grandes a baja carga dinámica total. Por ejemplo, una bomba de palanca puede llegar a tener una eficiencia

de más del 40 %, mientras que una bomba centrífuga puede tener una eficiencia tan baja como el 15 %

Por otra parte, se han condensado los rangos de aplicación de los rendimientos en los diferentes tipos de sistemas de bombeo ^[6] En la figura 2 13 se muestra un diagrama que permite seleccionar “a priori” a una bomba en particular en función de su aplicación Sin embargo, el proceso no es simple para el caso de sistemas de bombeo fotovoltaico

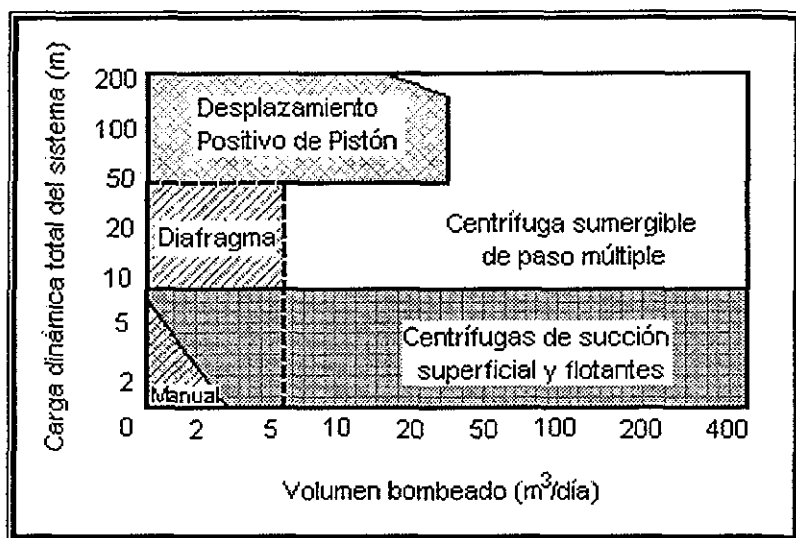


Figura 2 13 Intervalos comunes donde se aplican los diferentes tipos de bombas solares

Veamos lo siguiente: si se desea extraer un volumen de agua diario de 1,850 galones, con una carga dinámica de 200 pies, este requerimiento se puede satisfacer si se usa una bomba centrífuga sumergible multipaso (ver figura 2 12) Sin embargo se debe de preguntar cuál es la potencia en HP requerida para ajustar el tiempo de operación

De la figura 2 12 se observa que con una carga dinámica de 200 pies, podemos seleccionar una bomba de 1/3 HP, la cuál empleará cierto tiempo para proporcionarnos el volumen de agua requerido, o podemos seleccionar una bomba de 1/2 HP, la cuál nos proporcionará un volumen de agua mayor que la anterior y que además obtendremos el volumen de agua requerido en un lapso de tiempo más corto que en el caso anterior, y así sucesivamente

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ocurrirá lo mismo si seleccionamos 3/4, 1, y 1 ½ HP. Todo depende del tiempo de operación del sistema o de las horas de insolación que se tengan en el sitio del proyecto

2.7 El bombeo de agua tradicional y el fotovoltaico.

Existen diversas fuentes de energía, entre ellas se tienen a los combustibles fósiles y las fuentes de energía renovable como lo son el sol y el viento. La energía solar fotovoltaica y la eólica se denominan renovables debido a que se trata de un recurso inagotable en términos del ciclo de vida humano ^[12]

La elección de un sistema de bombeo alimentado mediante energía solar fotovoltaica frente a otras fuentes clásicas de energía depende sobre todo de factores geográficos y económicos. Es necesario hacer un análisis de factibilidad económica y técnica para determinar si la tecnología de renovables es la más apropiada. La figura 2 14 muestra dos de las tecnologías convencionales que se usan en el medio rural para la extracción de agua: molinos de viento y motobombas accionadas por sistemas diesel ^[12]

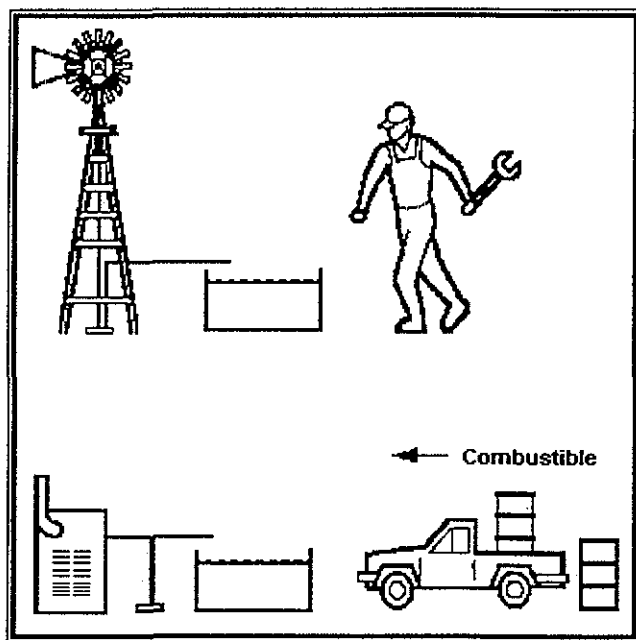


Figura 2 14 Bombeo de agua tradicional (mediante el uso de combustibles y el viento)

La figura 2.15 muestra las partes principales de un sistema de bombeo de agua accionado mediante el uso de la energía solar fotovoltaica

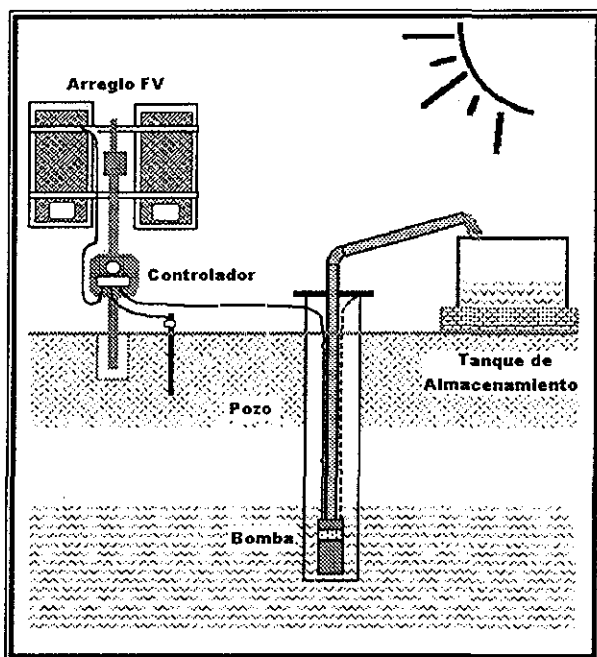


Figura 2.15 Componentes de una instalación de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica

Un buen indicador del tamaño y costo de un sistema de bombeo con energía solar, es el ciclo hidráulico, que como se ha mencionado anteriormente es el producto del volumen diario por la profundidad. Por ejemplo, si se tienen 5 m^3 extraídos de una profundidad de 15 m, dan un ciclo hidráulico de 75 m^4 . Así mismo, 15 m^3 extraídos de una profundidad de 5 m también dan 75 m^4 . En ambos casos la energía requerida es aproximadamente la misma y el costo de estos sistemas es muy similar. La experiencia muestra que un proyecto es económicamente factible cuando el ciclo hidráulico no sobrepasa los $1,500 \text{ m}^4$ [6]. Los sistemas de bombeo de combustión interna o eólicos son más competitivos cuando se requiere un ciclo hidráulico mayor [6].

TEJIS CON
FALLA DE ORIGEN

El ciclo hidráulico de un proyecto permite determinar la tecnología más apropiada, en general 1.500 m⁴ es una buena cifra para decidir si se implementa un bombeo solar o no. Para obtener mayores beneficios, el agua debe utilizarse en productos de alto valor para el propietario. Debe observarse que el agua no sea más cara que el producto.^[6]

La figura 2.16 nos indica la tecnología más apropiada de acuerdo al volumen diario y la profundidad de bombeo.^[6]

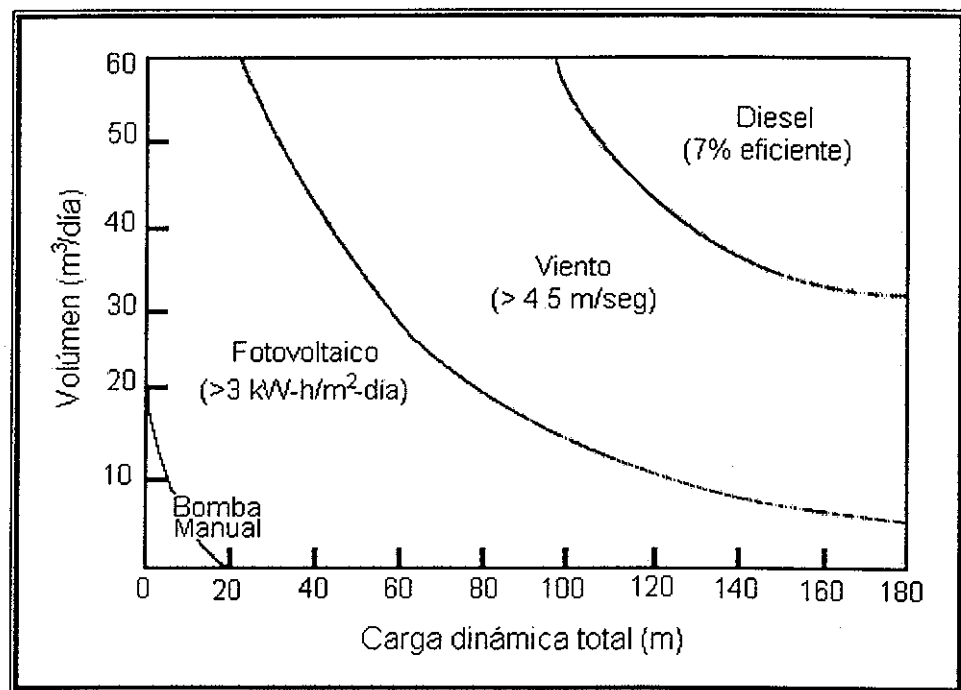


Figura 2.16 Selección de la tecnología de bombeo de acuerdo al ciclo hidráulico

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 2.3 Comparación entre diferentes opciones de bombeo utilizadas ^[12].

TIPO DE SISTEMA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Manual	Bajo costo Tecnología simple Fácil mantenimiento Limpieza No necesita alimentación	Mantenimiento regular Bajo caudal Consume tiempo y energía que puede ser empleada con mayor productividad en otras actividades
Solar	Bajo mantenimiento Limpieza Es fácil de instalar Es confiable Tiene larga vida útil Los sistemas son modulares, por lo que pueden ser acoplados a las necesidades del usuario	Relativamente alto costo inicial Bajo caudal para climas nublados
Diesel	Inversión de capital moderada Es portátil Son muy experimentados Fácil instalación	Mantenimiento a menudo y a veces es inadecuado, reduciendo su vida útil Combustible caro y de suministro intermitente Producen ruido, suciedad y humos

2.8 Aplicaciones de los sistemas de bombeo fotovoltaico.

Las dos principales aplicaciones actuales de los sistemas de bombeo activados mediante energía solar fotovoltaica son ^[12]:

- Riego
- Abastecimiento de agua en zonas rurales

Las necesidades de agua para riego se caracterizan por su gran variación estacional, ya que dependen del tipo de cultivo que se pretenda regar. La demanda de agua puede oscilar entre valores pico de 100 m³/día por hectárea en los meses secos hasta volúmenes próximos a cero en los meses de invierno. En áreas agrícolas de países en desarrollo, para el abastecimiento de pequeñas granjas, las necesidades de agua por hectárea son del orden de 1 a 5 l/s, con alturas manométricas superiores a 7 metros. Las bombas de esta capacidad se sitúan en el rango de 150 a 500 W y pueden suministrar agua para regar entre 0.5 y 1 hectáreas, dependiendo del cultivo y el rendimiento de los sistemas de distribución de agua ^[12].

El abastecimiento de agua en zonas rurales se caracteriza en cambio, por una demanda casi constante a lo largo del año. Las necesidades de agua para consumo de animales domésticos oscilan entre los 50 l/día de un caballo hasta los 0.1 l/día para un ave de corral ^[12]

El consumo humano es más complicado de determinar, ya que este varía dependiendo de la localización y el estilo de vida. Sin embargo se puede estimar en 40 l/día por persona la cantidad de agua para satisfacer las necesidades básicas. Esto supone una potencia hidráulica media de 0.3 Watts, suponiendo un periodo de utilización de 8 horas y una altura de elevación del agua de 20 metros ^[12]

2.9 Descripción del sistema de bombeo fotovoltaico.

Arreglo fotovoltaico - Está formado por la interconexión de módulos en serie y en paralelo para generar el voltaje de operación y la corriente a consumir por el motor eléctrico acoplado a la bomba.

Estructura - Soporte en donde se monta el arreglo fotovoltaico. Ésta puede ser fija o móvil. En una estructura móvil que siga al sol, la energía generada incrementa el volumen y el tiempo de bombeo. **Motor**.- Se emplean motores de corriente alterna (CA) o de corriente continua (CC).

Bomba - Las bombas pueden ser centrífugas o volumétricas, y en ambos casos hay superficiales y de profundidad.

Acondicionador de energía - Su función es la de acoplar la impedancia eléctrica del sistema en el punto de máxima potencia generada por el arreglo FV. En el caso de motores CC el acondicionador es un convertidor CC-CC. En el caso de motores de corriente alterna el acondicionador es un inversor CD-CA.

Almacenamiento de energía - En los sistemas de bombeo no se usan baterías para la acumulación de energía; ésta se almacena en forma de energía hidráulica potencial en contenedores para agua.

En un sistema de bombeo fotovoltaico se transforma la energía eléctrica suministrada por un generador fotovoltaico en energía hidráulica: un cierto volumen de agua elevado a una cierta altura. Cada uno de los procesos que intervienen en esta conversión lleva asociada una serie de pérdidas de energía inherentes al sistema que lo realiza, tal como lo muestra la figura 2.17 ^[12]

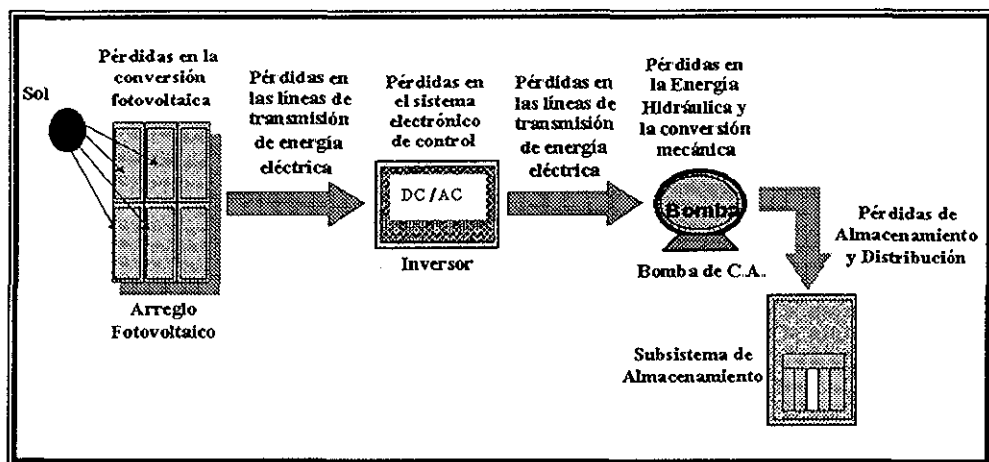


Figura 2 17 Esquema de pérdidas en el proceso de conversión energética en un sistema de bombeo fotovoltaico

El desarrollo tecnológico puede lograr que estas pérdidas energéticas disminuyan día a día, aumentando el rendimiento de los generadores fotovoltaicos y consiguiendo bombas y motores cada vez más eficientes y más económicos ^[12]

En el mercado fotovoltaico se encuentran sistemas de bombeo fotovoltaico de potencias que van desde pocos Watts-pico referidos a la potencia nominal del generador FV, hasta varios cientos de kWp. Sin embargo la mayoría de las instalaciones se centran en un rango de potencias desde 400 Wp hasta 1.400 Wp, correspondiendo a alturas de bombeo entre 5 y 60 metros a un volumen de agua bombeada menor de 75 m³/día ^[12]

Los principales factores que determinan la configuración de un sistema de bombeo fotovoltaico son ^[12]:

1. Las condiciones hidráulicas:

- La profundidad del nivel de agua en el pozo bajo la superficie
- La altura estática de elevación del agua por encima de la superficie del suelo (por ejemplo, llevar el agua a un depósito de almacenamiento)
- Las pérdidas adicionales de presión en tuberías y accesorios (carga por fricción)

2. La energía suministrada por el generador fotovoltaico a lo largo del día, determinada por la radiación solar y las condiciones climatológicas

TESIS CON
FALLA LE ORIGEN

De acuerdo con estos factores, se pueden definir varias configuraciones de un sistema de bombeo fotovoltaico: sumergible, flotante, con bomba centrífuga o de desplazamiento positivo, con motor de corriente continua o de corriente alterna, etc. Los componentes esenciales en toda instalación son:

- Subsistema de generación o generador fotovoltaico
- Subsistema motor-bomba
- Subsistema de acondicionamiento de potencia
- Subsistema de acumulación y distribución

Los sistemas de bombeo fotovoltaico se caracterizan por ser de alta confiabilidad, larga durabilidad y mínimo mantenimiento, lo cual se traduce en un menor costo a largo plazo si se le compara con otras alternativas. Además no requiere el empleo de un operador y tiene un bajo impacto ambiental (no contamina el aire o el agua y no produce ruido). En la tabla 2.4 se muestran las ventajas y desventajas de los sistemas activados por el sol ^[6].

Tabla 2.4 Ventajas y desventajas del bombeo solar.

Ventajas	Desventajas
No consumen combustible	Inversión inicial relativamente alta
Larga vida útil (de 15 a 20 años)	Acceso a servicio técnico limitado
Impacto ambiental mínimo	Producción de agua variable dependiendo de condiciones meteorológicas
Bajos costos de operación y mantenimiento	

2.10 Criterios de dimensionamiento del sistema de bombeo.

En general, existen tres pasos que es necesario seguir ^[6]:

- 1.. Evaluación de la energía hidráulica necesaria
- 2.. Evaluación de la energía solar disponible
- 3.. Dimensionamiento del equipo de bombeo necesario

El método de dimensionamiento está basado en cálculos sobre valores medio mensuales de la energía hidráulica necesaria y de la radiación solar disponible, así como en las definiciones de rendimiento pico del subsistema motor-bomba y rendimiento energético diario ^[6]

2.10.1 Evaluación de la energía hidráulica necesaria.

En primer lugar hay que conocer el volumen de agua diario medio mensual necesario para satisfacer la demanda de la aplicación ^[6]

Para obtener el sistema adecuado hay que tener en cuenta el tipo de consumo que se va a realizar. Por ejemplo, éste es un caso de consumo continuo y el dimensionamiento de los elementos del sistema se calcula para satisfacer la demanda en el mes de diseño (demanda diaria de agua en el mes más crítico del año), asegurando un excedente en el resto del año ^[6].

Para el caso de un abrevadero para ganado, se tienen que investigar las necesidades de agua diarias de cada animal y la capacidad del depósito de almacenamiento. Para asegurar un suministro continuo se debe contar con un depósito de acumulación que suministre agua durante la noche y en los días nublados. Su capacidad se calcula estimando las necesidades diarias y multiplicándolas por el número de días de reserva ^[6]

Conociendo el volumen de agua que satisfaga las necesidades diarias, se investigan las características físicas del pozo o noria como son: nivel estático, abatimiento, altura de la descarga y distancia al depósito. Luego se determina la carga dinámica total, H , la cuál fue definida en la sección 2.2 como: $H = C_e + C_f$

Con el valor del requerimiento de agua diario, R_a , en litros por día y la H , se determina el valor del ciclo hidráulico C_H , dado por: $C_H = H \times R_a$ en $l-m$

El ciclo hidráulico nos proporciona la energía que hay que suministrar al sistema de bombeo para que durante el ciclo diario solar, la bomba extraiga la demanda de agua requerida

Dado que la energía que se requiere para elevar un litro de agua a un metro de altura cada segundo durante una hora está dada por: $1 \text{ } l-m = 3,600/9.81 \text{ W-hr}$

2.10.2 Evaluación de la energía solar disponible.

En la mayor parte del país, los días son largos y despejados durante el verano. En el campo hay una relación directa a favor del uso de la energía solar ya que en los días de mayor necesidad de agua son aquellos en que el sol es más intenso. Existen en la actualidad mapas y tablas que indican la insolación mensual promedio para diferentes zonas geográficas. Las unidades de la insolación son kWh/m^2 . Se recomienda que el sitio del proyecto cuente con al menos $3 \text{ } kWh/m^2$ ^[6]

Se investiga la disponibilidad del recurso solar en el sitio del proyecto en cada mes del año. Se investiga también la demanda de agua diaria. Con estos dos datos podemos encontrar el mes del año en que se requiere mayor caudal de bombeo (l/h), basta con dividir la demanda diaria (l/día) entre la insolación (horas-pico/día). Al mes resultante se le conoce como mes de diseño.^[6]

Para la localidad de Temixco, Morelos, se tienen los siguientes valores de irradiancia durante el año:

Tabla 2.5 Insolación global media mensual durante el año en kWh/m²-día.

Estado	Localidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Morelos	Temixco	4.7	5.3	5.9	6.1	5.6	5.3	4.9	4.9	4.7	4.4	4.1	3.8

2.10.3 Definición del equipo de bombeo necesario.

El dimensionamiento del generador fotovoltaico consiste en la determinación de la potencia pico del generador que satisfaga las necesidades energéticas de una bomba que extraerá el agua a lo largo del día.^[6]

Si se considera como balance energético el criterio de que la energía generada E_g debe ser igual a la energía consumida E_c , entonces:

$$E_g = E_c \quad (2.28)$$

donde E_g depende del recurso solar, de la potencia pico del arreglo FV y de la inclinación del arreglo. Por otra parte E_c depende de la energía hidráulica a vencer por el sistema de bombeo, de las eficiencias eléctricas en los sistemas de conducción, manejo y acondicionamiento de energía y de la eficiencia en el sistema de bombeo.^[3]

La energía generada (E_g) al día en un arreglo FV está dada por:

$$E_g = [N_s \times N_p \times P_p] \times R_S \times F_g \times F_p \quad (2.29)$$

donde R_S es el recurso solar medido en un captador horizontal dado en horas pico promedio diario anual ó mensual, F_g es el factor de ganancia en R_S debido a la inclinación del arreglo. P_p es la potencia pico del arreglo bajo condiciones estándares de medición. F_p es el factor de pérdida

de potencia del módulo por efecto de la temperatura de operación a condiciones normales de operación. N_s es el número de módulos conectados en serie para dar el voltaje requerido por la bomba y N_p el numero de módulos conectados en paralelo para dar la corriente de operación de la bomba ^[6]

Dado que las unidades para la potencia eléctrica son los Watts y para la irradiancia son las horas pico. Eg tendrá unidades de W-h al día

Si la energía hidráulica E_H está dada por el producto del volumen de agua requerido al día (V_D) expresado en litros por la carga dinámica total (H), expresada en metros, entonces E_H tendrá unidades de $l-m$. El factor de conversión para usar W-hr en E_H es: $1 l-m = 367 W-h$

Dado que no toda la potencia eléctrica suministrada al motor se transforma en potencia mecánica, ni toda la potencia mecánica se transforma en potencia hidráulica, entonces la energía eléctrica E_e suministrada en el motor para que la bomba opere y extraiga agua a la razón requerida venciendo la carga dinámica, está dada por:

$$E_e = \frac{E_H}{\eta_{SB}} \quad (2.30)$$

donde η_{SB} es la eficiencia en el sistema de bombeo. La tabla 2.6 proporciona el dato de las eficiencias para diferentes bombas.

Tabla 2.6 Valores por omisión de eficiencias de sistemas de bombeo ^[6].

Carga dinámica total Aproximada (metros)	Tipo de sistema de bombeo	Eficiencia
5	Centrífuga de superficie	25%
20	Centrífuga de superficie	15%
20	Centrífuga sumergible	25%
20 a 100	Centrífuga de paso múltiple	35%
50 a 100	Desplazamiento positivo	35%
Más de 100	Desplazamiento positivo (de palanca)	45%

Si se consideran las pérdidas de potencia eléctrica en la conducción y manejo de energía, entonces:

$$E_c = \frac{E_H}{\eta_{SB} \times \eta_C \times \eta_{MA}} \quad (2.31)$$

siendo η_C la eficiencia de conducción de electricidad en el cableado (no menor del 95 %) y η_{MA} la eficiencia en el subsistema de generación de energía

Así, considerando el balance de energía se tiene que si $E_g = E_c$, entonces:

$$N_S \times N_P \times P_P \times RS \times F_g \times F_f = \frac{V_D \times H}{\eta_{SB} \times \eta_C \times \eta_{MA}} \quad (2.32)$$

Dado que $N_S \times N_P$ es el número total de módulos de una potencia nominal P_P , entonces si $N = N_S \times N_P$ entonces:

$$N = \frac{V_D \times H}{P_f \times RS \times F_g \times F_f \times \eta_{SB} \times \eta_C \times \eta_{MA}} \quad (2.33)$$

Esta última expresión proporciona el tamaño del arreglo fotovoltaico adecuado a las necesidades energéticas. Es importante señalar aquí que el sistema de bombeo que se debe de elegir en función de E_H requiere de un voltaje nominal V_n , el cual define el número de módulos en serie N_s , a instalar en el arreglo fotovoltaico. La razón de bombeo la determina la corriente que suministra el arreglo fotovoltaico a la bomba.

Mediante la investigación de los tipos de módulos, marcas, modelos y las potencias disponibles en el mercado tanto del generador fotovoltaico como del subsistema motor-bomba, el volumen y la profundidad de donde se tenga que extraer el agua, se escoge un cierto tipo de bomba. También se puede usar la tabla 2.6 como apoyo en la selección del tipo de bomba.

Primero se calcula el caudal en la forma en que ya se mencionó anteriormente ^[6]:

$$\text{Caudal} = \frac{\text{Litros/día}}{\text{Insolación}} = \text{Litros/hora} \quad (2.34)$$

Luego se calcula la energía hidráulica necesaria para elevar el agua, el factor de conversión es debido a que un litro de agua pesa aproximadamente un kilogramo, el factor 367 l-m/Wh se usa para calcular la energía necesaria en Watts-hora para levantar un litro de agua una distancia de un metro ^[6]:

$$\text{Energía Hidráulica} = \frac{(\text{litros/día}) \times H}{\text{Factor de Conversión}} = \text{Wh/día} \quad (2.35)$$

Se calcula la energía del arreglo fotovoltaico, que es la energía necesaria para la operación del sistema. el factor de rendimiento del subsistema de bombeo se refiere a la eficiencia media de la bomba, esta información se busca en publicaciones del fabricante, si no se tiene disponibilidad de la información, se pueden usar los valores por omisión presentados en la tabla 2.6 ^[6]

$$\text{Energía del Arreglo FV} = \frac{\text{Energía Hidráulica}}{\text{Factor de Rend. del Subsistema de Bombeo}} = \text{Wh/día} \quad (2.36)$$

Luego se calcula la producción del arreglo fotovoltaico expresado en Amperes-hora/día, el voltaje nominal del sistema es el voltaje al que debe funcionar el sistema durante el día y es el voltaje de entrada del controlador o inversor ^[6]:

$$\text{Carga Eléctrica} = \frac{\text{Energía del Arreglo FV}}{\text{Voltaje Nominal del Sistema}} = \text{Ah/día} \quad (2.37)$$

Se calcula la energía requerida para satisfacer la carga diaria, ésta es la carga eléctrica corregida en Ah/día, el factor de rendimiento del conductor eléctrico se estima en un 95 % para conductores en sistemas de bombeo solar ^[6]:

$$\text{Carga Eléctrica Corregida} = \frac{\text{Carga Eléctrica}}{\text{Factor de Rend del Conductor}} = \text{Ah/día} \quad (2.38)$$

Se calcula la corriente necesaria para satisfacer la carga del sistema del mes de diseño ^[6]:

$$\text{Corriente del Proyecto} = \frac{\text{Carga Eléctrica Corregida}}{\text{Insolación del Sitio}} = \text{Amp} \quad (2.39)$$

La corriente ajustada del proyecto es la corriente mínima del arreglo necesaria para activar el sistema de bombeo. Los módulos fotovoltaicos pierden eficiencia debido a las condiciones de trabajo en el campo. Esto se debe a la degradación con el tiempo, polvo en la superficie, cargas desiguales y algunas condiciones más. Se supone un 90 % de eficiencia en módulos cristalinos y un 70 % en módulos de silicio amorfo ^[6]:

$$\text{Corriente Ajustada del Proyecto} = \frac{\text{Corriente del Proyecto}}{\text{Factor de Reducción del Módulo}} = \text{Amp} \quad (2.40)$$

Con estos datos ya se puede determinar el tipo y el número de módulos a usar en el arreglo fotovoltaico. Se busca el módulo cristalino que más se aproxime a los valores obtenidos en los cálculos.

La potencia máxima pico del módulo elegido se calcula de la siguiente forma ^[6]:

$$P_{mp} = V_{mp} \times I_{mp} \quad (2.41)$$

El cálculo del número de módulos en paralelo y en serie que formarán el arreglo se hace de la siguiente manera ^[6]:

$$\# \text{ de Módulos en Paralelo} = \frac{\text{Corriente Ajustada}}{I_{mp} \text{ del Módulo}} \quad (2.42)$$

$$\# \text{ de Módulos en Serie} = \frac{\text{Voltaje Nom. del Sistema}}{V_{mp} \text{ del Módulo}} \quad (2.43)$$

Los arreglos tienen las mismas cualidades eléctricas que los módulos individuales, pero con los parámetros de potencia corriente y voltaje a escala de acuerdo al número de módulos conectados en serie y en paralelo. Los módulos conectados en serie forman una "hilera", y determinan el voltaje nominal del arreglo ^[6].

$$V_{mp} \text{ del Arreglo} = V_{mp} \text{ de cada Módulo} \times \# \text{ de Módulos en Serie} \quad (2.44)$$

El Voltaje de circuito abierto del arreglo se calcula de manera similar. El número de hileras conectadas en paralelo determina la corriente nominal del arreglo ^[6].

$$I_{mp} \text{ del Arreglo} = I_{mp} \text{ de cada Módulo} \times \# \text{ de Hileras en Paralelo} \quad (2.45)$$

La corriente de corto circuito del arreglo se encuentra de manera similar. Por último, la potencia nominal del arreglo es la suma de la potencia nominal de cada módulo ^[6].

$$P_{mp} \text{ del Arreglo} = P_{mp} \text{ de cada Módulo} \times \# \text{ de Módulos en el Arreglo} \quad (2.46)$$

Luego se calcula el agua bombeada y el régimen de bombeo ^[6]:

$$\text{Agua Bombeada} = \frac{\text{Mód en P} \times I_{mp} \times V \text{ nom Sist} \times F \text{ rend} \times F \text{ conv} \times \text{Insol} \times F \text{ reduc}}{H} \quad (2.47)$$

$$\text{Régimen de Bombeo} = \frac{\text{Agua Bombeada}}{\text{Insolación del Sitio}} = \text{litros/hora} \quad (2.48)$$

Es importante el considerar que las ecuaciones anteriores basadas en el balance energético, energía generada igual a la energía consumida proporcionan el tamaño del arreglo óptimo si es que los datos de eficiencia de bombeo de la ecuación (2.36) y valor del recurso solar ecuación (2.39) son los verdaderos. Por ejemplo: De la expresión (2.36) se observa que el valor para la energía del arreglo depende de la eficiencia del subsistema de bombeo. Este factor generalmente lo proporciona el fabricante para bombas tradicionales, es decir, aquellos que trabajan bajo condiciones constantes de potencia eléctrica. Sin embargo, en el caso de bombeo FV, solo se satisface esa condición dado que la energía generada por el arreglo no es constante. La precisión con la que se de este dato afectará el tamaño del arreglo. Si se sobrestima, el arreglo generará menos energía de la que se requiere, lo que reducirá el volumen de agua entregado; si se subestima, se tendrá un arreglo de mayor tamaño, más energía y se tendrá más agua (si es que la fuente la provee). De lo anterior, es importante el considerar estudios del comportamiento eléctrico de las bombas acopladas a un arreglo FV para determinar la eficiencia real en el proceso de bombeo, si es que se desea un arreglo que genere la energía eléctrica necesaria para satisfacer la energía hidráulica de un sistema de bombeo.

La poca confiabilidad en estos datos a la hora de llevar a cabo el dimensionamiento de los sistemas de bombeo en el medio rural, es lo que nos ha motivado para llevar a cabo este trabajo de tesis, en el cual se tratará de proporcionar una manera de obtener los datos verdaderos tanto de la eficiencia del subsistema de bombeo como del recurso solar disponible.

2.11 Conclusiones.

En este capítulo se han dado a conocer los términos hidráulicos que forman un proyecto de bombeo de agua tales como la carga estática y la carga por fricción, así como el importante concepto de la carga dinámica total expresada en metros la cual multiplicada por el volumen de agua bombeada al día dan como resultado el valor del ciclo hidráulico o energía hidráulica en unidades de metros elevados a la cuarta potencia; el valor del ciclo hidráulico está en relación directa con el tamaño del sistema

También se han estudiado los tipos de motores y bombas disponibles en el mercado para operar los sistemas de bombeo, que han sido diseñados especialmente para la tecnología fotovoltaica. Donde encontramos una amplia gama de bombas que podemos utilizar dependiendo de la profundidad del pozo y del volumen de agua requerido por día

Se han presentado las curvas de I vs V de un arreglo de módulos y de los dos tipos principales de bombas: centrífugas y volumétricas. Y se han señalado los puntos de la máxima transferencia de potencia del arreglo donde sería ideal que trabajaran las bombas para el mejor aprovechamiento de la energía generada por el arreglo fotovoltaico en acoplamiento directo. Pero cuando esto no sucede hemos mencionado también que existen componentes electrónicos que nos ayudan a conseguirlo, llamados seguidores del punto de máxima potencia del arreglo

Se presentó una gráfica ilustrando los intervalos comunes donde se aplican los diferentes tipos de bombas solares, así como sus características principales. Todo esto es muy útil a la hora de realizar el proceso de selección de la bomba para un proyecto

Se han mencionado las ventajas y desventajas del bombeo fotovoltaico comparado con otros métodos como lo son el bombeo manual, mediante el uso de sistemas que usan combustibles para funcionar y los sistemas activados por el viento. También se presentó una gráfica que muestra la tecnología más apropiada de acuerdo al volumen diario y la profundidad de bombeo

Finalmente se presentaron los criterios de dimensionamiento del sistema de bombeo fotovoltaico, que consisten principalmente en la evaluación de la energía hidráulica necesaria, la evaluación de la energía solar disponible y la definición del equipo de bombeo necesario, partiendo de la consideración de que la energía generada es igual a la energía consumida.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO.

3.1 Introducción.

Para determinar la conveniencia de realizar un proyecto de producción de energía es necesario realizar el análisis económico del mismo. Para efectuar este análisis se utilizan diferentes métodos entre los cuales destacan el Periodo de Recuperación, el Valor Presente Neto, el Beneficio-Costo y el Costo Nivelado ^[14]

En el presente capítulo se describen cada uno de estos métodos, haciendo énfasis en las ventajas y desventajas que proporciona cada uno de ellos. Para la evaluación económica del sistema de bombeo de agua con energía solar, se utilizarán los indicadores económicos antes mencionados, y se compararán los resultados con la evaluación económica de un sistema de bombeo activado mediante combustible.

3.2 Conceptos básicos.

El **Valor Presente** está definido como el mecanismo que nos permite expresar valores futuros en términos de valores presentes mediante el uso de una **tasa de descuento real** (que será definida posteriormente). El valor futuro puede representar un sólo valor o un valor anual.

Valor Presente de un valor en el futuro ^[15]:

$$V_n = V_p (1+k)^n \quad (3.1)$$

$$V_p = \frac{1}{(1+k)^n} V_n \quad (3.2)$$

donde:

V_p = Valor presente

V_n = Valor futuro

k = Tasa de descuento (real)

n = Número años entre el presente y el año del valor futuro

Para una tasa de descuento y un número de años dados, el factor de valor presente para un valor futuro, se define mediante la siguiente expresión ^[15]:

$$FV_p = \frac{1}{(1+k)^n}, \quad (3.3)$$

Valor presente de un valor fijo anual ^[15]:

$$V_p = \frac{1 - (1+k)^{-n}}{k} A \quad (3.4)$$

donde:

V_p = Valor presente.

A = Valor anual

k = Tasa de descuento (real)

n = Periodo en años durante el cual se ejerce el valor anual

Para una tasa de descuento y un periodo dados, el factor de valor presente para valores anuales se define mediante la siguiente expresión ^[15]

$$FV_p A = \frac{1 - (1+k)^{-n}}{k} \quad (3.5)$$

Tasa de descuento real (k).- En esta tesis definiremos la tasa de descuento como:

$$k = \text{tasa de interés de los CETES} - \text{tasa de inflación} \quad (3.6)$$

La tasa de interés de los CETES (Certificados de la Tesorería) es la tasa a la que aumenta el capital si es invertido en certificados de depósito a 28 días. La tasa de inflación es la tasa de aumento general de precios. La inflación general de precios es generalmente diferente a la tasa de

inflación anual de los combustibles energéticos sin embargo en el estudio que se realizará se considerará que la tasa de inflación del combustible es igual a la del aumento general de precios durante el año 2001

La inflación anual durante el 2001 fue de 4.4 % ^[16], y se procedió a investigar las tasas de los CETES a 28 días. Se encontró que la tasa de los CETES a 28 días a finales del mes de diciembre fue de 6.29 % ^[17]. Así la tasa de descuento real resulta ser: $K = 6.29 \% - 4.40 \% = 1.89 \approx 2 \%$

3.3 Métodos financieros para la evaluación de proyectos energéticos.

El entorno dentro del cual se presenta la necesidad de analizar económicamente un proyecto de inversión suele presentarse bajo uno de los siguientes casos ^[14].

CASO 1: Se está considerando la realización de un solo proyecto y se quiere conocer la conveniencia de aceptarlo

CASO 2: Se considera un grupo de proyectos, de los cuales se debe elegir solo uno

CASO 3: Se consideran varios proyectos, pudiendo seleccionarse uno o más de ellos

CASO 4: Se pueden realizar de manera parcial varios proyectos a la vez

El caso que nos concierne en esta tesis es el dos, ya que se considerarán dos proyectos diferentes para bombear agua y sólo se elegirá el que resulte más factible desde el punto de vista económico

La determinación de la bondad económica de un proyecto de inversión puede hacerse a través de diferentes métodos. Cada método de análisis económico tiene sus propios requerimientos de aplicación, sin embargo, algunas características deseables en cualquier método por aplicar son las siguientes ^[14].

- Consideración de todos los flujos de efectivo del proyecto
- Actualización de todos los flujos de efectivo, considerando un cierto periodo base
- Determinar el proyecto que puede maximizar las ganancias del inversionista

A continuación se describen los métodos económicos que se usarán en este trabajo de tesis para determinar la bondad económica de los dos proyectos de bombeo de agua que se analizarán

3.3.1 Período de recuperación.

Para un proyecto en particular, este método determina el tiempo en que se recupera la inversión. El período de recuperación n corresponde al período en años en el cual se cumple que [14]

$$I_0 = \sum_{j=1}^n F_j \quad (3.7)$$

donde:

I_0 = Monto de la inversión inicial requerida para la realización del proyecto

F_j = Flujo de efectivo neto en el período j . Éste integra los ingresos y egresos de efectivo durante el período de estudio

La práctica usual para la aplicación de este método consiste en tener un límite de tiempo establecido de antemano como parámetro, para conocer la conveniencia de realizar ese proyecto. Dicho límite establece el máximo período de recuperación aceptable [14]. Generalmente se considera que un proyecto es económicamente atractivo si se obtiene la recuperación del capital invertido en un período máximo de 3 a 6 años, de lo contrario el proyecto no es económicamente atractivo.

Este método goza de una gran popularidad debido a su fácil aplicación. Sin embargo, presenta varios inconvenientes que incluyen: (1) la falta de consideración de restricciones presupuestales; (2) el no tomar en cuenta los flujos de efectivo posteriores al período de recuperación; (3) la ausencia de una tasa de descuento en el análisis; y (5) la adopción de un tiempo máximo arbitrario y/o subjetivo como criterio para decidir la conveniencia de la realización de un proyecto [14].

La fórmula (3.1) es aplicable a proyectos donde existen ingresos o ganancias, pero no se puede hacer lo mismo con proyectos donde sólo existen egresos o gastos. Por ello para analizar el caso de bombeo de agua mediante dos tecnologías donde sólo se consideran gastos, el período de recuperación del capital se considerará como el período en el cual los gastos adicionales del sistema diesel igualan el monto de la inversión inicial del sistema fotovoltaico. Este análisis lo completaremos considerando variaciones en el precio del combustible del sistema diesel.

3.3.2 Valor presente neto.

El método de Valor Presente Neto (VPN) se basa en la suma de todos los flujos de efectivo descontados (ingresos y egresos multiplicados por el factor de valor presente o factor de valor presente anual, según sea el caso) del proyecto a un cierto periodo base (generalmente, el inicio del proyecto). La actualización de los flujos se hace de acuerdo con una cierta tasa de descuento. El VPN de un proyecto de inversión está dado por ^[14]:

$$VPN = \sum_{j=1}^n \left[\frac{F_j}{(1+k)^j} \right] - I_0 \quad (3.8)$$

donde:

I_0 = Monto de la inversión inicial

k = Tasa de descuento

F_j = Flujo de efectivo neto en el periodo j . Éste integra los ingresos y egresos de efectivo durante el periodo de estudio

n = Número de años que dura el proyecto

La conveniencia de la realización de un proyecto depende del valor del VPN. De tal manera que ^[14]:

Si $VPN > 0$, la realización del proyecto aumenta el bienestar del inversionista

Si $VPN < 0$, la realización del proyecto disminuye el bienestar del inversionista

La situación intermedia ($VPN = 0$) significa entonces que la realización del proyecto no cambia el bienestar inicial del inversionista, por lo que su conveniencia dependerá de factores de naturaleza no económica, como los intereses o gustos personales del inversionista ^[14]

Para realizar la comparación entre dos tecnologías de bombeo mediante el método de Valor Presente Neto, se calculará el VPN de los flujos de efectivo neto de cada sistema con una cierta tasa de descuento y se compararán los resultados obtenidos en un periodo de evaluación de 20 años. Este análisis lo completaremos variando la tasa de descuento y el precio del combustible del sistema diesel

3.3.3. Beneficio-Costo.

Este método está definido por la siguiente ecuación ^[15]:

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Valor Presente Neto de los Costos Evitados}}{\text{Valor Presente Neto de los Costos}} \quad (3.9)$$

Un proyecto con una relación $B/C > 1$ es un proyecto interesante, el proyecto con la mayor razón B/C , será el mejor ^[15]

Se calculará la relación Beneficio-Costo variando el precio del combustible y la tasa de descuento fija de 2 %. También se calculará la relación Beneficio-Costo variando la tasa de descuento. Estos cálculos se realizarán tomando en cuenta dos casos: en el primer caso se considera que ya se cuenta con un sistema diesel instalado en el lugar del proyecto, por lo que la relación Beneficio-Costo será calculada incluyendo sólo los gastos evitados de operación, mantenimiento y transporte por visita de mantenimiento; en el segundo caso se considera que se compra el sistema diesel, por lo que la relación Beneficio-Costo será calculada incluyendo también la inversión inicial del sistema diesel.

3.3.4 Costo nivelado.

El costo nivelado es un parámetro que sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto cuando se compara con otros proyectos ^[18]

Su valor expresa el costo promedio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto. Este costo normalmente se integra de tres partes ^[18].

- Costo de inversión
- Costos de combustible
- Costos de operación y mantenimiento.

A continuación se expondrá la técnica para la obtención del costo nivelado para el rubro costo de inversión de un proyecto de producción de energía ^[18]. Para los dos rubros restantes se sigue un procedimiento similar para determinar sus costos nivelados respectivos.

La determinación del costo nivelado del kilo Watt-hora para el rubro costo de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: costos de inversión, programa de inversión, factor de planta medio, potencia unitaria y total, vida económica, y tasa de descuento ^[18]

El costo nivelado del kWh para el rubro costo de inversión se define como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión ^[18]

A partir de ésta definición se obtiene la siguiente ecuación ^[18]:

$$\overline{CI} = \frac{\sum_{n=-N}^{-1} I_n (1+k)^{-n}}{\sum_{n=0}^{n-1} G_n (1+k)^{-n}} \quad (3.10)$$

donde:

CI = Costo nivelado del kWh para el rubro costo de inversión

I_n = Inversión en el año n (en pesos)

G_n = Generación neta en el año n (en kWh)

N = Periodo de construcción (en años)

n = Vida económica (en años)

k = Tasa de descuento (como fracción de la unidad)

Si la generación neta anual G_n es uniforme en cada año, la relación definida en (3.10) puede expresarse como sigue ^[18]:

$$\overline{CI} = \left[\frac{k(1+k)^{n-1}}{(1+k)^n - 1} \right] \left[\frac{1}{GNA * C} \right] \left[\sum_{n=-N}^{-1} I_n (1+k)^{-n} \right] \quad (3.11)$$

siendo C la capacidad del proyecto expresada en kW y GNA = (1 - up) x fp x 8760,

donde:

up = Usos propios (como fracción de la unidad), si existen

fp = Factor de planta (como fracción de la unidad)

8,760 = Número de horas en el año



El factor $\frac{k(1+k)^n}{(1+k)^n - 1}$ es conocido como “factor de recuperación del capital” y es denotado por el símbolo $frc(k, n)$. Por lo tanto, el primer término de la ecuación (3.5) puede escribirse como [18].

$$\frac{frc(k, n)}{(1+k)} \quad (3.12)$$

En consecuencia, la expresión puede tomar la forma equivalente [18].

$$\overline{CI} = \left[\frac{I}{C} \right] \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k, n)}{(1+k)} \right] \left[\sum_{n=-N}^{-1} W_n (1+k)^{-n} \right] \quad (3.13)$$

donde:

$$I = \sum_{n=-N}^{-1} I_n \quad (3.14)$$

$$W_n = \frac{I_n}{I} \quad (3.15)$$

y

$$\frac{I}{C} = CU \quad (3.16)$$

La última expresión (3.16), es el costo unitario de inversión por unidad de potencia. A los números W_n se les conoce como factores del perfil o cronograma de inversión y se expresan como fracción de la unidad. A la suma $\sum_{n=-N}^{-1} W_n (1+k)^{-n}$ se le denomina factor de valor presente, y se denota mediante $fvp(k, \bar{w})$ [18].

La expresión (3.13) puede escribirse, entonces, de la siguiente manera [18].

$$\overline{CI} = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k, n)}{(1+k)} \right] [fvp(k, \bar{w})] \quad (3.17)$$

La expresión (3 17) involucra el producto del costo unitario de inversión (CU) por una expresión que se conoce como factor de costo nivelado ^[18]

Para la comparación de dos tecnologías de bombeo mediante este método. se considerarán los tres rubros citados, a saber:

- 1.. Costo de capital, el cual involucra el monto de la inversión inicial de cada sistema de bombeo más los reemplazos
- 2.. Operación, mantenimiento y transporte por visita de mantenimiento para cada sistema respectivamente
- 3.. Combustible, el cual en el caso del sistema fotovoltaico será nulo pero en el caso del sistema diesel será muy representativo

3.4 Consideraciones para la evaluación económica de dos tecnologías de bombeo.

Se desea obtener agua para un abrevadero de ganado bovino en cierta localidad del estado de Morelos, el volumen de agua requerido es de 7m^3 o 7,000 litros de agua por día. el agua se extraerá de una noria, cuya carga dinámica total (H) está estimada en 22 metros. El numero de litros de agua requeridos se calcula a partir de la consideración de que cada vaca consume 50 litros/día aproximadamente

¿Cuál es la mejor alternativa económica para extraer el agua?

Debido a la lejanía de la localidad respecto a la red eléctrica. se descarta la introducción de las líneas de transmisión, ya que se tiene costo de aproximadamente \$ 98,000 pesos por extender la red un kilómetro, y este costo es elevado (considerando que el tipo de terreno es blando).

Los sistemas de bombeo FV tienen un alto costo inicial comparado con otras alternativas de bombeo; sin embargo, no necesitan combustible y requieren menos mantenimiento y atención del operador ^[6]. Debido a esta característica de los sistemas solares. su costo a largo plazo se debe de usar para determinar si el sistema solar es factible económicamente

En las secciones siguientes se lleva a cabo la comparación de un sistema de bombeo con energía solar fotovoltaica contra un sistema de combustión interna a diesel, empleando cuatro métodos de análisis económico

Para el periodo de análisis se consideran los datos que aparecen en las tablas 3.4 y 3.5. Las cantidades manejadas en pesos, se refieren a pesos del año 2000

Tabla 3.4 Años de vida útiles de equipo de sistemas FV y sistemas de combustión interna ^[6]

Componente	Vida útil (años)	Mantenimiento
Arreglo fotovoltaico y estructuras	20+	Ninguno
Controlador de potencia FV	10+	Ninguno
Motor/bomba centrífuga sumergible. C A	15+	Ninguno o limpieza de impulsores
Bomba centrífuga superficial	15+	Ninguno
Motor/bomba de diafragma sumergible. C C	5	Cambio de diafragmas cada 5 años
Generador diesel (10 kW)	10	Aceite, filtros, afinación anual
Motores (3 a 5 Hp)	4	Aceite, filtros, afinación anual
Motores (6 a 10 Hp)	6	Aceite, filtros, afinación anual

Tabla 3.5 Parámetros de análisis para el cálculo del Valor Presente Neto ^[16, 17, 19]

Periodo de estudio (años)	20
Tasa de interés promedio para el periodo de estudio (%)	6.29 %
Inflación promedio para el periodo de estudio (%)	4.40 %
Inflación de combustible promedio para el periodo de estudio (%)	4.40 %
Operación y mantenimiento (sistema fotovoltaico)	1 % costo inicial/año
Operación y mantenimiento (sistema de combustión interna)	\$1,850/año
Costo del combustible en el sitio de uso (\$/litro)	\$4/litro
Tamaño mínimo de la motobomba (Hp)	3 Hp
Tamaño mínimo del moto-generador diesel (kW)	4 kW
Visitas anuales de mantenimiento (sistema fotovoltaico)	12 visitas/año
Visitas anuales de mantenimiento (sistema de combustión interna)	52 visitas/año
Costos de transporte por visita de mantenimiento (\$/visita)	\$100/visita

Para ambos sistemas se tiene una carga dinámica total $H = 22$ metros; 7,000 litros ó 7 m^3 bombeados por día y por lo tanto un ciclo hidráulico $C_H = 154 \text{ m}^4$. Se asume que los dos sistemas entregan la misma cantidad de litros de agua por día

3.4.1 Estimación de costos del Sistema Fotovoltaico.

Para el caso del sistema de bombeo activado por medio de energía solar fotovoltaica se investigaron los precios del equipo. Los costos de los componentes se muestran a continuación en pesos del año 2000:

- ❖ Se usaron 6 módulos Siemens modelo SP75, con una potencia de 75 Watts, tienen un costo aproximado de \$ 4,600 00 pesos por módulo, así el costo del arreglo completo resulta ser de: \$ 27,600 00
- ❖ Un controlador de corriente marca Grundfos modelo SA400, con una $P_{DC\ MAX} = 400\ W$, un $V_{DC\ SIN\ CARGA} = 145\ V$, una $I_{DC\ MAX} = 4\ A$ y una $I_{AC\ MAX} = 4\ A$, su costo es de: \$ 9,425 00
- ❖ La bomba utilizada es una bomba sumergible marca Grundfos modelo SP1A9/90, de 1/3 Hp su costo es de: \$ 9,425 00
- ❖ La base para los módulos es marca ENSO modelo BPP06, su costo es de: \$ 5,620 00

Se realiza la suma de los costos aproximados de cada componente del sistema de bombeo, agregando el IVA, resultando ser de un costo total de: \$ 52,070 00 + IVA = \$ 59, 880 50. Este sería el monto de la inversión inicial, sin embargo no se están tomando en cuenta los gastos de instalación.

La bomba es el único componente del sistema solar que está sujeto a desgaste mecánico, bajo condiciones normales de operación, las bombas centrífugas no necesitan mantenimiento. La mayoría de las bombas pequeñas de diafragma requieren cambio de diafragmas y escobillas cada 3 a 5 años de operación continua.

3.4.2 Estimación de costos del Sistema de Combustión Interna a Diesel.

La vida útil varía dependiendo de la calidad de los componentes y condiciones de operación, estos datos pueden investigarse en manuales del fabricante de cada componente, o también pueden usarse los valores aproximados que aparecen en la tabla 3.4.^[6]

El gasto anual de combustible de un sistema de combustión interna depende de las características del motor que se utiliza y las horas de operación necesarias para bombear agua. El tamaño mínimo de las motobombas comúnmente utilizadas es de 3 HP. Las horas anuales de operación se pueden estimar utilizando la siguiente fórmula^[6]:

$$\text{Horas Anuales de Operación} = \frac{1.33 \times \text{Ciclo Hidráulico (m}^4/\text{día)}}{\eta_{\text{bomba}} \times \text{Pot Motor (HP)}} \quad (3.18)$$

Nótese que la eficiencia de la bomba depende de la carga dinámica total. La experiencia de campo indica que las motobombas en el rango de 3 a 15 HP consumen aproximadamente 0.25 litros de combustible por hora por cada HP de potencia. Por consiguiente, el consumo anual de combustible (en litros) se puede estimar como sigue ^[6]:

$$\text{Cons. Anual Combustible (litros)} = \left(\frac{25 \text{ lts}}{\text{HP}} \right) \times \text{Pot. Mot. (HP)} \times \text{Hrs. Anuales Oper.} \quad (3.19)$$

Para sistemas con generador y bomba sumergible, se usa la misma fórmula para estimar las horas anuales de operación, teniendo en cuenta que la potencia del motor (HP) se refiere a la potencia del motor eléctrico que acciona la bomba. Estos sistemas consumen más combustible debido a que el motor de combustión del generador es más grande que el motor eléctrico de la bomba. Como aproximación, el consumo anual de combustible (en litros) está dado por la siguiente fórmula ^[6]:

$$\text{Cons. Anual Combustible (lts)} = 1 \text{ lts} \times \text{Pot. Motor (HP)} \times \text{Hrs. Anuales Operación} \quad (3.20)$$

donde la potencia del motor (en HP) se refiere a la potencia del motor eléctrico que acciona la bomba.

El costo inicial de un sistema de combustión interna varía dependiendo de la calidad del sistema. Se pueden utilizar los siguientes valores aproximados ^[6]:

Tabla 3.6 Costo aproximado de sistemas de combustión interna ^[6].

Tipo de sistema	Costo (instalado)
Motobomba (por lo menos 3 HP)	> US\$200/HP
Generador diesel (Por lo menos 4 KW), bomba sumergible	> US\$600/kW

Para estimar el costo anual de operación y mantenimiento en sistemas de combustión interna, se deben incluir lubricantes, filtros, afinación y mano de obra para mantenimiento así como el pago del operador del sistema. Si el sistema requiere visitas frecuentes para operación y mantenimiento, el costo del combustible utilizado para transporte al sitio puede ser significativo y deberá ser considerado ^[6]

Para el caso del sistema de combustión interna se tienen los siguientes costos expresados en pesos del año 2000:

- ❖ Un generador de 4 kW con un costo aproximado de \$ 18.000 00 pesos
- ❖ Una bomba centrífuga sumergible de 3 HP con un costo aproximado de \$ 6.000 00 pesos

Se realiza la suma de los costos aproximados de los componentes del sistema de bombeo, resultando tener un costo total de: \$ 24,000 00 pesos. Éste es el monto de la inversión inicial, y como se puede apreciar, esta inversión es mucho menor que la inversión inicial del sistema fotovoltaico.

Si se cuenta con un recurso solar de 5,8 horas-pico durante el día, se obtienen fácilmente los 7,000 litros de agua en un día con el sistema fotovoltaico, pero la obtención del agua requerida dependerá en gran medida del recurso solar disponible en el sitio del proyecto.

El tiempo de funcionamiento del sistema diesel para obtener los 7,000 litros de agua al día es solo de dos horas. Así el consumo anual de combustible para operar el sistema diesel es de 730 litros/año. Se considera un costo aproximado de este combustible de \$ 4 00 pesos/litro ^[19]. Teniendo un costo anual de combustible de \$ 2,920 00 pesos/año.

Así, con estos datos y apoyados en los datos proporcionados por las tablas anteriores, ya podemos llevar a cabo el análisis económico de cada uno de los sistemas de bombeo.

3.5 Evaluación económica de dos diferentes tecnologías de bombeo.

Se realizará una evaluación económica de los dos sistemas de bombeo (sistema diesel y sistema fotovoltaico) mediante cuatro diferentes métodos: Valor Presente Neto, Periodo de Recuperación del Capital, Análisis Beneficio-Costo y Costo Nivelado

3.5.1 Método de Valor Presente Neto (VPN).

En este método se listan todos los gastos realizados durante el periodo de estudio para cada tecnología (reemplazos, gastos de operación y mantenimiento). luego se actualizan estos flujos de efectivo mediante el uso de una cierta tasa de descuento, excepto el capital de inversión que se realiza en el año inicial. finalmente se realiza la sumatoria de todos los gastos en que se incurre durante la vida útil del sistema (tomando como periodo de estudio la duración de la vida útil del sistema fotovoltaico)

La estructura de costos para el cálculo del VPN de cada sistema se presenta en la tabla 3.7. En la figura 3.1 se presentan los resultados obtenidos del VPN en un periodo de 20 años usando una tasa de descuento de 2 %

Tabla 3.7 Comparación entre dos sistemas de bombeo ($k = 2\%$, pesos del año 2000).

Sistema Fotovoltaico				Sistema Diesel			
	Año	Cantidad	Valor Presente		Año	Cantidad	Valor Presente
Costo inicial	0	59,880	59,880	Costo inicial	0	24,000	24,000
Reemplazos				Reemplazos			
Controlador	11	9,425	11,719	Bomba	6	6,000	6,757
Bomba AC	16	9,425	12,939	Generador	10	18,000	21,942
				Bomba	12	6,000	7,609
				Bomba	18	6,000	8,569
Operación y Mantenimiento	Cada año	599	9,794	Operación y Mantenimiento	Cada año	1,850	30,250
Transporte por visita de mantenimiento	Cada año	1,200	19,622	Transporte por visita de mantenimiento	Cada año	5,200	85,027
Combustible para bombeo	Cada año	0	0	Combustible para bombeo	Cada año	2,920	47,746
Total en 20 años			146,405	Total en 20 años			252,181

NOTA: Los valores calculados del VPN para ambos sistemas en un periodo de evaluación de 20 años, están reportados como los valores del VPN acumulado durante el periodo de estudio.

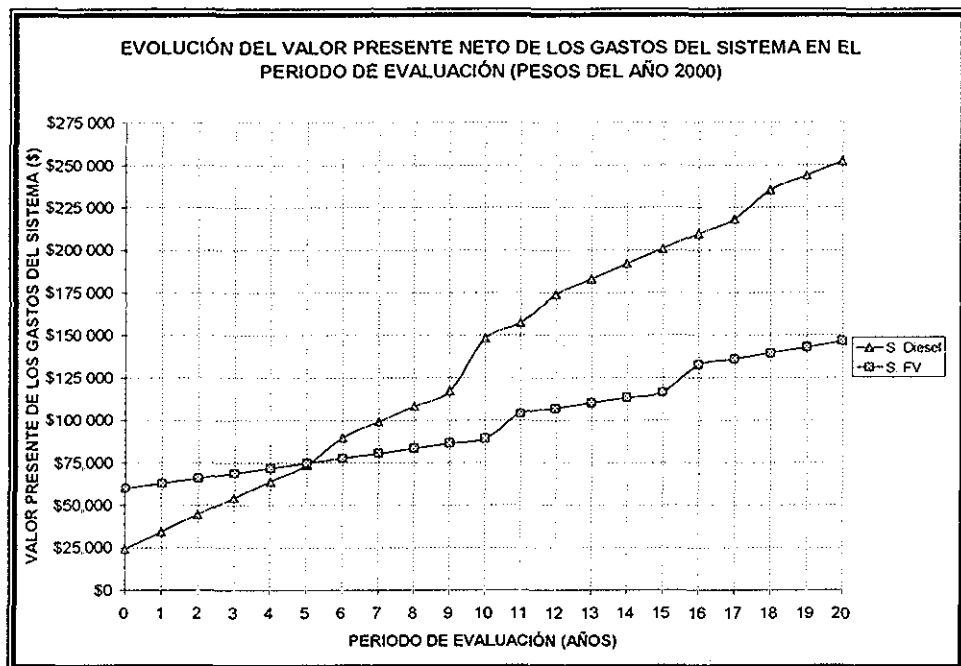


Figura 3 1 Evolución del VPN en el periodo de evaluación para el sistema FV y el sistema diesel

Como podemos ver, la inversión inicial del sistema fotovoltaico es elevada en comparación con la inversión del sistema diesel, también podemos observar que conforme va pasando el tiempo, los costos de operación de los dos sistemas tienden a igualarse en el quinto año, después del año cinco, los gastos del sistema diesel se incrementan muy por encima de los gastos del sistema fotovoltaico, esto es debido a los altos costos de operación y mantenimiento y a los gastos de combustible del sistema. Al final del periodo de evaluación, el sistema diesel resulta ser 1.72 veces más caro en términos de valor presente neto que el sistema fotovoltaico.

En las figuras 3.2 y 3.3 se presentan las gráficas del VPN en 20 años variando la tasa de descuento de 1 a 10 % para el sistema diesel y para el sistema fotovoltaico, respectivamente.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

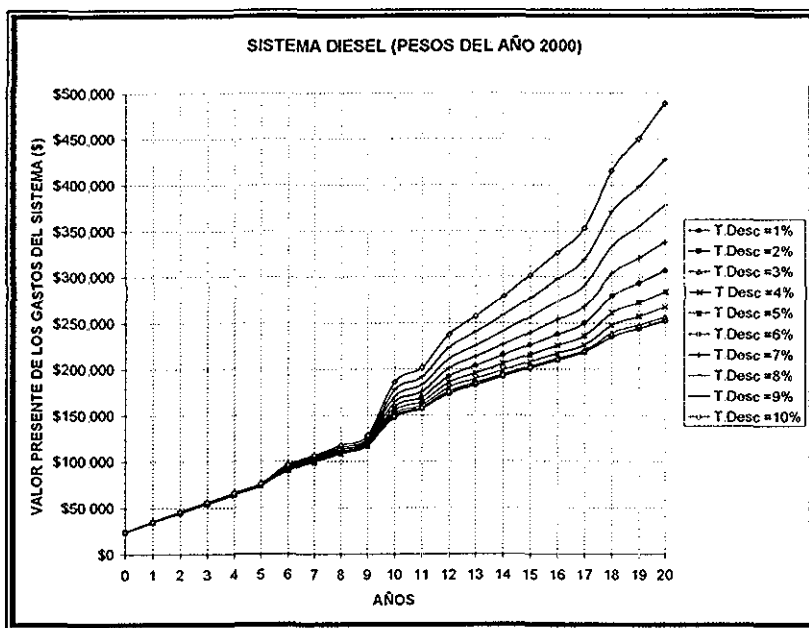


Figura 3 2 Evolución del VPN variando la tasa de descuento para el sistema diesel

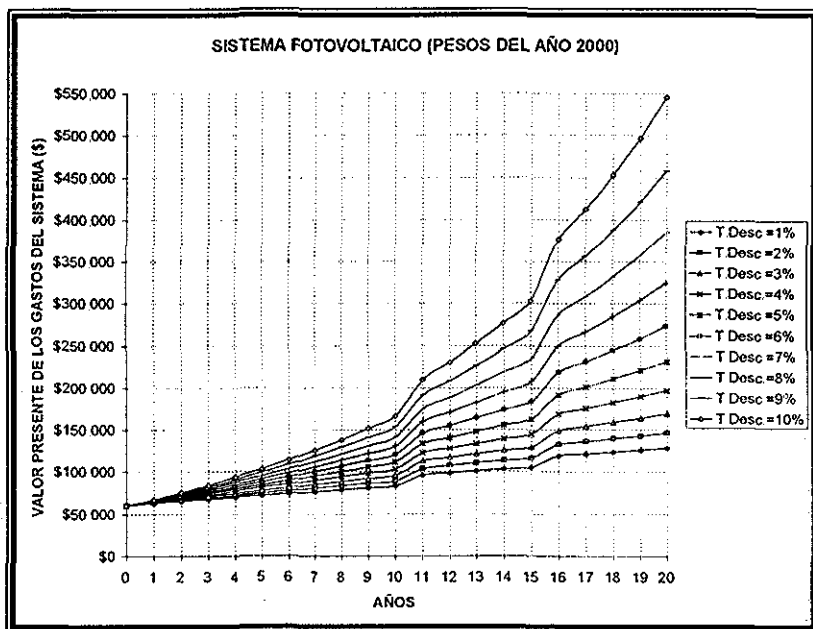


Figura 3 3 Evolución del VPN variando la tasa de descuento para el sistema fotovoltaico

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Con la gráfica que aparece en la figura 3 4 se pueden explicar mejor las gráficas de las figuras 3 2 y 3 3. ya que aparece el VPN para ambos sistemas en una sola gráfica lo cual nos permite hacer una mejor comparación al variar la tasa de descuento

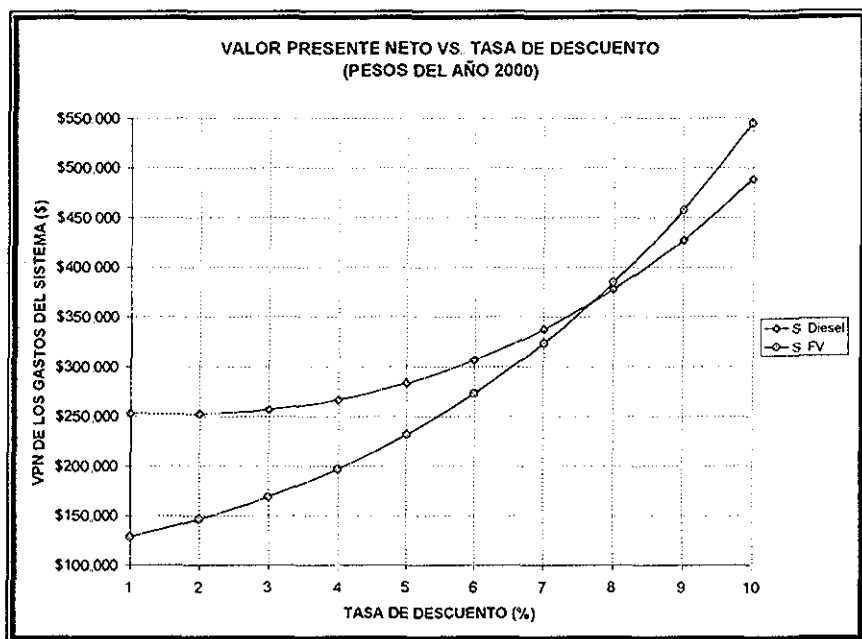


Figura 3 4 Valor Presente Neto vs tasa de descuento.

Cuando varían las tasas de descuento, se observa que al tener tasas de descuento bajas (1 a 5 %) en un periodo de evaluación de 20 años, el costo en VPN del sistema fotovoltaico resulta ser mucho menor que el costo del sistema diesel. Pero cuando las tasas de descuento aumentan más allá del 6 %, los costos de los dos sistemas tienden a ser de la misma magnitud, lo cual ocurre cuando se tiene una tasa cercana a 8 % y un costo en VPN de los sistemas de \$ 375,000 pesos aproximadamente. Cuando la tasa de descuento llega a ser del orden de 10 %, se observa que los costos del sistema fotovoltaico son superiores a los costos del sistema diesel por una cantidad de poco más de \$ 50,000 pesos. Lo cual demuestra que tasas de descuento altas penalizan a los proyectos que son de larga duración e intensivos en capital de inversión.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En la figura 3.5 se presenta la gráfica del VPN variando el precio del combustible por litro. Se toma como punto inicial el precio del combustible a principios del año 2000, el cual fue de \$ 4.00 pesos/litro. Estos cálculos se realizaron tomando una tasa de descuento de 2 %.

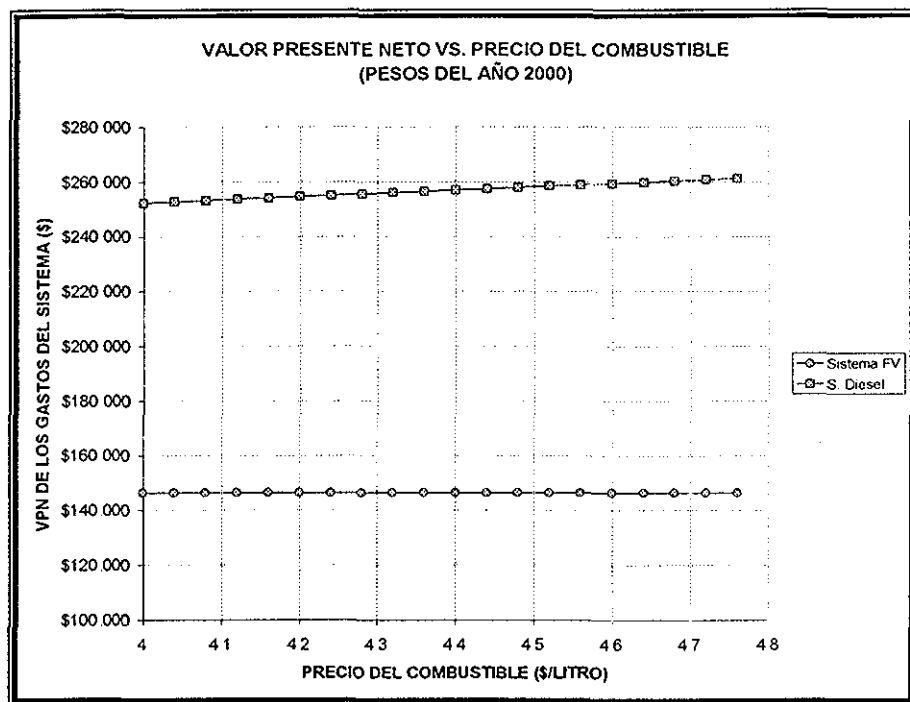


Figura 3.5 Comportamiento del VPN de los sistemas fotovoltaico y diesel variando el precio del combustible.

Como se puede ver en la figura 3.5, si el precio del combustible aumenta, se incrementa el valor presente neto del sistema diesel. Sin embargo, el VPN del sistema diesel no es muy sensible al cambio en el precio del combustible, ya que al aumentar el precio del combustible de \$ 4.00 pesos/litro a \$ 4.04 pesos/litro, el VPN del sistema aumenta en un 0.19 %, y así se obtiene un incremento del VPN del 3.59 % cuando el precio del combustible alcanza los \$ 4.76 pesos/litro.

También se observa que el precio del combustible no afecta el VPN del sistema fotovoltaico, ya que éste no necesita combustible para operar.

3.5.2 Periodo de Recuperación de la inversión.

Como se mencionó en la sección 3.3.1, los cálculos del periodo de recuperación de la inversión se considerarán como el periodo en que el VPN de los gastos del sistema diesel igualan el monto de la inversión inicial del sistema fotovoltaico. En este caso se fijó una tasa de descuento de 2 % y se varió el precio del combustible. Los resultados obtenidos se presentan en la figura 3.6

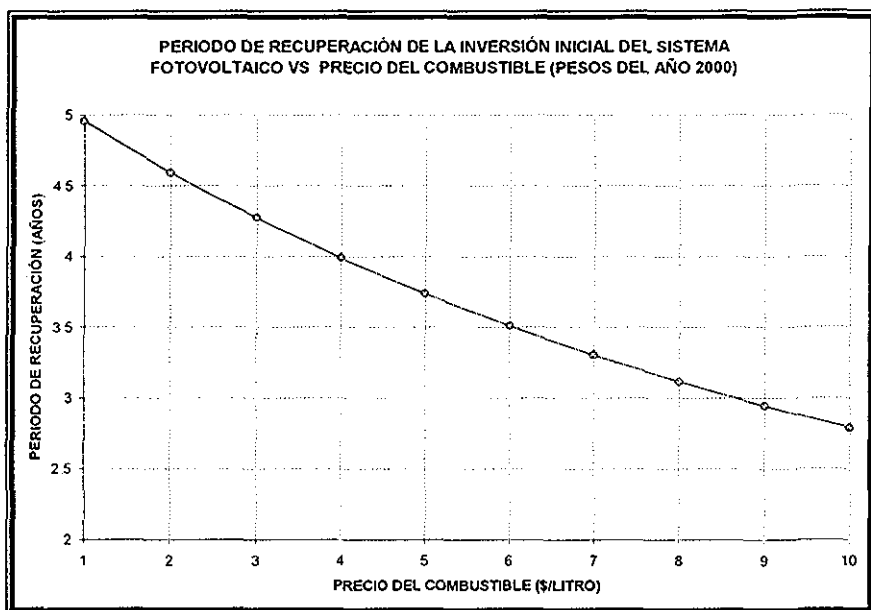


Figura 3.6 Periodo de recuperación de la inversión inicial del sistema fotovoltaico vs. precio del combustible

En la figura se observa que cuando el precio del combustible es de \$ 1.00 peso/litro, el tiempo en que se recuperaría la inversión sería de 4.96 años, mientras que cuando el combustible vale \$ 4.00 pesos/litro, la inversión se recuperaría en 3.99 años, finalmente, cuando el precio del combustible es de \$ 10.00 pesos/litro, el periodo en el cual se recupera la inversión se reduciría a 2.79 años.

El precio del diesel en enero del año 2002 fue de \$ 4.67 pesos/litro, y con este precio del combustible se tendría un periodo de recuperación de 3.82 años.

En la tabla 3.8 se presentan los datos del periodo de recuperación del sistema fotovoltaico

Tabla 3.8 Periodo de recuperación de la inversión inicial del sistema FV.

Precio del combustible (\$/litro)	Periodo de recuperación (Años)
1	4.96
2	4.59
3	4.27
4	3.99
5	3.74
6	3.51
7	3.30
8	3.11
9	2.94
10	2.79

Como se puede ver en la tabla 3.8, el periodo de recuperación de la inversión del sistema fotovoltaico no es muy sensible a las variaciones en el precio del combustible, ya que la diferencia en el precio del combustible de \$ 1.00 a \$ 10.00 pesos, origina una diferencia en el periodo de recuperación de apenas 2 años. Y entre el precio actual y el último precio evaluado, hay una diferencia de 1 año en el periodo de recuperación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.5.3 Análisis Beneficio-Costo.

Como se mencionó en la sección 3.2.3, el cálculo de la relación beneficio-costo, será calculada tomando en cuenta dos casos de estudio, el primero es cuando se considera que ya existe el sistema diesel en el lugar del proyecto, en el segundo caso se considera que se compra el sistema diesel. En la figura 3.7 se muestran los datos obtenidos de este análisis para los dos casos considerados, variando la tasa de descuento de 1 a 10 %.

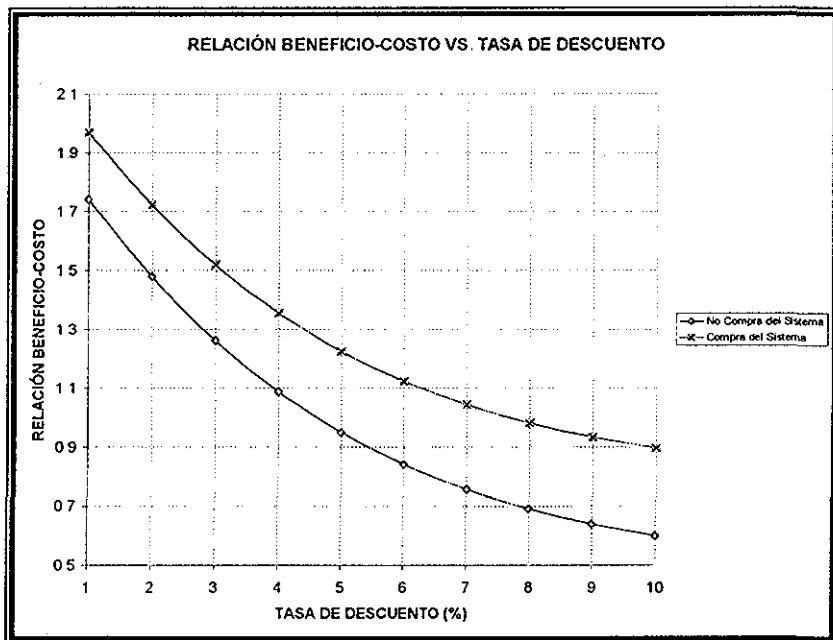


Figura 3.7 Relación Beneficio-Costo vs tasa de descuento

Para el análisis Beneficio-Costo se encontró lo siguiente:

Caso 1) Considerando que se compra el sistema diesel: De acuerdo a lo citado en la sección 3.3.3, donde se menciona que un proyecto es económicamente atractivo cuando su $B/C > 1$, para este caso se tiene que esto se cumple solo cuando las tasas de descuento están entre 1 % y 7 %, más allá de 7 % la relación $B/C < 1$.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Caso 2) Considerando que ya se cuenta con el sistema diesel: Para este caso se tiene que la condición $B/C > 1$ se cumple solo cuando se tienen tasa de descuento entre 1 % y 4 % más allá de este valor la relación $B/C < 1$

De manera general, se tiene que la relación beneficio-costo es mayor cuando se considera la compra del sistema diesel

En la figura 3 8 se muestra una gráfica de la relación beneficio-costo vs precio del combustible.

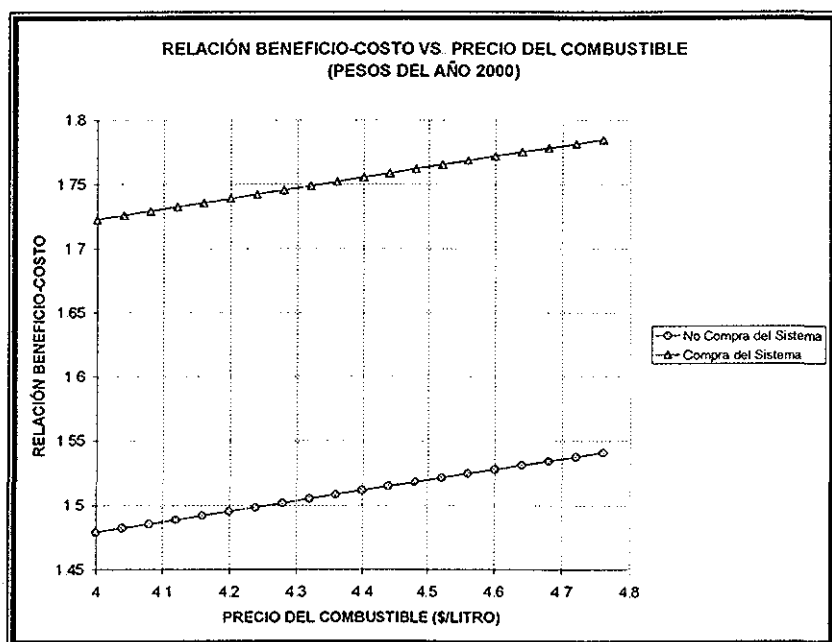


Figura 3 8 Relación Beneficio-Costo vs precio del combustible, $k = 2 \%$

Nuevamente analizando los dos casos de estudio (1 Se considera la compra del sistema diesel y 2 Se considera que ya se cuenta con el sistema diesel), se encontró lo siguiente:

Caso 1) Considerando que se compra el sistema diesel: Para este caso se tiene que la relación $B/C > 1$, siempre se cumple, sin embargo, este parámetro no es muy sensible a los cambios en el precio del combustible, ya que cuando se tiene un precio del combustible de \$ 4.00 pesos/litro, se obtiene una relación $B/C = 1.722$, cuando se tiene un precio del combustible de \$

4 04 pesos/litro, se obtiene una relación $B/C = 1\,726$, mientras que cuando el precio del combustible es de \$ 4 76 pesos/litro, se obtiene una relación $B/C = 1\,784$

Caso 2) Considerando que ya se cuenta con el sistema diesel: Para este caso se tiene nuevamente que la relación $B/C > 1$, en todo momento, sin embargo, también en este caso se tiene que este parámetro no es muy sensible a los cambios en el precio del combustible, ya que cuando se tiene un precio del combustible de \$ 4 00 pesos/litro, se obtiene una relación $B/C = 1\,479$, cuando se tiene un precio del combustible de \$ 4 04 pesos/litro, se obtiene una relación $B/C = 1\,482$, mientras que cuando el precio del combustible es de \$ 4 76 pesos/litro, se obtiene una relación $B/C = 1\,541$.

Se encontró también que la relación beneficio-costo es mayor cuando se considera la compra del sistema diesel, y para ambos casos se encontró que la relación $B/C > 1$ se cumple en todo momento

3.5.4 Costo Nivelado.

Como se explicó en la sección 3 2 4, los costos de cada proyecto de bombeo (sistema solar y sistema diesel) se dividieron en tres rubros: 1) Costos de capital, 2) Operación, Mantenimiento y transporte, y 3) Combustible. Como se considera que el número de litros de agua bombeados por día para cada sistema son 7,000 litros, se tiene que en un año cada sistema bombeará 2,555,000 litros de agua, esta cifra es actualizada mediante el factor de valor presente anual a una tasa de descuento de 2 %. Luego se divide cada rubro por el número de litros de agua actualizados, se suman las cantidades resultantes de cada rubro y son comparadas entre ambos sistemas.

Se realiza el mismo cálculo anterior variando ahora la tasa de descuento de 1 a 10 % actualizando los litros de agua para cada una de estas tasas. En el caso del sistema diesel, se vuelve a realizar el cálculo, sólo que ahora se varía el precio del combustible.

El valor resultante de cada uno de estos cálculos indica lo que cuesta producir un litro de agua mediante cada sistema.

Calcular el costo nivelado del bombeo de un litro de agua, mediante cada tecnología, significa realizar una división entre el valor presente de la suma de los tres rubros y el número de litros de agua producidos por año, a su vez actualizados. Así los resultados obtenidos del cálculo del costo nivelado variando la tasa de descuento son presentados en la figura 3 9 para ambos sistemas.

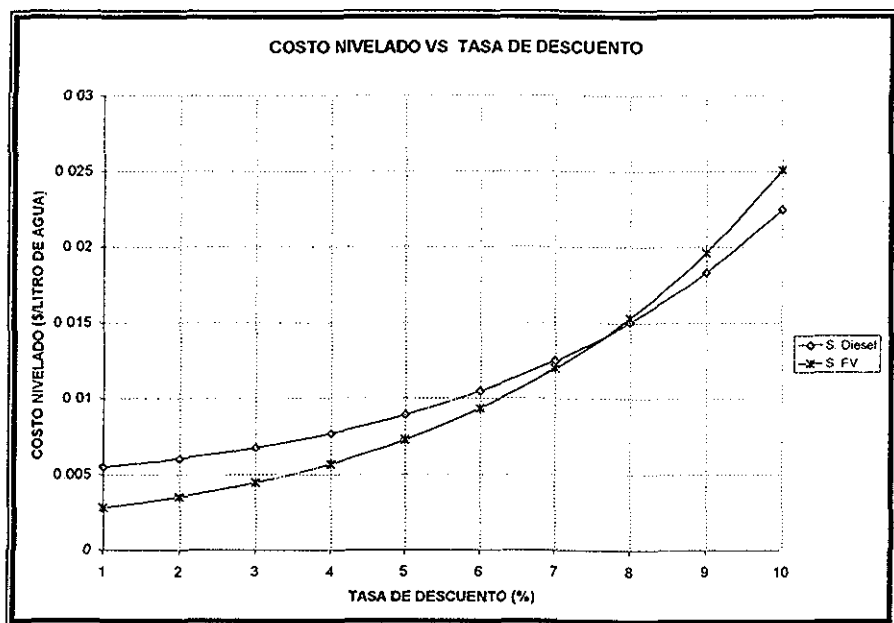


Figura 3.9 Costo Nivelado vs tasa de descuento

En la figura podemos ver que cuando se tienen tasas de descuento de 1 a 6 %, el costo nivelado del sistema diesel es mayor que el del sistema fotovoltaico, sin embargo, cuando se tienen tasas de descuento cercanas a 7 %, el costo nivelado tiende a ser el mismo para ambos sistemas, cuando se tiene una tasa de descuento cercana a 8 %, el costo nivelado del sistema fotovoltaico resulta ser mayor que el del sistema diesel.

En la figura 3.10 se muestra una gráfica del costo nivelado del sistema diesel variando el precio del combustible, los cálculos se realizaron con una tasa de descuento de 2 %.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

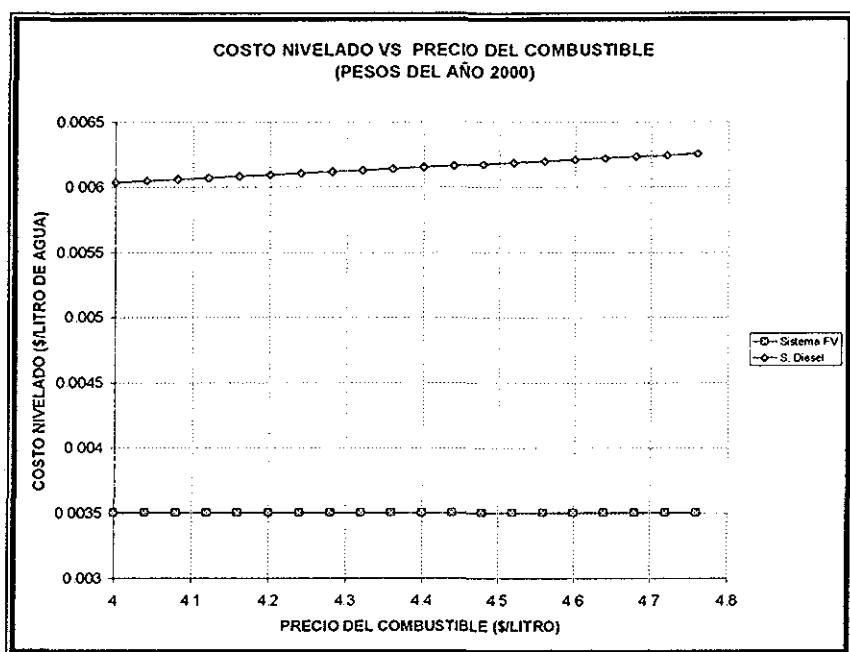


Figura 3.10 Costo Nivelado vs precio del combustible

En la figura se observa que el costo nivelado del sistema diesel aumenta linealmente con el incremento en el precio del combustible. Sin embargo, se encontró que cuando se tiene un precio del combustible de \$ 4.00 pesos/litro se tiene un costo nivelado de 0.00604 pesos/litro de agua, cuando se tiene un precio del combustible de \$ 4.04 pesos/litro se tiene un costo nivelado de 0.00605 pesos/litro de agua, y finalmente, para un precio del combustible de \$ 4.76 pesos/litro se tiene un costo nivelado de 0.00625 pesos/litro de agua, por lo que se concluye que este parámetro no es muy sensible a las variaciones en el precio del combustible.

Por otro lado se observa que el precio del combustible no afecta en lo absoluto al costo nivelado del sistema fotovoltaico, debido a que éste no necesita combustible para operar.

TEJIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.6 Conclusiones.

En el cálculo del Valor Presente Neto de los costos de los dos sistemas de bombeo (Solar y diesel) con una tasa de descuento de 2 % y un precio del combustible de \$ 4 00 pesos por litro, se encontró que al final del periodo de evaluación, el sistema diesel resultó ser 1 72 veces más costoso que el sistema fotovoltaico

Se encontró que al tener tasas de descuento de 1 % a 7 %, el VPN de los costos del sistema diesel es mayor que el VPN de los costos del sistema fotovoltaico, por ejemplo, para una tasa de descuento de 1 %, se encontró que el VPN del sistema diesel es 49 2 % mayor que el del sistema FV, cuando se tiene una tasa de descuento de 2 %, se encontró que el VPN del sistema diesel es 41 94 % mayor que el del sistema FV, mientras que para una tasa de descuento de 7 % el VPN del sistema diesel es 4 17 % mayor que el VPN de los costos del sistema fotovoltaico. Pero al tenerse una tasa de descuento cercana 8 %, el VPN de los costos de ambos sistemas tienden a ser de la misma magnitud, más allá de este valor, el VPN del sistema fotovoltaico resultó ser más caro que el VPN del sistema diesel

Si el precio del combustible aumenta, se incrementa el valor presente neto del costo del sistema diesel. Sin embargo, el VPN del sistema diesel no es muy sensible al cambio en el precio del combustible, ya que al aumentar el precio del combustible de \$ 4 00 pesos/litro a \$ 4 04 pesos/litro, es decir 1 %, el VPN del sistema aumenta solamente un 0 19 %. Cuando el precio del combustible alcanza los \$ 4 76 pesos/litro, se obtiene un incremento del VPN de 3 59 %

El periodo de recuperación de la inversión, comparando los gastos adicionales que genera el sistema diesel contra la inversión inicial del sistema fotovoltaico, se lleva a cabo en un tiempo máximo de 3 99 años, utilizando una tasa de descuento de 2 % y un precio del combustible de \$ 4 00 pesos/litro, cuando el combustible tiene un precio de \$ 5 00 pesos/litro, el periodo de recuperación de la inversión es de 3 74 años. De acuerdo a estos resultados podemos decir que el periodo de recuperación de la inversión del sistema fotovoltaico no es muy sensible a las variaciones en el precio del combustible

En el análisis de la relación Beneficio-Costo, variando la tasa de descuento se encontró que considerando que se compra el sistema diesel, la relación $B/C > 1$ se cumple solo cuando las tasas de descuento están entre 1 % y 7 %, más allá de 7 % la relación $B/C < 1$.

Para el caso donde se considera que ya se cuenta con el sistema diesel, se tiene que la relación $B/C > 1$ se cumple solo cuando se tienen tasa de descuento entre 1 % y 4 %, más allá de este valor la relación $B/C < 1$

De manera general, se tiene que la relación beneficio-costo es mayor cuando se considera la compra del sistema diesel.

En el análisis de la relación Beneficio-Costo, variando el precio del combustible, se encontró que considerando que se compra el sistema diesel, la relación $B/C > 1$ siempre se cumple. Sin embargo, este parámetro no es muy sensible a los cambios en el precio del combustible, ya que un aumento de 1 % en el precio del diesel (tomando como base un precio del combustible de \$ 4 00 pesos/litro) mejoraría solamente en un 0.23 % la relación B/C . Así cuando se tiene un incremento en el precio del combustible de 19 %, la relación B/C aumenta un 3.48 %.

Considerando que ya se cuenta con el sistema diesel, se encontró que la relación $B/C > 1$ en todo momento, sin embargo, también en este caso se tiene que este parámetro no es muy sensible a los cambios en el precio del combustible, porque como en el caso anterior, al incrementarse el precio del diesel en 1 %, la relación B/C mejora solo un 0.2 %, cuando el precio del combustible aumenta en 19 %, la relación B/C aumenta un 4 %.

Se encontró también que la relación beneficio-costo es mayor cuando se considera la compra del sistema diesel, y para ambos casos se encontró que la relación $B/C > 1$ se cumple en todo momento.

Con el cálculo del Costo Nivelado encontramos que cuando se tienen tasas de descuento de 1 a 6 %, el costo nivelado del sistema diesel es mayor que el del sistema fotovoltaico. Sin embargo, cuando se tienen tasas de descuento cercanas a 7 %, el costo nivelado tiende a ser el mismo para ambos sistemas, cuando se tiene una tasa de descuento cercana a 8 %, el costo nivelado del sistema fotovoltaico resulta ser mayor que el del sistema diesel.

Encontramos también que el costo nivelado del sistema diesel aumenta linealmente con el incremento en el precio del combustible. Cuando se tiene un aumento en el precio del combustible de 1 % (tomando como precio base el de \$ 4 00 pesos/litro), el costo nivelado del sistema diesel se incrementa en tan solo 0.19 %, cuando el incremento del precio del combustible es de 19 %, el costo nivelado del sistema se incrementa en un 3.47 %. Por lo que se concluye que este parámetro no es muy sensible a las variaciones en el precio del combustible.

Entonces de acuerdo con los resultados de los métodos económicos aplicados para la evaluación de las dos tecnologías de bombeo, podemos decir que el sistema de bombeo FV es la opción más factible económicamente, si se consideran tasas de descuento de 1 % a 7 %, pero a tasas más altas la mejor opción será la implementación del sistema diesel. El precio del combustible no es, de acuerdo a nuestros resultados, el factor determinante en la competitividad del sistema fotovoltaico contra el sistema diesel.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO.

4.1 Introducción.

En los Sistemas de Bombeo Fotovoltaico es importante conocer la energía solar disponible en el sitio. Pero más importante es aún que se haga un análisis energético para saber cuanta energía se está produciendo con el arreglo fotovoltaico. Cuánta es aprovechada en la obtención del agua bombeada y cuánta se está perdiendo en los cables de conducción y demás aditamentos. Para llevar a cabo el análisis energético de un sistema de bombeo de agua se tiene que realizar el monitoreo del comportamiento de cada una de las variables que intervienen en el sistema, como son: la irradiancia incidente en el arreglo, el voltaje, corriente y potencia generados por el arreglo fotovoltaico, la temperatura ambiente, la temperatura del arreglo, la corriente, el voltaje y la potencia consumidos por el sistema motor-bomba y el volumen de agua extraído por día.

Existen muchos tipos de sistemas de bombeo fotovoltaico disponibles en el mercado. la potencia y el tipo de sistema dependen de las necesidades de agua y de la profundidad de bombeo, lo que anteriormente se denominó como ciclo hidráulico. Puede ser un sistema con bomba superficial para poca profundidad en los que el sistema motor-bomba generalmente son de corriente directa, o un sistema para mayor profundidad con su sistema motor-bomba sumergible en corriente alterna. Hay diferentes configuraciones para los sistemas de bombeo. Las bombas de corriente directa pueden estar acopladas directamente al arreglo, si éste es muy pequeño pero suficiente para alimentarla. Cuando los arreglos fotovoltaicos son más grandes las bombas están conectadas mediante un controlador de carga que las protege de los voltajes y corrientes que excedan su límite de operación y así evitar que se dañen. Otro tipo de configuración en los sistemas de bombeo es cuando las bombas son de corriente alterna. en este caso éstas están conectadas al arreglo fotovoltaico por medio de un inversor, que es un dispositivo que convierte la potencia de corriente directa proveniente del arreglo, en la potencia de corriente alterna requerida por la bomba para operar.

Así pues, dependiendo del tipo de sistema que se tenga que monitorear, se debe de contar con los transductores y el equipo de adquisición de datos que nos permitan hacer la medición de las variables que intervienen en el sistema, ya que un sistema de bombeo puede tener todas sus

variables en corriente directa o una combinación de variables en corriente directa y en corriente alterna

4.2 Descripción del sistema de adquisición de datos.

Existen muchos métodos de monitorear las variables eléctricas involucradas en un sistema de bombeo. El primero y el más sencillo es hacerlo manualmente con la ayuda de un multímetro. Trátase de voltaje y corriente en corriente directa, voltaje y corriente en corriente alterna, o que se mida el voltaje de salida del piranómetro y luego sea convertido en unidades de W/m^2 ; hay algunos multímetros que traen un termopar y pueden medir también temperatura. El método de monitoreo más confiable pero sobre todo el más caro es mediante el uso de un sistema de adquisición de datos (D A S por las siglas en inglés Data Acquisition System). Este equipo es provisto por el fabricante para que el usuario lo pueda adecuar a cualquier tipo de transductores y sensores que el mismo fabricante vende por separado, tiene el software incluido para que el usuario lo programe a su conveniencia, tiene algunas fuentes de alimentación internas, además es portátil, y sólo se debe de contar con una computadora para establecer la comunicación con el D A S para extraer los datos y después procesarlos. El único y gran problema que tiene es su precio, ya que para comprar uno de estos equipos para monitorear un sistema de bombeo de agua con todos sus parámetros, nos faltaría una cantidad de dinero del orden de US\$ 8,000 00 dólares, que es lo que cuesta aproximadamente este equipo en los Estados Unidos.

Nuestro caso de estudio es el monitoreo de un sistema en corriente alterna. El cuál está compuesto por un arreglo de seis módulos de 75 W en serie, conectados a un inversor de 400 W de tres fases, el cuál alimenta a una bomba centrífuga sumergible de 90 Volts.

Pero debido a que no contamos con recursos económicos suficientes para comprar un sistema de monitoreo como el mencionado anteriormente, nos vimos en la necesidad de construir un sistema de adquisición de datos para llevar a cabo el monitoreo energético planteado en este trabajo de tesis.

El sistema de adquisición de datos construido mide los parámetros eléctricos en corriente directa del sistema de bombeo. Para el monitoreo de las señales en corriente alterna se hizo uso de dos multímetros, uno para la medición de la corriente de fase consumida por la bomba y el otro para la medición del voltaje entre dos fases. El comportamiento de la corriente en las tres fases es muy similar, difiere del orden del 2 %, por tal motivo se midió una sola fase en los

experimentos, y para el voltaje se toma el mismo criterio, ya que la diferencia entre fases es menor del 2 %. así solo se mide el voltaje entre un solo par de fases

A continuación se presenta una descripción de las variables que involucra el sistema de bombeo que se monitoreo y la manera en que se midieron, así como la descripción del sistema de adquisición de datos:

Medición de la irradiancia - La irradiancia solar se midió con un piranómetro marca Eppley, ésta se obtiene de la localidad donde esté instalado el sistema de bombeo, el sistema de bombeo está ubicado en las instalaciones del Centro de Investigación en Energía en la localidad de Temixco Morelos. El piranómetro se colocó en el plano del arreglo a 18° de inclinación con respecto a la horizontal. Cuando los rayos solares inciden sobre este dispositivo, se genera un voltaje pequeño a la salida, del orden de miliVolts (~ 10 mV), lo cual puede variar dependiendo de la hora del día. La manera de interpretar esta respuesta, es la siguiente:

$$Irradiancia = \frac{10 \times 10^{-3} V}{9.49 \times 10^{-6} V/W^{-1} m^2} = 1054 W/m^2 \quad (4.1)$$

donde,

$10 \times 10^{-3} V$ es la lectura obtenida del piranómetro cerca del medio día solar

$9.49 \times 10^{-6} V/W^{-1} m^2$ es la constante de calibración del piranómetro

Pero, debido al voltaje tan pequeño a la salida del piranómetro, es necesario usar un amplificador de voltaje, el cual se obtiene mediante el uso de un circuito integrado (C I); el LM324 ^[20] que es un amplificador operacional de empaquetamiento cuádruple (cuatro amplificadores en un solo C I) y un arreglo de resistencias las cuales definen la ganancia total del amplificador. La relación que define el voltaje total de salida del amplificador está dada por:

$$V_o = V_i \left(\frac{R_f}{R_i} + 1 \right) \quad (4.2)$$

donde:

$$R_F = 1M\Omega$$

$$R_I = 5K\Omega$$

V_I = Voltaje proveniente del piranómetro cuando está expuesto a la luz solar

V_O = Voltaje de salida del amplificador en el rango de 0 a 5 Volts

Esta relación corresponde a un circuito amplificador conectado en configuración no inversora, el tipo de configuración se refiere a la manera en como se conecta la entrada de voltaje (señal proveniente del piranómetro) al amplificador que tiene dos entradas, la terminal (+) y la terminal (-), en nuestro caso las señales de voltaje que requieren amplificación se conectan siempre a la terminal (+) es decir en configuración no inversora debido a que nos interesa mantener la polaridad positiva de la señal de entrada y la de la señal amplificada a la salida del C.I LM324.

Este amplificador se caracterizó para obtener la ecuación de ajuste que será usada más adelante en el programa de control del sistema de adquisición de datos. En la figura 4.1 aparece el circuito construido para la medición de la irradiancia y en la figura 4.2 aparece la gráfica de la caracterización del amplificador y su ecuación de ajuste.

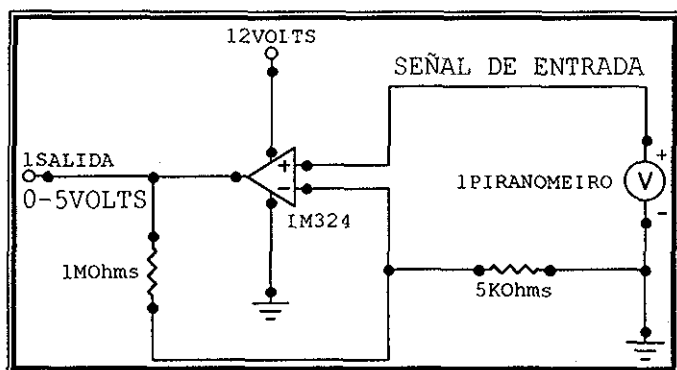


Figura 4.1 Diagrama esquemático del circuito construido para la medición de la irradiancia

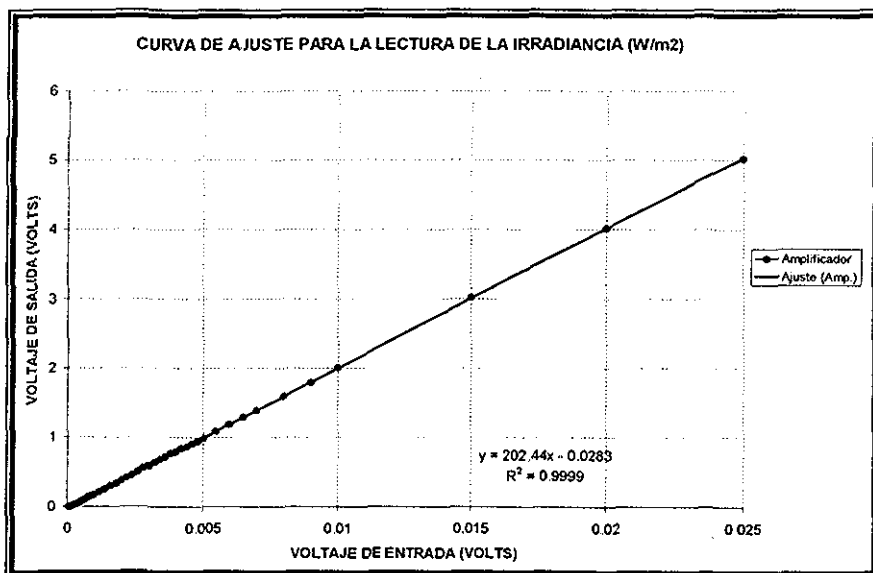


Figura 4 2 Curva de caracterización del amplificador presentando la ecuación de ajuste

Medición de la corriente de operación del arreglo fotovoltaico - Como ya se mencionó anteriormente, el sistema de bombeo utiliza una bomba de corriente alterna, por lo tanto para proporcionarle energía a la bomba es necesario utilizar un inversor de corriente, el cual es alimentado a su vez por el arreglo fotovoltaico. La corriente generada por el arreglo en corto circuito es de 4.8 Amperes, por lo que la corriente de operación debe estar entre cero y este valor. La corriente de operación se midió colocando una resistencia pequeña ($\sim 1\text{m}\Omega$) entre la terminal negativa del inversor y tierra. Debido a que esta resistencia es del orden de miliOhms, la caída de voltaje entre sus terminales es proporcional a la corriente que pasa a través de ella. Como la caída de voltaje en esta resistencia es pequeña ($\sim \text{mV}$), fue necesario utilizar también en este caso un amplificador de voltaje. El uso de los amplificadores de voltaje se hace necesario debido a que el sistema de adquisición de datos cuenta con una resolución definida por la siguiente expresión:

$$V_{\min} = \frac{V_{\text{referencia}}}{2^8 - 1} \quad (4.3)$$

donde:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$V_{\text{referencia}} = 5V$$

$$2^8 - 1 = 255$$

En nuestro caso, el voltaje de referencia es igual al voltaje máximo con que opera el convertidor A/D 0831, es por eso que los voltajes de entrada analógicos no deben ser superiores a este valor, de lo contrario dañarían el dispositivo; el superíndice que aparece en el número dos es el número de bits del convertidor. Así pues, la resolución del sistema de adquisición de datos es el voltaje mínimo detectado por el convertidor.

El amplificador usado para la lectura de la corriente de operación del arreglo fotovoltaico tiene una ganancia de aproximadamente 1,000, y la caída de voltaje en esta resistencia será amplificada lo suficiente para cumplir así con el rango de voltajes detectados por el sistema de adquisición de datos. Obedeciendo a la Ley de Ohm, esto significa que si en las terminales de la resistencia hay una caída de tensión de 3 mV, la corriente de operación del módulo medida será de 3 Amperes aproximadamente.

En la figura 4.3 se presenta el circuito construido para la medición de la corriente de operación del arreglo. En el circuito se presenta un bloque que simboliza el inversor y solo se dibujaron las entradas de este dispositivo, pero hay que recordar que también posee cuatro salidas con las cuales alimenta a la bomba, las cuales no se dibujaron en este diagrama (tres terminales de las señales de corriente alterna trifásica y una terminal de tierra física). En la figura 4.4 se presenta la gráfica de la caracterización del amplificador, así como su ecuación de ajuste. Esta ecuación será utilizada posteriormente en el programa de control del sistema de adquisición de datos.

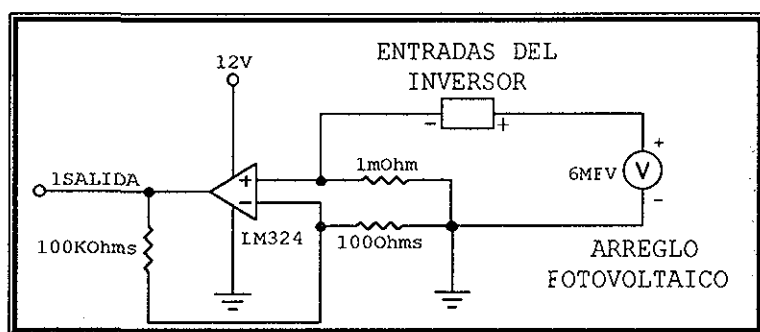


Figura 4.3 Circuito construido para la medición de la corriente de operación del arreglo FV

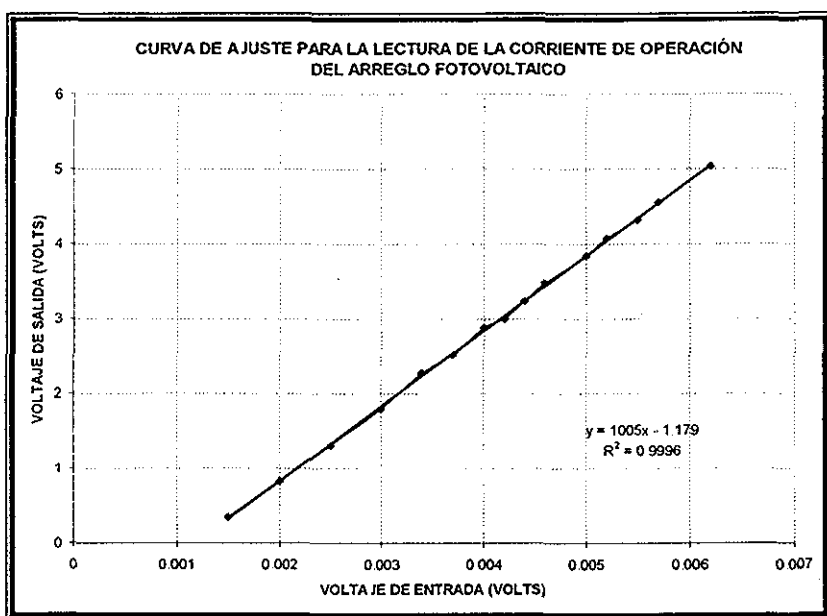


Figura 4 4 Curva de caracterización del amplificador presentando la ecuación de ajuste

Medición del voltaje de operación del arreglo fotovoltaico - Para medir el voltaje de operación del arreglo se utilizó un divisor de voltaje. Usar un divisor de voltaje significa medir un voltaje mucho menor pero proporcional al voltaje que se desea medir. Necesitamos bajar el voltaje de 130 Volts aproximadamente a una escala entre 0 y 5 Volts como máximo mediante un divisor de voltaje, la razón es la resolución del sistema, como se comentó anteriormente. La ecuación que describe a un divisor de voltaje es la siguiente ^[21]:

$$V_o = V_i \left(\frac{R_2}{R_1 + R_2} \right) \quad (4.4)$$

donde,

$V_o = 5 \text{ V}$ como máximo

$V_i = 130 \text{ V}$ como máximo

$R_1 = 100 \text{ k}\Omega$ y $R_2 = 4 \text{ k}\Omega$

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

En la figura 4 5 aparece el circuito construido para la lectura del voltaje de operación del arreglo fotovoltaico En la figura 4 6 se presenta la gráfica de la caracterización de este divisor de voltaje, así como su ecuación de ajuste

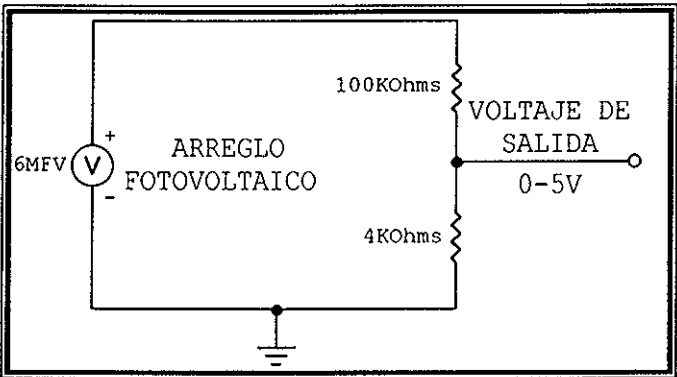


Figura 4 5 Circuito construido para la medición del voltaje de operación del arreglo FV

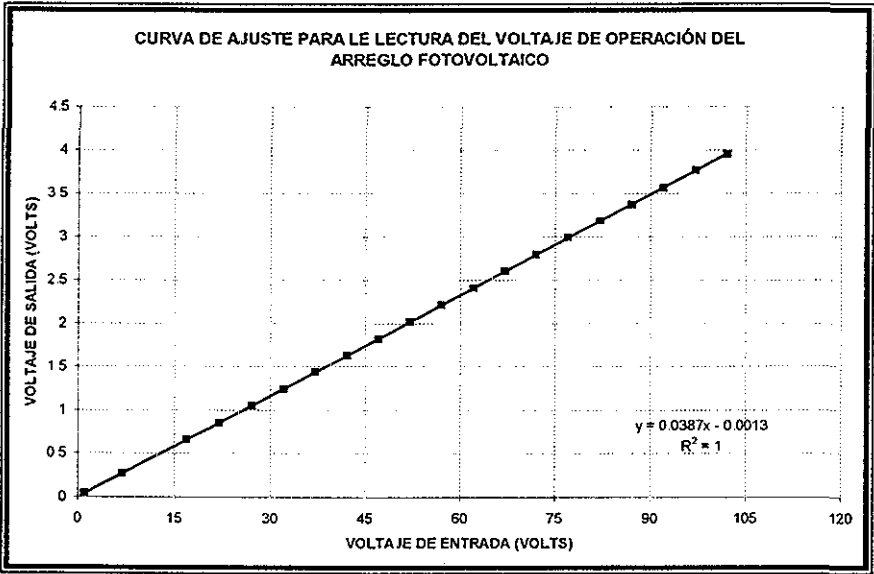


Figura 4 6 Curva de caracterización del divisor de voltaje presentando la ecuación de ajuste.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Medición de la temperatura del arreglo fotovoltaico - La temperatura del arreglo fotovoltaico se midió con un circuito integrado (C I); el LM335 ^[20] es un sensor de temperatura que produce un voltaje de salida proporcional a la temperatura a la cual se encuentra expuesto. El LM335 mide la temperatura absoluta ($^{\circ}\text{K}$) y proporciona un voltaje de salida de $10\text{ mV}/^{\circ}\text{K}$. Requiere de una fuente externa para operar, además de una resistencia. Para asegurar una lectura de temperatura confiable el LM335 se caracterizó en una cámara a temperatura controlada. Para la medición de la temperatura del arreglo fotovoltaico, se colocó el sensor de temperatura en la parte posterior de uno de los módulos, y se asume que la temperatura es uniforme en todo el arreglo. Cabe mencionar que este sensor no tiene ningún tipo de protección contra el viento, así que está sujeto a las corrientes de aire que durante el día ocurren, provocando que la temperatura del módulo varíe constantemente y que por consiguiente varíe también la lectura del sensor.

En la figura 4.7 aparece el circuito construido para la lectura de la temperatura del arreglo fotovoltaico. En la figura 4.8 se presenta la gráfica de la caracterización del sensor de temperatura y su ecuación de ajuste.

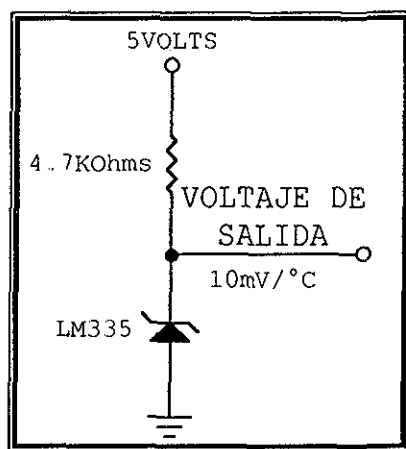


Figura 4.7 Circuito construido para la lectura de la temperatura del arreglo

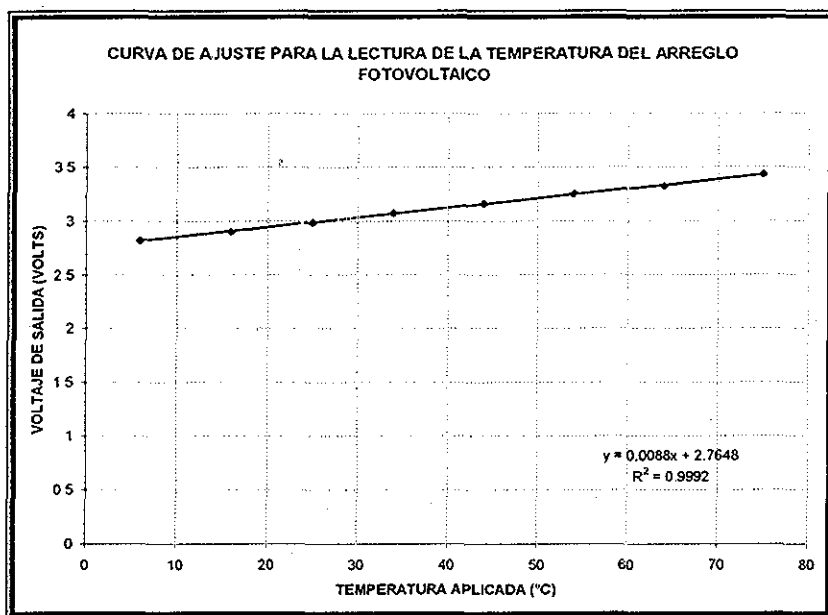


Figura 4.8 Curva de caracterización del sensor de temperatura y su ecuación de ajuste

Medición de la temperatura ambiente - Para medir la temperatura ambiente se usaron dos C.I. LM335, con el objeto de comparar la respuesta de los dos sensores. Los C.I. se colocaron en la caseta de mediciones y se tomó la temperatura de este lugar como la temperatura ambiente a la sombra. El circuito construido para la lectura de la temperatura ambiente es exactamente igual que el utilizado para la lectura de la temperatura del arreglo.

En las gráficas 4.9 y 4.10 se muestran las curvas de caracterización de estos dos circuitos LM335, denominadas temperatura TM0 y TM1, respectivamente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

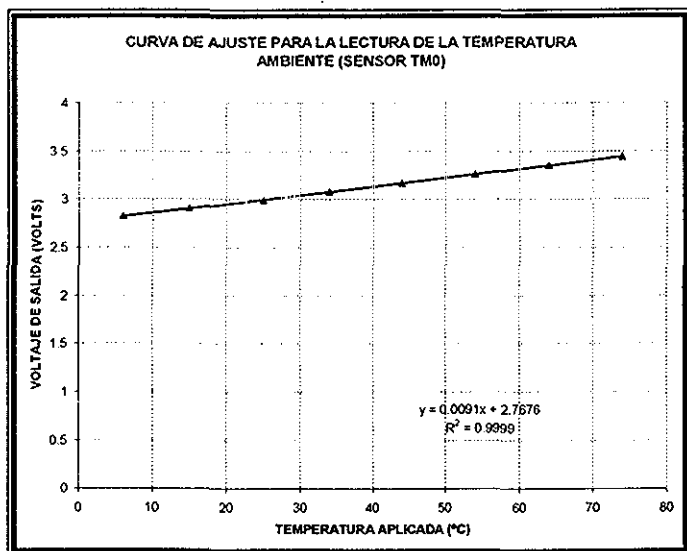


Figura 4 9 Curva de caracterización del sensor de temperatura TM0 y su ecuación de ajuste.

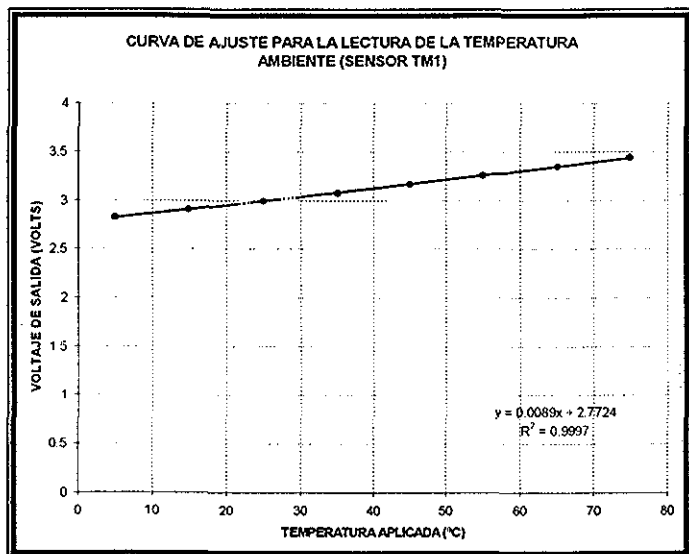


Figura 4 10 Curva de caracterización del sensor de temperatura TM1 y su ecuación de ajuste.

4.3 Adquisición de datos.

Hasta ahora hemos hablado de la manera en cómo se midieron las señales eléctricas en corriente directa del sistema de monitoreo. A continuación hablaremos de la forma en que estas señales analógicas se pueden medir automáticamente mediante el sistema de adquisición de datos para después ser guardadas en el disco duro de una computadora.

Se le llama sistema de adquisición de datos al circuito electrónico con que se leen las señales eléctricas antes mencionadas mediante el uso de un programa en Pascal, este programa me permite extraer los datos medidos a través del puerto paralelo de una computadora. El circuito adquisitor de datos, se constituye por un convertidor analógico/digital, un multiplexor, y el cable de conexión hacia el puerto paralelo (DB25). Aquí se reciben las señales analógicas previamente acondicionadas para un rango de voltaje que va de 0 a 5 Volts, estas señales corresponden a la lectura de irradiancia, corriente de operación del arreglo, voltaje de operación del arreglo, temperatura del arreglo y temperatura ambiente, cada una de ellas entra a un canal del multiplexor, y van saliendo en orden para ser convertidos a digital por el convertidor A/D, posteriormente son enviadas a la computadora para su almacenamiento en disco duro. Luego los datos almacenados son procesados y representados en unidades de W/m^2 en el caso de la irradiancia, Volts y Amps., en el caso del voltaje y corriente del arreglo y en $^{\circ}C$ en el caso de la temperatura que se esté midiendo y finalmente estos datos pueden ser graficados en cualquier hoja de cálculo. A continuación se describen los componentes del sistema de adquisición de datos.

Convertidor Analógico/Digital - Este circuito integrado, está diseñado para recibir señales analógicas y entregar la representación digital del voltaje analógico de entrada. Existe una gran variedad de convertidores analógico/digital, los cuales podemos seleccionar para un fin específico de acuerdo a su velocidad de conversión, resolución, y precio. La velocidad de conversión en los convertidores A/D depende del método de conversión utilizado: comparadores de voltaje, aproximaciones sucesivas y otros; así como de la velocidad de la computadora utilizada para el proceso de adquisición de datos. Para el sistema de adquisición de datos, de este trabajo, se usó el convertidor analógico/digital ADC0831 el cual utiliza el método de aproximaciones sucesivas. Este convertidor se muestra esquemáticamente en la figura 4.11^[22]

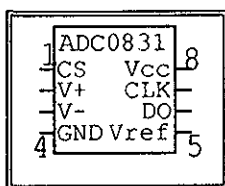


Figura 4 11 Diagrama esquemático del ADC0831

Parámetros de operación del ADC0831 - El convertidor analógico/digital ADC0831, tiene una resolución de 8 bits, entrada/salida serie, para aplicaciones estándar de 0 a 5 Volts de entrada, y una fuente de alimentación a 5 Volts, no requiere de componentes adicionales. La salida del ADC0831 puede conectarse directamente al puerto paralelo de la computadora ^[22].

El intervalo de conversión no necesariamente debe ser de 0 a 5 Volts, éste se puede ajustar para empezar en un voltaje diferente de 0 Volts ^[22].

El desempeño del ADC0831 depende de la velocidad de la computadora ^[22].

El ADC0831 es compatible con entrada/salida TTL/MOS, opera con una fuente de voltaje de 5 Volts, opera en un intervalo de temperatura de 0° C a 70° C y consume solamente 15 mW. El tiempo de conversión del chip es de 32 μ segundos ^[22].

Como se muestra en la figura 4 11, el ADC0831 es un CI de 8 accesos (8-pin). La operación es habilitada usando un cero lógico en el pin 1, el chip select ($\overline{CS}$). El dato es mandado hacia afuera del pin 6 (Dout), y el CI requiere una señal de reloj en el pin 7 (CLK). El voltaje de polarización es aplicado a los pines 8 (Vcc) y 4 (Gnd). La señal de entrada es provista a Vin+, la cual es el pin 2. El voltaje de referencia para conversión cero es provisto a Vin- (pin 3). Finalmente el voltaje representativo del rango de conversión de 8 bit es provisto a Vref (pin 5) ^[22].

La figura 4 12 muestra el diagrama de estados del ADC0831. Para nuestra aplicación, la señal de reloj (CLK) será derivada del puerto paralelo de la computadora, y los datos de salida serán mandados al puerto paralelo. Una conversión es iniciada mandando un cero lógico a la línea de $\overline{CS}$. Esta línea debe estar sostenida en un nivel bajo para una conversión completa. El ADC0831 entonces espera un bit de inicio, luego, el reloj es provisto a la entrada de la línea CLK. Al finalizar el primer pulso de reloj, la línea de salida de datos (Dout) sale de su estado de alta impedancia y pone un cero para un periodo del reloj. Cada bit del nivel de voltaje convertido (comienza con el bit más significativo hasta terminar con el menos significativo) está disponible

en la línea de salida (Dout) comenzando con la transición hacia abajo de cada pulso de reloj. Después de 8 pulsos de reloj la conversión es completada. La línea Dout vuelve al estado de alta impedancia otra vez cuando la línea $\overline{CS}$ regresa al estado alto.^[22]

Mientras que el ADC0831 puede ser usado de modo estándar con entrada de 0 a 5 Volts, su mínimo voltaje de entrada analógico y los valores de voltaje en escala completa pueden ser ajustados. Cuando el pin V_{in-} es basado a otro voltaje diferente de tierra el convertidor presentará un código digital de 0000 0000 para ese valor de voltaje mínimo de entrada. El valor de voltaje aplicado a V_{ref} determina el valor del voltaje analógico de entrada que producirá un código digital de 1111 1111 en escala completa. La suma de V_{in-} y V_{ref} debe ser menor o igual a 5 Volts. Por ejemplo, si aplicamos 2.3 Volts a V_{in-} y 1.28 Volts a V_{ref} , un voltaje analógico de entrada de 2.3 Volts producirá un código digital de 0, y una entrada de 3.58 (2.3+1.28) producirá un código digital de 255. Que proporciona una resolución efectiva de 1,280 mV/256 cuentas, o 5 mV/cuenta. Esto es cuatro veces la resolución estándar de 19.53 mV/cuenta (5,000 mV/256 cuentas) que un convertidor análogo/digital de 8 bit proporcionaría de manera estándar.^[22] En este trabajo el ADC0831 se usó de manera estándar.

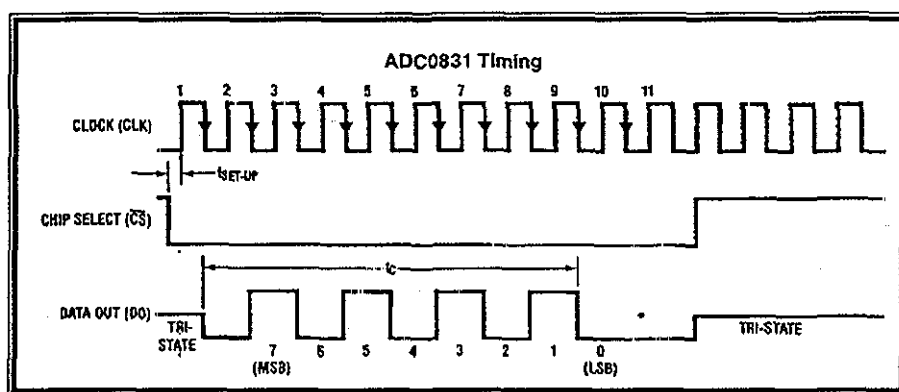


Figura 4.12 Diagrama de estados del ADC0831

TI. IS CON
FALLA DE ORIGEN

Multiplexor - Este circuito integrado, lo que hace es ir accedendo un sólo canal a la vez es decir en su salida muestra el valor del voltaje a la entrada en cada uno de sus canales; si el multiplexor es de 16 canales tendrá 4 líneas de control denotadas por S_0 , S_1 , S_2 y S_3 ; el valor a la salida estará definido por el estado de las líneas de control como se muestra más adelante en la tabla de verdad de un multiplexor de 16 canales. Para la construcción del sistema de adquisición de datos se empleó el multiplexor de 16 canales MC4067, las características eléctricas y los parámetros de operación se describen más adelante. En la figura 4.14 aparece el diagrama esquemático del MC4067. Las características del MC4067 son las siguientes: Amplio rango analógico de entrada, baja resistencia en "ON": $70\ \Omega$ si $V_{cc} = 4.5$ Volts y $60\ \Omega$ si $V_{cc} = 6.0$ Volts, switcheo rápido y velocidad de propagación, tiempo antes de realizar un switcheo: 6 nseg a 4.5 Volts, disponibles en dos presentaciones de empaquetamiento de plástico y un amplio rango de temperatura de operación: -55 a 125°C [23]

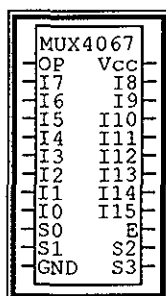


Figura 4.14 C.I. MC4067

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Parámetros de operación del MC4067 - El MC4067 es un multiplexor de 16 canales, la figura 4.15 muestra la configuración de pines para este C.I. El voltaje de alimentación es normalmente aplicado a V_{cc} (pin 24) y a tierra GND (pin 12); debido a que cuenta con 16 canales de entrada para voltajes analógicos, este C.I. como ya se mencionó tiene 4 líneas de control, pero además cuenta con una línea adicional de control llamada habilitación (E), la cual tiene también dos estados de voltaje permitidos, el nivel alto (1) y el nivel bajo (0), cuando esta línea se encuentra en nivel alto no permite la salida de ninguna señal de voltaje, y por el contrario, cuando ésta se encuentra en nivel bajo es cuando habrá paso del voltaje aplicado en

cada uno de los canales hacia la salida del multiplexor, es por ello que, en esta aplicación siempre se tendrá conectada esta línea de control a tierra denotada por ($\bar{E}$) ^[23]

Las cuatro líneas de control S_0 , S_1 , S_2 y S_3 forman una combinación de cuentas binarias (como lo indica la tabla de verdad) El número binario indicado en las líneas de control selecciona el mismo número del canal en decimal en el CI; entonces el canal seleccionado es conectado a la terminal COMMON OUTPUT (pin 1) a través de la circuitería interna del MC4067, el cual suma unos cuantos Ohms de resistencia en serie entre el canal seleccionado y el pin 1 Si la línea de habilitación ($\bar{E}$), es puesta en alto, será desconectada de todos los canales de entrada, sin tomar en cuenta el estado de las líneas de control S_0 , S_1 , S_2 y S_3 ^[23]

Tabla 4.1 Tabla de verdad del MC4067 ^[20].

S_0	S_1	S_2	S_3	$\bar{E}$	SELECCIÓN DEL CANAL
X	X	X	X	1	Ninguno
0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	1
0	1	0	0	0	2
1	1	0	0	0	3
0	0	1	0	0	4
1	0	1	0	0	5
0	1	1	0	0	6
1	1	1	0	0	7
0	0	0	1	0	8
1	0	0	1	0	9
0	1	0	1	0	10
1	1	0	1	0	11
0	0	1	1	0	12
1	0	1	1	0	13
0	1	1	1	0	14
1	1	1	1	0	15

NOTA: 1 = Nivel alto; 0 = Nivel bajo; X = No importa

TEJIS CON
FALLA DE ORIGEN

Etapas de control (software) - En esta etapa los dispositivos electrónicos son controlados por un programa elaborado en lenguaje PASCAL^[24, 25], el cual es ejecutado en una computadora 386 con una velocidad de 40 MHz. Los datos obtenidos se presentan en columnas dentro de un archivo con extensión DAT, generado por el propio programa de control y se almacenan al final de la medición en el disco duro de la computadora para ser procesados posteriormente en cualquier hoja de cálculo.

Para la adquisición de los datos se usó el puerto paralelo debido a las ventajas que ofrece respecto del puerto serie, como se verá a continuación.

Puerto paralelo - La particularidad del puerto paralelo es que está pensado para transmitir y recibir los datos de 8 en 8 bits (de byte en byte), lo que se traduce fundamentalmente en una mayor velocidad de transferencia de información. Otra de las diferencias del puerto paralelo respecto al puerto serie es que las señales eléctricas utilizadas para representar los estados lógicos 0 y 1 son de 0 y +5 Volts, respectivamente, en vez de las tensiones negativas (entre -3 y -15 Volts) y positivas (entre +3 y +15 Volts) utilizadas por el puerto serie. Una diferencia menor la constituye el hecho de que en el lado del PC el puerto paralelo dispone de un conector hembra, mientras que el puerto serie dispone de un conector macho^[26].

Registros del puerto paralelo - El puerto paralelo dispone de tres registros a través de los cuales se intercambian tanto los datos de información como las señales de control. Estos registros son el registro de datos, registro de estado y registro de control. El registro de datos contiene la información que va a ser transferida a la interfaz o que ha sido recibida de la misma. El registro de estado nos ofrece información del estado del dispositivo conectado al puerto paralelo (si está conectado o no, recibe los datos correctamente, etc.). Por último el registro de control controla el comportamiento del dispositivo, así como la generación de interrupciones hardware. El registro de datos y el registro de control son registros bidireccionales, mientras el registro de estado es un registro de sólo lectura. El registro de datos tiene la dirección de memoria 888 (escritura) y el registro de estado tiene la dirección 889 (lectura)^[26]. En la tabla 4.2 se muestra la configuración de pines del conector DB25 usado para la comunicación con el puerto paralelo de la computadora, y en la figura 4.15 se muestra el diagrama esquemático del conector DB25.

Tabla 4.2 Configuración del conector DB25 para la comunicación con el puerto paralelo ^[26]

No. de pin	Funcionamiento en el hardware
1	NC
2	Chip Select (CS)
3	Reloj (CLK)
4	Línea de control S_0
5	Línea de control S_1
6	Línea de control S_2
7	Línea de control S_3
10	Lectura de datos (Dout)
19	Tierra digital

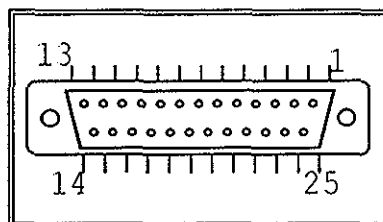


Figura 4 15 Conector DB25

Programación - La programación se hizo en lenguaje PASCAL debido a que este lenguaje es muy usado en el campo de la ingeniería, y porque tiene una gama muy amplia de comandos, lo cual lo hace ser un lenguaje adecuado para la aplicación que nosotros queríamos

Se realizaron siete funciones en el programa de control, utilizando las ecuaciones de ajuste de la caracterización del circuito implementado para la medición de cada variable, las funciones son las siguientes:

1. Función para calcular el numero de cuentas del convertidor analógico/digital en cada medición
2. Función para calcular el voltaje de operación del arreglo fotovoltaico
3. Función para calcular la corriente de operación del arreglo fotovoltaico.

- 4 Función para calcular el valor de la irradiancia
- 5 Función para calcular la temperatura del arreglo fotovoltaico medida con el sensor TM
- 6 Función para calcular la temperatura ambiente del sensor TM0
- 7 Función para calcular la temperatura ambiente del sensor TM1

Se realizó también un procedimiento, el cual se usa para activar las señales del convertidor A/D: A través del puerto paralelo se activa el pin (CS) del convertidor para indicar que habrá transferencia de datos y se genera un tren de 9 pulsos para activar el pin (CLK) del convertidor para que comience la adquisición de los datos de las mediciones, los cuales son multiplicados por la función que calcula el número de cuentas de la conversión análogo/digital

Para realizar la medición de los parámetros eléctricos del sistema de bombeo, se crea y abre un archivo para almacenar los datos de las lecturas de las señales a medir, el nombre de este archivo es asignado por el usuario al comenzar el experimento o medición; se accesan los canales a medir en el multiplexor, se envían a la salida los valores de las señales de voltaje presentes en estos uno a uno llegan hasta el convertidor A/D, éste convierte esas señales analógicas en señales digitales para que puedan ser leídas por la computadora, y las envía a la computadora por medio del puerto paralelo, se alojan en la memoria y luego son trasladadas al disco duro donde se guardan en el archivo creado al inicio del experimento; al terminar la medición automáticamente se cierra el archivo y los datos quedan guardados en el disco duro de la computadora. El tiempo de medición o la duración del experimento está determinado por el usuario

En la figura 4.16 aparece el diagrama esquemático del circuito de adquisición de datos. El diagrama de flujo del programa elaborado para el control del sistema de medición se presenta al final del apéndice

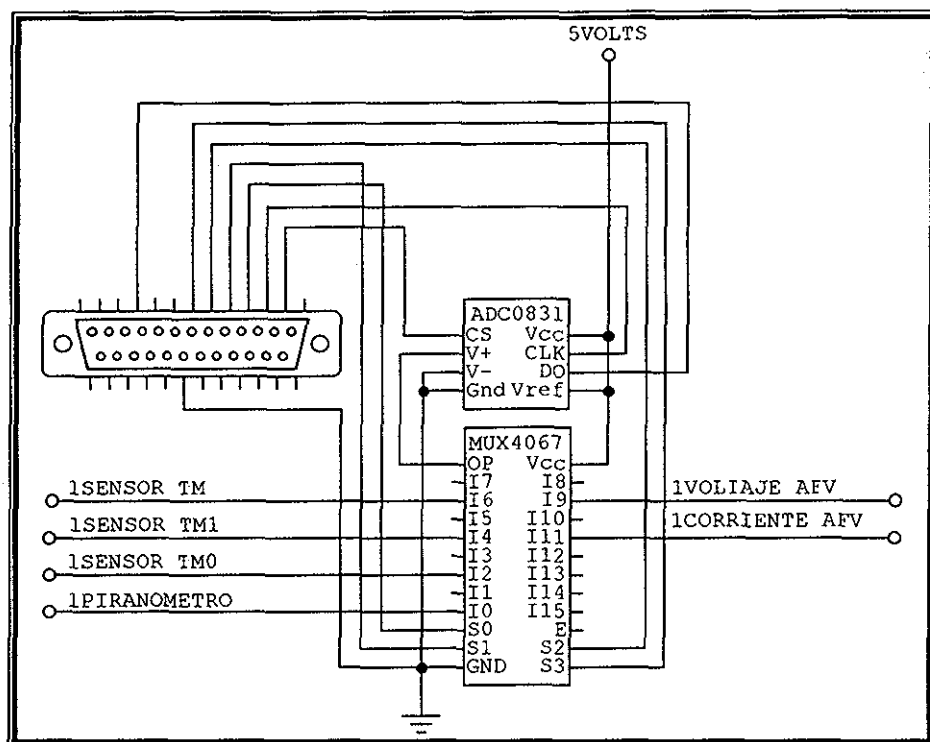


Figura 4 16 Diagrama esquemático del circuito de adquisición de datos

Y para terminar con la descripción de las variables involucradas en el monitoreo del sistema de bombeo fotovoltaico, mencionamos en última instancia el flujo de agua producido por día por el sistema de bombeo, éste se midió manualmente. Se instaló un flujómetro a la salida del sistema de bombeo, el cuál proporciona la lectura de manera acumulativa, se anotó en una bitácora el dato del flujo (en m^3) al término de la medición cada día. Cabe señalar que no se realizaron mediciones del flujo instantáneo.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

4.4 Características eléctricas del arreglo fotovoltaico.

En la tabla 4.3 se muestran las características eléctricas de un módulo modelo SP75 de SIEMENS de 75 Watts a la temperatura estándar de prueba (25° C) y a una temperatura de operación de 55° C. también se presenta el efecto en cada uno de los parámetros eléctricos debido al incremento en la temperatura

Tabla 4.3 Características eléctricas del módulo SP75 de SIEMENS.

Parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico	Temperatura del módulo (25° C)	Temperatura de operación (55° C)	Efecto en los parámetros eléctricos
Potencia pico típica	75 W	60	Pérdida 20 %
Voltaje a P _{máx} [V _p]	17.0 V	14.84	Pérdida 12.71 %
Corriente a P _{máx} [I _p]	4.4 A	4.41	Ganancia 0.23 %
Corriente de corto circuito [I _{sc}]	4.8 A	4.81	Ganancia 0.21 %
Voltaje a circuito abierto [V _{oc}]	21.7 V	19.5	Pérdida 10.14 %

El arreglo fotovoltaico usado para energizar la bomba utilizada en este trabajo de tesis, está formado por seis módulos de 75 Watts conectados en serie. La figura 4.17 muestra una fotografía de uno de estos módulos

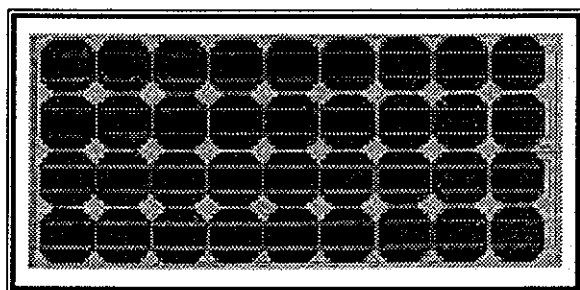
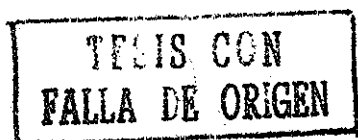


Figura 4.17 Módulo fotovoltaico modelo SP75 de SIEMENS



En sistemas fotovoltaicos es importante saber de que manera afectan la irradiancia y la temperatura a las características de voltaje y corriente del arreglo principalmente a la hora de realizar el dimensionamiento.

Con el objeto de ver más claramente el efecto que ejercen la irradiancia y la temperatura sobre el arreglo a condiciones normales de operación, se procedió a la caracterización de uno de los módulos que forman el arreglo fotovoltaico, es importante señalar que es suficiente con caracterizar un módulo y luego multiplicar los resultados obtenidos de las curvas I vs V por el número de módulos que forman el arreglo, para que así quede representada la respuesta del arreglo completo a los cambios de irradiancia y de temperatura. Así pues, se obtuvieron las curvas I vs V del módulo a diferentes niveles de irradiancia tal como lo muestra la figura 4 18

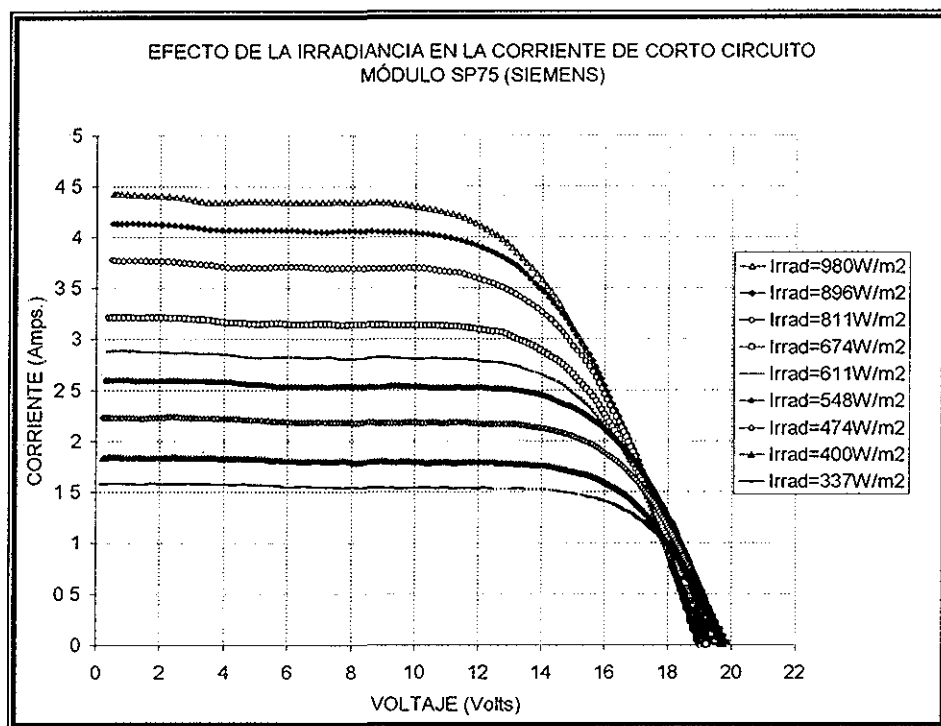


Figura 4 18 Curvas I-V del módulo SP75 a diferentes valores de irradiancia

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

El procedimiento que se siguió para la obtención de la curva I vs V a diferentes niveles de irradiancia se menciona a continuación: se buscó un día despejado ya que las mediciones están realizadas en campo y se llevaron a cabo las mediciones de la curva I vs V de un módulo a diferentes horas del día de acuerdo al cambio en la irradiancia

Los resultados obtenidos de la caracterización del módulo a diferentes intensidades de iluminación, están de acuerdo con lo reportado en la literatura, es decir, se muestra que la corriente de corto circuito aumenta de forma proporcional con el incremento en el nivel de irradiancia. En la gráfica mostrada en la figura 4 18 se observan pequeñas variaciones en el voltaje a circuito abierto, esto es debido al calentamiento de los módulos como se estudió en el capítulo 1 y como se muestra más adelante en la figura 4 19

Se obtuvo la curva I vs V de un módulo a diferentes temperaturas, resultando ser de la forma en que se muestra en la figura 4 19.

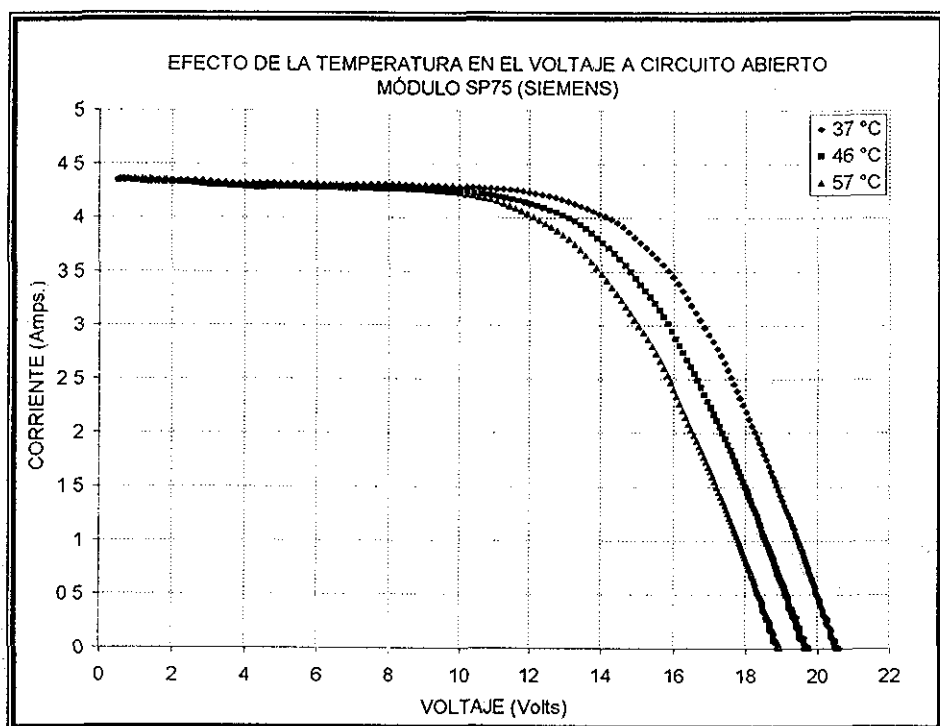


Figura 4 19 Efecto de la temperatura en el voltaje a circuito abierto del arreglo fotovoltaico

El procedimiento seguido para la obtención de la curva I vs. V a diferentes temperaturas se menciona a continuación: por la mañana se cubrió la parte superior del módulo para tratar de mantenerlo a una temperatura cercana a la del ambiente, luego al llegar el medio día solar se descubrió y se midió su curva I vs. V a cada dos grados de incremento en la temperatura hasta que se alcanza una temperatura a la cual se estabiliza; las mediciones se realizan al llegar el medio día solar debido a que a esta hora la irradiancia permanece casi constante en un día completamente despejado. La temperatura de los módulos generalmente se mide en la parte posterior.

Observando las curvas I vs. V obtenidas a diferentes temperaturas, se nota que el voltaje a circuito abierto decrece a medida que se incrementa la temperatura de operación. En el caso de las curvas mostradas en la figura 4.18 se escogieron las curvas I vs. V más representativas de este efecto, es decir, la obtenida a menor temperatura y mayor voltaje, una intermedia y la obtenida a mayor temperatura y por consiguiente a menor voltaje.

Es muy importante tomar en cuenta el efecto de la temperatura en un módulo, principalmente a la hora de realizar el diseño y dimensionamiento de un arreglo fotovoltaico.

Para la obtención de las curvas I vs. V a diferentes intensidades de iluminación y a diferentes temperaturas, nos apoyamos en el empleo de un sistema de caracterización de la curva I vs. V construido en el CIE-UNAM^[27].

4.5 Monitoreo del sistema de bombeo.

Se midieron diariamente las variables que intervienen en el sistema de bombeo mediante el sistema de adquisición de datos descrito en la sección 4.2, estas variables son: voltaje y corriente de operación del arreglo fotovoltaico, la temperatura ambiente, la temperatura del arreglo y la irradiancia incidente en el captador. También se presentan las curvas de voltaje, corriente y potencia de consumo de la bomba aunque éstas se obtuvieron de forma manual como se mencionó anteriormente. Las curvas obtenidas de los experimentos para tres días, los más representativos de los experimentos realizados (días 4, 5 y 13 de Septiembre del año 2001) se presentan en las figuras 4.20 a 4.25, 4.26 a 4.31 y 4.32 a 4.37, respectivamente.

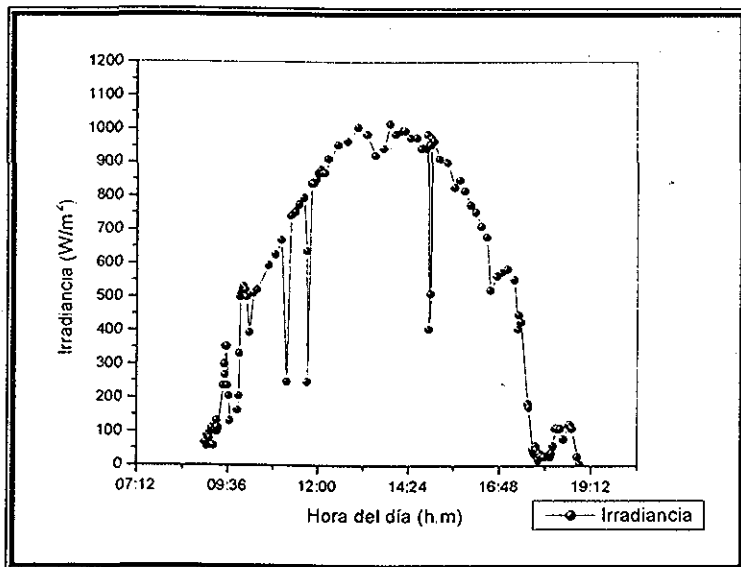


Figura 4 20 Irradiancia medida durante el día 4 de Septiembre de 2001

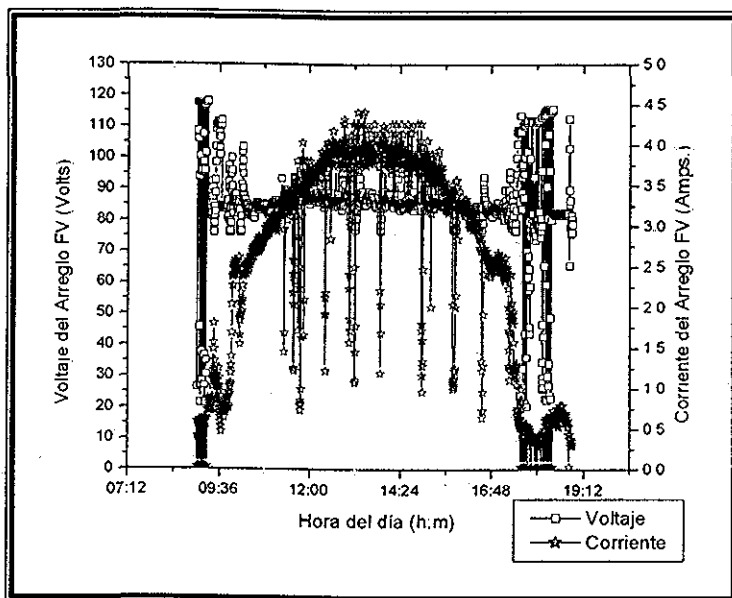


Figura 4 21 Voltaje y Corriente de operación del Arreglo

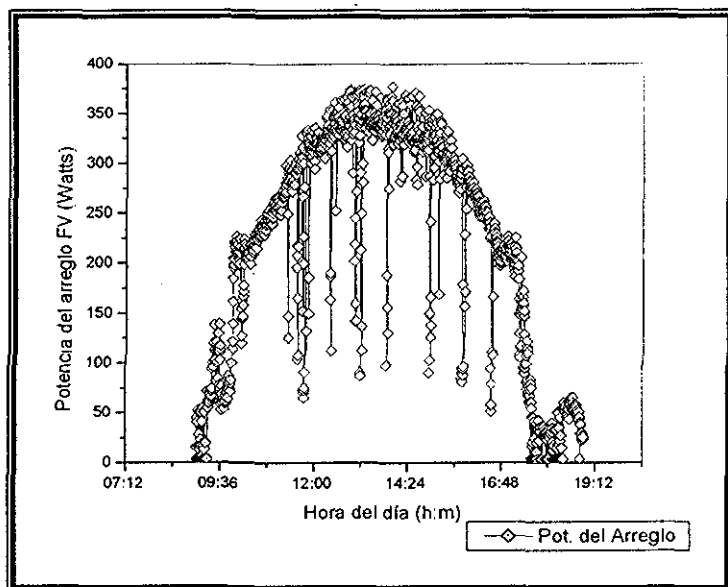


Figura 4 22 Potencia del arreglo medida durante el día 4 de Septiembre de 2001

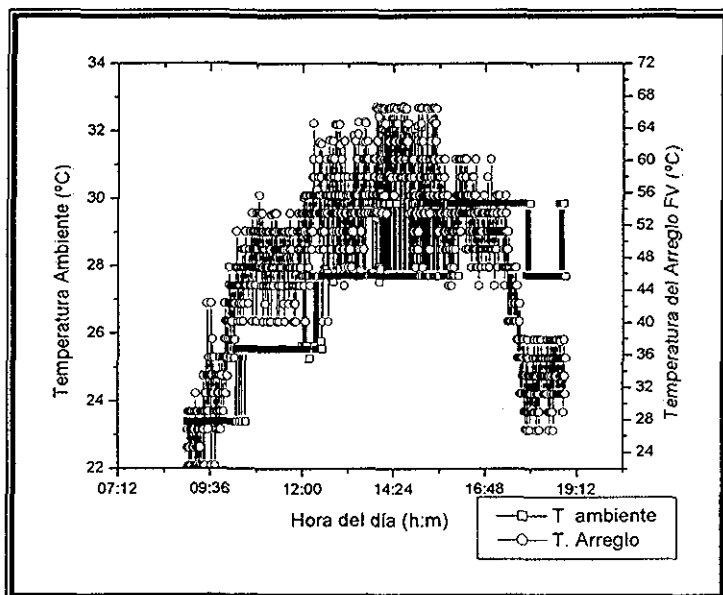


Figura 4 23 Temperatura Ambiente y Temperatura del Arreglo FV

TECIS CON
FALLA DE ORIGEN

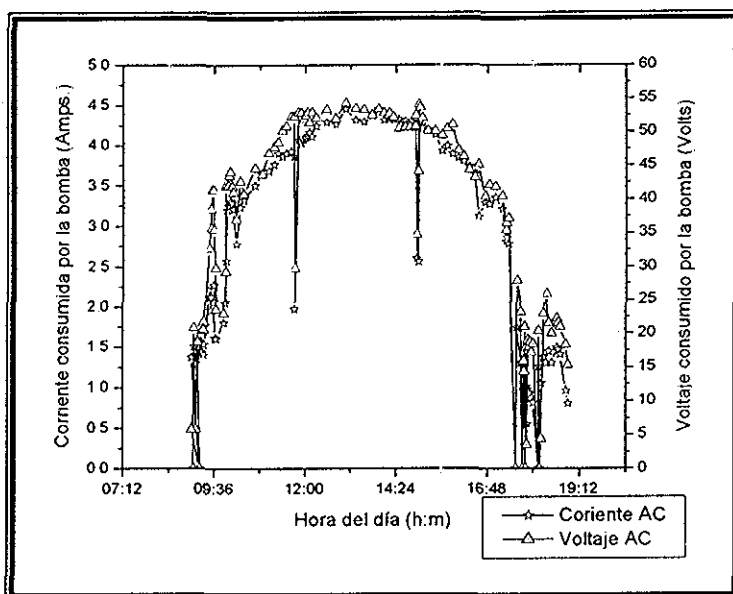


Figura 4 24 Voltaje y Corriente de consumo en la bomba

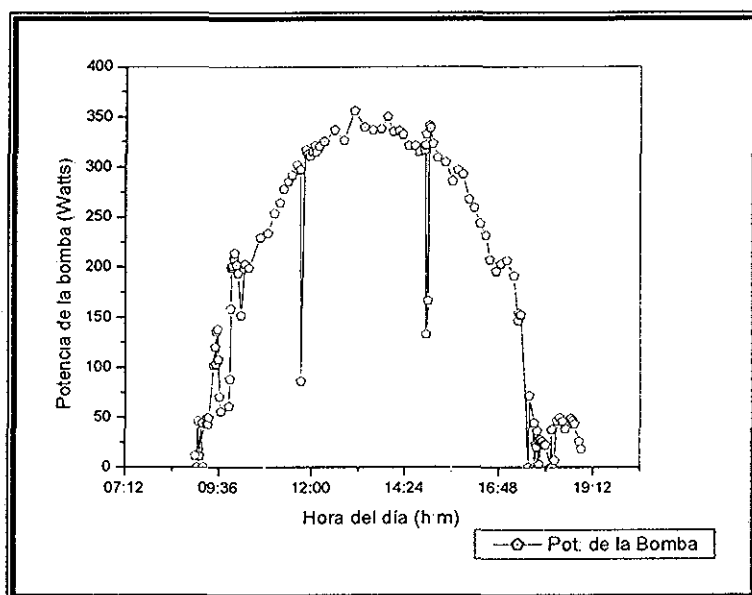


Figura 4 25 Potencia de consumo en la bomba durante el día 4 de septiembre de 2001

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

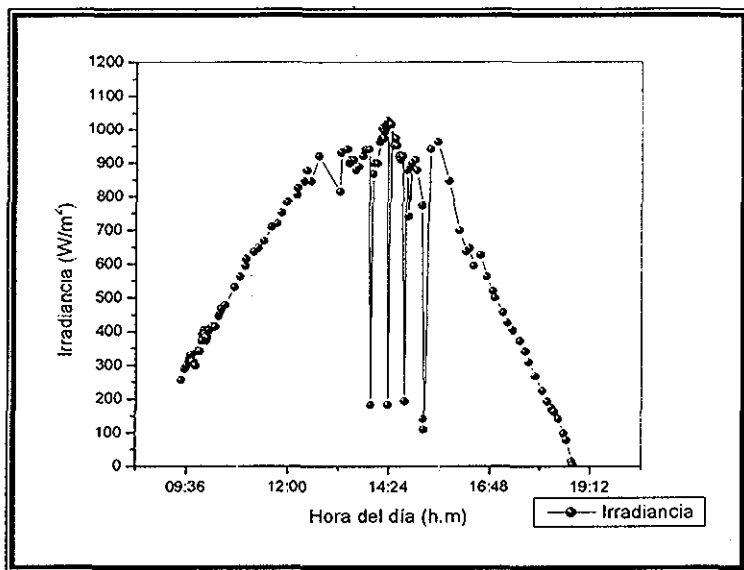


Figura 4 26 Irradiancia medida durante el día 5 de Septiembre de 2001

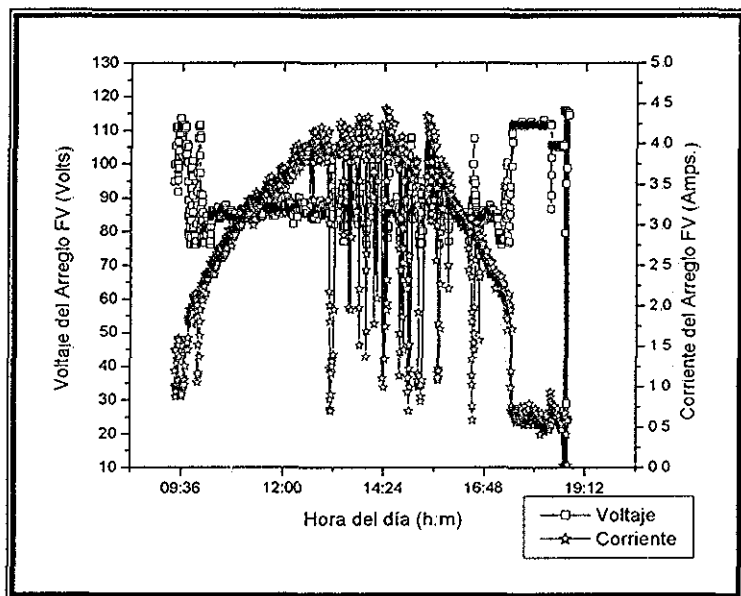


Figura 4 27 Voltaje y Corriente de operación del Arreglo

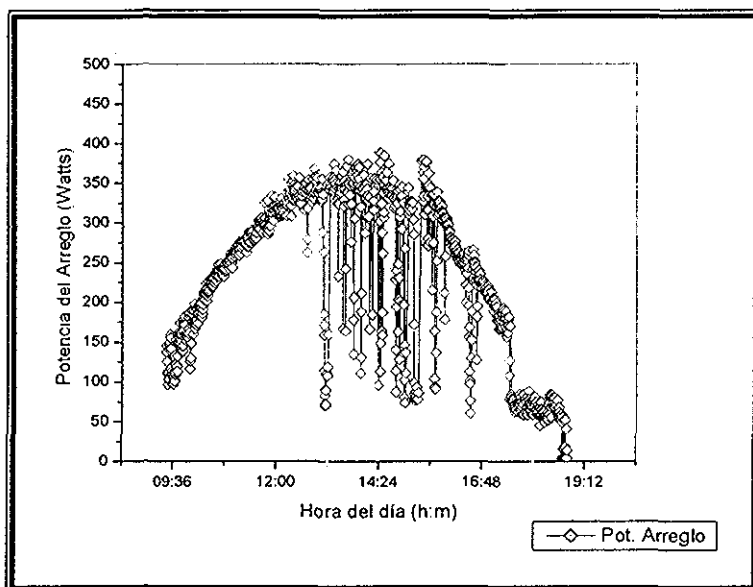


Figura 4 28 Potencia del Arreglo medida durante el día 5 de Septiembre de 2001

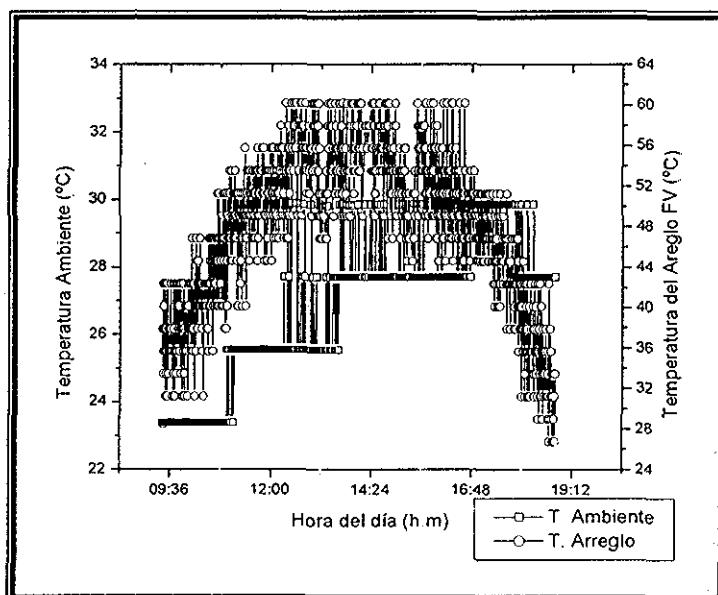


Figura 4 29 Temperatura Ambiente y Temperatura del Arreglo FV

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

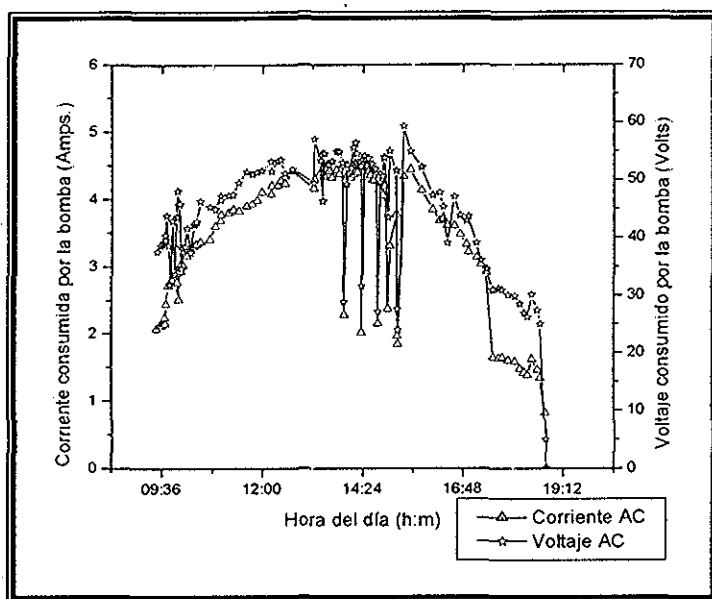


Figura 4 30 Voltaje y Corriente de consumo en la bomba

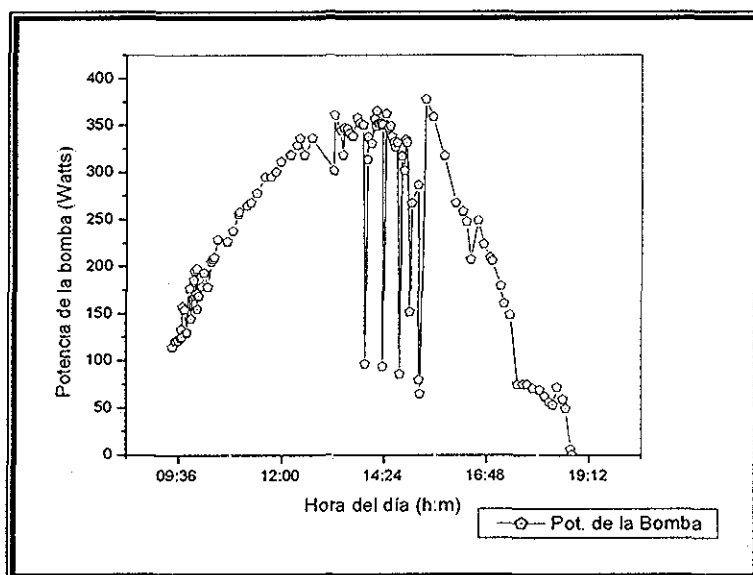


Figura 4 31 Potencia de consumo en la bomba durante el día 5 de Septiembre de 2001

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

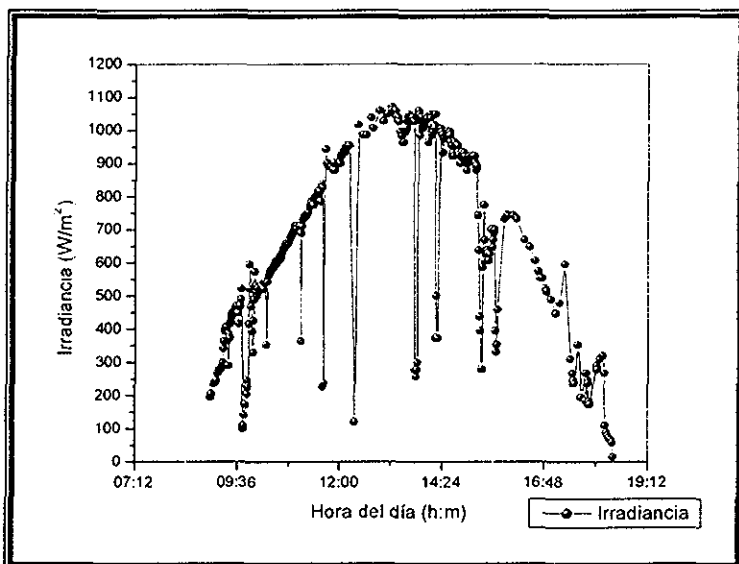


Figura 4 32 Irradiancia medida durante el día 13 de Septiembre de 2001

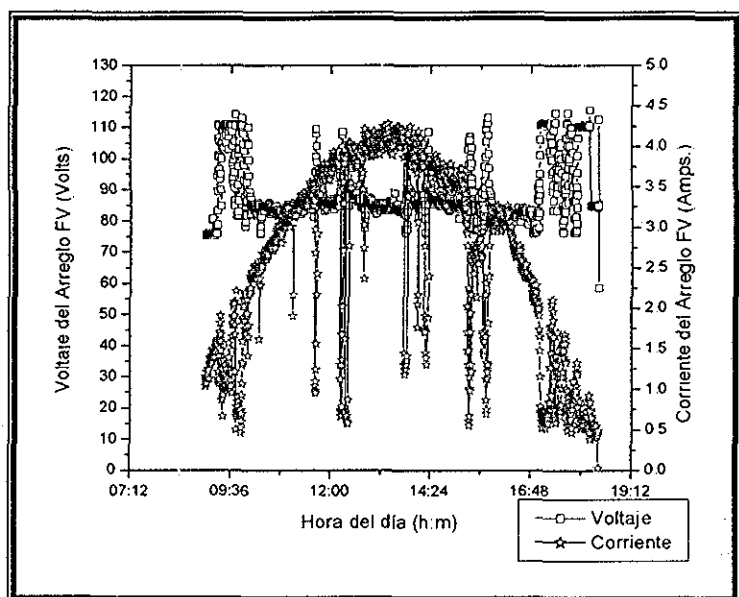


Figura 4 33 Voltaje y Corriente de operación del Arreglo

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

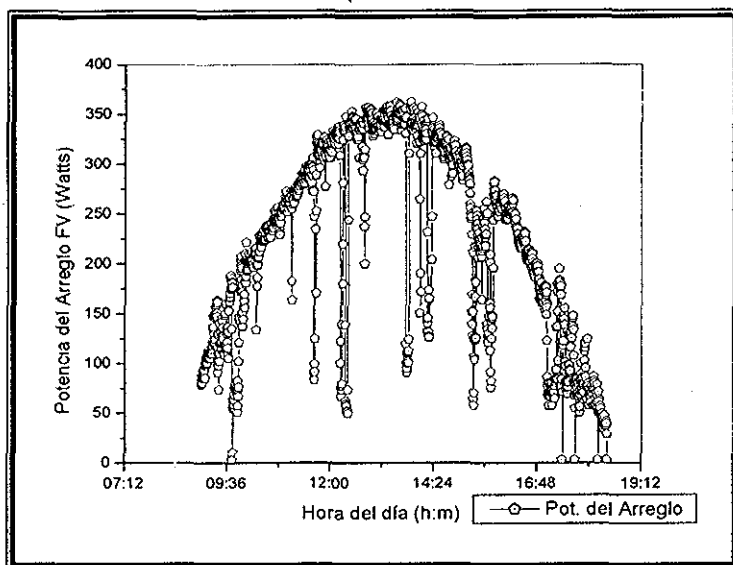


Figura 4 34 Potencia del Arreglo medida durante el día 13 de Septiembre de 2001

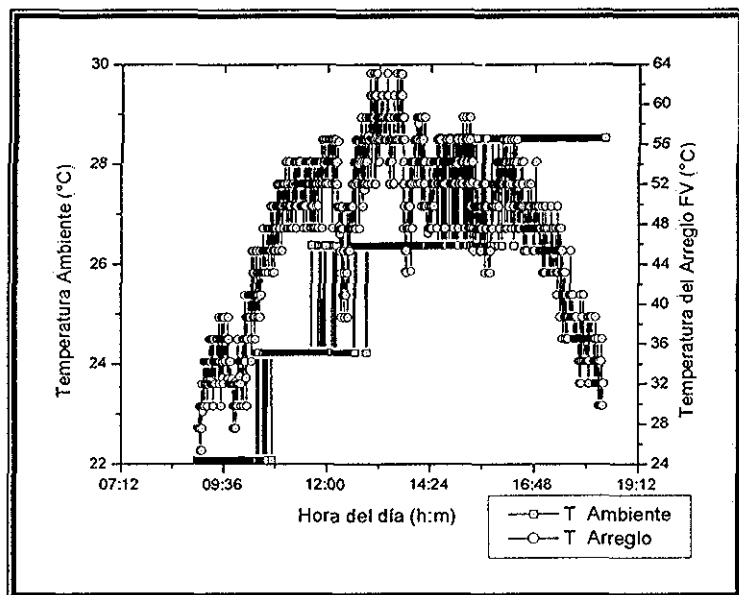


Figura 4 35 Temperatura Ambiente y Temperatura del Arreglo FV

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

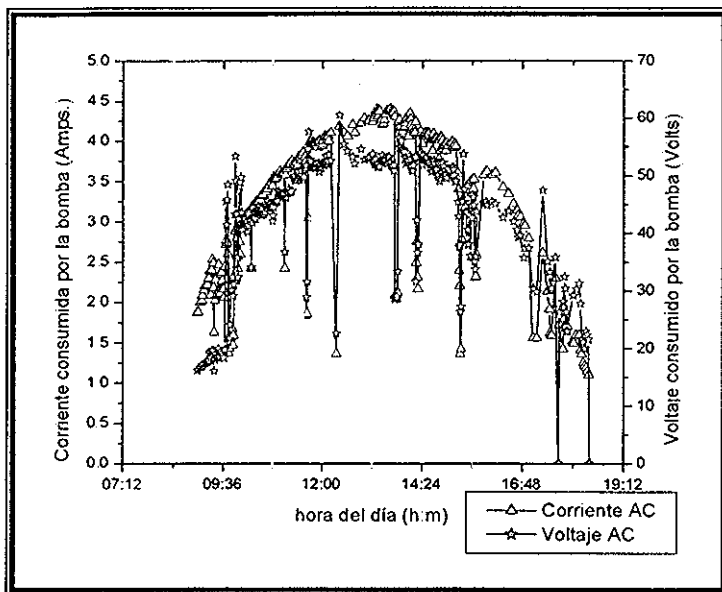


Figura 4 36 Voltaje y Corriente de consumo en la bomba

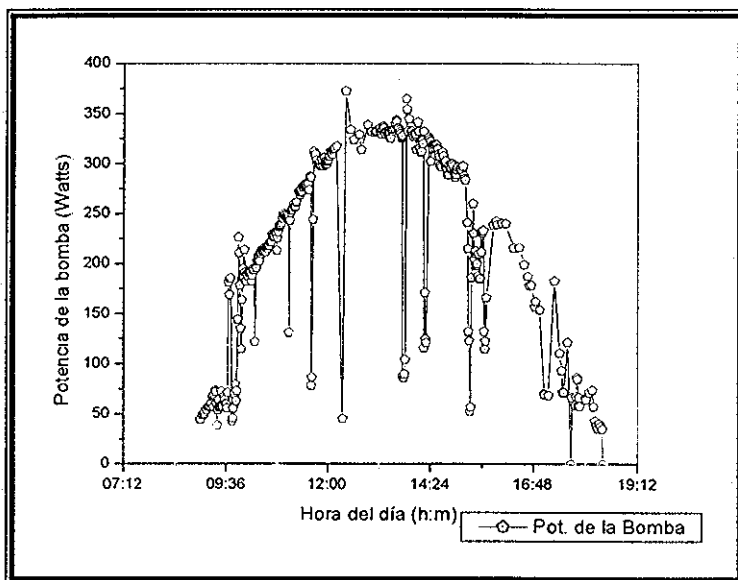


Figura 4 37 Potencia de consumo en la bomba durante el día 13 de Septiembre de 2001.

TESIS CON
FALLA LE ORIGEN

En las figuras 4 20, 4 26 y 4 32 se presentan las curvas de la irradiancia incidente. las cuales se obtuvieron haciendo uso de un piranómetro colocado en el plano del arreglo fotovoltaico (18° de inclinación con respecto a la horizontal); se observa la manera en que ésta varía a lo largo del día. Con los datos obtenidos de estas mediciones. se procedió a realizar el cálculo del área bajo la curva y así tener el valor de la energía disponible en W-h; este valor también se puede expresar en unidades de insolación (horas solares pico)

En las figuras 4 21, 4 27 y 4 33 se presentan las curvas de voltaje y corriente del arreglo fotovoltaico vs hora del día. Como se mencionó anteriormente, la curva de la corriente del arreglo varía de forma proporcional a la irradiancia incidente. Es decir, el arreglo produce poca corriente cuando el nivel de irradiancia es bajo, conforme pasan las horas se va incrementando hasta llegar al máximo valor alrededor del medio día solar, hora del día en que la irradiancia también es máxima, para un día despejado. Con respecto al voltaje se puede decir que cuando la corriente es pequeña el voltaje se ve obligado a incrementar debido a la acción del seguidor del punto de la máxima potencia que está incluido en el inversor, así se garantiza que el producto de la corriente por el voltaje sea máximo; cuando la corriente alcanza un cierto valor el voltaje permanece casi constante; a medida que el día llega a su fin y por consiguiente se produce menos corriente en el arreglo, el voltaje se comporta de manera similar que al inicio del día.

En las figuras 4 22, 4 28 y 4 34 se muestran las curvas de la potencia del arreglo fotovoltaico, la cual está formada por los valores del producto del voltaje por la corriente del arreglo. Se calculó el área bajo la curva y se obtuvieron los valores de la energía producida por el arreglo en W-h a lo largo del día.

Se midió la temperatura ambiente y la del arreglo, los valores obtenidos se presentan en las figuras 4 23, 4 29 y 4 35. En el caso de la curva de temperatura del arreglo se observa que esta varía de acuerdo a la irradiancia incidente, es decir, por la mañana es muy parecida a la temperatura ambiente, y a medida que se acerca el medio día solar se va incrementando hasta alcanzar un máximo entre 64° y 67° centígrados, para luego decrecer a medida que se acerca el final del día; por otro lado, se notan pequeñas variaciones en la temperatura, las cuales se pueden atribuir tanto a la resolución del sistema de medición como a la velocidad del viento, sobre la cual no se tiene control. En el caso de la temperatura ambiente se observa que varía de 22° hasta 30° centígrados. Entonces el saber la máxima temperatura que alcanza el arreglo bajo condiciones normales de operación, es un indicador de las pérdidas de potencia por temperatura que puede tener un arreglo fotovoltaico en esa localidad y es un importantísimo dato que hay que tomar en cuenta para futuros dimensionamientos.

En las figuras 4 24, 4 30 y 4 36 se presentan las curvas de voltaje y corriente de operación de la bomba, las cuales tienen la misma forma. El voltaje varía entre 0 y 65 Volts. La corriente consumida por la bomba se encuentra entre 0 y 4 5 Amperes; pero ésta depende del valor de la carga dinámica a vencer, es decir, a mayor carga dinámica se consume mayor corriente.

Por último en las figuras 4 25, 4 31 y 4 37 se muestran las curvas de la potencia eléctrica consumida por la bomba, los valores para estas curvas se obtuvieron de la gráfica de la ecuación (4 3) vs hora del día, respectivamente.

$$P_C = \sqrt{3} \times f_p \times V_{AC} \times I_{AC} \quad (4.3)$$

donde:

P_C = Potencia consumida por la bomba

V_{AC} = Voltaje consumido por la bomba

I_{AC} = Corriente consumida por la bomba

$f_p = 0.77$, que es el factor de potencia del motor eléctrico que impulsa a la bomba

4.6 Análisis energético del sistema de bombeo.

Los datos que se presentan en la tabla 4 4, son los resultados obtenidos del análisis energético de los experimentos más representativos del monitoreo energético realizado del sistema de bombeo. Más adelante se describe el significado de cada columna que compone a esta tabla.

Tabla 4.4 Análisis energético del sistema de bombeo.

Recurso Solar (Hrs-pico)	Área Efectiva (m ²)	Energía Incidente en el Arreglo FV (W-h)	Energía Teórica del Arreglo FV (W-h)	Energía Producida por el Arreglo FV (W-h)	Energía Consumida por la Bomba (W-h)	Carga Dinámica Total (m)	Flujo de Agua (lts/día)	Energía Hidráulica (W-h)
6.6	3.79	24,960	2,376	2,133	1,997	1.1	12,471	37
5.2	3.79	19,655	1,872	1,641	1,506	14.96	10,184	415
5.8	3.79	22,015	2,088	1,766	1,665	21.94	7,673	459
5.1	3.79	19,212	1,836	1,623	1,488	8.98	6,512	159
5.2	3.79	19,920	1,872	1,759	1,426	31.92	6,352	552
6.5	3.79	24,659	2,340	1,995	1,810	41.89	5,292	604
6.8	3.79	25,937	2,448	2,062	1,815	12.97	8,163	288
5.8	3.79	22,163	2,088	1,820	1,810	61.84	1,896	319
5.4	3.79	20,442	1,944	1,665	1,573	69.82	815	155

Tabla 4.5 Eficiencias calculadas del sistema de bombeo.

Eficiencia del Arreglo FV (%)	Eficiencia del Inversor (%)	Eficiencia de la Bomba (%)	Eficiencia Total del Sistema de Bombeo (%)
8.55	93.62	1.87	0.15
8.35	91.75	27.57	2.12
8.02	94.27	27.55	2.08
8.45	91.66	10.71	0.83
8.83	81.03	38.76	2.77
8.09	90.72	33.37	2.45
7.95	88.04	15.89	1.11
8.21	99.45	17.65	1.44
8.15	94.44	9.86	0.76

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

La columna 1 de la tabla 4.4 corresponde al valor del recurso solar expresado en horas solares pico, el tiempo promedio de medición para cada experimento se encuentra en el rango de las 9:00 hasta las 19:00 hrs. Estos valores se obtuvieron mediante la siguiente ecuación:

$$\int_{t_1}^{t_2} P_i dt \quad (4.4)$$

donde:

P_i = Potencia incidente

t_1 = tiempo de inicio de la medición

t_2 = tiempo final de la medición

En la columna 2 se presenta el área efectiva de captación del arreglo fotovoltaico, éste es el resultado de la suma de las áreas de los seis módulos que forman el arreglo, la cuál resulta ser de 3.79 m²

En la columna 3 se presentan los valores de la energía incidente en el arreglo en unidades de W-h, estos valores son el resultado de la multiplicación del recurso solar de cada experimento por el área efectiva

En la columna 4 se presentan los valores de la energía teórica producida por el arreglo fotovoltaico expresada en W-h. Estos valores se obtuvieron bajo la consideración de que los módulos fotovoltaicos a condiciones estándares de prueba (25° C y 1,000 W/m² de irradiancia) entregan una potencia pico de 75 Watts, pero cuando se encuentran bajo condiciones normales de operación, estos entregan 20 % menos de potencia, por lo cual el mismo módulo considerado entregará 60 Watts pico, y como el arreglo está constituido por seis módulos, entonces el arreglo en su conjunto entregará 360 Wp a condiciones normales de operación. Para obtener la energía teórica generada en el día, sólo se multiplica el recurso solar (horas-pico) por 360 Watts pico para cada experimento.

En la columna 5 se presentan los valores de la energía generada por el arreglo fotovoltaico expresada en W-h. Esta información proviene de las mediciones realizadas a las condiciones de operación de cada día.

$$\int_{t_1}^{t_2} P_g dt \quad (4.5)$$

donde:

P_g = Potencia generada por el arreglo FV

t_1 = tiempo de inicio de la medición

t_2 = tiempo final de la medición

En la columna 6 se muestran los valores de la potencia consumida por la bomba obtenidos con la siguiente ecuación:

$$\int_{t_1}^{t_2} P_c dt \quad (4.6)$$

donde.

P_c = Potencia consumida por la bomba

t_1 = tiempo de inicio de la medición

t_2 = tiempo final de la medición

En la columna 7 se presentan los valores de la carga dinámica simulada con un manómetro, ésta es la profundidad del pozo de donde se tiene que extraer el agua

La columna 8 muestra el número de litros bombeados por día para cada experimento, nótese que estos valores se pueden comparar porque los experimentos tienen el mismo número de horas de operación, y podemos ver que a mayor carga dinámica se obtiene menos agua, como puede verse claramente en el último experimento

Y por último, en la columna 9 se muestran los valores de la energía hidráulica en unidades de W-h, para ello se utilizó el factor de conversión (367) explicado en el capítulo 2

La tabla 4.5 muestra las eficiencias calculadas en cada etapa del sistema de bombeo, así como la eficiencia total del sistema

En la columna 1 de la tabla 4.5 se presentan las eficiencias calculadas del arreglo fotovoltaico para cada experimento, definidas por:

$$\eta_A = \frac{E_g}{E_i} \quad (4.7)$$

donde:

η_A = Eficiencia del arreglo FV

E_g : Energía generada por el arreglo FV

E_i = Energía incidente en el arreglo FV

En la columna 2 se presentan las eficiencias calculadas del inversor, definidas por:

$$\eta_I = \frac{E_e}{E_g} \quad (4.8)$$

donde:

η_I = Eficiencia del inversor

E_e : Energía consumida por la bomba

E_g = Energía generada por el arreglo FV

En la columna 3 se presentan las eficiencias calculadas del conjunto motor bomba para cada experimento, definidas por:

$$\eta_B = \frac{E_H}{E_e} \quad (4.9)$$

donde:

η_B = Eficiencia de la bomba

E_H : Energía hidráulica requerida

E_e = Energía consumida por la bomba

Y por último en la columna 4 se presentan las eficiencias totales del sistema para cada experimento, definidas por:

$$\eta_T = \eta_A \eta_I \eta_B \quad (4.10)$$

La figura 4.38 muestra una gráfica de la eficiencia total del sistema de bombeo en función de la carga dinámica total. En la figura 4.39 se muestra la gráfica de la eficiencia de la bomba en función de la carga dinámica total.

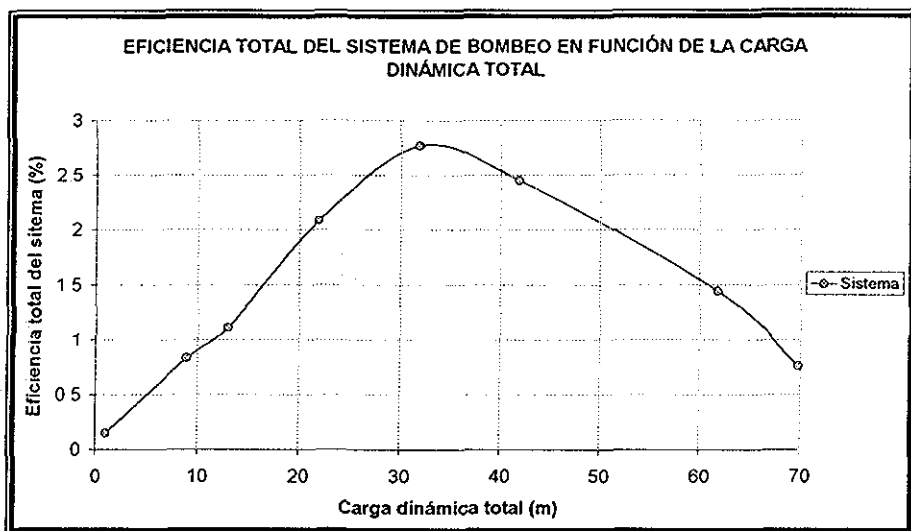


Figura 4 38 Eficiencia total del sistema de bombeo vs carga dinámica total

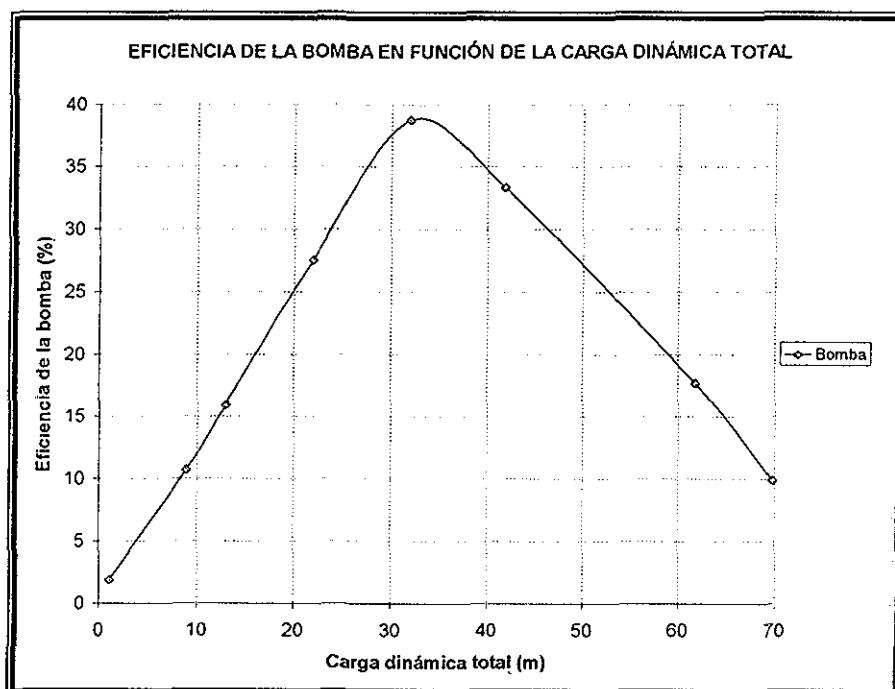


Figura 4 39 Eficiencia de la bomba vs carga dinámica total

De las tablas 4 4, 4 5, y de las figuras 4 38 y 4 39 encontramos que esta bomba en particular, presenta un mejor desempeño para un rango de 30 a 40 metros de carga dinámica total, ya que en este intervalo de carga dinámica total se obtienen las mejores eficiencias, tanto para el sistema total como para la bomba usada en particular

El mejor desempeño de la bomba se obtiene a 32 metros, con un flujo diario de 6.352 litros/día y una eficiencia de 38%. Para esas condiciones, la energía hidráulica extraída es de 552 W-h, por lo que bastaría un arreglo que generara en el punto de acoplamiento 280 W (voltaje de operación de 90 V y corriente de 3 3 A) bajo condiciones normales de operación, para que la bomba extraiga los 6.352 litros al día con una carga dinámica de 32 metros

De la figura 4 38 se observa también que cuando se tiene la menor altura (1 1 m), se obtiene el mayor flujo de agua (12.471 litros/día); pero se encuentra que a estas condiciones de operación se presenta la menor eficiencia total del sistema de bombeo ($\eta = 0 15 \%$), lo cuál nos indica que para esta altura, el sistema está sobredimensionado, es decir, se desperdicia buena parte de la energía producida por el sistema. De forma contraria vemos que cuando se tiene la mayor altura (70 m), el sistema produce el menor flujo de agua al día (815 litros/día) y la eficiencia total es de 0 8 %. Lo cual nos indica que para esta altura, se requiere de un sistema de bombeo de mayor capacidad

4.7 Conclusiones.

En este capítulo hemos visto una manera de construir un sistema de adquisición de datos y los transductores de medición que podemos usar para medir las señales de corriente directa provenientes del sistema de bombeo. El sistema de adquisición de datos funciona empleando el puerto paralelo de una computadora, la que a su vez fue usada para almacenar los datos medidos. Para establecer el protocolo de comunicación se elaboró un programa en lenguaje Pascal para controlar los circuitos electrónicos que componen el sistema de adquisición de datos y las rutinas de adquisición y almacenamiento de los mismos. El sistema de adquisición de datos se construyó con circuitos disponibles en el mercado, el precio de estos circuitos es relativamente bajo, del orden de \$ 700 00 pesos; sin contar el costo de la computadora, multímetros, piranómetro y flujómetro usados.

Se monitorearon las variables que intervienen en el sistema de bombeo elegido, tales como irradiancia, voltaje y corriente del arreglo fotovoltaico, temperatura ambiente y temperatura del arreglo. Los resultados obtenidos permiten establecer lo siguiente:

- a) El sistema de bombeo opera bajo condiciones variables de voltaje y corriente, los que cambian durante el día debido a efectos de la temperatura y la variación de la irradiancia. Esto trae como consecuencia que el gasto instantáneo no sea constante.
- b) Al variar la carga dinámica del sistema de bombeo (carga hidráulica) se encontró que la eficiencia del sistema de bombeo no es constante, presentándose un máximo del 38% para una carga dinámica de 32 metros. Con un recurso solar de 5.2 horas-pico, la bomba es capaz de proporcionar 6,325 litros al día, dando una energía hidráulica de 552 W-h.
- c) Para el análisis energético del sistema de bombeo analizado, se encontró que el sistema se desempeña mejor en el rango de 30 a 40 metros de profundidad, ya que es aquí donde se obtienen las mejores eficiencias del sistema.
- d) Tomando en consideración la máxima eficiencia del sistema de bombeo, un recurso solar de 5.2 horas-pico y una energía hidráulica de 552 W-h, el tamaño del arreglo fotovoltaico óptimo será de 280 W, considerando que el arreglo y el sistema de bombeo se acoplan en el punto de máxima potencia del arreglo bajo condiciones normales de operación (temperatura del arreglo entre 50° C y 55° C, típico para zonas cálidas). Esto sugiere que el arreglo FV debe tener una potencia nominal de 350 W-p (ver Tabla 4.3). El tamaño de éste arreglo sugiere que el sistema que se analizó es 100 W-p más grande que el que se requiere.

Por las razones anteriores, es importante conocer el comportamiento I vs V de la bomba a elegir para que el tamaño (en potencia pico) del arreglo seleccionado sea lo suficientemente grande para proporcionar la energía hidráulica requerida.

CONCLUSIONES

Dado que México es un país con un excelente recurso solar en todo su territorio, las tecnologías fotovoltaicas pueden satisfacer cualesquiera de las necesidades energéticas, domésticas, industriales y agropecuarias en lugares que se encuentran alejados de las líneas de transmisión de la red eléctrica convencional, o donde el transporte de los combustibles para accionar un generador no es costeable o es de difícil acceso.

La tecnología fotovoltaica actual no es barata, por lo que el proceso de dimensionamiento exige tamaños de arreglos que generen la electricidad que se consumirá diariamente, lo que proporciona el principio de balance de energía. Se determinó que el conocimiento I vs. V de las cargas eléctricas a energizar así como el valor del recurso solar de la localidad son datos de suma importancia para evitar los sobredimensionamientos o subdimensionamientos del arreglo fotovoltaico. De lo anterior, un dimensionamiento preciso solo es posible realizarlo si el fabricante de la carga eléctrica proporciona la curva de operación I vs. V de ella. Además, también se requiere conocer el comportamiento I vs. V del arreglo fotovoltaico bajo condiciones normales de operación ya que se determinó que la potencia máxima generada en el arreglo es de un 15 a un 20 % menos que la potencia nominal debido al efecto de la temperatura. Pero aún más, la potencia generada no es constante durante el transcurso del día debido a la variación de la irradiancia.

Por lo anterior, se concluye que en el caso del bombeo fotovoltaico, se puede estimar *a priori*, usando el criterio de balance energético, el tamaño del arreglo fotovoltaico que satisficará los requerimientos energéticos de un sistema de bombeo "conocido", y en consecuencia, calcular el gasto instantáneo y volumen de agua a extraer diariamente. Sin embargo, se ha determinado que la bomba al acoplarse al arreglo fotovoltaico, no opera con voltaje, corriente y/o frecuencia eléctrica constante, trayendo como consecuencia que el valor de la eficiencia del sistema de bombeo proporcionada por el fabricante no sea constante, y el proceso de bombeo será fuertemente afectado por cambios grandes en la carga dinámica.

Para el análisis energético aquí mostrado se diseñó y construyó un circuito electrónico junto con un sistema de adquisición de datos cuya operación fue satisfactoria. Este sistema es confiable para la realización del monitoreo energético, con el se cuantificó el recurso solar de la localidad, la temperatura ambiente del arreglo fotovoltaico y se midieron las características eléctricas para un sistema de bombeo en función de la carga hidráulica.

El análisis energético realizado en un sistema de bombeo fotovoltaico con una potencia pico nominal de 450 W acoplado a una bomba de corriente alterna trifásica de 1/3 HP. por medio de un inversor, ha permitido obtener las siguientes conclusiones:

- a) Bajo condiciones controladas de carga dinámica total (H), se determinó que la eficiencia en el sistema de bombeo no es constante, presentando un punto máximo en $H = 32$ m del 38%.
- b) Se encontró que la bomba estudiada tiene una eficiencia entre 30 y 38 % para un rango de H comprendido entre 30 y 40 metros, lo cuál está en contraposición con lo que el fabricante ha estimado a través de sus curvas de bombeo (una eficiencia del 35 % en un rango para H de 15 a 60 metros)
- c) Para una energía hidráulica de 552 W-h ($H = 32$ metros y $V = 6.352$ litros/día), el tamaño del arreglo fotovoltaico debe tener una potencia nominal de 350 Watts-pico, considerando un recurso solar de 5.2 horas-pico y una disminución del 20 % por el efecto de la temperatura

Como consecuencia de este análisis energético, para una carga hidráulica de 552 W-h, se encontró que el sistema fotovoltaico instalado está sobredimensionado con un 28.5 % (la potencia pico instalada es de 450 W, siendo la calculada en el inciso (c) de 350 W)

Los sistemas solares por su alto costo inicial, generalmente no son competitivos en lugares donde existe el servicio de la red eléctrica convencional. Sin embargo, pueden ser una alternativa económicamente atractiva si los sitios de interés están alejados de la red eléctrica convencional y el recurso solar es mayor de 3 horas-pico. Adicionalmente para el caso de un sistema de bombeo fotovoltaico el ciclo hidráulico puede ser una limitante económica en la decisión de la tecnología para el bombeo de agua. Por esta razón se realizaron los estudios económicos en este trabajo para tener un criterio de decisión y elegir, entre la tecnología fotovoltaica y la tecnología de combustión interna a diesel, para un sistema de bombeo.

Los métodos económicos de Valor Presente Neto, Periodo de Recuperación, Beneficio-Costo y Costo Nivelado, empleados para la comparación de dos tecnologías de bombeo de agua han arrojado las siguientes conclusiones:

- a) En el cálculo del Valor Presente Neto de los gastos de los dos sistemas de bombeo (Solar y diesel) con una tasa de descuento de 2 % y el precio del combustible de \$ 4.00 pesos por litro, se encontró que al final del periodo de evaluación, el sistema diesel resultó ser 1.72 veces más costoso en términos de valor presente que el sistema fotovoltaico.

- b) Variando la tasa de descuento se encontró que para tasas de descuento de 1 % a 7 %, el VPN de los costos del sistema diesel es mayor que el VPN de los costos del sistema fotovoltaico, pero con tasas de descuento cercanas o mayores a 8 %, se encontró que la opción más factible económicamente es la tecnología de combustión interna a diesel. Al variar el precio del diesel, se encontró que el VPN no es muy sensible al cambio en el precio del combustible.
- c) Con una tasa de descuento de 2 % y un precio del combustible de \$ 4 00 pesos/litro, el periodo de recuperación de la inversión para el sistema fotovoltaico se lleva a cabo en un lapso de 4 años aproximadamente. Al variar el precio del diesel, se encontró que el periodo de recuperación no es muy sensible al cambio en el precio del combustible.
- d) Para el análisis de la relación Beneficio-Costo se consideraron dos casos: 1) La compra del sistema diesel y 2) La existencia del sistema diesel en el sitio del proyecto. Así, variando la tasa de descuento para el caso 1), se encontró que la relación $B/C > 1$ se cumple solo cuando las tasas de descuento están entre 1 % y 7 %, más allá de 7 % la relación $B/C < 1$. Para el caso 2) se tiene que la relación $B/C > 1$ se cumple solo cuando se tienen tasa de descuento entre 1 % y 4 %, más allá de este valor la relación $B/C < 1$.
- e) En el análisis de la relación Beneficio-Costo, variando el precio del combustible para ambos casos, se encontró que la relación $B/C > 1$ se cumple en todo momento, sin embargo, este parámetro no es muy sensible a los cambios en el precio del combustible. La relación beneficio-costo es mayor cuando se considera la compra del sistema diesel, y para ambos casos se encontró que la relación $B/C > 1$ se cumple en todo momento.
- f) Con el cálculo del Costo Nivelado encontramos que cuando se tienen tasas de descuento de 1 a 6 %, el costo nivelado del sistema diesel es mayor que el del sistema fotovoltaico, sin embargo, cuando se tienen tasas de descuento cercanas a 7 %, el costo nivelado tiende a ser el mismo para ambos sistemas, cuando se tiene una tasa de descuento cercana a 8 %, el costo nivelado del sistema fotovoltaico resulta ser mayor que el del sistema diesel. Al variar el precio del diesel, se encontró que el costo nivelado no es muy sensible al cambio en el precio del combustible.

De acuerdo con los resultados de los métodos económicos aplicados para la evaluación de las dos tecnologías de bombeo, podemos decir que el sistema de bombeo FV es la opción más factible económicamente, si se consideran tasas de descuento de 1 % a 7 %, pero a tasas más altas la mejor opción será la implementación del sistema diesel. El precio del combustible no es, de

acuerdo a nuestros resultados, el factor determinante en la competitividad del sistema fotovoltaico contra el sistema diesel

Los resultados aquí presentados desmienten la apreciación de que la tecnología fotovoltaica es cara. sin embargo, cada proyecto de energía es un problema en particular. por lo cual se sugiere realizar una comparación económica de las posibles tecnologías a usar para establecer, antes de decidir, cual de ellas será la mejor desde el punto de vista económico y de operación

APÉNDICE

Tabla 1. Insolación Global Media en México en Kw-h/m²-Día^[3]

Estado	Ciudad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Min	Máx	Med
Aguascalientes	Aguascalientes	4.5	5.2	5.9	6.6	7.2	6.3	6.1	5.9	5.7	5.1	4.8	4.0	4.0	7.2	5.6
B. CaliforniaS.	La Paz	4.4	5.5	6.0	6.6	6.5	6.6	6.3	6.2	5.9	5.8	4.9	4.2	4.2	6.6	5.7
B. California	Mexicali	4.1	4.4	5.0	5.6	6.6	7.3	7.0	6.1	6.1	5.5	4.5	3.9	3.9	7.3	5.5
B. California	San Javier	4.2	4.6	5.3	6.2	6.5	7.1	6.4	6.3	6.4	5.1	4.7	3.7	3.7	7.1	5.5
B. CaliforniaS	S. José del Cabo	5.0	5.6	5.8	5.9	6.9	6.1	5.8	6.2	5.8	5.8	5.2	4.4	4.5	6.3	5.7
Campeche	Campeche	4.8	5.5	6.0	5.3	5.4	4.9	4.9	5.3	5.2	5.4	5.0	4.3	4.4	6.0	5.2
Chiapas	Arriaga	5.1	5.4	5.5	5.9	5.6	5.2	5.9	5.5	5.1	5.3	5.1	4.7	4.7	5.9	5.4
Chiapas	Juan Aldama	4.4	5.1	4.9	4.5	4.5	4.1	4.4	4.5	4.1	4.3	4.4	4.2	4.1	5.1	4.5
Chiapas	San Cristóbal	4.0	4.3	4.5	4.5	4.8	4.7	5.4	5.3	4.6	4.2	3.9	3.7	3.7	5.4	4.5
Chiapas	Tapachula	5.4	4.9	4.8	4.6	4.7	4.7	5.2	5.1	4.6	4.1	4.3	4.1	4.1	5.4	4.7
Chiapas	Tuxtla Gutiérrez	3.8	4.4	4.6	4.8	5.3	5.1	5.4	5.3	4.9	4.4	4.1	3.7	3.7	5.4	4.7
Chihuahua	Chihuahua	5.8	6.4	6.8	6.9	6.9	6.4	6.4	6.5	6.8	6.8	6.0	5.2	5.3	8.9	5.9
Chihuahua	Guachochi	3.3	3.5	3.9	4.4	5.1	5.3	5.4	5.6	5.7	5.1	4.9	4.4	3.3	6.9	6.4
Chihuahua	Cd. Juárez	6.0	7.2	7.3	7.3	6.9	6.5	6.3	6.5	6.8	7.4	6.6	5.9	5.9	7.4	6.7
Coahuila	Piedras Negras	3.1	3.6	4.2	4.5	4.8	6.0	6.7	6.3	4.9	4.1	3.3	2.9	2.9	6.7	4.5
Coahuila	Saltillo	3.8	4.2	4.8	5.1	5.6	5.9	5.9	5.6	5.2	4.4	3.6	3.3	3.3	5.9	4.8
Colima	Colima	4.4	5.1	5.3	5.8	6.0	5.2	4.9	5.0	4.6	4.4	4.4	3.9	3.9	6.0	4.9
D.F.	Tacubaya	5.4	6.0	6.4	5.9	5.3	5.1	4.5	4.9	4.5	4.8	5.2	5.2	4.5	6.4	5.3
Durango	Durango	4.4	5.4	6.5	7.0	7.5	6.8	6.0	5.6	5.7	5.1	4.8	3.9	3.9	7.5	5.7
Guanajuato	Guanajuato	4.4	5.1	6.1	6.3	6.6	6.0	6.0	5.9	5.8	5.2	4.8	4.6	4.4	6.6	5.6
Guerrero	Acapulco	4.8	5.3	6.1	5.9	5.6	5.1	5.3	5.4	4.9	5.2	5.0	4.7	4.7	6.1	5.3
Guerrero	Agua Blanca	5.8	5.9	6.0	5.8	5.8	5.4	5.6	5.8	5.5	5.6	5.5	5.5	5.4	6.0	5.7
Guerrero	Chilpancingo	4.1	4.5	4.9	5.2	5.2	5.1	5.1	4.7	4.4	4.1	3.3	2.9	2.9	5.2	4.7
Hidalgo	Pachuca	4.6	5.1	5.6	6.8	6.0	5.7	5.9	5.8	5.3	4.9	4.6	4.2	4.2	6.8	5.4
Jalisco	Colotlán	4.6	5.7	6.5	7.5	8.2	6.6	5.8	5.6	5.8	5.3	4.9	4.1	4.1	8.2	5.9
Jalisco	Guadalajara	4.6	5.5	6.3	7.4	7.7	5.9	5.3	5.3	5.2	4.9	4.8	4.0	4.0	7.7	5.6
Jalisco	L. de Moreno	4.5	5.3	6.1	6.7	7.2	6.1	5.8	5.6	5.5	5.0	4.7	4.0	4.0	7.2	5.5
Jalisco	Puerto Vallarta	5.2	5.7	6.0	5.8	5.7	5.5	5.6	5.7	5.5	5.6	5.2	4.7	4.7	6.0	5.5
México	Chapingo	4.5	5.1	5.6	5.8	5.9	5.4	5.2	5.2	5.0	4.7	4.6	3.9	3.9	5.9	5.1
Michoacán	Morelia	4.2	4.9	5.5	5.8	5.9	5.2	5.0	5.1	4.9	4.6	4.3	3.7	3.7	5.9	4.9
Nayarit	Tepic	3.9	4.3	4.8	5.5	6.1	5.3	4.9	5.3	4.4	4.4	4.0	4.8	3.9	6.1	4.8
Nuevo León	Monterrey	3.2	3.6	4.1	4.3	4.8	5.5	6.1	5.6	5.0	3.8	3.3	3.0	3.0	6.1	4.4
Oaxaca	Oaxaca	4.9	5.7	5.8	5.5	6.0	5.4	5.9	5.6	5.0	4.9	4.8	4.4	4.4	6.0	5.3
Oaxaca	Salina Cruz	5.4	6.3	6.6	6.4	6.1	5.0	5.6	5.9	5.2	5.9	5.7	5.2	5.0	6.6	5.8
Puebla	Puebla	4.9	5.5	6.2	6.4	6.1	5.7	5.8	5.8	5.2	5.0	4.7	4.4	4.4	6.4	5.5
Querétaro	Querétaro	5.0	5.7	6.4	6.8	6.9	6.4	6.4	6.4	6.3	5.4	5.0	4.4	4.4	6.9	5.9
Quintana Roo	Chetumal	3.9	4.7	5.4	5.7	5.3	4.7	4.9	5.0	4.5	4.4	4.0	3.7	3.7	5.7	4.7
Quintana Roo	Cozumel	3.9	4.6	5.3	5.7	5.2	4.8	4.9	4.9	4.6	4.4	4.0	3.8	3.8	5.7	4.7
S. L. Potosí	Rio Verde	3.6	4.0	4.6	4.9	5.4	5.6	5.8	5.8	5.1	4.3	3.7	3.3	3.3	5.8	4.7
S. L. Potosí	S. L. Potosí	4.3	5.3	5.8	6.4	6.3	6.1	6.4	6.0	5.5	4.7	4.2	3.7	3.7	6.4	5.4
Sinaloa	Culiacán	3.6	4.2	4.8	5.4	6.2	6.2	5.4	5.1	5.2	4.6	4.2	3.4	3.4	6.2	4.9
Sinaloa	Los Mochis	4.9	5.4	5.8	5.9	5.8	5.8	5.3	5.5	5.5	5.8	4.9	4.3	4.3	5.9	5.4
Sinaloa	Mazatlán	3.9	4.8	5.4	5.7	5.7	5.6	4.8	4.9	4.7	5.0	4.5	3.9	3.9	5.7	4.9
Sonora	Cd. Obregón	5.8	6.4	6.8	6.9	6.9	6.7	6.4	6.5	6.8	7.3	6.0	5.2	5.3	7.3	6.5
Sonora	Guaymas	4.5	5.7	6.5	7.2	7.3	6.8	5.9	5.8	6.3	5.9	5.1	5.6	4.5	7.3	6.0
Sonora	Hermosillo	4.0	4.6	5.4	6.6	8.3	8.6	6.9	6.6	6.7	6.0	4.7	3.9	3.9	8.6	6.0
Tamaulipas	Soto la Marina	3.4	4.2	4.9	4.9	5.1	5.3	5.4	5.4	4.9	4.6	3.7	3.2	3.2	5.4	4.6
Tamaulipas	Tampico	3.3	4.1	4.7	6.4	5.0	4.9	4.9	4.9	4.6	4.6	3.7	3.2	3.2	6.4	4.5
Tlaxcala	Tlaxcala	4.6	5.1	5.5	5.4	5.6	5.2	5.3	5.2	5.1	4.9	4.7	4.0	4.0	5.6	5.1
Veracruz	Córdoba	3.1	3.3	3.6	3.8	4.1	4.4	4.6	4.5	4.1	3.5	3.1	2.8	2.8	4.6	3.7
Veracruz	Jalapa	3.2	3.5	3.8	4.3	4.6	4.4	4.9	5.0	4.4	3.7	3.3	3.0	3.0	5.0	4.0
Veracruz	Veracruz	3.7	4.5	4.9	5.1	5.1	4.8	4.7	5.1	4.6	4.8	4.1	3.6	3.6	5.1	4.6
Yucatán	Mérida	3.7	4.0	4.6	5.2	5.7	5.5	5.7	5.5	5.0	4.2	3.8	3.4	3.4	5.7	4.7
Yucatán	Progreso	4.1	4.9	5.4	5.5	5.3	5.1	5.3	5.3	5.0	5.0	4.4	4.0	4.0	5.5	4.9
Yucatán	Valladolid	3.7	4.1	3.1	5.4	5.7	5.3	5.4	5.4	4.9	4.2	3.8	3.5	3.1	5.7	4.5
Zacatecas	Zacatecas	4.9	5.7	6.6	7.5	7.8	6.2	6.2	5.9	5.4	4.8	4.8	4.1	4.1	7.8	5.8

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 2. FACTORES DE PÉRDIDA POR FRICCIÓN EN PVC RÍGIDO ^[3]

Factores aproximados, en m/100 (porcentajes). Tubería PVC rígida y nueva

Los flujos son en litros por segundo

TAMANO DE TUBERÍA

Flujo	.5"	.75"	1"	1.25"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"
10	4.20	1	.25	.08					
15	8.80	2.20	.53	.17	.07				
20	15	3.70	.90	.28	.12				
25	22	5.50	1.35	.44	.18				
30	31	7.80	1.90	.60	.25				
35	41	10	2.45	.80	.34				
40	53	13	3.10	1	.43				
45	66	16.30	4	1.25	.54	.13			
50		19	4.80	1.50	.65	.16			
55		23.50	5.60	1.80	.78	.19			
60		27.50	6.60	2.10	.90	.22			
65		32	7.80	2.40	1.04	.25			
70		36	8.70	2.70	1.19	.28			
75		41	9.90	3.10	1.32	.33	.10		
80		45	11	3.50	1.50	.37	.12		
85		52	12.50	4	1.70	.41	.14		
90		57	14	4.50	1.90	.45	.15		
95		63	15	4.90	2.10	.50	.17		
1			16.50	5.40	2.25	.55	.18	.08	
1.05			18	5.80	2.50	.60	.20	.09	
1.10			19.50	6.30	2.70	.67	.22	.10	
1.15			21.50	6.90	2.95	.71	.24	.10	
1.20			23	7.30	3.20	.78	.26	.11	
1.30			26.50	8.60	3.75	.90	.29	.13	
1.40			30	10	4.25	1	.34	.15	
1.50			35	11.20	4.90	1.15	.39	.17	
1.60			39	12.50	5.50	1.30	.43	.19	
1.70			44	14.20	6.05	1.45	.49	.21	
1.80			49	15.90	6.90	1.60	.54	.24	
1.90			55	17.40	7.50	1.80	.60	.26	
2			60	19	8	2	.66	.28	
2.20				22.50	9.70	2.35	.79	.34	
2.40				26.80	11.50	2.75	.90	.40	
2.60				31	13.30	3.20	1.05	.45	
2.80				35.10	15.20	3.70	1.20	.52	
3				40	17	4.20	1.36	.60	
3.20				45	19.30	4.70	1.52	.68	
3.40				50	21.90	5.25	1.70	.75	
3.60				56	24	5.80	1.90	.84	.20
3.80				62	26	6.30	2.10	.90	.22
4				69	29	7	2.30	1	.24
4.50					36	8.80	2.80	1.20	.30
5					44	10.50	3.50	1.50	.37
5.50					62	12.50	4.20	1.75	.44
6						14.70	4.90	2.10	.52
6.50						17	5.60	2.40	.60
7						19.50	6.50	2.80	.70

Tabla 3. FACTORES DE PÉRDIDA POR FRICCIÓN EN ACERO GALVANIZADO ^[3]

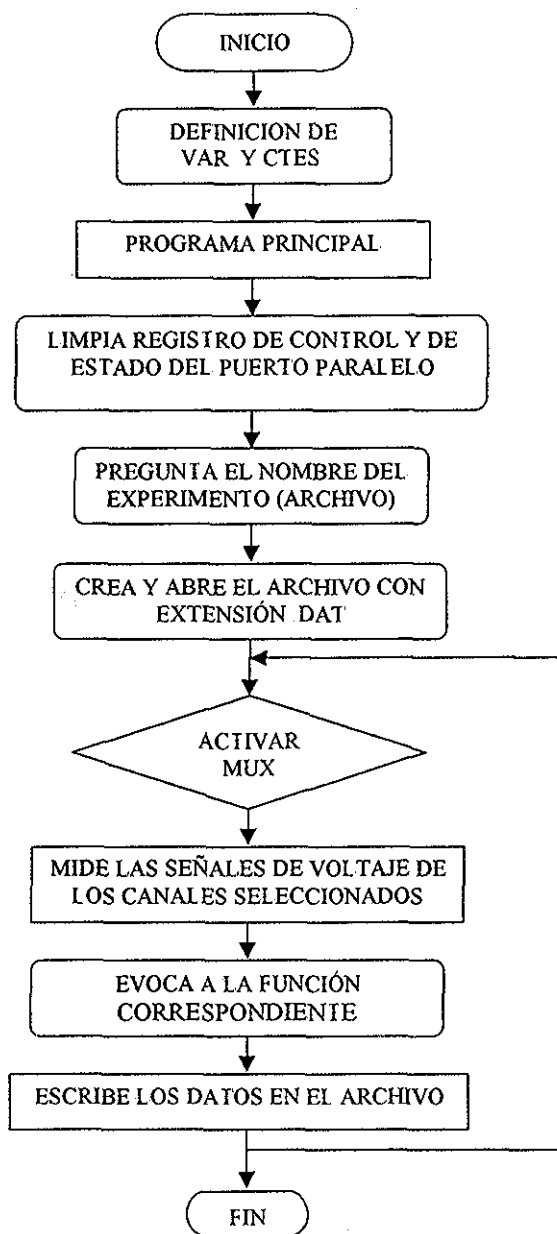
Factores aproximados. en m/100 (porcentajes) Tubería nueva

Los flujos son en litros por segundo

TAMAÑO DE TUBERÍA

Flujo	.5"	.75"	1"	1.25"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"
.10	5.90	1.58	.38	.12					
.15	12.25	3.40	.82	.26					
.20	21.45	5.65	1.40	.44	.19				
.25	31.65	8.50	2.10	.68	.28				
.30	44.91	11.90	2.90	.92	.40				
.35	58.20	15.80	3.80	1.20	.52				
.40	75.50	19.90	4.80	1.55	.67				
.45	91.90	25	6	1.93	.84				
.50		30	7.30	2.35	1	.25			
.55		36	8.70	2.75	1.20	.30			
.60		42	10.20	3.25	1.40	.35			
.65		48	11.90	3.80	1.63	.40			
.70		55	13.60	4.35	1.82	.46			
.75		63	15.40	4.90	2.15	.52	.17		
.80			17.40	5.55	2.40	.59	.19		
.85			19.40	6.15	2.65	.68	.21		
.90			21.80	6.90	2.90	.74	.23		
.95			24	7.50	3.25	.82	.28		
1			26.20	8.20	3.60	.80	.28	.12	
1.05			28.50	9	3.90	.97	.31	.13	
1.10			31	9.80	4.20	1.05	.34	.15	
1.15			34.60	10.60	4.80	1.15	.37	.16	
1.20			36	11.50	5	1.25	.39	.17	
1.30			42.50	13.30	5.70	1.45	.45	.20	
1.40			48	15.30	6.60	1.65	.52	.23	
1.50			55	17.50	7.65	1.90	.59	.26	
1.60			62	19.50	8.45	2.10	.67	.29	
1.70			69	22	9.50	2.35	.75	.33	
1.80				24.20	10.50	2.60	.82	.36	
1.90				24.50	11.70	2.85	.90	.40	
2				29.50	12.80	3.20	1	.44	
2.20				35	15.30	3.80	1.20	.52	
2.40				42	17.90	4.45	1.40	.61	
2.60				48.50	20.50	5.15	1.60	.71	.17
2.80				55	24	5.95	1.85	.82	.20
3				62.50	26.70	6.70	2.10	.92	.22
3.20					30	7.60	2.35	1.02	.25
3.40					34	8.40	2.65	1.15	.28
3.60					38	9.40	2.95	1.28	.32
3.80					41	10.30	3.25	1.42	.35
4					45	11.20	3.55	1.55	.38
4.50					56	14	4.45	1.95	.46
5						17	5.45	2.25	.56
5.50						20	6.50	2.80	.68
6						24	7.50	3.35	.80
6.50						28	8.85	3.90	.92
7						32	10	4.45	1.05

Diagrama de flujo del programa de control del sistema de adquisición de datos:



REFERENCIAS

- [1] SANDIA & USAID: *Base de datos del National Renewable Energy Laboratory 2000* - Reunión Anual del México Renewable Energy Program, Cuernavaca, Morelos
- [2] Comisión Federal de Electricidad; *Las Fuentes de Energía*, folleto del Museo Tecnológico (2000); México, D F
- [3] Sandia National Laboratories; *Mexico Renewable Energy Program*, Seminario Binacional sobre Energía Renovable; IMTA-Morelos, 9 y 10 Junio 1998
- [4] Informe de la Reunión de Expertos; *Planeación Estratégica para Desarrollar el Aprovechamiento de las Energías Renovables en México* : ANES 2000
- [5] L. M. Ojinaga & R. E. Foster; *Resultados del Programa de Energía Fotovoltaica para Bombeo de Agua en Chihuahua*; ANES 1997
- [6] Southwest Technology Development Institute; *Guía para el desarrollo de proyectos de Bombeo de Agua con Energía Fotovoltaica*; Libro de consulta, Vol. I y II (1996)
- [7] I. Galindo y M. Valdés; *México Atlas de Radiación Solar*; Programa Universitario de Energía Coordinación de la Investigación Científica, Instituto de Geofísica U N A M; JAARMA, Diciembre de 1991
- [8] J. A. Manrique; *Energía Solar Fundamentos y Aplicaciones Fototérmicas*; Harla (1984)
- [9] ANES; *Curso de Actualización: Los Sistemas Solares Fotovoltaicos*; XVIII Semana Nacional de Energía Solar; Hermosillo, Sonora, 3 y 4 de Octubre de 1994
- [10] W. C. Sinke; *The Photovoltaic Challenge*; Materials Research Society Bulletin; October 1993
- [11] F. Lasnier & I. G. Ang; *Photovoltaic Engineering Handbook*; Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand; Adam Hilger, Bristol and New York (1990).
- [12] Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas; *Energía Solar Fotovoltaica I*; División de Recursos y Sistemas, Instituto de Energías Renovables CIEMAT; Madrid, 19-30 Junio 1995
- [13] Bombas Grundfos de México, S. A. de C. V.; *Catálogo de bombas GRUNDFOS en acero inoxidable para aplicaciones sumergibles*.
- [14] M. S. Rodríguez; *Cálculo del Valor presente Neto Bajo Conocimiento Incierto. Análisis por Intervalos y Conjuntos Borrosos*; Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería U N A M; Mayo de 1996

- [15] G Boyle; *Renewable Energy: Power for a sustainable future*; Oxford University Press. Oxford & The Open University, Milton Keynes; 1996
- [16] <www.banxico.org.mx>
- [17] <www.banamex.com.mx>
- [18] Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones, Subgerencia de Programación de Inversiones; *"Costos y Parámetros de referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico"*; Generación 2000
- [19] <www.pemex.com>
- [20] <www.national.com>
- [21] R. L. Boylestad y L. Nashelsky; *"Electrónica: Teoría de circuitos"*; Sexta edición; Prentice Hall (1994)
- [22] J. Bignell & R. Donovan; *"Digital Electronics"*; Delmar Publishers Inc. (1985)
- [23] <www.motorola.com>
- [24] J. Welsh & J. Elder; *"Pascal Introducción"*; Prentice Hall
- [25] M. Yester; *"Turbo Pascal: Manual de bolsillo"*; Addison-Wesley Iberoamericana; 1990
- [26] J. A. Carballar; *"El Libro de las Comunicaciones del PC. Técnica, Programación y Aplicaciones"*; Computec (1993)
- [27] J. Ortega, J. Campos y M. Calixto; *"Sistema de Caracterización de Fuentes de Poder"*; International Materials Research Congress; Cancún, Quintana Roo, México; Agosto de 1999