

21178



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA



*Análisis de factibilidad para
electrificar una granja de avestruces por
medio de energía solar fotovoltaica.*

Ramón Gutiérrez Arias
Directora del tema:

Dra. Claudia Sheimbaum Pardo

278742

Tesis presentada a la
División de estudios de posgrado
de la Facultad de Ingeniería de la
Universidad Nacional Autónoma de México

Como requisito para obtener el grado de
Maestro en Ingeniería
(Energética)



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.

RESUMEN

Los módulos fotovoltaicos, contruidos a partir de la contaminación de materiales cristalinos (celdas) o amorfos (películas), la mayoría basados en el silicio, operan como un transductor al convertir la luz dentro del espectro visible en energía eléctrica, con una eficiencia del 20% como máximo; se han implementado en aplicaciones prácticas desde los años cincuenta, primeramente en el sector aeroespacial, y posteriormente se incorporaron en los años sesenta a usos terrestres.

El análisis para la instalación un sistema de energía solar fotovoltaica en una granja de avestruces esta basado en los antecedentes tecnológicos y proyectos realizados en México y otros países, ya sean industrializados o en vías de desarrollo.

Las granjas de avestruces ofrecen una posibilidad de desarrollo agropecuario muy importante, sobre todo en las zonas remotas y de alta marginación, con base en las experiencias que han existido en México desde 1991 y considerando las características de las avestruces y su hábitat de origen, se puede pensar en la alta adaptabilidad de estas a las condiciones climáticas de México donde el 55% del territorio desértico o semidesértico. También se puede pensar en el alto rendimiento de las granjas (400 animales por hectárea), la posibilidad de explotar todas las partes del animal y aportar un elemento de nutrición importante a partir de la carne y los huevos para autoconsumo.

El método de estudio utilizado esta basado en la comparación de tres tecnologías posibles de utilizar en un proyecto específico para una granja de cinco hectáreas, un sistema fotovoltaico, un generador de gasolina y una subestación rural conectada a la red eléctrica, de estas dos últimas se emplean las características de los fabricantes, específicas para este caso.

Para saber que tipo de generador se implementará, se marcan los parámetros físicos de un sitio de instalación (Toluca, Edo. de México) y las características de los componentes, posteriormente se ejemplifica el cálculo de un sistema de iluminación y bombeo, ya que el cálculo de los requerimientos completos de la granja se hará con base en hojas electrónicas que operan de igual forma que la secuencia de fórmulas para el dimensionamiento fotovoltaico; con base en los resultados se obtiene el volumen de obra y costo de inversión del generador, así como el costo de inspección anual. Posteriormente se aplica el cálculo del Costo del Ciclo de Vida Útil (CCVU), para determinar la rentabilidad de las tecnologías en función de su vida útil, considerando el cálculo del mantenimiento, refacciones, costo de la energía e inversión, considerando la inflación, incremento del precio de la energía y la Tasa Interbancaria Promedio (TIP). El resultado de la comparación del análisis, muestra que aún cuando la diferencia entre el generador fotovoltaico y las otras tecnologías es muy grande en su inversión, al cabo del periodo de vida útil, este es el más atractivo a valor presente.

Posteriormente se realiza una matriz de impacto ambiental que muestra las ventajas de la energía solar, con respecto a las otras fuentes de energía, particularmente los combustibles fósiles y la nuclear; también se realiza una estimación de los contaminantes derivados del combustóleo, gas natural y el diesel, tomando en cuenta lo que se deja de emitir en la medida del generador solar.

Finalmente se considera que con base en los resultados obtenidos, la aplicación de la tecnología solar fotovoltaica en la granja de avestruces proyectada es posible completamente, ya que esto le brindaría una autonomía muy importante, valor agregado a los productos, además de que el impacto ambiental de esta sería positivo.

El estudio esta contextualizado en un ejemplo particular que puede ser significativo para cualquier proyecto de esta naturaleza, o como base para considerar el uso de la energía solar en otro tipo de agroindustrias, ya que el cálculo del dimensionamiento, volumen de obra, Cálculo del Ciclo de Vida Útil y evaluación ambiental es aplicable a cualquier proyecto fotovoltaico.

AGRADECIMIENTOS

**A DIOS Y SANTA MARÍA VIRGEN
POR LA VIDA Y TODAS SUS BENDICIONES.**

**A MI ABUELITA BENITA CASTULA †
POR TODA UNA VIDA DE CARIÑO.**

**A MIS PADRES Y HERMANA
POR SU APOYO Y COMPRENSIÓN.**

**A CLARÍN
MÁS QUE UNA MASCOTA, MI AMIGO.**

**A TODOS AQUELLOS QUE APOYARON ESTE TRABAJO
GRACIAS POR SU INTERÉS**

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 1

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES DE LA APLICACIÓN FOTOVOLTAICA

- 1.1 Introducción tecnológica 3
- 1.2 El recurso solar 11
- 1.3 Experiencia de la aplicación fotovoltaica 13
- 1.4 Elementos que justifican el uso de tecnología fotovoltaica 15

CAPÍTULO 2

PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO: UTILIZACIÓN FOTOVOLTAICA PARA UNA GRANJA DE AVESTRUCCES

- 2.1 Requerimientos energéticos de una granja de avestruces 25
- 2.2 Elementos de un sistema fotovoltaico 28

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA DE ESTUDIO

- 3.1 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico 32
- 3.2 Estimación de la inversión 44
- 3.3 Descripción del método de costo del ciclo de vida útil (CCVU) 45
- 3.4 Comparación del impacto ambiental de la generación fotovoltaica con otras tecnologías 51

CAPÍTULO 4

RESULTADOS OBTENIDOS

- 4.1 Dimensionamiento del generador fotovoltaico 54
- 4.2 Parámetros económicos 63
- 4.3 Indicadores ambientales 74

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES SOBRE LA VIABILIDAD

- 5.1 Factibilidad técnica y de obra 83
- 5.2 Factibilidad económica 84
- 5.3 Efectos al medio ambiente 85

CONCLUSIONES 88

APÉNDICE A 90

- 1) Módulo solar fotovoltaico US-64 de Unisolar
- 2) Batería de ciclo profundo Deka 8G31
- 3) Controlador de carga Specialty Concepts SC 3/20-12-E
- 4) Luminaria exterior
- 5) Luminaria interior
- 6) Bomba sumergible Grundfos SP 3 A-10 y el controlador-inversor SA 1500
- 7) Planta generadora de electricidad a gasolina Honda EP 2500
- 8) Subestación eléctrica rural Matimsa

APÉNDICE B 100

Consideraciones de las granjas de avestruces

APÉNDICE C 104

- 1) Nomenclatura
- 2) Índice de figuras
- 3) Índice de tablas
- 4) Constantes
- 5) Unidades
- 6) Símbolos y abreviaturas

BIBLIOGRAFÍA 109

HEMEROGRAFÍA 110

INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente trabajo es explicar como se dimensiona un sistema fotovoltaico para una granja de avestruces y analizar su viabilidad económico-financiera, con base en el análisis del costo de ciclo de vida útil (CCVU), comparando la tecnología fotovoltaica con un generador eléctrico convencional y el suministro de la red eléctrica, para lo cual se toma en cuenta la instalación de una subestación rural, así como la consideración del impacto ambiental de las fuentes convencionales con respecto a la solar.

Los materiales fotovoltaicos se basan en la conversión directa de la luz del espectro visible en energía eléctrica, por medio de materiales semiconductores. La base de los materiales por lo regular es el silicio, contaminado por boro y germanio. De las celdas de silicio cristalino o películas de silicio amorfo se construyen los módulos solares, que son la base de los generadores fotovoltaicos.

La aplicación de la energía solar fotovoltaica se inicio en los años cincuenta para fines aeroespaciales; para los años sesenta, se comenzaron a desarrollar sistemas de aplicación terrestre. Fue hacia los años setenta que la tecnología fotovoltaica se comenzó a utilizar en México, inicialmente en el campo de las comunicaciones y el bombeo de pozos profundos.

A partir de las necesidades de electrificación de zonas remotas, sobre todo aquellas de alta marginación, se han desarrollado numerosos proyectos con base en la tecnología fotovoltaica, la mayoría con gran éxito, gracias a la alta confiabilidad, durabilidad y bajo mantenimiento de los equipos, sin embargo siempre ha existido el grave problema del alto costo de inversión de los módulos solares.

En México, desde 1991 han existido granjas de avestruces y desde 1997, se han implementado sistemas fotovoltaicos en muchas de ellas, algunas de las cuales son totalmente autónomas de la red eléctrica convencional.

Para efectos del análisis de viabilidad, se realizaron los cálculos de dimensionamiento del generador solar, considerando el proyecto de una granja para avestruces de cinco hectáreas, pero la aplicación del cálculo de dimensionamiento es posible emplearlo para cualquier tipo de granja en todas las zonas climáticas de México o el mundo, ya que este ha sido desarrollado por dos de los más grandes proveedores de equipo de Estados Unidos, Sunwize y Photocomm con el apoyo de los Laboratorios Sandia.

Con base en el resultado del dimensionamiento se estima el volumen de obra y su costo, incluyendo la instalación y el costo de una inspección anual, con lo que se obtendrá la inversión requerida para el cálculo del ciclo del costo de vida útil (CCVU). En el caso del generador de gasolina y la subestación eléctrica se utilizarán los parámetros indicados por los fabricantes de estos equipos.

El cálculo del ciclo de vida útil (CCVU), es un método ideado por los Laboratorios Sandia de Estados Unidos, donde se evalúan a valor presente todos los parámetros que influyen en un sistema de generación de energía a lo largo de su vida útil, desde la inversión, instalación, mantenimiento, refacciones, y costo de la energía (combustible o tarifa eléctrica); las tasas del cálculo se estiman a partir de la inflación, Tasa Interbancaria Promedio (TIP) y el alza en el precio de la energía (combustible o tarifa eléctrica).

La viabilidad de la introducción tecnológica de energía solar fotovoltaica, no depende únicamente de su rentabilidad, también considera la facilidad de instalación, operatividad, mantenimiento y posibilidad de crecimiento, por lo que también se toman en cuenta estos criterios de acuerdo a los fabricantes de equipo solar.

El grado de alteración del medio es evaluado en una matriz de impacto ambiental para comparar a la energía solar contra otras fuentes de generación de energía, así mismo se plantea determinar cuantos contaminantes se dejarían de emitir si se emplea la energía solar en lugar del combustóleo, gas natural o diesel de acuerdo con los indicadores ambientales del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (no se consideró al carbón por no tener señalados indicadores ambientales).

Las conclusiones que se obtuvieron de la comparación muestran en concreto la viabilidad de obra, operativa del sistema fotovoltaico y un mayor atractivo económico a valor presente con respecto a las otras tecnologías propuestas, también se debe considerar que existe un impacto ambiental positivo en la aplicación del sistema, lo que no existe en otras fuentes de energía, sobre todo las convencionales.

Los alcances del trabajo son estrictamente el mostrar los resultados de la comparación para comprobar la viabilidad de la aplicación fotovoltaica en una granja de avestruces, no se intenta hacer un estudio intensivo de las granjas de avestruces en todo su sentido, ni realizar un estudio de sensibilidad con varios escenarios económicos, ya que su extensión requeriría un análisis específico en particular, sin embargo se señalan los límites en los que la propuesta fotovoltaica es atractiva en su ciclo de vida útil.

El método y criterios de dimensionamiento, cálculo de costos del ciclo de vida útil (CCVU), matriz de impacto ambiental y estimación de emisiones por medio de indicadores ambientales, se pueden aplicar de manera general, no sólo para México, sino para cualquier parte del mundo, ya que aún cuando varíen los parámetros, el sistema de cálculo es el mismo, por lo que las tablas realizadas están hechas en hojas de cálculo electrónicas, por lo que se pueden realizar estudios más específicos e intensivos según se requiera.

La división del trabajo en particular contempla inicialmente la exposición de los antecedentes tecnológicos e históricos en México y el mundo, considerando las necesidades de apoyo a la electrificación rural productiva, posteriormente se hace el planteamiento del ejemplo a analizar, la estimación del generador fotovoltaico que requiere, la comparación de las tecnologías con base en el cálculo del ciclo de vida útil (CCVU) y la evaluación ambiental. Finalmente se exponen los resultados obtenidos y sus conclusiones, complementadas con apéndices técnicos.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES.

Es tema de estudio primordial la aplicación de fuentes no convencionales de energía en factorías y comercio, como en el caso de la tecnología solar fotovoltaica para la electrificación de una unidad productiva rural, particularmente una granja de avestruces, considerando sus ventajas e inconvenientes así como la experiencia de su aplicación en nuestro país, por lo que se describen los precedentes de esta en el mundo y nuestro país como marco de referencia.

1.1 Introducción tecnológica

Se llama efecto fotovoltaico a aquel que permite la conversión directa de luz a electricidad, es decir que entre la energía luminosa incidente y la energía eléctrica resultante no existe ninguna forma intermedia de energía. Este efecto constituye la base del funcionamiento de los módulos solares.

El efecto fotovoltaico puede definirse de manera más precisa, como la aparición de un voltaje en las terminales de un sólido cuando este es irradiado por una fuente de energía determinada. La conversión fotovoltaica de la energía solar se realiza mediante un dispositivo que hace uso del efecto fotovoltaico, y que convierte el espectro de energía electromagnética de la radiación solar directamente en energía eléctrica, este dispositivo se puede presentar en pequeñas placas llamadas celdas solares o en forma de película. La figura 1.a, muestra el espectro de la radiación solar (Mompín, 1986).

Con base en el espectro solar, se consideró que un fotón de longitud de onda λ transporta una cierta cantidad de energía, definiéndose en la siguiente expresión:

$$E = hv = hc/\lambda \quad (F 1.1)$$

Donde:

h - es la constante de Planck ($h = 6.62 (10)^{-34}$ J-seg)
 c - es la velocidad de la luz constante
 v - es la frecuencia

Es posible obtener de este tipo de espectros el flujo de fotones correspondiente a una longitud de onda determinada en el intervalo d mediante la relación:

$$N(\lambda) = M(\lambda) (\lambda/hc) d\lambda \quad (F 1.2)$$

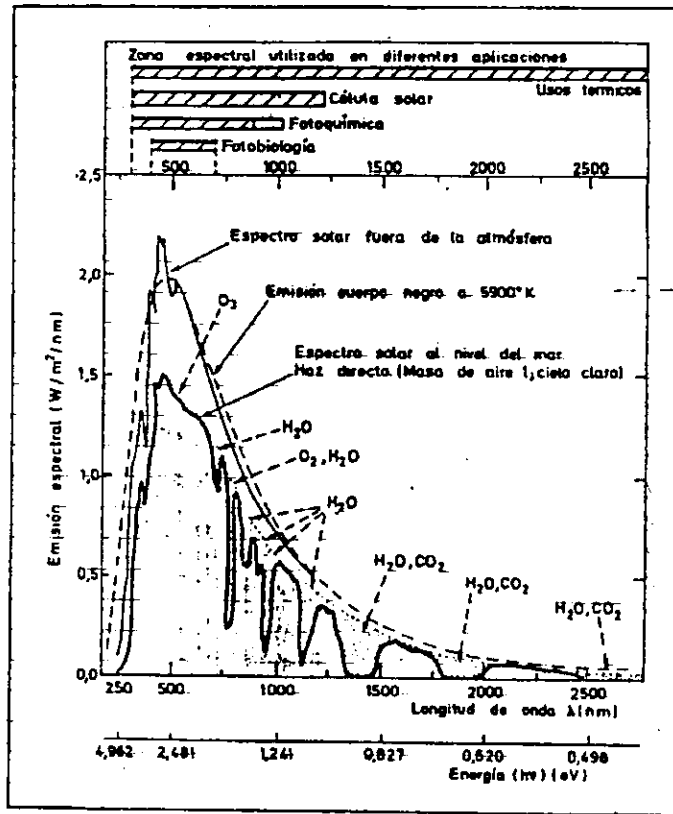
Donde:

$M(\lambda)$ - es la irradiancia
 $d\lambda$ - corresponde a un intervalo normalizado de ancho espectral igual a una micra de longitud.

El mecanismo de conversión del material fotovoltaico (Morales, 1996) opera de la siguiente manera:

a) El fotón deberá ser absorbido por el material que constituye el dispositivo. Por este mecanismo, conocido como absorción óptica, la energía del fotón se transfiere al material.

Fig. 1.a ESPECTRO SOLAR



Nota: Espectro de la radiación solar fuera de la atmósfera terrestre y ante superficie del planeta. Las zonas punteadas indican la absorción debida a los componentes atmosféricos. Se ha representado también la emisión de un cuerpo negro a 5900°K, temperatura equivalente a la emitida por el sol.

Fuente: José Mompín, "Energía Solar Fotovoltaica" 1988.

b) Esta energía deberá ser convertida en energía eléctrica, no en calor. Así pues la energía del fotón debe transferirse a un electrón en forma de energía potencial. Este fenómeno se conoce como conversión cuántica, debido a que en un sólido los niveles de energía electrónicos están cuantizados.

c) Finalmente, es necesario que los electrones excitados mediante su interacción con los fotones no caigan a su nivel original por algún mecanismo de relajamiento. Los electrones deberán ser colectados en la dirección de los electrodos de salida del material antes que su recombinación en las órbitas atómicas se efectúe. Posteriormente es necesario implementar un mecanismo de colección eficaz.

De lo anterior se tiene que una celda o película fotovoltaica se constituye de un material absorbente y una estructura colectora. El material deberá poseer dos niveles de energía separados suficientemente y tener una buena conductividad. Estas son dos propiedades características de los materiales semiconductores. La forma más simple de coleccionar electrones es por medio de un campo eléctrico asociado a una diferencia de potencial interno (potencial de contacto), característica que puede lograrse fácilmente en un dispositivo fotovoltaico, realizando un contacto íntimo de dos semiconductores de distinto tipo de conductividad, por ejemplo tipo N y tipo P.

Es importante aclarar que un semiconductor de tipo N es aquel en que el transporte de cargas eléctricas es asegurado por el intermedio de cargas negativas (electrones), en tanto que en un semiconductor tipo P el transporte de carga es por medio de cargas positivas (huecos).

El modelo más simple de un material semiconductor esta constituido por un sistema de dos niveles (bandas) de energía E1 y E2 (fig. 1.b), representado por:

$$E_g = E_1 - E_2 \quad (F 1.3)$$

Donde:

E_g - Diferencia de potencial energético de un semiconductor

E_1 - Nivel de energía del material N

E_2 - Nivel de energía del material P

En este modelo los electrones no pueden poseer las energías comprendidas entre E1 y E2. Estos pueden encontrarse sobre los niveles E1 y E2, por lo que un fotón que posea una energía inferior a E_g no es absorbido, el semiconductor es completamente transparente para este fotón.

Un fotón que transporte una energía igual o mayor a E_g es absorbido íntegramente, transfiriendo su energía a un electrón situado en el nivel 1 que incrementará su energía potencial subiendo al nivel 2, el electrón dejará un lugar vacío en el nivel 1 (hueco). Se supone que los mecanismos de relajamiento (caída del electrón excitado del nivel 2 al 1) del electrón son suficientemente lentos para que éste sea colectado y se utilice en la corriente.

De lo anterior, la tensión de salida de un dispositivo solar ideal será igual a la ganancia en energía potencial de los electrones excitados:

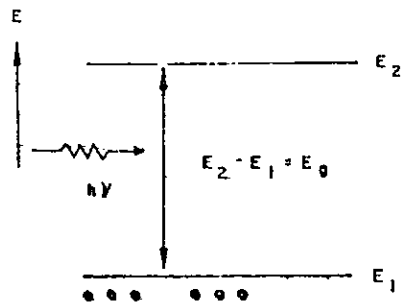
$$E_g/q \quad (F 1.4)$$

Donde:

q - es la carga del electrón

La corriente ideal será aquella donde todos los electrones excitados son colectados, esto es la suma de todos los fotones absorbidos (energía mayor que E_g), expresándose como:

Fig. 1.b MODELO ENERGÉTICO
SIMPLE DE UN MATERIAL
SEMICONDUCTOR



Fuente: Arturo Morales
"La Electricidad que viene del Sol"
1996.

$$I = q A N(\lambda) d\lambda \quad (F 1.5)$$

Donde:

A - es el área del dispositivo

N - la función de la longitud de onda

Así, la potencia máxima proporcionada será igual a:

$$IEg/q \quad (F 1.6)$$

El rendimiento ideal estará dado por:

$$\eta = IEg/qM \quad (F 1.7)$$

Donde:

M - es la potencia total proporcionada por el sol

El intervalo E_g , de energía prohibida para los electrones en los semiconductores se conoce como ancho de banda prohibida o "ancho de banda" y es uno de los parámetros distintivos de estos materiales (Morales, 1996). El rendimiento energético de un dispositivo fotovoltaico ideal, dependerá de este parámetro (fórmula F 1.7). También se puede tener una descripción del comportamiento de un material fotovoltaico por la integral bajo la curva de la figura 1.a, la cual está en proporción directa de la longitud de onda.

Los mejores rendimientos de conversión de materiales fotovoltaicos en laboratorio realizadas con diversos materiales semiconductores son del orden de 25% a 30% (Mompín, 1986). Estas eficiencias relativamente bajas se deben esencialmente al carácter cuántico de la conversión fotovoltaica. Los fotones con energía menor al ancho de banda prohibida del material semiconductor no pueden utilizarse para crear pares de carga positivas y negativas (hueco-electrón), fotones con energía mayor que el ancho de banda E_g crean en general un par hueco-electrón por fotón, la energía en exceso de E_g se disipa en forma de calor en la red cristalina del semiconductor; estas pérdidas combinadas pueden llegar a ser del 60%; las pérdidas restantes del orden del 10% al 20%, dependen de los parámetros características del material semiconductor: tiempo de vida, longitud de difusión; velocidad de recombinación superficial de la estructura fotovoltaica: unión P-N, metal y semiconductor, así como de las limitaciones de los procesos tecnológicos utilizados: resistencia serie, coeficiente de reflexión, etc (Morales, 1996).

Se debe considerar que el rango del espectro electromagnético ocupado para la conversión fotovoltaica está dentro de la luz visible, por lo que se calcula la respuesta de los materiales con base en las longitudes de onda de $0.38 \mu\text{m}$ a $0.78 \mu\text{m}$ (Morales, 1996), ya que a menor o mayor longitud de onda el efecto de transparencia o disipación se presenta.

Actualmente se reutilizan conceptos que fueron planteados en los primeros años de estudio sobre la conversión fotovoltaica de la energía solar, para obtener celdas de mayor eficiencia, basados en la reducción de las pérdidas debidas a fotones con energía menor que E_g (Morales, 1996).

Con base en lo anterior se considera el uso en cascada de diferentes estructuras fotovoltaicas con diferentes materiales semiconductores, por ejemplo arsenuro de galio, silicio, boro y germanio, tiene como fin elaborar elementos multicolores (en función de cada longitud de onda del espectro visible) que podrían llegar a tener eficiencias del orden del 40% (Mompín, 1986).

El comportamiento eléctrico de los materiales fotovoltaicos se describe adecuadamente mediante características tensión-corriente (V-I) (Mompín, 1986). La característica V-I de una celda o película

solar es la típica de un diodo (N-P), polarizándose negativamente o en inversa en la oscuridad (fig. 1.c (a) III) y positivamente o en directa también bajo la misma condición (fig. 1.c (a) I).

La polarización negativa da origen a una corriente baja de fuga que va desde la cara N a la P por el interior del material; al iluminarse este, se obtiene corriente nula, lo que polariza la celda o película con una tensión positiva, esto implica que entre N y P existe una diferencia de potencial denominada "circuito abierto". Cuando la tensión de polarización es cero la corriente adquiere el valor de "corto circuito", debida exclusivamente a la iluminación.

Por lo tanto, en el cuadrante IV la celda o película bajo radiación genera energía eléctrica, y de aquí que esta zona se considere exclusivamente la característica de una celda o película (fig. 1.c (b) IV). En las gráficas comerciales de los módulos solares la curva característica se presenta en el primer cuadrante, variando esta con base en la insolación o la temperatura (fig. A.a).

Existen tres tipos de tecnologías aplicadas a los sistemas de generación eléctrica terrestre, todas basadas en el silicio: policristalino, monocristalino y amorfo.

Las dos primeras se basan en la estructuración del silicio en placas cristalinas formadas al alto vacío, ya sea en bloques o listones, que posteriormente se cortan en pequeñas secciones, estas son la base de las celdas solares. Posteriormente se adiciona por medio de un recubrimiento y tratamiento térmico la contaminación de boro y germanio para generar las secciones N y P en el material, después se adiciona una capa metálica por evaporación o pastas y finalmente una última capa protectora y antirreflejante así como las tiras metálicas colectoras (Sunwize, 1994).

Después del proceso de fabricación se ensamblan las celdas en grupos para formar los módulos solares, conectándose en serie y/o paralelo para la obtener el valor de tensión y corriente requerido; la unión se hace por medio de soldaduras y tiras metálicas, posteriormente se aplica un material encapsulante para la protección y estabilidad del módulo, por lo general Etil-vinilo-acetato (EVA), la cara anterior del bastidor es por lo general una placa de vidrio o aluminio y la frontal emplea un vidrio con bajo contenido de fierro, finalmente el marco es de aluminio (Sunwize, 1994).

La diferencia fundamental entre los materiales cristalinos, estriba en que el monocristalino proviene de un bloque o listón de un solo cristal y el policristalino de la unión de varios cristales.

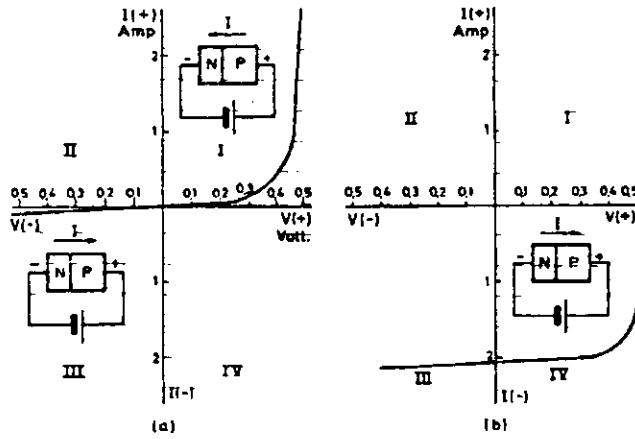
El silicio amorfo carece de estructura cristalina y su fabricación es más sencilla, por lo tanto más económica. Primeramente se constituye el módulo sin necesidad de elaborar celdas individuales, esto proporciona una ventaja, ya que no se producen pérdidas por soldadura y conexión.

La película de silicio amorfo se aplica a una base de vidrio o aluminio por medio de vaporografía, donde se incluye la contaminación del material, a base de boro, el proceso se puede llegar a repetir de dos a tres veces, cuidando que cada capa sea uniforme. Después de la formación del módulo se cubre con el encapsulante, que contiene además de EVA, un polímero sulfurado, no se emplea un vidrio de cubierta, en ningún caso; el bastidor puede ser de aluminio como en los silicios cristalinos, o de plástico a prueba de rayos ultravioleta (Unisolar 1996).

Los silicios amorfos, permiten elaborar módulos solares flexibles, cosa que en los cristalinos es impensable debido a su estructura, también se tiene una ventaja mayor en el aprovechamiento energético, debido a que pueden aprovechar luz de menor longitud de onda que las cristalinas, debido a esto se ha popularizado su uso para relojes, calculadoras, etc (Mompín, 1986).

La ventaja energética de los silicios amorfos no se limita al uso de menores longitudes de onda, debido a su espesor de 100 μm (Unisolar, 1996), un tercio de las celdas cristalinas, el ancho de banda es menor y E_g aumenta.

Fig. 1.c CURVAS CARACTERÍSTICAS
ELECTRÓNICAS CELDA
FOTOVOLTAICA



NOTA: Curvas características de un diodo en la oscuridad y bajo iluminación. Se señalan los procesos y mecanismos que operan en cada cuadrante. El diodo opera como celda solar en el cuadrante IV.

Fuente: José Mompalá, "Energía Solar Fotovoltaica" 1988.

Hace algunos años no se consideraba el uso de silicio amorfo para la generación eléctrica, debido a que su eficiencia de conversión era muy baja, pero actualmente compite de manera similar con los silicios cristalinos y la tendencia a futuro es que el silicio amorfo sea la tecnología dominante, debido a que puede elaborarse material estructural con él, esto es techos y muros cubiertos con material generador de energía (Unisolar, 1996).

Otra ventaja considerable es el hecho de que el silicio amorfo no cae significativamente su rendimiento aún con impactos de bala, cosa que el silicio cristalino no tiene, pues es más frágil, además de que en estos el rendimiento puede reducirse hasta en un 50%, sí existe un ensuciamiento importante, como lodo pegado al cristal, debido a que esto genera un "punto caliente", el cual significa crear una obstrucción al flujo de electrones, en otras palabras es como si el efecto eléctrico estuviera en corto circuito en una pequeña sección y esta interfiriera con el flujo de lo que está en conexión directa en el resto del módulo (Unisolar, 1996).

Finalmente se debe considerar que los materiales fotovoltaicos varían con respecto a la temperatura ambiente, más concretamente, el rendimiento (potencia entregada) de un módulo fotovoltaico decrece conforme aumenta la temperatura, en las siguientes proporciones: silicios cristalinos 0.4% por grado centígrado y los silicios amorfos 0.1% por grado centígrado (Unisolar, 1996).

Todas las fabricas de módulos solares del mundo emplean un protocolo de pruebas específico, el cual es realizado bajo las siguientes condiciones: 25°C, a una atmósfera a nivel del mar, con un 50% de humedad relativa a una insolación de 1000 watts por metro cuadrado (Unisolar, 1996). Con base en estos parámetros se puede considerar que existe un patrón común de los fabricantes.

Los Laboratorios Sandia, y las universidades estatales de Arizona y Nuevo México en los Estados Unidos, efectúan pruebas para los fabricantes de módulos en el mundo, con el fin de que sean instituciones imparciales las que dicten los resultados de las pruebas.

Algunas de las principales pruebas a las que se somete a los módulos solares son las siguientes (Laboratorios Sandia, 1995):

Exposición a flama directa: Esta prueba se realiza exponiendo el módulo directamente a una flama de un mechero a gas, con el fin de examinar la capacidad de aislamiento del vidrio y el encapsulante y su efecto en la potencia generada, así como detectar el nivel de degradación a altas temperaturas.

Explosión: Por medio de una pequeña explosión se provoca una flama sobre el módulo, para observar la reacción del vidrio, el encapsulante y el material fotovoltaico, tanto al impacto violento de un material explosivo, así como demostrar que no son flamables.

Carga mecánica: El módulo solar es sometido a esfuerzos de deflexión, compresión y tensión, con y sin bastidor, para comprobar la flexibilidad y resistencia mecánica del módulo, los protocolos dictan veintemil ciclos de prueba para certificar la resistencia contra cargas de viento y nieve.

Impacto directo: Los módulos solares deben soportar impactos de un granizo del tamaño de una pequeña pelota a una velocidad de 130 Km/h como mínimo, tanto en el centro, como en los puntos de unión del bastidor en los costados y esquinas, para lo cual se emplea un lanzador semejante al que se emplea para entrenar béisbol o tenis. Se debe comprobar que la calidad del sellado es óptima.

Exposición a la intemperie: Considerando que un módulo fotovoltaico debe resistir las condiciones extremas en exteriores, se procura observar la impermeabilidad y envejecimiento acelerado de los materiales, considerando la potencia entregada.

Por otra parte, las principales normas que rigen los módulos solares fotovoltaicos en los Estados Unidos son ASTM E44.08 (de la Sociedad Americana de Materiales) e IEEE PAR 1262 (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos), así como los protocolos de UL (Underwriter Laboratories) 1703, 1741 y 1778; en Europa se especifican bajo TÜV clase II (Codificación Técnica y de Seguridad de Alemania) y el código único de la Unión Europea para energía solar, entre otros (Laboratorios Sandia, 1995 y Nukem, 1993).

Finalmente, existe de manera convencional un parámetro comercial de todos los fabricantes de módulos solares, de ofrecer un mínimo de diez años de garantía, señalando que ya existe un importante número que ofrece quince años o más. La garantía de un módulo solar estriba en mantener las condiciones de tensión y corriente sin alterarse durante el tiempo de garantía, después de este tiempo la eficiencia decrece paulatinamente, pero de manera muy discreta, de tal forma que la vida útil de un módulo puede ser de setenta años (Unisolar, 1996).

La disminución de la eficiencia de un módulo con respecto al tiempo se deriva de la recombinación de los electrones que generan la corriente eléctrica, al disminuir la acción de estos, la generación de energía es menor, hasta que se agota el efecto de los fotones en los electrones.

Con base en las estimaciones de los fabricantes de módulos solares se espera que alrededor del año 2020 se tenga una mejoría sustancial en la eficiencia de conversión (aproximadamente del 40%), así como garantías de más de 25 años y una disminución en los precios estimada en 55%, por lo que a futuro se proyecta como una opción sumamente atractiva (Photocomm, 1996).

1.2 El recurso solar.

El Sol es la estrella de nuestro sistema planetario alrededor del cual la Tierra gira, desde el punto de vista astronómico pertenece al tipo de estrellas llamadas "enanas amarillas", tiene una edad aproximada de 4500 millones de años y una existencia previsible de unos 5000 millones de años antes de transformarse en una "gigante roja", fase en la que se producirá la desaparición de la vida en nuestro planeta (Mompín, 1986).

El diámetro del sol es de aproximadamente 1.39 millones de kilómetros, y se puede considerar compuesto por diferentes capas concéntricas con temperaturas decrecientes hacia el exterior. La más externa de las capas se llama fotosfera y está compuesta por gases fuertemente ionizados a una temperatura aproximada de 6000°K, valor que caracteriza la calidad de la energía que el Sol irradia en todas direcciones. Las restantes capas exteriores de la estrella son relativamente transparentes a la radiación (Mompín, 1986).

La energía que de forma continua irradia el Sol está compuesta por ondas electromagnéticas de longitudes de onda en las zonas ultravioleta, visible e infrarroja del espectro, tal y como se muestra la figura 1.a. El conocimiento del espectro de emisión del Sol es de suma importancia para un desarrollo óptimo de sistemas de aplicación que aprovechen su energía. Se puede observar que el máximo de emisión en el espectro corresponde a una longitud de onda es de aproximadamente 0.5 μm (Mompín, 1986), es decir, el color verde. Por otro lado, los diferentes componentes de la atmósfera terrestre absorben parte de la radiación solar, esto representa aproximadamente un 19%, un 34% es reflejado y un 47% es absorbido a nivel terrestre (Mompín, 1986).

Para las aplicaciones solares, en particular las fotovoltaicas, es interesante conocer las cantidades de energía hay contenidas en el espectro solar por encima o debajo de una determinada longitud de onda. De acuerdo con lo análisis del espectro se puede comprobar que aproximadamente el 80% de la energía total que nos envía el Sol corresponde a longitudes de onda menores a 1.5 μm (Mompín, 1986), pero debe recordarse que sólo se recibe la fracción proporcional de 47% de esta energía.

Los valores indicados son solamente orientativos y promedios, ya que la acción de los diferentes medios absorbentes y difusores depende de la nubosidad, localización geográfica, clima y orografía entre otros. Como consecuencia de la influencia de estos factores, resulta que solamente se puede conocer la energía solar mediante lecturas directas efectuadas durante periodos de tiempo suficientemente largos, apoyados por análisis de interferometría y fotografía satelital.

La radiación solar total incidente en la superficie terrestre tiene una componente directa (procedente en línea recta del Sol) y otra difusa (procedente de todo el hemisferio zenital y difundida por la atmósfera). El conocimiento de la contribución relativa de cada una de esas componentes es importante en la práctica ya que son la base para una evaluación completa de la disponibilidad de insolación. Se ha estimado que la energía recibida del sol en la superficie terrestre es del orden de $1.493 (10)^{18}$ KWh/año (Laboratorios Sandia, 1995).

La cantidad de energía solar que recibe una área determinada durante un periodo de tiempo dado se denomina "insolación" y se mide en kilowatt-horas por metro cuadrado (KWh/m²). La superficie exterior de la atmósfera terrestre recibe una cantidad casi constante de energía solar radiante equivalente a 1.37 kilowatts-hora por metro cuadrado (Laboratorios Sandia, 1995), la radiación solar alcanza un promedio de 1 KWh/m² en la superficie terrestre (Laboratorios Sandia, 1995). Estos valores se obtiene al integrar el área en la parte inferior del espectro (fig. 1.a), donde se indica el efecto que sufre la radiación al atravesar el espesor de una atmósfera. Es evidente que la atmósfera tiene una gran capacidad de absorción y reduce la energía solar que llega a la tierra, particularmente en ciertas longitudes de onda.

Los datos de insolación se presentan frecuentemente como valores de promedio diario para cada mes. La irradiancia máxima es la disponible al medio día solar de cualquier día dado, no importa cual sea la estación. El mediodía solar se define como la hora en la que el Sol llega a su apogeo durante su trayectoria aparente en el firmamento (Laboratorios Sandia, 1995).

Para efectos prácticos, en los proyectos solares se emplea el término "horas de sol máximo", que se define como el número equivalente de horas diarias en que la irradiancia solar alcanza un promedio de 1 KWh/m² en la superficie terrestre (Laboratorios Sandia, 1995), por ejemplo, seis horas de Sol máximo significa que la energía recibida durante el número total de horas con luz en el día es igual a la energía recibida si el Sol hubiera brillado durante seis horas a 1 KW/m² (6 KWh/m²). Las horas de Sol máximo corresponden directamente a la insolación en KWh/m² y un mapa o tabla en estas unidades también se toma como horas equivalentes de Sol (ESH, por sus iniciales en inglés).

Los datos de insolación se miden en superficies horizontales, pero para efectos de los sistemas de energía solar se debe de considerar la insolación en superficies inclinadas, por lo que se estima esta por medio de cálculos que consideran la perpendicularidad de los rayos solares (Sunwize, 1994); cabe señalar que uno de los factores que más influyen en las estimaciones de insolación recibida es el comportamiento de la declinación terrestre.

México es un país con una alta incidencia de insolación que recibe, ya que tiene un promedio anual de 6 KWh/m² (Balance Nacional de Energía, 1995) y de 5 KWh/m² (Mapas solares, Laboratorios Sandia, 1995) como mínimo, por lo que esta dentro de las naciones con mayor potencial de energía solar en el mundo (Laboratorios Sandia, 1995). Cabe señalar que las insolaciones mencionadas no corresponden a las mediciones horizontales, sino a inclinaciones con ángulos iguales latitud y 15° más latitud con respecto a la superficie del suelo.

Existen algunas regiones en Sonora y Baja California con promedios de radiación dentro del rango más alto del planeta que es de 7.5 KWh/m² en adelante (Mapas solares, Laboratorios Sandia, 1995). Estas zonas coinciden con los desiertos que se hallan alrededor de los trópicos de Cáncer y de Capricornio, y en ellas pueden construirse centrales de energía solar para satisfacer la demanda que requiere nuestro país. Además, como en las zonas desérticas el suelo es poco

productivo y el clima contribuye a que no se habiten, por tanto son las más apropiadas para construir plantas solares de varias decenas de megawatts de potencia (Nukem, 1993).

Por otra parte, se presentan condiciones propicias para el aprovechamiento solar en todo el territorio, aún en zonas de alta nubosidad y días de baja insolación consecutivos (hasta 35 días como valor promedio para México), por lo que el uso de este recurso puede ser intensivo y extensivo (Laboratorios Sandia, 1995), sí se requiere una mayor precisión en una zona en particular se puede acudir al Servicio Meteorológico Nacional (SMN) de la Comisión Nacional del Agua (CNA).

1.3 Experiencia de la aplicación fotovoltaica.

Históricamente la tecnología fotovoltaica fue desarrollada para aplicaciones espaciales en donde la confiabilidad, durabilidad y relación potencia/peso son primordiales, los módulos solares aparecieron como respuesta a estas necesidades. Como el costo de fabricación de los elementos fotovoltaicos es muy elevado no se penso en aplicaciones terrestres para la generación de energía eléctrica hasta los años sesenta, de acuerdo con lo publicado por la Agencia para la Energía y el Medio Ambiente de Holanda (NOVEM) en 1994, (IEEE Spectrum, octubre/1994).

En los últimos años, particularmente después de la crisis energética de 1973, se ha reconsiderado a la energía solar como fuente de energía y en casi todos los países industrialmente desarrollados se ha establecido un esfuerzo de investigación tecnológica importante en este sentido, el cual esta principalmente enfocado a abatir los costos de producción, analizar nuevos materiales y aumentar los rendimientos de conversión.

La referencia más antigua de un sistema fotovoltaico aplicado en zonas rurales es la de un sistema en Chile implementado hacia 1960, cuando aún se manejaba como tecnología para usos espaciales únicamente. Hacia los años setenta las Naciones Unidas (ONU), promovieron proyectos de electrificación por medio de energías alternas bajo un programa denominado "Sistemas de Energía Integrada". (IEEE Spectrum, octubre/1994).

Algunas de las experiencias más relevantes a nivel mundial se describen a continuación:

Hacia 1982 y hasta 1988 un proyecto filipino - alemán que permitió la instalación de 13 Kw pico en su primera etapa, a la fecha existen 105 Kw pico instalados en Filipinas, de los cuales 70 Kw son de uso residencial y el resto para telecomunicaciones y bombeo principalmente. De este proyecto se aprendió que en las pequeñas comunidades tenía un gran significado de estatus para los pobladores, por lo que ahora se aprecian este y otros aspectos sociales en las consideraciones de obra (IEEE Spectrum, octubre/1994).

A partir de 1984 la Agencia para el Desarrollo de los Estados Unidos (US Aid) ha participado en programas de demostración y capacitación, como en el caso de República Dominicana, donde en 1992 se instalaron 2000 sistemas (IEEE Spectrum, octubre/1994)

En América Latina, países como Colombia, Bolivia, Perú y Argentina, han fomentado proyectos comunales supervisados por entidades rurales no gubernamentales, en Tanzania se han realizado trabajos de electrificación en clínicas rurales, auspiciados por la Agencia para el Desarrollo Tecnológico de Alemania (GTZ) (IEEE Spectrum, octubre/1994).

En 1987 compañías privadas holandesas en acuerdo con el gobierno de indonesia, impulsaron un programa para la instalación de 3000 sistemas, con la modalidad de cero intereses para los créditos de adquisición, este proyecto fue una experiencia muy positiva para los esquemas de financiamiento a los pequeños productores (IEEE Spectrum, octubre/1994).

A la fecha se han instalado más de 10000 sistemas en toda Indonesia, incluyendo reservas ecológicas. El pago que realiza al mes un propietario de sistema es de ocho dólares americanos, hasta liquidar el adeudo que es de 400 dólares en promedio; debe considerarse que el gobierno indonesio en este sentido otorga muchas facilidades para la importación y adquisición de los equipos, de acuerdo con lo expuesto por el mismo (IEEE Spectrum, octubre/1994).

En Indonesia se han instalado sistemas de apoyo para la vigilancia de las reservas naturales, pero dos de los casos más relevantes de la aplicación fotovoltaica no doméstica en el mundo de acuerdo con la Agencia del Medio Ambiente de Holanda (NOVEM) son: la implementación de sistemas para escuelas remotas en India, que a la fecha ha sido uno de los programas de mayor impulso real a la población y por otra parte, la investigación para generar hidrógeno a partir de una hidrólisis, llevando a cabo por Arabia Saudita en cooperación con la República Federal de Alemania, de este proyecto se ha derivado la tercer planta de hidrógeno más grande del mundo, las dos primeras se ubican en Los Estados Unidos y Alemania respectivamente (IEEE Spectrum, octubre/1994).

En otros países se tienen diferentes capacidades instaladas, dependiendo del grado de apertura a la tecnología y planes de cooperación internacional; en 1994, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Estados Unidos (IEEE) publicó un informe de estas capacidades, basado en datos de Naciones Unidas (ONU) y la Agencia del Medio Ambiente de Holanda (NOVEM): Argentina 230 Kw (1990), Colombia 1850 Kw (1990), República Dominicana 200 Kw (1992), India 550 Kw (1991), Indonesia 1100 Kw (1992), Kenya 600 Kw (1992), Marruecos 600 Kw (1993), Filipinas 105 Kw (1993), Sri Lanka 100 Kw (1992) y Zimbabwe 120 Kw (1992) (IEEE Spectrum, octubre/1994).

A principios de 1999 en Holanda, se construyó un suburbio residencial llamado Nieuwland, que se encuentra aproximadamente a 30 kilómetros al este de Amsterdam. El complejo habitacional consta de 5000 casas, un edificio de departamentos, un centro deportivo, guardería y escuelas, el complejo esta totalmente electrificado por paneles solares fotovoltaicos ubicados en los techos de todas las construcciones, de donde se obtiene alrededor de un megawatt pico. Este proyecto se realizó por la Compañía Regional de Distribución de Energía de Utrecht, la Agencia para la Energía y Medio Ambiente de Holanda (NOVEM) y la Comisión Europea del Programa Térmico (IEEE Spectrum, enero/1999).

La importancia de la aplicación de la tecnología fotovoltaica, se refleja en el aumento de la producción de módulos solares en el mundo, que ha rebasado los 120 mega-watts pico en 1999, además de que la capacidad mundial se duplica cada cinco años; por lo que se prevé un importante incremento en las instalaciones fotovoltaicas de todo tipo, no solo en áreas remotas, sino también en zonas urbanas, (IEEE Spectrum, enero/1999).

En México la tecnología solar ha sido utilizada desde los años setenta (Vizcaíno, 1975), inicialmente en las instalaciones de bombeo por medio de motores térmicos en: Caborca, Sonora (1974), Ceballos, Durango (1974), Cedral, San Luis Potosí (1975), Mexicali, Baja California (1975), La Cruz, Chihuahua (1975) y San Luis de la Paz, Guanajuato (1975) como las primeras en México; así mismo el primer sistema fotovoltaico para comunicación y televisión educativa, fue instalado en 1977 en el estado de Puebla (Matsumoto, 1993), cabe señalar que ya existía la tendencia de aplicar esta tecnología anteriormente en nuestro país.

Hacia 1979 se construyó una casa autosuficiente en el sur de la Ciudad de México, este proyecto fue financiado por la compañía Philips de México, S.A. y cuenta con una potencia instalada de dos kilowatts pico. Esta casa autosuficiente se encuentra en operación ininterrumpida desde la fecha de construcción (Matsumoto, 1993).

Desde ese mismo año de 1979, han existido compañías dedicadas a la importación de equipo fotovoltaico, pero con el antecedente de que el propio CINVESTAV fabricó un módulo solar (Matsumoto, 1993), que desafortunadamente no fue comercializado de manera extensiva.

Fabricantes tales como: Solarex (Amoco), Siemens, Solar Power (Exxon), Motorola, Spectrolab (Huges), Arco Solar, OCLI, ASE - Telefunken, British Petroleum, Photowatt, Solec y Unisolar han intervenido en el mercado mexicano con un volumen de nueve megawatts pico obedeciendo a un crecimiento del 15% anual en promedio (Matsumoto, 1993).

A México se le contabilizó en el censo de IEEE con una capacidad instalada de 670 Kw (1992), considerando 7000 sistemas domésticos y equipos para repetidoras de radio (IEEE Spectrum, octubre/1994), pero esta cifra es parcial ya que no se tomaron en cuenta muchos de los sistemas existentes; cabe señalar que a partir de 1992 el impulso dado a la instalación de equipos fue muy elevado, con el fin de atender comunidades aisladas, con un crecimiento anual de 15% en promedio de acuerdo con la información del Programa Nacional de Solidaridad (PRONASOL) (Matsumoto, 1993).

Los datos de la CFE señalan que en la actualidad existen 18000 viviendas con sistemas fotovoltaicos distribuidos en 665 comunidades, además de las instalaciones hechas para bombeo de pozo profundo, comunicaciones y protección catódica, entre otras (Resendíz-Núñez, 1994).

México ocupaba el séptimo lugar mundial en capacidad instalada con 1.2 mega-watts pico en 1991, con base en la información publicada por los Laboratorios Sandia en 1995, esta cifra es similar a los 1.67 mega-watts estimada por el CINVESTAV (Matsumoto, 1993), de acuerdo con lo anterior y las estimaciones del Balance Nacional de Energía 1995, se puede considerar que en México existen entre 9.5 y 10 mega-watts pico instalados.

Como se ha expuesto, en México existe un alto potencial de explotación para el recurso solar, además de que han existido antecedentes muy importantes en su aplicación, específicamente en el área fotovoltaica desde los años setenta.

1.4 Elementos que justifican el uso de tecnología fotovoltaica.

Las organizaciones campesinas mexicanas plantean la necesidad de extender la electrificación para incrementar la producción de sus tierras, crear agroindustrias necesarias y llevar bienestar y seguridad a sus comunidades. Para responder a esta demanda el gobierno mexicano inició el programa de electrificación rural, el cual muestra su evolución en la figura 1.d de manera gráfica.

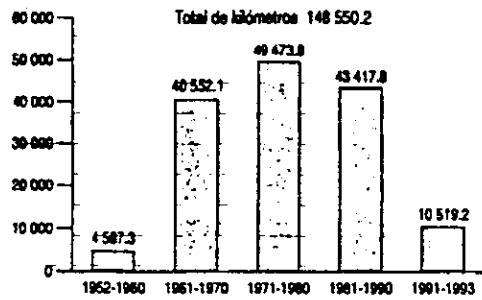
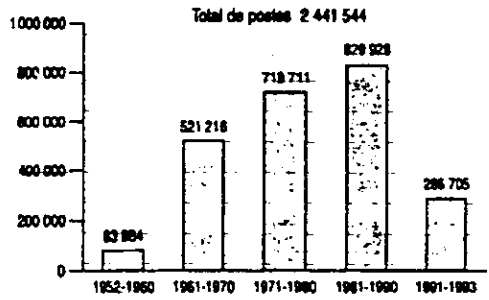
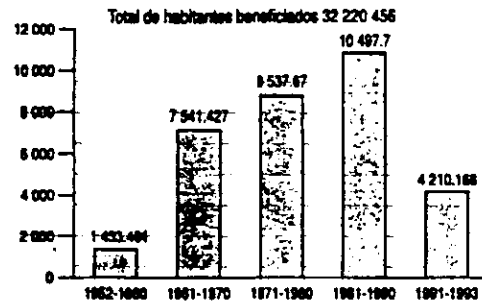
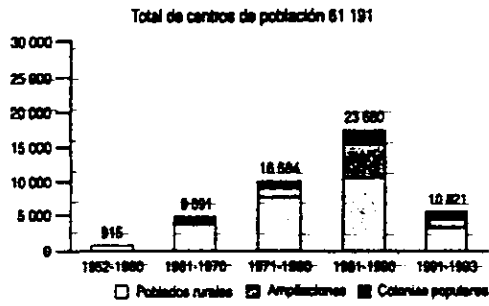
La electrificación en México es un esfuerzo sostenido con el cual se ha logrado la extensión de la red de 1937 a 1993 a 69600 localidades en beneficio de 82 millones de personas, de estas 66893 son poblaciones rurales con una población de 19 millones 400 mil habitantes, además de los asentamientos populares marginados en zonas urbanas (tabla T 1.1) (Resendíz, 1994).

Sin embargo, es importante señalar que aún cuando la CFE señala que el 95% de la población cuenta con servicio eléctrico (Resendíz, 1994), existen más de 75000 poblados (algunos de unas cuantas casas) sin servicio eléctrico (Resendíz, 1994), dichos poblados son considerados como inaccesibles para la red convencional, debido a circunstancias geográficas y económicas, por lo que se refuerza el argumento de implementar energías no convencionales, siendo la energía solar fotovoltaica una opción altamente atractiva, debido a su facilidad de transportación a zonas poco accesibles, su bajo mantenimiento y alta confiabilidad.

La posibilidad de electrificar las zonas rurales por los medios convencionales, supone, generalmente, una inversión de baja rentabilidad, ya que deben realizarse extensiones de líneas de distribución hacia núcleos de población reducidos de difícil acceso, con muy bajo consumo eléctrico. Estas circunstancias determinan la existencia de numerosas zonas rurales no electrificadas.

A nivel mundial se ha estimado que hay más de tres millones de núcleos de población sin electrificar (Mompín, 1986) o como se publicó por la Agencia de la Energía y Medio Ambiente de

Fig. 1.d EVOLUCIÓN DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL



Fuente: Daniel Resendiz-Hernández, "El Sector Eléctrico de México", 1994.

T 1.1 TRABAJOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

AÑO	HABITANTES BENEFICIADOS	POBLACIONES ELECTRIFICADAS*	LONGITUD DE LÍNEAS (Km)	POSTES INSTALADOS
1974	405976	993	3236	43496
1975	968857	1976	6068	87896
1976	868188	1781	5097	74461
1977	612816	1321	3342	53106
1978	584983	1207	3161	48631
1979	1209967	2137	4925	92896
1980	1150599	2324	5465	96406
1981	945330	2268	6051	103588
1982	870073	1863	5656	78311
1983	855589	1848	3613	67863
1984	1096678	2258	4021	92112
1985	1481821	2926	4699	99722
1986	939112	2144	3906	65626
1987	728566	1718	2917	56518
1988	1003065	2582	4662	77104
1989	1229220	2827	4330	89131
1990	1348246	3246	3562	99953
1991	1999090	4388	4376	117372
1992	1252069	3433	3263	94377
1993	959009	3000	2880	74956

* TAMBIÉN SE CONSIDERAN POBLADOS RURALES, AMPLIACIONES A POBLADOS Y COLONIAS POPULARES.

FUENTE: EL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO, FONDO DE CULTURA ECONÓMICA 1995.

Holanda (NOVEM) en 1994, dos mil millones de personas en el mundo carecen de energía eléctrica. Al mismo tiempo, hay que constatar que el abandono que se ha producido en los últimos años de pueblos, aldeas y pequeñas poblaciones se ha debido en gran parte a su aislamiento geográfico, dando como resultado falta de servicios y comodidades mínimas. De acuerdo con la misma agencia holandesa, se estima que se requiere de 20 gigawatts pico fotovoltaicos para la atención de la población de las zonas marginadas del mundo (IEEE-Spectrum, octubre/1994).

La energía eléctrica, llevada a los sitios aislados que carezcan de ella, puede contribuir a la reducción de la tendencia migratoria de los pobladores de estas zonas e incluso, a favorecer el retorno de los que ya se han ido, con la observación de que la energía eléctrica cumple con el objetivo de mejorar condiciones de vida y trabajo. El carácter modular de los generadores fotovoltaicos permite la electrificación progresiva de un pueblo en función de su incremento demográfico y aumento de consumo.

Las zonas con mayores necesidades de servicio eléctrico, se pueden localizar con base en los estudios del Instituto de Investigaciones Sociales (IIS) de la UNAM, en 1995, de acuerdo con el mapa que muestra las regiones y microregiones de marginación en México (fig. 1.e), el cual permite identificar las zonas con mayor polarización social, así como las exclusiones específicas que padece la población (Demos, 1995).

En las zonas marginadas señaladas, habitan 11.5 millones de personas e incluye a 93 % de los municipios identificados como de alta marginación, considerando también que muchas de estas zonas coinciden con los actuales territorios de las etnias indígenas (fig. 1.f) (El financiero, 10/mayo/1998), por lo que el problema del acceso al servicio eléctrico es crítico.

Se pueden apreciar en el mapa de la red eléctrica en México de la CFE (fig. 1.g) (Resendíz, 1994) que algunas de las principales líneas de transmisión, son cercanas a las zonas marginadas, pero como se ha mencionado, existen obstáculos físicos en las regiones marginadas que impiden o hacen muy difícil el acceso de las líneas para la distribución eléctrica.

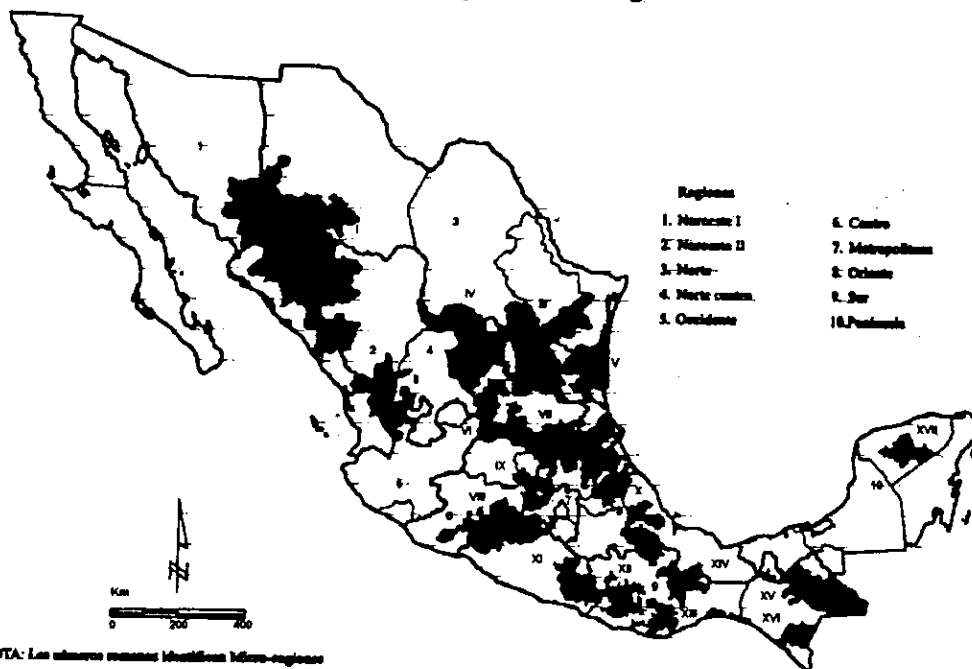
Por otra parte, es importante observar que de acuerdo con las estimaciones tecnológicas de expansión de la red eléctrica (IIE, octubre/1993), no se tienen contempladas las fuentes alternas de energía, con base en la gráfica elaborada por el IIE (fig. 1.h), lo cual implica una seria omisión, tanto de las posibilidades de explotar estas energías, así como de las aplicaciones de estas.

Con base en lo anterior y las necesidades de producción en áreas remotas, se puede considerar la aplicación de la tecnología fotovoltaica como una opción seria de electrificación, lo cual tiene tres consecuencias: la primera acerca de su impacto económico, la segunda referida al interés social de las poblaciones alejadas de la red eléctrica y la tercera al uso de tecnologías de bajo impacto ambiental.

Dentro de los aspectos económicos, es posible pensar que la inversión en proyectos de actividades productivas rentables sea atractiva con base en la alta confiabilidad de los equipos fotovoltaicos actuales, ya que muchos de los problemas tecnológicos y económicos que existían, se han superado. En 1970 durante la reunión mundial de energía solar realizada en Italia, se publicó que el precio por watt generado en el módulo de energía solar era de 50 dólares americanos, actualmente en 1999, el precio del watt es de ocho dólares americanos (Laboratorios Sandia, 1995).

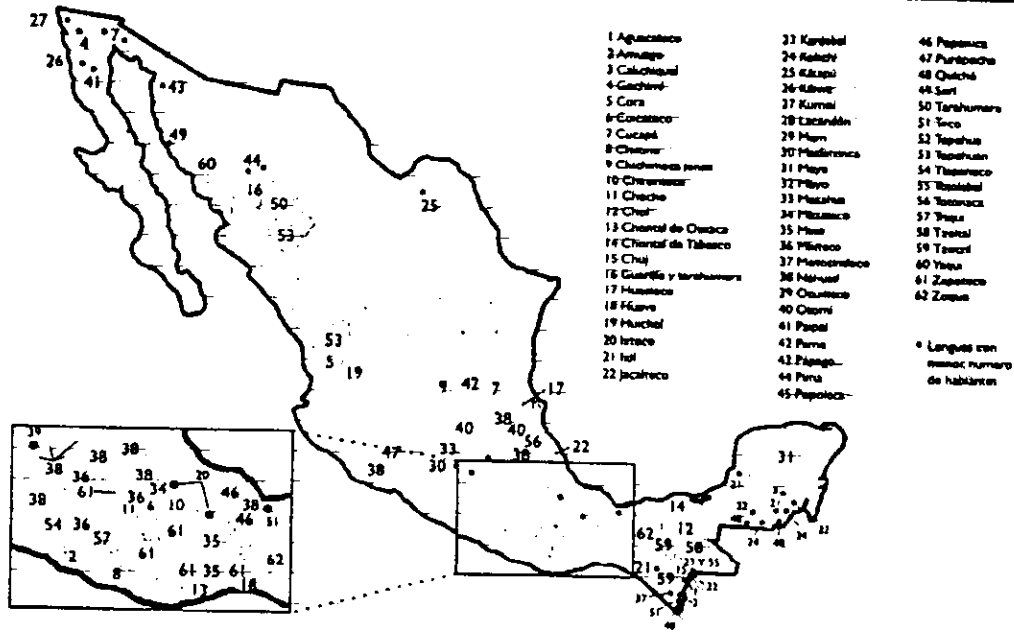
En el aspecto social y productivo, es importante señalar que dentro de las experiencias que actualmente existen, se encuentran las granjas avícolas electrificadas por medio de energía solar, algunas de estas se ubican en el estado de Puebla, proyectadas por Unisolar en 1996 y 1997; así mismo se han implementado sistemas para granjas de avestruces en el Estado de México en 1997 (Rancho Lanzarote - Ramón Gutiérrez Arias, 1997).

Fig. 1.e Regiones y Micro-regiones de la Margiaación



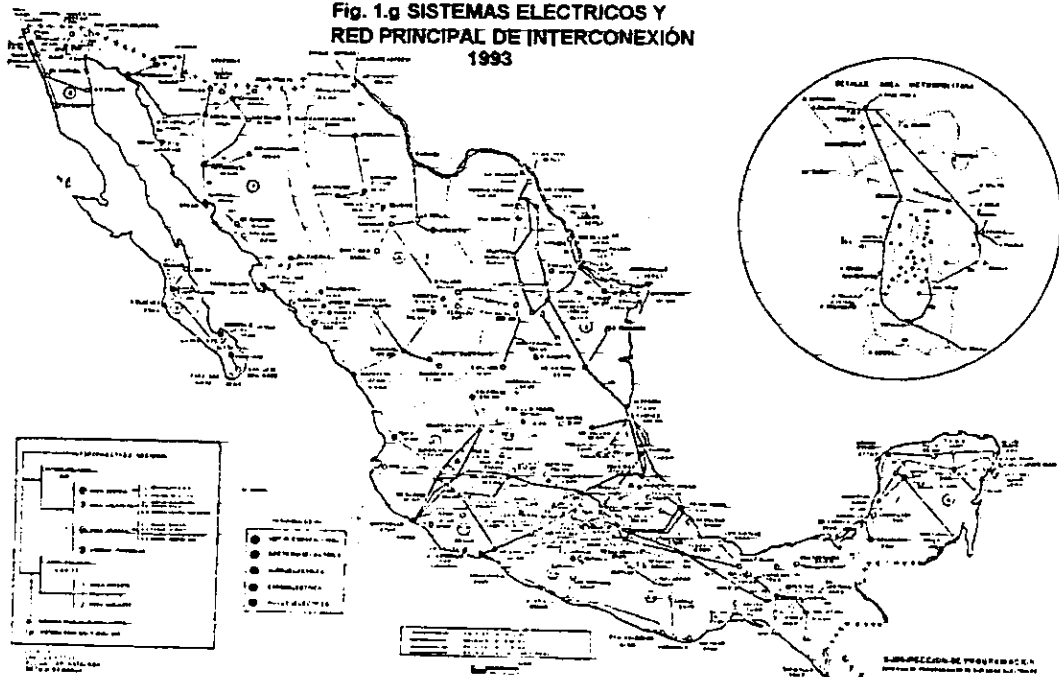
Fuente: "Demo-Carta Demográfica de México", Pac: Humanidades; UNAM, 1995.

Fig. 1.1 GRUPOS INDIGENAS DE MEXICO



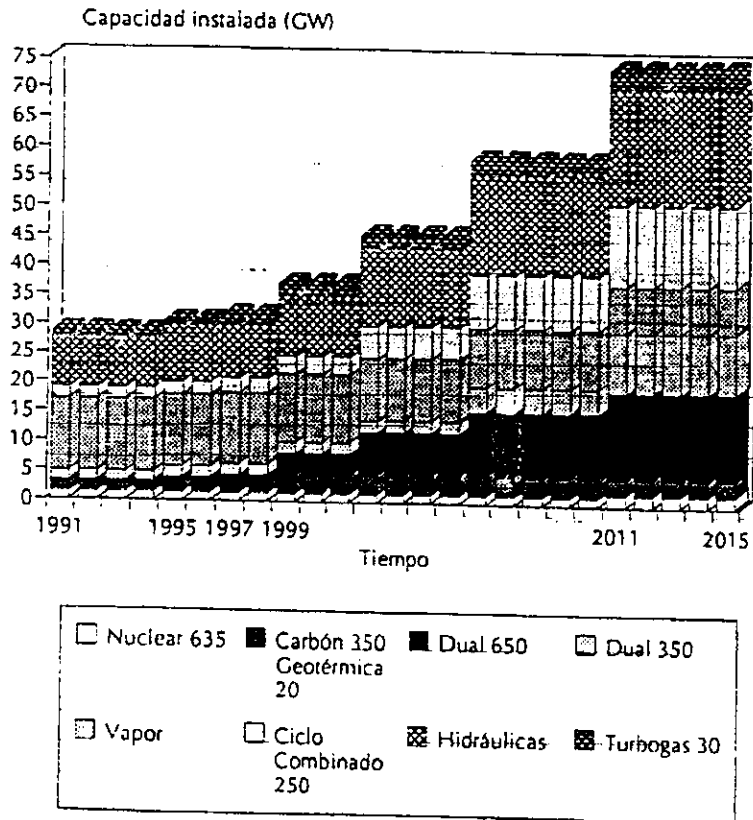
Fuente: "El Financiero", 10 de mayo de 1988.
 Mapa realizado con base en datos del INEGI

**Fig. 1.6 SISTEMAS ELECTRICOS Y
RED PRINCIPAL DE INTERCONEXIÓN
1993**



Fuente: Daniel Rosendz-Núñez, "El Sector Eléctrico en México" 1994.

Fig. 1.h COMPOSICIÓN DE LA
CAPACIDAD ELÉCTRICA
INSTALADA Y FUTURA



Fuente: boletín iie, septiembre/octubre de 1993

La infraestructura pecuaria para una granja de avestruces es totalmente convencional, constando de corrales, incubadoras, corrales de crianza, establos estancias para los trabajadores encargados. Los sistemas que se requieren para integrar una granja de avestruces son, el bombeo del agua, incubación, radiocomunicación, iluminación interior, iluminación exterior y la cerca perimetral de seguridad.

Con base en lo anterior se puede plantear que las factorías agropecuarias en sitios alejados pueden ser beneficiadas con el fin de fomentar el desarrollo productivo de pequeñas comunidades. Es importante señalar que aún cuando se requiere de una alta inversión, esta llega a ser rentable conforme se considera el tiempo de vida útil de los sistemas de energía renovable y su adición al valor agregado de los bienes producidos.

Lo anterior, fue analizado y considerado como una respuesta a las necesidades de desarrollo desde la conferencia sobre fuentes renovables de energía de Naciones Unidas, realizada en Nairobi, Kenia en 1981, se planteó la necesidad de estimular el uso de las energías alternas, juntamente con un desarrollo tecnológico de acuerdo con las necesidades y las modificaciones de estas dentro de las comunidades que las aplican. (ONU, 1981).

Por último, en el aspecto ambiental, es importante señalar también que el uso de fuentes alternas como la solar, mitiga la emisión de gases de invernadero, lo que además de ser un beneficio de salud, contribuye al mejoramiento ambiental, de acuerdo con lo establecido en las reuniones para el cambio climático de Kioto, Japón en 1997 y Buenos Aires, Argentina en 1998, considerando que el compromiso firmado por más de 100 países, es reducir las emisiones de los seis principales gases de invernadero para el año 2008 o a más tardar en el 2012 a los niveles de 1990 (Frankfurter Allgemeine, 2/diciembre/1997).

Por otra parte, en 1980 el gobierno mexicano decretó en el programa de energía (Covantes, 1989), los objetivos de este se proponían satisfacer las necesidades nacionales de energía primaria, prestando particular atención a los recursos renovables, fijando metas para 1990 y proyecciones para el año 2000. Se contemplaba también la integración del sector energético a la marcha de la economía, el conocimiento más preciso de los recursos del país y el fortalecimiento del haber científico y técnico, para poder actuar sobre el potencial conocido, aprovechando las nuevas tecnologías. Este programa delineó el primer marco de referencia para la planificación del sector a mediano y largo plazos.

Debido a los cambios drásticos de las condiciones económicas, sociales y ecológicas internas y externas se rebasaron pronto los planteamientos del programa realizado en 1980, haciendo necesaria una replanificación energética, condicionada en gran medida a las perspectivas menos estables del mercado internacional de los hidrocarburos (Covantes, 1989).

Esta nueva situación sigue teniendo influencia en la producción de hidrocarburos y en el desarrollo de fuentes alternas de energía. Con un mercado azaroso en el futuro para los hidrocarburos y sus derivados, con la necesidad de racionalizar el energético petrolífero en su uso interno, el gobierno ha tenido que reactualizar su estrategia, puntualizando que la situación actual y futura de la demanda de energía no ha previsto una fuerte aceleración en el ritmo de explotación, producción y exportación de petróleo. Por tanto, la política del sector se ha orientado a consolidar lo alcanzado y mejorarlo. Estos planteamientos corresponden al nuevo programa energético. El anterior de 1980, dejó de ser funcional (Covantes, 1989).

Se advierte, por lo tanto, la necesidad de aplicar mayores recursos financieros para desarrollar e incrementar el uso de nuevas fuentes de energía. En particular, para quienes se dedican a la investigación helioenergética (Tonda, 1993).

En México es posible fomentar el desarrollo tecnológico para hacer que el grado de integración de los sistemas sea casi del 100% nacional y por lo tanto abatir los costos de los sistemas significativamente, ya que el 70% del costo del precio de un sistema fotovoltaico lo constituyen los

módulos solares (Unisolar, 1996), que no se construyen en México por razones económicas, ya que el procesamiento del silicio tiene un costo muy elevado, de acuerdo con lo publicado por AG Telefunken (Nukem, 1993), sin embargo es posible maquilar módulos a partir de celdas o películas amorfas importadas como se realiza en la planta de United Solar en Tijuana, Baja California (Unisolar, 1996).

Actualmente existen varias instituciones dedicadas a la investigación de energía solar fotovoltaica como la UNAM, el CINVESTAV, la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM), el IIE y la Universidad de Sonora, dedicadas no sólo al estudio de materiales y equipo, sino también para las aplicaciones posibles de esta tecnología (Tonda, 1993).

CAPÍTULO 2

PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO.

Con base en las observaciones anteriores se determinó ejemplificar la aplicación de la tecnología fotovoltaica en un uso agroindustrial, que puede tener un desarrollo muy importante, como lo es la crianza de avestruces como ganado (raticultura).

El objetivo del proyecto es demostrar la factibilidad técnico-económica del uso de la tecnología fotovoltaica en una granja de avestruces en áreas remotas del Estado de México, con base en un proyecto que esta actualmente en operación.

Es importante señalar que el alcance del análisis esta considerado solamente en el área de energía eléctrica requerida en la granja de avestruces.

2.1 Requerimientos energéticos de una granja de avestruces.

Una granja de avestruces tiene un alto rendimiento con respecto al área, debido a que se pueden criar 400 animales por hectárea, en tanto que el ganado vacuno requiere 60 a 70 hectáreas (ver anexo B).

Los avestruces provienen de zonas áridas, por lo que su adaptación a México no es muy complicada, ya que el 55% del territorio es desértico o semidesértico (INEGI, 1995).

Existen varias zonas del país donde recientemente se ha desarrollado la raticultura, las cuales cuentan con organizaciones de productores representativas, como lo es La Asociación Local de Productores Rurales en el Valle de Toluca.

Particularmente, zonas como el Valle de Toluca representan un reto para la instalación una granja de avestruces debido al clima, sin embargo existen 20 granjas operando desde 1997. La gran mayoría de las granjas se encuentran alejadas de las zonas urbanas y de la red eléctrica, por lo que sus requerimientos de energía pueden abastecerse con sistemas solares fotovoltaicos (El Financiero, 10/mayo/1998).

En un caso práctico de estudio, una pequeña granja de cinco hectáreas debe considerar seis requerimientos en particular como esenciales para su electrificación (ver tabla 2.1):

1) Iluminación exterior. Por razones de seguridad se debe proyectar un pequeño sistema que se utilice para cada uno de los accesos de la granja, en la puerta exterior, la puerta a la zona de incubación y la entrada a los corrales.

Cada equipo de iluminación debe operarse durante nueve horas al día, toda la semana.

2) Iluminación interior. Se considera al interior de la casa habitación de la granja, la bodega, el cuarto de incubación y el área veterinaria, un total de 18 luminarias con un tiempo de uso al día de cuatro horas cada una.

También se prevé el uso de un televisor pequeño de 40 watts para utilizarse durante tres horas al día y una radiograbadora de 5 watts con cuatro horas de uso al día. Estos aparatos se consideraron como una carga aparte de la iluminación, debido a que por experiencia de los instaladores como Sunwize, se han tenido casos en que las personas llegan a sacrificar la iluminación, para instalar un radio y/o televisor para esparcimiento, desbalanceando el cálculo de energía original (Sunwize, 1994).

T 2.1 REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS DE UNA GRANJA DE AVESTRUCCES

SISTEMAS	CARGAS	POTENCIA W	TIEMPO DE USO h/d	CONSUMO Wh/s
ILUMINACIÓN EXTERIOR	Dos luminariás exteriores	34	9	2142
ILUMINACIÓN INTERIOR	Televisor, dos radiograbadora y 18 luminariás	356	3.8	9470
BOMBEO DE AGUA	Bomba de pozo profundo para 830 l/h	840	2.5	15000
INCUBADORA	Una incubadora	70	5	2450
RADIO TRANSMISOR	Un radio transmisor receptor VHF	28	24	4700
CERCA ELÉCTRICA	Enrgizador de cerca eléctrica	5	24	840

NOTA: LOS SISTEMAS OPERAN LOS SIETE DIAS DE LA SEMANA
EL TIEMPO DE USO TOTAL ES EL RESULTANTE DEL CONSUMO DIARIO ENTRE LA PÓTENCIA

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON BASE EN LOS PARÁMETROS DE LOS LABORATORIOS SANDÍA DE 1986.

3) Bombeo de agua. Es indispensable el suministro de agua para el sustento de los animales, el riego del forraje y el agua necesaria para las personas de la granja.

La fuente de agua contigua a la granja es un pequeño río, cercano a este se excavó un pozo para la extracción del agua, esto con el fin de filtrar el agua del río y facilitar la obra de instalación de bombeo.

4) Incubadora. Como parte fundamental de la operación de la granja, es necesario implementar un equipo de incubación de 70 watts para los huevos que están por eclosionar.

Tres semanas antes de eclosionar, los avestruces en estado salvaje trasladan al borde del nido los huevos, para facilitar la salida de las crías y compensar su temperaturas con el exterior (Enciclopedia de la vida animal, 1974), pero en cautiverio esto se debe hacer por medio de incubación.

La incubadora tiene un comportamiento eléctrico similar al de un refrigerador, ya que debe estar conectado todo el día, pero únicamente arranca y para con base en la señal del termostato programado en su interior. El tiempo de operación resultante del equipo durante un día de acuerdo a los fabricantes es de cinco horas (Sunwise, 1994). Existen equipos que se pueden energizar con corriente directa sin necesidad de un inversor de carga.

5) Radio transmisor. Para efectos de comunicación con el exterior, se proyectó la instalación de un radio de banda civil.

El equipo a utilizarse es un Motorola Radius-Maxtrac D43MJA de 146 a 174 Mhz de frecuencia (VHF) a 50 Ohms de impedancia (de entrada y salida), con el siguiente requerimiento de energía: en recepción 1.5 ampers durante 2.5 horas al día, en trasmisión 15 ampers durante 2.5 horas al día y en espera 0.4 ampers durante 19 horas al día (Laboratorios Sandia, 1995).

6) Cerca eléctrica. Como seguridad perimetral se debe instalar una cerca electrificada en el límite exterior de la granja, su energizador debe de contemplar también el accionamiento de un brazo mecánico para la apertura de la entrada principal a la granja.

Un sistema comercial convencional de cerca electrificada y brazo mecánico accionados por energía solar demandan solo cinco watts, pero deben estar energizados todo el día. La razón de este comportamiento se debe a que la energía principal se toma de la batería del equipo y el módulo solar sólo repone la energía de fuga (Sunwise, 1994).

Con base en la información descrita, es posible tener una idea general de los parámetros básicos requeridos en una granja de avestruces.

Por otra parte se debe tomar en cuenta el impacto ambiental que en si misma tiene la instalación de una granja de avestruces, que principalmente esta en la adaptación del terreno para instalar la casa, bodega y los corrales.

Sin embargo, existen impactos favorables, tales como la generación de empleos y un menor requerimiento de espacio, agua y forraje o grano, respecto a los bovinos, porcinos y caprinos, además de una reducción considerable en la emisión olores desagradables (INEGI, 1995).

El consumo de agua es menor debido a la fisiología de las avestruces, ya que estas requieren un tercio del ganado vacuno, esto es siete litros al día, además de estar mejor adaptados a los climas desérticos que los demás tipos de ganado (Enciclopedia de la vida animal, 1974), por lo que es propicia su crianza en el territorio mexicano (INEGI, 1995), con características muy similares a las del hábitat africano de donde provienen estas aves.

La crianza de avestruces también puede ser efectuada en lugares que han sufrido deforestación, ya que pueden aprovecharse las condiciones de los pastizales, además de emplear un terreno menos extenso que para el ganado vacuno, así mismo se puede pensar en la reforestación de los sitios aledaños a las granjas.

De manera negativa se puede considerar que el costo de los medicamentos de las avestruces es muy alto y son pocos los especialistas dedicados a esta especie, sobre todo en crías recién nacidas. El problema no es raro, debido a que el organismo de las avestruces como toda especie nueva en un lugar distinto al original, todavía no desarrolla defensas para algunos virus y bacterias locales, sin embargo con una supervisión veterinaria periódica, este inconveniente puede ser superado.

En las áreas remotas, se puede considerar a la ricultura como una buena opción de trabajo permanente, sólo se requieren diez personas para el cuidado de una granja de 150 aves. El resto de los empleos se conciben por el procesamiento de las partes del animal. Esto con base en la experiencia de los productores como Rancho Lanzarote, en el estado de México.

Cabe señalar que el ganado caprino es tan resistente a los climas desérticos como los avestruces, pero con un rendimiento de carne menor (Laboratorios Sandia, 1995).

En el caso de los desechos de los animales, se pueden utilizar para la elaboración de compostas y mantillos o para la generación de biogas por medio de un sistema de tratamiento anaerobio que no implique gasto de energía.

Por todo lo anterior se puede concluir que los impactos ambientales negativos de una granja de avestruces, pueden ser amortiguados, además de que aporta beneficios al sitio donde se localiza.

2.2 Elementos que conforman un sistema fotovoltaico.

Los equipos que componen un generador fotovoltaico son los siguientes:

- Módulo solar fotovoltaico
- Banco de baterías
- Controlador de carga
- Inversor de carga (sí aplica)
- Protecciones eléctricas
- Tierra física
- Cableado
- Bastidores y tornillería

Los módulos fotovoltaicos pueden armarse en conexiones serie-paralelo, para suministrar la energía que se requiere tanto para el consumo al momento, como para la reserva de las baterías.

Es importante aclarar que existe una confusión muy común en la terminología de los sistemas solares, que debe explicarse (Mompín, 1986), un grupo de módulos solares configuran un panel solar, finalmente un conjunto de paneles solares se denominan campo solar o arreglo solar.

Una recomendación que los instaladores como Sunwize hacen para cualquier tipo de sistemas es utilizar solamente un tipo de módulo y un tipo de batería para una instalación, tanto en su tecnología, como en sus características de potencia, tensión y corriente (Sunwize, 1994).

Las baterías en conexiones serie-paralelo, conforman la reserva de energía del sistema, así como un amortiguador energético, ya que las diferencias de potencial que impactan al sistema, debidas a los cambios de insolación instantáneos que existen durante el día, tales como pasos de nubes,

sombras de aviones y aves, y ensuciamientos, inciden en el mismo banco de baterías, pero por ese efecto, se mantienen protegidas las cargas conectadas (Sunwize, 1994).

Las baterías que se emplean en los sistemas de energía solar, pueden ser desde acumuladores automotrices, hasta baterías industriales de uso pesado. La diferencia entre cada batería estriba básicamente en el tipo de electrolito, así como en la "profundidad de descarga", definiéndose esta como el porcentaje de la carga que es posible extraerle a la batería en un día. Con base en las recomendaciones de los fabricantes como CALE, Deka y Trojan, no se debe de descargar más del 25% por día un acumulador automotriz, en cambio una batería de descarga profunda (alto grado de descarga) puede ser de hasta un 80%. (Sunwize, 1994).

Las baterías se pueden catalogar con base en el número de ciclos de descarga o la cantidad de corriente que se les puede extraer en un determinado tiempo; por lo general se considera como unidad de acumulación a los ampers-hora (Ah), los cuales dependen de la tensión de operación expresada en volts (V).

Las variaciones de potencial instantáneo no repercuten de manera significativa en los bancos de baterías, como lo constatan fabricantes como Trojan y Deka (Photocomm, 1996), en sus reportes técnicos, especialmente si las baterías son de alto porcentaje de descarga (70% a 80% del total de su energía).

Por otra parte, el controlador de carga es el elemento de equilibrio en un sistema fotovoltaico, debido a que sus funciones son regular la energía proveniente de los módulos solares para alimentar a las baterías y los aparatos conectados al sistema, así como desconectar las baterías para prevenir descargas o sobrecargas que las dañen (Laboratorios Sandia, 1995).

Los controladores de carga cuentan con una protección eléctrica intrínseca para soportar cualquier anomalía, sin afectar las baterías (Laboratorios Sandia, 1995).

Los sistemas que alimentan equipos eléctricos de corriente alterna, requieren de un aparato que convierta la corriente directa de los módulos y baterías en corriente alterna, por lo que se implementa en estos casos un dispositivo llamado inversor para cumplir con esta necesidad.

También se requieren protecciones eléctricas, que son necesarias para la seguridad de la operación en el sistema, ya que se prevé cualquier que cualquier sobrecarga dañe al controlador y al inversor, aún cuando estos de manera intrínseca tienen protecciones.

Se requiere de interruptores de cuchillas con fusibles además de interruptores de estado sólido para cortacorrente, pero es necesario aclarar que con base en Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos (NEC), no se deben instalar fusibles de tipo automotriz (Laboratorios Sandia, 1995).

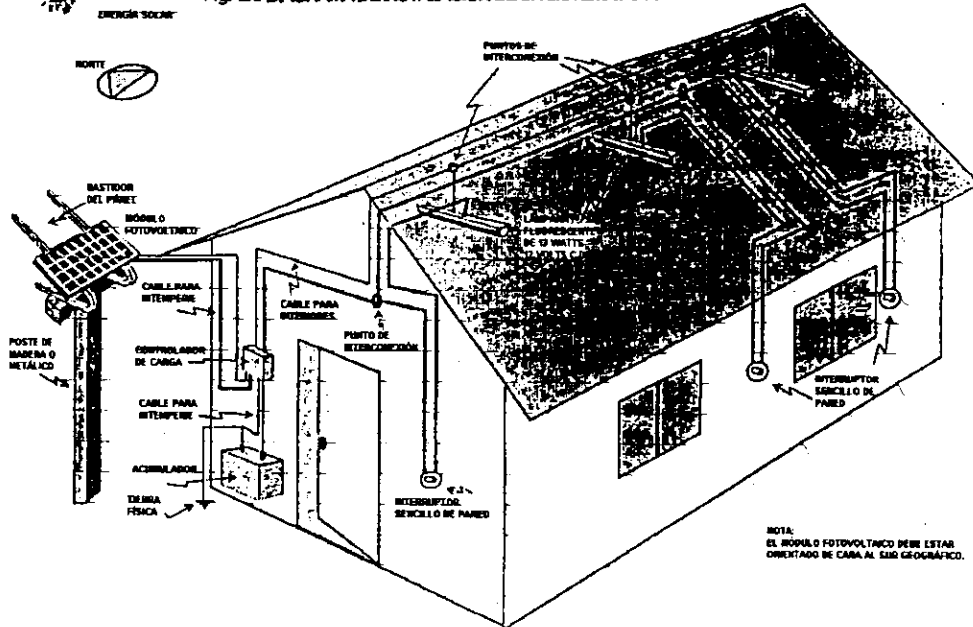
Las indicaciones del código NEC, también señalan que las conexiones de los cables deben ser realizadas con zapatas cerradas del tipo "O" por razones de seguridad, así mismo se prevé que las instalaciones fotovoltaicas tengan contemplado instalar una tierra física, para evitar problemas de descargas y transitorios eléctricos debidos a las cargas atmosféricas (Laboratorios Sandia, 1995). Los módulos solares tienen en sus bastidores bornes para conectarse a tierra.

Las tierras físicas pueden incluir un electrodo especial para contener a la varilla de tierra, pero esto no es obligatorio.

Finalmente se considera la tomillería y los bastidores externos para contener a los módulos, estos son comúnmente de hierro fundido aunque pueden ser de aluminio, en especial para zonas de alta humedad y salinidad; también se considera el uso de un poste de soporte cuando no es posible instalar el arreglo fotovoltaico en el techo, la figura 2.a muestra los componentes de un sistema fotovoltaico (IEEE-Spectrum, octubre/1994).



Fig. 2 a DIAGRAMA DE INSTALACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO



Fuente: "Spectrum-IEEE", Octubre 1988 basada en los datos de NOVEN

Como se mencionó anteriormente los fabricantes de módulos solares ofrecen un mínimo de diez años de garantía, los fabricantes de controladores e inversores a su vez ofrecen garantías de cinco diez y veinte años, dependiendo de la capacidad y características de cada equipo, las baterías que son el elemento más delicado del sistema por su funcionamiento, tienen rangos muy variados de vida útil, desde tres años para los acumuladores automotrices, diez años para la baterías selladas y veinte años para las baterías industriales (Photocomm, 1996).

Los sistemas solares fotovoltaicos son de alta confiabilidad, tanto por la fuente de energía, como la calidad de los componentes, ya que la gran mayoría de los fabricantes se apegan a las normas existentes y el dimensionamiento de los sistemas esta considerado en la mayoría de los casos para responder en condiciones de aislamiento total a la intemperie, en otras palabras, se diseña para la mayor autonomía posible, esto es la base de la filosofía de la tecnología fotovoltaica.

Por lo anterior, se puede considerar factible la operación eléctrica de la granja para una cooperativa compuesta por los pobladores de zonas marginadas sin ninguna calificación técnica.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA DE ESTUDIO.

De acuerdo con los requerimientos energéticos se dimensiona la capacidad del sistema fotovoltaico y se utiliza el método de análisis del costo del ciclo de vida útil (CCVU), para demostrar la rentabilidad del sistema fotovoltaico con respecto a otras opciones de electrificación, finalmente se estima de forma comparativa la tecnología solar contra otras fuentes energéticas en una matriz de impacto ambiental, así como una cuantificación de los contaminantes que se evitan emitir a la atmósfera por el uso de combustibles convencionales.

3.1 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

En los dimensionamientos de sistemas fotovoltaicos existen varios criterios propuestos por fabricantes, contratistas y laboratorios, para obtener el mejor rendimiento posible de los equipos, aprovechar las condiciones climáticas del sitio de instalación y prevenir eventualidades.

Primeramente se debe ubicar el sitio geográfico de instalación, principalmente su latitud, longitud y altitud, esto con el fin de ubicar sus características de insolación durante el año, particularmente en las épocas de menor insolación, ya que el sistema debe responder en las condiciones más críticas. Los Laboratorios Sandia, recomiendan ubicar en los mapas de insolación el sitio de instalación y considerar la estación del año que tenga la menor insolación.

Otro parámetro importante para considerar es la insolación en un plano inclinado, debido a que el mejor aprovechamiento de la energía solar se realiza al instalar los módulos de manera tal que sean perpendiculares a los rayos del Sol. Tanto los Laboratorios Sandia y Photocomm así como la compañía Telefunken de Alemania (Nukem, 1993), consideran para nuestras latitudes una inclinación igual a la latitud del lugar, esto es, si nos ubicamos en la latitud 20° norte, el sistema debe estar inclinado 20° con respecto a la horizontal del suelo.

Existe una salvedad que señalan los Laboratorios Sandia, en invierno el Sol se ubica más hacia el horizonte, por lo que se debe aumentar la inclinación de los módulos en quince grados más, en otras palabras si nuestro sistema esta en la latitud 20° norte, en invierno lo debemos ubicar en 35° con respecto a la horizontal (Laboratorios Sandia, 1995).

Se ha señalado por los Laboratorios Sandia, que en sistemas domésticos fijos pequeños, instalar un bastidor fijo con una inclinación de latitud más quince grados (Laboratorios Sandia, 1995), lo cual no representa pérdidas significativas durante el resto del año y es muy económico, sin embargo por la experiencia de instaladores como Sunwize, se puede implementar un mecanismo manual muy sencillo para el abatimiento de los módulos, este consiste en permitir que el bastidor, gire o se abata, fijándose con pernos a la inclinación deseada (Sunwize, 1994).

El siguiente aspecto acerca de la ubicación es el referente a la desviación norte-sur, la compañía Telefunken recomienda ubicar los sistemas hacia sur franco, tolerándose una desviación de 10° ya sea hacia el este o el oeste, no existe ninguna ventaja al desviar el sistema hacia algún punto cardinal, sea al este para el amanecer o el oeste para el atardecer, debido a que en los primeros y últimos momentos del día, se tiene sólo un reflejo del sol (Nukem, 1993).

De acuerdo con las observaciones de Telefunken se puede utilizar una brújula como guía para la orientación, considerándose que en México, la desviación con respecto al polo magnético norte es de tan solo cuatro grados hacia el este, por lo que la lectura de la brújula es válida (Nukem, 1993).

Si se desea una mayor precisión en los datos de desviación magnética, respecto a las coordenadas geográficas se recomienda consultar un mapa especializado. Para efectos de nuestro trabajo no es necesario por lo expuesto anteriormente.

Por otra parte se considera un número determinado de días para el respaldo del banco de baterías al sistema, lo cual se denomina "días de autonomía", para los fabricantes de módulos como Solarex, Siemens, ASE y Unisolar, se recomienda emplear entre tres y cuatro días de autonomía para los sistemas solares en México (Laboratorios Sandia, 1995).

Es importante aclarar que los días de autonomía se consideran a partir del mismo día de operación más otros adicionales, esto es, si se dice que tenemos tres días de autonomía, significa que se apoya el mismo día más los dos siguientes. El apoyo de energía es tanto para los usos nocturnos como para soportar la carga del sistema en días nublados.

Se debe aclarar que los días nublados consecutivos promedio en México son de 35 consecutivos (Laboratorios Sandia, 1995), pero no se debe dimensionar un banco de baterías para estos treinta días, debido a que por cerrado que sea el nublado, los módulos continúan generando energía, por lo que no es necesario un apoyo tan grande, esto lo podemos enfatizar con base en las mismas recomendaciones de Telefunken ya que aún para latitudes cercanas a los círculos polares, no se manejan más de 35 días de autonomía, aún cuando hay nublados consecutivos de más de noventa días (Nukem, 1993).

Depende del diseñador decidir cual será el tipo de batería a utilizar, considerando que un acumulador automotriz debe ser sustituido cada tres o cinco años, pero son más económicos que las de baterías de ciclo profundo, sin embargo estas últimas tienen tiempos de vida de diez a veinte años (Sunwize, 1994).

El banco de baterías también debe de considerar la temperatura del sitio de instalación, ya que a niveles menores de 25°C, el rendimiento de este decae, por lo que se aplica un factor de compensación que se multiplica con la capacidad del banco. De acuerdo con la experiencia de diseño de Sunwize, para una temperatura mínima promedio anual de 21.2°C, se considera un factor de 1.04, para 15.6°C se considera 1.11 y para 10°C el factor será de 1.19. Es importante incluir en el criterio de diseño, que a mayor factor de corrección, aumenta el banco de baterías y por tanto puede incrementarse de manera importante el costo de este, por lo que debe observarse detenidamente la temperatura del sitio y que tan crítico es tener una reserva grande de energía. (Sunwize, 1994).

La siguiente consideración para el diseño son las horas y días por semana de uso para cada carga eléctrica, con el fin de obtener la energía de consumo del sistema; las cargas se dividen de acuerdo al tipo de corriente que utilizan, ya sea directa o alterna (Sunwize, 1994).

Después de elaborar la suma de los consumos de las cargas en corriente directa y alterna, se multiplican los resultados por 1.2, este parámetro lo recomiendan fabricantes como Solarex y Sunwize, la justificación de esta cifra se explica como una compensación a las pérdidas a ensuciamientos, el controlador de carga, protecciones eléctricas y cables, así como del inversor de carga en el caso de los consumos que requieren corriente alterna (Sunwize, 1994).

Los sistemas fotovoltaicos no son afectados por la variación de la presión atmosférica debida a los cambios de altitud, por lo que este parámetro no es significativo en este sentido, pero las diferencias de altitud son importantes para determinar los cambios de nubosidad que influyen en el rendimiento fotovoltaico (Photocomm, 1996).

Las precipitaciones pluviales y eventos meteorológicos están directamente ligados al rendimiento de los sistemas solares, debido a los ensuciamientos y posibles accidentes, tales como vientos huracanados que arranquen los módulos de sus soportes y los daños por impacto debidos a granizadas (Nukem, 1993).

Otro parámetro fundamental en un sistema fotovoltaico es el la tensión de operación del sistema, que nominalmente es de 12 volts, debido a que los módulos solares siempre tienen tensiones

nominales de operación de entre 15 a 17 volts, por lo que considerando sus pérdidas, se puede asegurar este valor (Laboratorios Sandia, 1995).

También existe la posibilidad de variar el valor nominal del sistema en múltiplos de 12, esto es: 24, 36, 48 ó 120 volts de corriente directa; la selección de la tensión (y por tanto el cálculo de la corriente) esta en función del tipo de cargas a energizar y su uso, así como el tipo de controlador, protecciones y cable a instalar, ya que como lo dicta la teoría eléctrica, a mayor tensión, menor corriente y a la inversa (Laboratorios Sandia, 1995).

Los usos que implican tensiones de 120 volts, están referidos a cargas especiales o sistemas que requieren bajas corrientes de operación, así como en sistemas que aportan energía a la red eléctrica (Nukem, 1993).

También es importante señalar que el diseño esta en función de las características de uso de las cargas, ya que no es conveniente dimensionar un sistema de generación centralizado, por lo que resulta conveniente fraccionar en varios paneles solares las cargas, dependiendo del uso, tiempo de autonomía y previsión de fallas, ya que en caso de algún accidente que afecte a una parte de un sistema en particular, no afectará al resto de los sistemas (Laboratorios Sandia, 1995).

Para estimar la corriente de las protecciones eléctricas y cableado del sistema (exceptuando las baterías), se multiplica la corriente de corto circuito del panel por 1.25 con base en los criterios del código NEC o por 1.56 de acuerdo con el código de los laboratorios UL, el uso de uno u otro factor esta en función del uso de la instalación y el grado de seguridad necesario, tomando en cuenta que usar el factor señalado por los laboratorios UL, puede implicar un encarecimiento importante debido que a mayor corriente nominal, los conductores y protecciones incrementan su precio (Laboratorios Sandia, 1995).

Este mismo parámetro se utiliza para determinar la corriente de operación del controlador de carga y la protección interna del inversor (Laboratorios Sandia, 1995).

La caída de tensión máxima en los conductores y las conexiones es de 3% con base en el código NEC (ver tabla T A.1 del apéndice A) (Laboratorios Sandia, 1995).

El método de cálculo empleado es el descrito por las compañías Sunwize y Photocomm (Sunwize, 1994 y Photocomm, 1996), ambas de los Estados Unidos con un más de diez años de experiencia en la proyección e instalación de equipo. Para la ubicación geográfica del sitio se utiliza el mapa de México de la figura 3.a (Peña, 1989).

Primeramente se multiplican las potencias en watts de cada carga por la cantidad de aparatos similares a estos y las horas de uso al día, se estimarán como:

Potencia de luminarias (W) x número de luminarias x horas al día = demanda de energía diaria (Wh/d). (F 3.1)

El resultado anterior se multiplica por el número de días a la semana que se utilizará el sistema:

Demanda de energía diaria (Wh/d) x días a la semana de uso = demanda de energía a la semana (Wh/s). (F 3.2)

Posteriormente se suman todos los resultados de cada carga y se multiplican por el factor 1.2 mencionado anteriormente:

Demanda de energía a la semana (Wh/s) x 1.2 = energía del sistema (Wh/s). (F 3.3)

Este resultado es el requerimiento total de energía del sistema. Se debe determinar la tensión de operación del sistema, que puede ser de 12 hasta 48 volts como se indicó.

Fig. 3.a MAPA GEOGRÁFICO DE MÉXICO



Fuente: Pablo Pado, "Análisis y Control del Automóvil", OPA, 1980.

La carga semanal requerida por el sistema se calcula con base en la energía semanal dividida entre la tensión:

$$\text{Energía del sistema (Wh/s)} / \text{tensión del sistema (volts)} = \text{carga requerida (Ah/s)}. \quad (\text{F } 3.4)$$

Lo que implica que la carga diaria será de:

$$\text{Carga requerida (Ah/s)} / \text{días de operación} = \text{carga requerida al día (Ah/d)}. \quad (\text{F } 3.5)$$

La carga diaria se divide entre la insolación del sitio de instalación, para obtener la corriente requerida del sistema, así mismo esta cifra será la base para el cálculo posterior del banco de baterías.

La insolación del sitio se consulta en tablas o mapas específicos, en caso de no aparecer directamente este, puede ubicarse al lugar más cercano como válido en sus características para el proyecto. Es importante recordar que muchas de las tablas y mapas publicados en textos, solamente contemplan la insolación horizontal, sin considerar esta en planos inclinados.

Para obtener datos específicos de insolación en planos inclinados, se debe realizar un ajuste de los datos de insolación horizontal por medio de algunos cálculos de ubicación solar, lo cual puede resultar algo complicado, por lo que es recomendable acudir a los mapas de insolación de instituciones como los Laboratorios Sandia o compañías como Siemens y Solarex.

En este análisis en particular se toma en cuenta la información de los mapas publicados por los Laboratorios Sandia, para la época de invierno que es la de menor insolación en nuestro país, así mismo se consideran las inclinaciones e insolación incidente en el sistema a una los grados de latitud (fig. 3.b) y 15° más latitud (fig. 3.c) (Laboratorios Sandia, 1995). Tomando en cuenta que el presente estudio se ubicará en la ciudad de Toluca, Estado de México (19.29° norte, 99.66° oeste y 2680 metros sobre el nivel del mar - Servicio Astronómico de la UNAM, 1994), por estar en una de las zonas más adversas para los sistemas solares y observando que la insolación crítica en ambos casos es de 5 KWh/m^2 , por lo que el cálculo de la corriente (amperaje, A) requerido del sistema será estimado como:

$$\text{Carga requerida al día (Ah/d)} / \text{insolación (KWh/m}^2) = \text{corriente requerida (A)}. \quad (\text{F } 3.6)$$

Se debe considerar que la potencia del sistema fotovoltaico esta en función directa de la insolación, siendo el parámetro más importante dentro del cálculo de dimensionamiento.

Después de obtener la corriente del sistema, se divide la corriente obtenida entre la corriente nominal del módulo fotovoltaico seleccionado, para obtener el número de módulos a conectarse en paralelo:

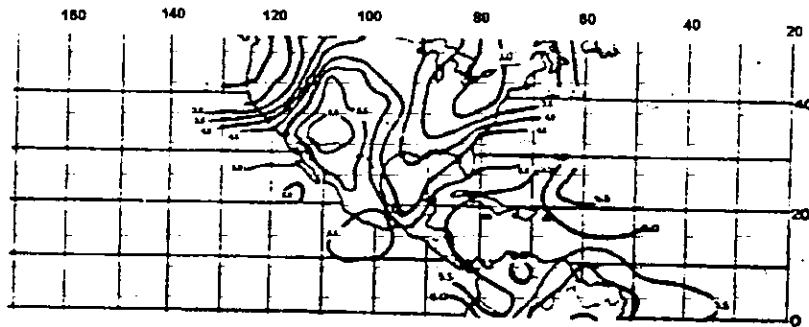
$$\text{Corriente requerida (A)} / \text{corriente del módulo (A)} = \text{módulos en paralelo} \quad (\text{F } 3.7)$$

Con base en este resultado se podría considerar el uso de un solo módulo si la fracción fuese de 0.15 como máximo con base en los criterios de los Laboratorios Sandia y Sunwize (Laboratorios Sandia, 1995).

Para estimar los módulos conectados en serie, se divide la tensión de sistema entre la tensión del módulo seleccionado, por lo que el cálculo será:

$$\text{Tensión del sistema (V)} / \text{tensión del módulo (V)} = \text{módulos en serie} \quad (\text{F } 3.8)$$

Fig. 3.b MAPA DE INSOLACIÓN
A LATITUD (L°)

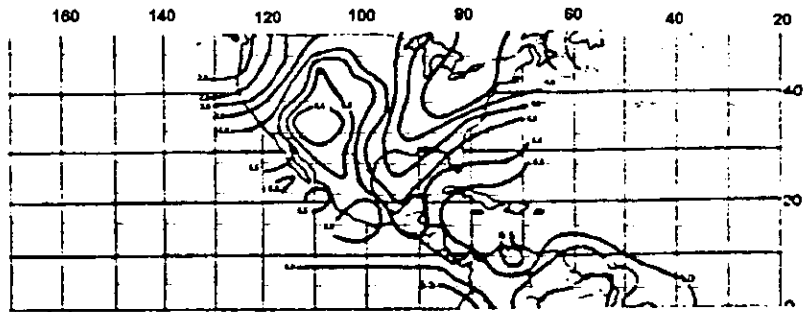


Insolación incidente en una superficie
inclinada con un ángulo igual a latitud
durante el invierno.

Unidades: kWh/m2/día.

Fuente: "Mapas mundiales de insolación",
Laboratorios Sandia, 1996.

Fig. 3.c MAPA DE INSOLACIÓN
A LATITUD MÁS 15° ($L^{\circ}+15^{\circ}$)



Insolación incidente en una superficie
Inclinada con un ángulo igual a latitud
más 15° durante el invierno.

Unidades: kWh/m²/día.

Fuente: "Mapas de insolación mundial"
Laboratorios Sandia, 1965.

El número total de módulos del sistema que conformarán el pánel, resultará de multiplicar el número de módulos de conexión en paralelo por los módulos de conexión serie, por lo que el total es calculado como:

Módulos en paralelo x módulos en serie = módulos totales. (F 3.9)

La potencia nominal del módulo se obtiene al multiplicar la tensión por la corriente nominales, esto es significativo, porque se puede estimar la potencia nominal del pánel, que se determinará así:

Módulos totales x potencia del módulo (W) = potencia del pánel (W). (F 3.10)

Para el cálculo del controlador de carga, tipo de cable y protecciones se aplicará el factor de 1.25 del código NEC, con base en lo mencionado anteriormente se considera que con esto se tendrá un grado de seguridad aceptable, tomando en cuenta que este sistema no requiere de un alto grado de protección.

La corriente de corto circuito del pánel se estima como:

Módulos en paralelo x corriente de corto circuito del módulo (A) = corriente de corto circuito del pánel (A). (F 3.11)

Así la corriente requerida para los conductores y las protecciones eléctricas será:

Corriente de corto circuito del pánel (A) x 1.25 = corriente requerida para protecciones y cables (A). (F 3.12)

Considerando que esta cifra es un parámetro mínimo, se debe de tomar las protecciones y cable de corrientes inmediatas superiores a esta.

Se recomienda con base en el mismo código NEC, utilizar un recubrimiento de cable del tipo THW, cuyo material aislante es de termoplástico, resistente a la humedad y al calor, retardador de la flama a con tratamiento contra rayos ultravioleta y una temperatura máxima de 75°C (Conductores Monterrey, 1998).

Las protecciones empleadas serán seleccionadas, con base también en lo estipulado por el código NEC (Laboratorios Sandia, 1995).

El controlador de carga debe estar diseñado para prevenir cualquier falla en el sistema, considerando las recomendaciones para protección eléctrica en sistemas fotovoltaicos del código NEC publicados por los Laboratorios Sandía en 1995.

Es muy importante señalar que se calculan las protecciones eléctricas con base en la corriente de corto circuito, debido a que es potencialmente la mayor corriente que se puede producir en el sistema y por tanto las protecciones deben estar determinadas en función de esta (Photocomm, 1996, Laboratorios Sandia 1995, Sunwize, 1994 y Nukem, 1993).

Por otra parte, el dimensionamiento del banco de baterías se basa en la estimación de carga diaria multiplicada por el número de días de autonomía, que cada caso requiera, por las condiciones meteorológicas del sitio (lluvia, nevadas y bruma) (Laboratorios Sandia, 1995).

Carga requerida al día (Ah/d) x días de autonomía = Carga requerida del banco de baterías (Ah). (F 3.13)

Posteriormente se divide la carga requerida entre el régimen o porcentaje de descarga de la batería a utilizar, el máximo régimen de descarga del banco de baterías es proporcionado

directamente por los fabricantes, pero se puede utilizar un 70% para baterías de ciclo profundo y 25% para acumuladores automotrices (Photocomm, 1996), por lo que el cálculo de la carga requerida corregida es:

Carga requerida del banco de baterías (Ah) / régimen de descarga (%) = carga corregida (Ah). (F 3.14)

Al resultado de la carga corregida se le multiplica por el factor de corrección de temperatura, con base en la temperatura mínima promedio anual del sitio de instalación de acuerdo con el Servicio Meteorológico Nacional (SMN) y los Laboratorios Sandia (Laboratorios Sandia, 1995).

Carga corregida (Ah) x factor de corrección de temperatura = carga requerida total (Ah). (F 3.15)

Al determinarse la carga total se debe de dividir esta, entre el régimen de la batería para obtener el número de las baterías conectadas en paralelo:

Carga requerida total (Ah) / Carga suministrada por la batería (Ah) = baterías en paralelo (F 3.16)

Las baterías conectadas en serie se calculan de la misma manera que los módulos, esto es dividiendo la tensión del sistema entre la tensión de la batería seleccionada:

Tensión del sistema (V) / tensión de la batería (V) = baterías en serie (F 3.17)

Así se considera que al multiplicarse el número de baterías conectadas en paralelo con las baterías en serie, dará como resultado las baterías totales del banco:

Baterías en paralelo x baterías en serie = baterías totales. (F 3.18)

El cable a utilizar para el banco de baterías debe ser seleccionado acuerdo con el código NEC de igual manera que el de los módulos, considerando un recubrimiento del tipo RHW, que consiste en hule resistente al calor y la humedad con una cubierta exterior no metálica, resistente a la humedad y retardadora de flama, con tratamiento contra rayos ultravioleta y una temperatura máxima de 75°C (Conductores Monterrey, 1998).

La selección del cable obedece a su vez a las recomendaciones del fabricante de las baterías, el cual señala una corriente de descarga por batería, por lo que el banco en total tendrá una corriente de descarga que es otro parámetro para su selección (Photcomm, 1996).

Los requerimientos de espacio tanto para los módulos y las baterías se determinará con base en los totales obtenidos por las áreas especificadas por sus fabricantes (Photocomm, 1996).

En el caso del panel fotovoltaico se tendrá lo siguiente:

Largo módulo (m) x ancho módulo (m) x módulos totales = área requerida (m²) (F 3.19).

El peso del panel será de:

Peso del módulo (Kg) x módulos totales = peso del panel (Kg) (F 3.20).

Para el banco de baterías se determina el área requerida como:

Largo batería (m) x ancho batería (m) x baterías totales = área requerida (m²) (F 3.21).

Para calcular el volumen del gabinete que contendrá al banco de baterías se multiplica el área por la altura de estas:

Altura de batería (m) x área requerida (m²) = volumen requerido (m³) (F 3.22).

El peso del banco de baterías será de:

Peso por batería (Kg) x baterías totales = peso total de baterías (kg) (F 3.23).

El cálculo de sistemas tales como iluminación, refrigeradores, transmisores, aparatos electrodomésticos y electrónicos, entre otros son calculados con base en el procedimiento indicado anteriormente.

Para determinar el dimensionamiento de un panel solar en sistemas de bombeo y protección catódica, se deben utilizar protocolos diferentes, en este caso se ejemplifica el uso del método diseñado por los Laboratorios Sandia para bombeo de agua de pozo profundo (Laboratorios Sandia, 1995).

Primeramente se determina la capacidad extracción de la fuente de agua y el volumen de agua que se requiere en litros por día (l/d), observando que no se exceda la capacidad de extracción.

El volumen de extracción se divide entre un factor llamado "tiempo de bombeo", que es un margen para asegurar la operatividad del equipo de bombeo, este factor es de 1.2 (Laboratorios Sandia, 1995), así mismo se considera en este punto a la insolación del sitio de instalación, la cual es divisor de las dos cifras anteriores, de la siguiente forma:

Volumen requerido (l/d) / 1.2 / insolación (KWh/m²) = flujo requerido (l/h). (F 3.24)

Es importante recordar que la insolación se considera como "horas equivalentes de sol durante el día", por lo que dimensionalmente el resultado se expresa en l/h como en la operación anterior.

Una vez determinado el flujo o régimen de bombeo, se calcula la carga hidráulica del sistema, por medio de la suma del nivel estático mínimo del pozo más el nivel de descenso debido al bombeo, más las elevaciones de descarga y las pérdidas debidas a la fricción en la tubería; esta última se estima por medio de un factor de fricción que considera el diámetro y material de la tubería para la descarga, indicado en las tablas de los Laboratorios Sandia (Laboratorios Sandia, 1995), por lo que la fricción se estimará como:

Carga estática (m) x factor de fricción = carga por fricción (m). (F 3.25)

Por lo tanto la carga dinámica total será:

Carga estática (m) + carga por fricción (m) = carga dinámica total (m). (F 3.26)

Posteriormente se calcula el requerimiento de energía diaria del sistema, con base en el volumen de agua al día multiplicado por la carga dinámica total y el resultado de esta entre un factor de conversión de litros-metro a watts-hora, que se indica como 367 (Laboratorios Sandia, 1995).

(Volumen requerido (l/d) x carga dinámica total (m)) / 367 = energía requerida (Wh/d). (F 3.27)

Al resultado obtenido se le aplica un factor de rendimiento de 0.3 que implica a las eficiencias del motor y su acoplamiento interno. Por tanto la energía requerida del conjunto será:

Energía requerida (Wh/d) / factor de rendimiento (0.3) = energía del conjunto (Wh/d). (F 3.28)

Para obtener la carga requerida se divide la energía obtenida entre la tensión del sistema, que en este caso será de 105 V por especificación del fabricante (Photocomm, 1996).

Energía del conjunto (Wh/d) / tensión del sistema (V) = carga requerida (Ah/d). (F 3.29)

Para obtener la carga corregida del sistema se multiplica la carga anterior por dos factores, el de rendimiento del conductor y el del rendimiento del banco de baterías, en caso de que no se instale un banco de baterías ambos son unitarios, ya que la distancia de cableado es pequeña y no se ocupa un banco de baterías de apoyo.

Como en la metodología anterior, la corriente del sistema se obtiene dividiendo la carga entre la insolación del sitio, por lo que en este caso se estima de la siguiente forma:

Carga requerida (Ah/d) / insolación (KWh/m²) = corriente del sistema (A). (F 3.30)

Cuando no existe un banco de baterías en el sistema, la reducción estacional de carga es cero y la corriente corregida es la misma que la estimada, sin embargo esta se divide entre un factor de reducción del rendimiento del módulo que se señala como 0.9 (Laboratorios Sandia, 1995), por lo que finalmente la corriente será de:

Corriente del sistema (A) / factor de reducción del rendimiento del módulo (0.9) = corriente corregida (A). (F 3.31)

El cálculo de los módulos en paralelo se realiza de la misma forma que en el método anterior, dividiendo la corriente corregida entre la corriente del módulo seleccionado.

Corriente requerida corregida (A) / corriente de módulo (A) = módulos en paralelo (F 3.7)

Por este resultado se determina el uso de dos módulos conectados en paralelo.

De igual manera se calculan los módulos conectados en serie, al dividir la tensión del sistema entre la tensión del módulo.

Tensión del sistema (V) / tensión del módulo (V) = módulos en serie (F 3.8)

Por lo que se deben utilizar siete módulos conectados en serie.

El total se determina como:

Módulos en paralelo x módulos en serie = módulos totales. (F 3.9)

La potencia del panel solar se determina de la misma forma que en el cálculo anterior:

Módulos totales del panel x potencia estimada del módulo (W) = potencia del panel (W). (F 3.10)

La cantidad máxima de agua bombeada al día (l/d) se calcula de la siguiente forma:

Módulos en paralelo x corriente del módulo (A) x tensión nominal del sistema (V) x factor de rendimiento de la bomba (0.3) x factor de conversión litros-metro a Wh (367) x insolación del sitio (KWh/m²) x factor de reducción del módulo (0.9) / carga dinámica total (m) = cantidad máxima bombeo al día (l/d). (F 3.32)

De esta cantidad se recalcula el régimen de bombeo para obtener un flujo máximo y asegurarse de que no se excederá la cantidad disponible de agua en la fuente, por lo que se realiza la siguiente estimación:

Cantidad máxima de bombeo al día (l/d) / factor de tiempo de bombeo (1.2) / insolación del sitio (KWh/m²) = flujo máximo de bombeo (l/h). (F 3.33)

Como se aprecia en este caso, no existe ningún problema de abasto aún cuando se tenga un flujo máximo demandado por el usuario.

El cálculo de la carga neta de succión positiva (NPSH) disponible en este caso será de:

Carga debida a la presión atmosférica (m) - presión de vapor (m) + nivel de descenso (m) + nivel estático (m) = carga neta de succión positiva disponible (m) "NPSH disponible" (F 3.34). Esta estimación se realizó de acuerdo con el manual de bombas centrífugas de Ingersoll - Rand de 1980.

En el caso de una bomba sumergible, se debe de mantener un nivel mínimo de agua sobre la succión, que para una bomba solar varía de uno a tres metros, según el fabricante Grundfos de Dinamarca (Grundfos, 1997 y Sunwize, 1994), líderes en la tecnología de bombeo solar de pozo profundo.

Las bombas de tipo sumergible, emplean un sistema integrado de control de carga e inversor, debido a que el motor es trifásico y/o de potencia variable, por esto el cálculo de su potencia se determina multiplicando la potencia del panel por el factor de 1.25 del código NEC (Laboratorios Sandia, 1995), de la siguiente forma:

Potencia del pánel (W) x 1.25 = potencia mínima requerida de control (W). (F 3.35)

En las especificaciones de las bombas de pozo profundo, Grundfos estipula que el controlador-inversor de la bomba maneja un régimen de potencia variable, teniendo como límite máximo 1400 watts (ver apéndice A) (Sunwize, 1994), por lo que de acuerdo al cálculo, esta dentro de las estimaciones de control de potencia.

Finalmente el cálculo de las protecciones eléctricas y el cableado se realiza de la misma forma que se estimó en el ejemplo anterior:

Módulos en paralelo x corriente de corto circuito del módulo x factor de seguridad NEC (1.25) = corriente requerida de protecciones (A) (F 3.12)

Lo que implica que las protecciones y el cableado serán similares a las selección hecha anteriormente. La tierra física en ambos casos, iluminación y bombeo se determinan de igual manera, empleando cable desnudo del mismo calibre que el de conexión y su unión a la varilla que operará como electrodo, el código NEC no hace observaciones especiales para las tierras en casos como los presentados, las únicas excepciones son la de proyectos para protección catódica y grandes estaciones de telecomunicaciones.

El cálculo del pánel solar que requiere un radio trasmisor tiene una variante con respecto al de iluminación, ya que es realizado con base en la carga demandada, en lugar de la potencia, esto es, se debe estimar con los amperajes de operación en transmisión, recepción y espera que indica el fabricante, así como el tiempo en que el radio se mantiene en cada una de las etapas de operación durante el día y la semana según su uso (Sunwize, 1994).

Se obtiene directamente el resultado de los ampers - hora requeridos en la semana, estos al multiplicarse por el voltaje del sistema dan como resultado el requerimiento de energía a la semana, en otras palabras, se despeja la fórmula F 3.4; a partir de esta se opera la misma mecánica que en el cálculo de la iluminación (Sunwize, 1994).

Con base en los ejemplos de cálculo anteriores se determina la forma de realizar los dimensionamientos adecuados para proyectos que no necesariamente son electrificación de viviendas rurales, por lo que pueden ser aplicadas a proyectos productivos.

3.2 Estimación de la inversión.

La inversión requerida para un proyecto fotovoltaico, se determina con base en los totales obtenidos en los cálculos de dimensionamiento del sistema.

Básicamente se multiplica la cantidad de cada partida de materiales por los precios unitarios de lista de cada uno de estos, pero considerando en su caso los gastos de importación. El transporte de los materiales se considera dentro los precios de cada rubro, siendo estos Libre A Bordo (LAB) en el sitio de instalación, en el ejemplo manejado para Toluca, Estado de México.

La suma de los resultados genera un subtotal del costo de los materiales, este se adicionará al subtotal de la instalación y la capacitación del usuario, de lo cual se obtiene el costo total del sistema. En caso de requerirse varios sistemas similares, como en el caso de la iluminación vial, se multiplica el total obtenido por la cantidad de sistemas a instalar.

Posteriormente se considera una cantidad adicional para las inspecciones anuales y mantenimiento básico, llamada "servicio de postventa", la cual se manejará como una anualidad durante el periodo de vida útil del sistema.

Para las estimaciones de los costos, primeramente se considera el número de módulos resultantes en el cálculo técnico, así como las baterías del banco de respaldo de energía, señalando que por lo regular el 80% del costo de un sistema será concentrado en estos dos rubros, sin embargo existen casos en que el equipo a energizar es de un costo similar al panel solar y las baterías (Sunwize, 1994).

Tomando en cuenta la corriente de corto circuito del panel, se determina el calibre de los conductores y se puede estimar el costo de estos con base en la longitud de los mismos, debiendo ser la menor posible por la caída de tensión en el conductor (Laboratorios Sandia, 1995).

Las protecciones que también se estiman con la corriente de corto circuito, procurando sean las inmediatas superiores, para evitar aumentar innecesariamente su costo. Se estima un juego de cuchillas con fusibles, un interruptor de estado sólido y el electrodo de tierra física (Conductores Monterrey, 1998).

También se determina el precio del controlador de carga, con la información de los fabricantes y la corriente de corto circuito; únicamente se aumenta el número de controladores si se decide que es más económico colocar dos o más conectados en paralelo, que utilizar uno de mayor capacidad (Sunwize, 1994).

El criterio de colocar dos o más controladores en paralelo, esta fundamentado en el costo de estos, pero se debe recordar que la caída de tensión en el sistema no debe ser mayor al 3% (Laboratorios Sandia, 1995).

Por otra parte, los bastidores del panel solar se estiman de acuerdo con el resultado del área requerida y el peso a soportar, la estructura se construye siguiendo los requerimientos específicos de cada módulo o paneles de un mismo módulo; se pueden adquirir bastidores importados, pero estos son un 30% más caros en promedio que los hechos en México, según las listas de precios de los proveedores (Photocomm, 1996 y Sunwize, 1994).

Finalmente se consideran todos los misceláneos menores requeridos para la instalación, tales como tomillería, interruptores y tomacorrientes, los cuales son comunes a los instalados en sistemas domésticos urbanos.

3.3 Descripción del método del Costo del Ciclo de Vida Útil (CCVU).

Mediante el cálculo del costo del ciclo de vida útil (CCVU), que es una forma de análisis económico desarrollado por los Laboratorios Sandia y la Universidad Estatal de Nuevo México (Laboratorios Sandia, 1995), se puede hacer una comparación directa del costo de las diversas opciones, tales como un sistema fotovoltaico, un generador que opera con gasolina o la extensión de la red eléctrica de la compañía generadora.

Existen varias razones para usar el análisis del costo del ciclo de vida útil (CCVU), en lugar de comparar simplemente el costo de inversión inicial de diversos sistemas de suministro de energía. Los gastos de instalación constituyen solamente uno de los numerosos factores del costo total de un sistema de generación de energía. Las necesidades de mantenimiento, reparaciones y combustible pueden variar entre sistemas (Laboratorios Sandia, 1995), por ejemplo un sistema fotovoltaico puede tener un costo inicial superior al de un generador de gasolina, pero no requiere combustible y su mantenimiento es mucho menor.

Con el análisis CCVU es posible evaluar todos los costos relacionados con la instalación y uso de un sistema de generación de energía eléctrica, durante el periodo de su vida útil.

Este análisis permite obtener una evaluación real del costo a través de toda la vida útil del sistema. Debido a que el análisis CCVU requiere la identificación específica de cada componente de costo (tal como el reemplazo de baterías), por lo que se puede estudiar el impacto económico del uso de los diferentes factores de confiabilidad, de esta manera se puede decidir que tipo de tecnología se implementará en función de sus parámetros económicos (Laboratorios Sandia, 1995).

Con base en todas las diferencias de garantía mencionadas que existen actualmente, así como la variada calidad de los fabricantes, los Laboratorios Sandia determinaron que un sistema solar tiene un tiempo de vida útil de veinte a treinta años, siendo indispensable un seguimiento programado, tanto de limpieza, inspección y de cambio en el banco de baterías (Laboratorios Sandia, 1995).

Con el CCVU también se podrá estudiar el impacto de cambiar ciertas variables económicas, tales como las tasas de interés y los niveles de inflación. Esta información permitirá determinar los límites económicos del proyecto.

El análisis CCVU constituye una ayuda útil y sencilla para comparar costos y optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos, siempre que se aplique de manera uniforme. Debido a que en esta clase de análisis sólo se toman en cuenta los costos, la demanda de carga de energía deben ser similares. Si los sistemas pueden efectuar el mismo trabajo con la misma confiabilidad, el beneficio neto será idéntico y la comparación de costos indicará cual sistema tiene el costo del ciclo de vida útil más bajo a valor presente (Laboratorios Sandia, 1995).

Frecuentemente, los sistemas que se comparan tienen diferente capacidad y confiabilidad. La diferencia entre los sistemas fotovoltaicos y de gasolina aplicados para el suministro eléctrico en una granja de avestruces, puede ser evaluada de manera precisa por medio del CCVU, pero además es factible incluir la obra requerida para la electrificación convencional de la red, considerando la distancia de esta a la granja (Laboratorios Sandia, 1995).

El cálculo para el costo del ciclo de vida útil de un sistema se presenta como:

Costo Total = Capital + Mantenimiento + Energía + Reparaciones y reemplazos. (F 3.36)

Todos los costos considerados se evalúan como valores presentes. Para el descuento de los costos futuros se pueden usar los factores que determinan las siguientes ecuaciones:

Valor presente obtenido a partir de una anualidad.

$$V_p = A_n * ([1 - (1 + i)^{-n}] / i) \quad (F 3.37)$$

Valor presente obtenido de una cantidad futura.

$$V_p = V_f / (1 + i)^n \quad (F 3.38)$$

Donde:

V_p - Valor presente

i - Tasa de descuento

n - Periodo (de inversión o vida útil)

A_n - Anualidad

V_f - Valor futuro

El costo del capital de un sistema incluye el capital inicial necesario para los gastos de equipos, diseño e ingeniería del sistema y su instalación. Este costo se calcula siempre como un solo pago que ocurre antes del primer año del proyecto, no importa como sea financiado (Blank, 1987).

El costo de mantenimiento equivale a la suma de todos los costos anuales de mantenimiento programado y operación. El mantenimiento no incluye los costos de combustibles o reemplazo de equipos, los cuales se calculan separadamente. Los costos de mantenimiento incluyen costos tales como el salario de un operador, inspecciones, seguros, impuestos sobre la propiedad y todo el mantenimiento programado. Se calcula con base en el valor presente a partir de una anualidad, (F 3.37) siendo el periodo la vida útil estimada y la tasa de descuento neto (que se indicará más adelante) (Laboratorios Sandia, 1995 y Blank, 1987).

El costo de energía de un sistema es la suma de los costos anuales de combustible o energía. Un sistema fotovoltaico independiente no tendrá gastos de energía, pero un sistema de combustión interna se considera el precio del combustible y en el caso de la red convencional la tarifa eléctrica. El costo de energía se calcula separadamente del costo de operación y mantenimiento, para poder considerar el factor de inflación en el precio del combustible o la tarifa eléctrica en particular. Se utiliza la fórmula del valor presente a partir de una anualidad (F 3.37), con el periodo de vida útil del sistema y la tasa del combustible (Laboratorios Sandia, 1995).

El costo de reemplazo es la suma de todos los costos previstos de reparación y sustitución de equipos durante la vida útil del sistema. El cambio de las baterías es un buen ejemplo de tal costo, que puede ocurrir una o dos veces durante la vida útil de un sistema fotovoltaico. Normalmente, se incluyen como una suma global de dichos años, en lugar de calcularse como un costo anualizado. Se estima por medio de la fórmula de valor presente a partir del valor futuro (F 3.38) de una suma, considerando el año de cada reemplazo o reparación programada como el periodo de la ecuación y la tasa de descuento neto para todos los casos (Laboratorios Sandia, 1995).

El costo del ciclo del valor útil (CCVU) de cualquier tipo de sistema generador de energía se puede calcular a partir de los cuatro factores de costo mencionados. Como se ha señalado, el costo de cada factor se debe calcular a valor presente, esto es el valor de hoy. Este cálculo se puede efectuar con el método de análisis simplificado CCVU (Laboratorios Sandia, 1995).

Debido a que en el análisis CCVU se suman los costos que ocurren en distintos años, se vuelve necesario convertirlos a cantidades equivalentes en moneda a valor presente. Se usa una tasa o tipo de descuento para este efecto (Laboratorios Sandia, 1995).

Los costos futuros tienen que ser descontados (o sea calculados con un porcentaje de descuento) debido a la variación del valor que tiene el dinero con respecto al tiempo. Por ejemplo un peso recibido hoy vale más que la promesa de recibir un peso el año próximo, porque el peso de hoy puede invertirse y ganar intereses. Las futuras sumas de dinero también tienen que ser descontadas debido al riesgo inherente de que los eventos futuros no sucedan en la forma prevista (Laboratorios Sandia, 1995).

La tasa de descuento elegida para un análisis CCVU tendrá un gran impacto sobre los resultados finales. Una baja tasa de descuento enfatizará los costos futuros (por descontarlos menos que los costos actuales o iniciales). Una alta tasa de descuento tendrá justamente el efecto contrario; enfatizará los costos iniciales sobre los costos futuros (Laboratorios Sandia, 1995).

Así mismo, la tasa de descuento debe reflejar el nivel potencial de ganancias del propietario del sistema. No importa si este es un gobierno nacional, una pequeña población o una persona particular, el dinero gastado en un proyecto se podría haber invertido en cualquier otra forma para ganar un interés cierto (costo de oportunidad) (Laboratorios Sandia, 1995). Por ejemplo, una persona podría obtener un rendimiento anual del 25.88% (tasa Interbancaria promedio TIP) (El Financiero, 28/marzo/1999), con una inversión segura en el banco durante el periodo considerado en el análisis del ciclo de vida útil.

La tasa nominal de inversión, sin embargo, no es la tasa de rendimiento real que recibe un inversionista por el dinero colocado en un proyecto. La inflación, o sea la tendencia al aumento de los precios con el tiempo, hará disminuir el valor de las ganancias futuras (Laboratorios Sandia 1995 y Martínez, 1991). Por lo tanto, el porcentaje de inflación debe restarse de la tasa de rendimiento nominal del inversionista para obtener la tasa de descuento neta. Por ejemplo, si la tasa nominal de inversión era de 25.88%, y se asumió que la inflación general llegaría al 18.54% de acuerdo al Banco de México (El Financiero, 28/marzo/1999) durante el periodo de análisis CCVU, la tasa de descuento neta, resultado de la diferencia entre estas sería de 7.34%.

Debido a que a menudo la inflación afecta a diversos productos en forma diferente, la tasa de inflación general puede resultar demasiado baja o demasiado alta para ciertos productos. En un mundo ávido de energía, por ejemplo, los precios de combustibles se elevan con mayor rapidez que la inflación general, sin embargo en el caso de México es menor a la inflación general (Laboratorios Sandia, 1995).

Las fuentes gubernamentales publican periódicamente tasas diferentes de la inflación de combustibles o las tarifas eléctricas (que es la diferencia entre la inflación de los combustibles o las tarifas eléctricas y la inflación general); si se resta dicha inflación a la tasa de descuento neto, se obtiene una tasa modificada para determinar el valor actual del producto o servicio (Laboratorios Sandia, 1995). Por ejemplo, la inflación diferencial del combustible utilizado, en este caso gasolina, se determina con la inflación general 18.54% menos la inflación de la gasolina 14% (Boletín Pemex-PMI, mayo/1998) dando como resultado 4.54%. En el caso de la tarifa eléctrica de la red para una granja (T-2), la inflación es de 17.47% (Estimada de la información de la página de internet de la CFE abril/1999), por lo que la inflación diferencial eléctrica será igual a 1.07%.

Considerando la tasa de descuento neto de 7.34%, se usaría una tasa de descuento del 2.8% para calcular el valor presente de los costos futuros del combustible, resultado de restar a la tasa de descuento neto la inflación diferencial del combustible (4.54%). En el caso eléctrico la tasa de descuento será de 6.27%, ya que la inflación diferencial eléctrica es de 1.07% (Laboratorios Sandia, 1995).

Es necesario tomar en consideración varios factores al elegir el periodo de duración para efectuar un análisis CCVU. El primero es la vida útil del equipo o sistema. Los módulos fotovoltaicos deben funcionar sin fallas durante 20 años o más. Por lo tanto, para analizar un sistema fotovoltaico sobre un periodo de cinco años, habría que descontar su durabilidad y confiabilidad. También se debe considerar la vida económica de un sistema, ya que, debido al creciente desarrollo

tecnológico, el sistema puede quedar obsoleto antes de que termine su vida física. El periodo normal elegido para evaluar proyectos fotovoltaicos es de 20 a 30 años, por lo que en el caso de la granja de avestruces se eligió un periodo de 20 por ser un parámetro mínimo (Laboratorios Sandia, 1995).

Es posible considerar un valor de rescate al reciclar los módulos solares al término de la vida útil calculada, pero este parámetro es muy relativo y depende en gran medida del criterio de los fabricantes de módulos que pueden realizar esta operación, sin embargo sí se tiene la certidumbre de esta al comprar los equipos, se puede incluir en el CCVU. En este caso en particular no se ha manejado este criterio, ya que en México, todavía no se cuenta con este tipo de servicio por parte de los distribuidores de módulos (Laboratorios Sandia, 1995).

Debido a que en los análisis CCVU es necesario tomar en cuenta ciertas suposiciones acerca de futuras cantidades variables, económicas y técnicas, el proyectista de un sistema, si desea, podría comprobar el impacto de dichas suposiciones. La comprobación puede efectuarse mediante un análisis de sensibilidad, en el cual se varía cierto parámetro (tal como la inflación del combustible o la vida útil de una batería) para determinar su impacto particular sobre los costos totales del ciclo de vida útil (Laboratorios Sandia, 1995).

Por ejemplo, el análisis CCVU sirve para evaluar el impacto de diferentes tasas de inflación. Este método de análisis de sensibilidad también puede resultar valioso para llegar a decisiones de compromiso con respecto a las especificaciones de equipos y operaciones. Por ejemplo la instalación de una batería de mayor capacidad en un sistema fotovoltaico puede reducir la profundidad de descarga y prolongar la vida útil de la batería, pero se requiere una inversión inicial mayor (Laboratorios Sandia, 1995).

El análisis de sensibilidad también se puede usar para calcular el costo de diferentes suposiciones del ciclo de descarga de la batería. Los resultados ayudarán a tomar una decisión definitiva si ya se conoce el costo y el periodo de vida útil de la batería. En este caso en particular solamente se manejó una corrida de cálculos, debido a que la granja no tiene cambios en su ubicación física, los requerimientos estimados son los que operarán durante toda la vida útil de los módulos y las tasas de interés son las vigentes al momento de adquirir los equipos.

De igual manera se pueden analizar las consecuencias económicas derivadas de los cambios tales como la capacidad del conjunto fotovoltaico y la capacidad de la batería, el flujo variable de agua y el uso de una batería de almacenaje en los sistemas de bombeo, la factibilidad entre el cubrir la capacidad requerida con energía solar fotovoltaica y la generación por medio de sistemas híbridos o en otro caso puede ser aplicable en la decisión del monto de un financiamiento externo, pero en este caso en particular no existen variantes en la estructura de los generadores.

Por otra parte, es importante señalar que el CCVU indica un límite con respecto a la rentabilidad del sistema fotovoltaico, que esta en función de las diferencias entre las tasas de inversión, inflación general e inflación del combustible, esto es, puede existir una muy variada combinación de tasas, pero es la diferencia entre estas la que en realidad influye en el resultado del ciclo de vida útil.

En el caso de la comparación entre las tecnologías, las tasas límite de atractivo económico para la opción fotovoltaica, están dados por los indicadores de la tabla T 3.1.

Es importante tomar en cuenta que es posible realizar un análisis incremental de las tecnologías por medio del CCVU, debido a que se realiza la comparación de tres opciones tecnológicas que son mutuamente excluyentes.

Esta posibilidad de análisis incremental se puede observar con base en la reexpresión de la fórmula F3.36, de la siguiente forma:

T 3.1 PARÁMETROS QUE INDICAN EL LÍMITE DE RENTABILIDAD DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

	GASOLINA	RED ELÉCTRICA
AÑOS DE VIDA ÚTIL	20	20
TASA DE DESCUENTO NETO	7.20%	4.00%
INFLACIÓN DIFERENCIAL DE ENERGÍA	3.80%	4.00%
TASA COMBUSTIBLE O TARIFA ELÉCTRICA	3.40%	0.00%

FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, SANDIA LABS 1995, EL FINANCIERO 28/MARZO/1999, PEMEX-PMI MAYO/1998 Y PÁGINA INTERNET CFE ABRIL/1999.

$$VPN = I + C_{oper} \left(\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right) + C_e \left(\frac{1 - (1+ie)^{-n}}{ie} \right) + C_{remp} / (1+i)^{nr} \quad (F 3.39)$$

Donde:

VPN - Valor Presente Neto

I - Inversión

C oper - Costos operativos

Ce - Costo de la energía

C remp - Costos de refacciones, reparaciones y reemplazos

i - tasa de descuento

ie - tasa de la energía (combustible o tarifa eléctrica)

n - Periodo de vida útil

nr - Periodo de reemplazo o reparación

La fórmula F 3.39 es la base para realizar un análisis incremental, de acuerdo con la teoría de la ingeniería económica publicada por Leland Blank (Blank, 1987), aclarando que cada costo operativo se considera por separado al multiplicarse por el factor de anualidad (aplicando la fórmula F 3.37), siendo el mismo caso para el costo de la energía, pero con la diferencia de que se utiliza la tasa de la energía, que como se mencionó con anterioridad resulta de la diferencia entre la tasa de descuento y la inflación diferencial de la energía.

Finalmente los costos derivados de reemplazos, reparaciones y refacciones, son multiplicados cada uno por el factor de valor futuro (fórmula F 3.38), de acuerdo con el periodo correspondiente a cada uno de estos.

El objetivo de incluir un análisis incremental al estudio, es confirmar la viabilidad de las tecnologías sugeridas, en especial la fotovoltaica. Dentro del análisis se contempla el cálculo de la relación beneficio - costo (RBC) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) como indicadores de la posible implementación de los sistemas, sin embargo cabe señalar que el principal criterio estriba en el valor presente neto (VPN) de los proyectos, ya que es el parámetro común entre el CCVU y el análisis incremental.

La relación beneficio - costo (RBC) se estima con base en el valor absoluto que resulte de dividir la suma de los valores presentes de los costos entre la inversión.

El cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR), se establece con la ecuación F 3.39 igualada a cero y teniendo como incógnita las tasas de interés, por lo que, considerando el caso más crítico, se presenta la estimación de TIR cuando la tasa de descuento (i) y la tasa de energía (ie) son iguales (esto implica que la inflación diferencial de la energía es cero) (Laboratorios Sandia, 1995).

En los casos particulares de cada tecnología no se aplican los cálculos de RBC y TIR, debido a que únicamente se tienen considerados costos, sin tener ningún tipo de beneficios, estos se presentan únicamente en los análisis incrementales (Blank, 1987), derivados de las diferencias entre las inversiones y costos entre las diferentes tecnologías.

Una limitación adicional que tiene el análisis CCVU es el hecho de que hay consideraciones de las cuales no se puede fijar un valor monetario. Por ejemplo, se conoce el precio de un litro de gasolina, pero no se cuantifica el costo de la contaminación del aire ni el efecto, del ruido por un generador (Laboratorios Sandia, 1995).

Un análisis económico siempre es influenciado por factores sociales, ambientales y políticos que pueden ser más importante que el simple estudio para lograr un ciclo de vida útil económico.

Finalmente es importante mencionar que existen factores económicos que tratan de compensar el impacto ambiental positivo de la energía solar fotovoltaica en su generación, con respecto a otras tecnologías convencionales (Martínez, 1991).

De acuerdo con lo publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos y la Sección de Investigación y Desarrollo de Energía del Estado de Nueva York en 1991, el costo por gases de invernadero en la generación termoeléctrica por combustóleo es de 0.083 a 0.15 dólares/KWh neto, por carbón de 0.075 a 0.123 dólares/KWh neto, por gas de 0.071 a 0.11 dólares/KWh neto, la generación nuclear de 0.145 a 0.268 dólares/KWh neto y las energías solar y eólica de 0.071 a 0.304 dólares/KWh neto (Resendíz, 1994).

Lo anterior se fundamenta en la emisión de gases de invernadero como se ha comentado, la inversión, combustibles, operación y mantenimiento, así como la posibilidad de accidentes en las plantas nucleares y el costo del uso de suelo en las energías renovables, sin embargo no se hace mención del costo e impacto del agua utilizada en los procesos térmicos y nuclear, así como la omisión del cobro en el uso de suelo en las tecnologías convencionales (Resendíz, 1994).

Estos costos estimados son una buena referencia, pero es necesario considerar que las cantidades que se manejan no son del todo útiles para estudios económicos particulares, debido a que se tiene que evaluar cada uno de los parámetros de cada proyecto, por lo que las cifras pueden variar significativamente de uno a otro.

3.4 Comparación del impacto ambiental de la generación fotovoltaica contra otras tecnologías.

El análisis de viabilidad de cualquier sistema de generación eléctrica debe incluir necesariamente un estudio de las consecuencias ambientales de su implementación. Con base en una matriz de impacto ambiental del tipo Leopold (Odum, 1978), se determina la comparación entre las diferentes tecnologías de generación para su evaluación, considerando esta desde la extracción de los combustibles, su procesamiento, transporte, uso en el proceso de generación y la posibilidad de reciclaje.

La matriz se compone de cuadros formados por el cruce de los renglones que indican el tipo de impacto y las columnas que señalan a cada una de las tecnologías consideradas. Cada uno de estos cuadros contiene tres cifras, la primera en la esquina superior izquierda que es la importancia del impacto, la segunda en la esquina inferior izquierda que determina el grado de magnitud del impacto y la multiplicación de ambos determina el valor del impacto, ese último se ubica en la esquina inferior derecha.

Por medio de la ponderación numérica en la importancia de los impactos es posible tener una apreciación de estos, tomando como base una escala de 5 a -5, interpretándose esta como: muy importante, importante, regularmente importante, poco importante y nulo, ya sean estos positivos o negativos al medio.

Se estima a la magnitud de cada impacto conforme a una escala de 0 a 5, considerándose la interpretación como: nulo, tenue, bajo, medio, alto y muy alto.

De esta manera un impacto de importancia 5 y magnitud 5 se interpretará como muy importante, positivo y muy alto con un valor de 25; igualmente se puede interpretar a un impacto de importancia -3 y magnitud 1 como regularmente importante, negativo y tenue con un valor de -3.

La matriz esta dividida en dos secciones, una que incluye los impactos sobre aire y agua, y la segunda sobre suelo, radiaciones, ruido, desechos sólidos y una última parte de evaluación social y económica.

A continuación se hace una descripción de cada uno de los conceptos considerados en la matriz:

Dentro de los impactos de aire se determinan, gases de invernadero como el anhídrido carbonoso, los anhídridos de nitrógeno y azufre, también se determinan: peroxiacetil-nitrato (PAN), hidrocarburos (HC), ozono, plomo, compuestos cancerígenos, ácido sulfúrico, el olor despedido y otros elementos (Turk, 1973).

Cabe señalar que el olor es un agente de alta consideración en el deterioro ambiental, ya que las descargas de residuos que despiden fuertes aromas y/o sustancias tóxicas con el consiguiente riesgo a la salud y al medio (Turk, 1973).

Los parámetros de impacto al agua considerados son la demanda química y bioquímica de oxígeno, el potencial hidrógeno, sólidos disueltos, sólidos suspendidos, la temperatura, metales pesados, grasas y aceites y la conductividad (Turk, 1973).

La radiación se determina con base en las emisiones de cualquier tipo de material de esta naturaleza al agua, aire y los desechos sólidos radiactivos.

El ruido se considera de forma global desde la extracción de los combustibles, su procesamiento y transporte, así como el emitido en la planta de generación de cada tecnología (Turk, 1973).

Los desechos se clasifican tomando en cuenta el grado de riesgo a la salud, generación de accidentes y tiempo de residencia como desecho sin reciclar, por lo que se considera a los desechos sólidos por una parte (chatarra, papel, vidrio, etc.) y a los desechos peligrosos (químicos, explosivos, etc.) de manera independiente (INEGI, 1995).

El riesgo de accidentes esta referido a la posibilidad de siniestros en la extracción de recursos, transporte y uso en la generación; el impacto estético considera la alteración a la armonía en la vista natural de un lugar.

El uso de suelo siempre ha sido un argumento en contra de las fuentes alternas de energía, particularmente la solar y eólica, sin embargo la extensión de muchas plantas termoeléctricas es mayor a la de gran parte de las instalaciones de estas, en especial de la solar, se debe tomar en cuenta el valor económico del sitio de instalación, sobre todo por la producción agropecuaria o pesquera que se podría implementar en dichas áreas (Covantes, 1989).

La eutrofización acelerada, propiciada principalmente por el exceso de nutrientes en el agua que permite la proliferación de flora acuática en proporciones de plaga y las bacterias que alteran el balance de oxígeno en el agua, es uno de los mayores problemas al medio, por lo que debe observarse en la medida que cada tecnología de generación eléctrica contribuya a esta (Turk, 1973).

Los hundimientos del terreno, así como la inducción a la actividad sísmica son dos parámetros básicos en la mecánica de suelos, que pueden ser alterados principalmente por la extracción de materias primas y combustibles, la medida de su impacto es función de esta (INEGI, 1995).

Las aplicaciones a gran escala y rural de las tecnologías convencionales depende en gran medida de la infraestructura de suministro de combustible y red de distribución eléctrica, poseen como gran atributo su capacidad de generación, por el contrario las fuentes alternas tienen una capacidad de generación muy limitada pero una gran versatilidad de instalación (Mompín, 1986).

Los costos de cada tecnología están en función de su instalación, operatividad y productividad, con respecto a la rentabilidad y los costos colaterales de sus impactos, como la pérdida de horas hombre debidas a las enfermedades provocadas por las emisiones (McFarling, 1979).

La generación de empleos es un impacto social y económico, que de manera positiva se estima con base en la calidad y remuneración de este, considera que los daños a la salud y desplazamiento de las familias de los empleados como la contraparte negativa a considerar (INEGI, 1995).

La suma de los impactos obtenidos indicará el grado de conveniencia en la aplicación de las tecnologías, desde el punto de vista ambiental. Debe aclararse que una matriz de impacto ambiental no es totalmente extensiva y existen algunos aspectos que no se pueden considerar del todo en ella, como la variación de precios en los combustibles, los cambios tecnológicos en el aprovechamiento de las fuentes convencionales y alternas, así como en consecuencias ambientales no estudiadas o conocidas a profundidad, provocadas por alguno de los parámetros (Odum, 1978).

Como un complemento del análisis, se debe elaborar una valoración de las tecnologías térmicas más empleadas para la generación eléctrica en México con respecto a la tecnología solar fotovoltaica (Manrique, 1984).

Debido a la diferencia entre las capacidades de generación, se utiliza un parámetro unitario de metros cúbicos al año consumidos para generar un kilowatt-hora. Con base en el consumo para la generación unitaria, se determina la cantidad de contaminantes, multiplicando cada consumo por un índice de emisión publicado por INEGI en las "Estadísticas del Medio Ambiente - 1994", para cada uno de los combustibles considerando anhídridos de azufre, nitrógeno, partículas suspendidas, compuestos orgánicos volátiles y anhídrido carbónico, dimensionado en kilogramos por metro cúbico de combustible, por lo que el resultado de los contaminantes emitidos se expresa en kilogramos emitidos al año (INEGI, 1995).

Una segunda estimación para evaluar el impacto de las emisiones, es determinar la toxicidad emitida, se realiza con base un parámetro llamado "índice de toxicidad" también publicado por INEGI en las "Estadísticas del Medio Ambiente - 1994", este índice se maneja en unidades de toxicidad equivalente (UTE) por metro cúbico de combustible, en este caso cada contaminante tiene su propio índice, que se multiplica por el consumo unitario de igual forma que la anterior cuantificación de contaminantes (INEGI, 1995).

Con base en la comparación de los resultados, se determina la cantidad de gases de invernadero, así como el potencial daño a la salud que son evitados al implementar equipo de generación eléctrica fotovoltaica (INEGI, 1995).

Con el análisis derivado del dimensionamiento del generador fotovoltaico se tendrá un panorama sustancial acerca del requerimiento de energía y obra para atender a la granja.

Así mismo, con los parámetros económicos derivados del ciclo del costo de vida útil (CCVU), el análisis de la matriz de impacto ambiental y considerando junto con esta la cuantificación de gases emitidos a la atmósfera, se podrá evaluar la viabilidad de aplicar energía solar fotovoltaica.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS OBTENIDOS.

Con base en los requerimientos de la granja de avestruces y la metodología presentada se elaboraron los cálculos correspondientes al dimensionamiento del generador fotovoltaico, el análisis económico y ambiental.

Los resultados que se obtuvieron son expresados en tablas para su mejor comprensión, pero adjunto a estas se describe su interpretación.

4.1 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.

Como se planteó originalmente, existen varias consideraciones que se deben de tomar en cuenta para el diseño de un sistema fotovoltaico, tales como la demanda eléctrica, la insolación del sitio, el factor de descarga de las baterías, el factor de temperatura al igual que las pérdidas y margen de seguridad en los cables y protecciones.

Con los parámetros indicados en la sección 3.1 y el método de cálculo mostrado se estiman los paneles solares requeridos para cada una de la aplicaciones necesarias para la operación de la granja de avestruces descritas en la sección 2.1.

Es importante aclarar que los paneles solares se calcularon en forma individual para cada aplicación, ya que esto da independencia a cada parte de la granja, además de que el comportamiento energético de cada panel es justamente el requerido en cada caso, con el fin de no causar desajustes o interrupción del suministro de electricidad a toda la granja.

Las tablas T 4.1 a T 4.6 contienen las hojas de cálculo de cada uno de los sistemas, aclarando que la presentación del cálculo de bombeo es distinto al de las otras aplicaciones y se especifico con base en las fórmulas F 3.24 a F 3.35. Todos los sistemas se diseñaron a 12 volts de corriente directa, una insolación de 5 KWh/m² en el sitio, cuatro días de autonomía, con un índice de descarga de batería igual al 70% y un factor de temperatura de 1.11 para la operación del banco de baterías.

El único sistema diseñado con una tensión diferente es el de bombeo, ya que el fabricante de la bomba seleccionada requiere de 105 volts como mínimo para su equipo (ver apéndice A) (Grundfos, 1997).

El ángulo de inclinación para el invierno será de la latitud más quince grados, esto es 34.29°, que puede redondearse sin pérdidas significativas a 35° sobre la horizontal, dirigiendo los paneles hacia sur franco. La inclinación para el resto del año será igual a latitud, 19.39°, pero también puede redondearse a 20°. Se implementará un tipo de bastidor abatible manualmente, para dar al sistema el tipo de inclinación requerido y obtener el mejor ángulo, con base en las recomendaciones de Telefunken (Nukem, 1993).

Los módulos solares y baterías utilizadas son del mismo tipo y modelo para todos los sistemas, con el fin de homologar a toda la granja y manejarse bajo un parámetro común de rendimiento de la fuente de energía. El módulo solar aplicado en este caso es el US-64 de 64 watts, de la marca Unisolar con tecnología de silicio amorfo de triple unión interna, es decir de tres capas de película amorfa en una (Unisolar, 1996); la batería es la 8G31 con una capacidad de 100 ampers-hora, de la marca DEKA, de plomo-ácido gelatinizado, de ciclo profundo; las especificaciones de estos, así como del controlador de cada sistema están descritos en el apéndice A (Photocomm, 1996).

Se eligieron los módulos de tecnología amorfa debido a las condiciones geográficas del sitio, un valle montañoso y a que meteorológicamente existen frecuentes nublados, por lo que el mayor

aprovechamiento de la insolación difusa y captación de bajas longitudes de onda. Las baterías seleccionadas de ciclo profundo son de alto rendimiento aún en sitios de menores temperaturas que las registradas en cualquier zona de México, por lo que son adecuadas para su uso. Cabe señalar que los fabricantes de los equipos utilizados son líderes tecnológicos, con más de quince años de desarrollo de acuerdo con los mayoristas más grandes de Estados Unidos (Photocomm, 1996 y Sunwize, 1994).

Es importante señalar que en las hojas de cálculo del dimensionamiento solar, se indica junto al número de "módulos necesarios", la multiplicación exacta de los módulos en serie y paralelo, por lo que este valor se ajusta a un número exacto en la siguiente casilla a la derecha, marcado con negritas, también se expresa este mismo número, junto con el de las baterías totales, en la esquina inferior derecha del cuadro que contiene el cálculo de la batería.

A continuación se describen los cuadros de cada uno de los sistemas:

La tabla T 4.1, contiene el dimensionamiento del sistema de iluminación exterior, de este se requieren tres para ser instalados estratégicamente en la granja. La energía requerida del sistema es de 2570.4 Watts-hora por semana, con una demanda de 34 watts, para lo cual se obtuvo un panel de dos módulos que generan 122.1 watts netos, los cuáles requieren un área de 2.055 metros cuadrados y con un peso de 18.6 kilogramos. El banco de baterías requerido es de 194.1 ampers-hora, que se cubre con dos baterías.

La tabla T 4.2, indica que el sistema de iluminación interior, que requiere de un panel de 488.4 watts y un banco de baterías de 877.8 ampers-hora, para cubrir los 11625 Watts-hora por semana requeridos. La energía requerida incluye el uso del televisor y la radiograbadora, que se integran como una medida recreativa para el personal.

El sistema de bombeo requerido calculado en la tabla T 4.3, esta para suministrar un flujo de 8147.4 litros al día, requiere de un panel de 854.7 watts, el cual produce 2145.77 Watts-hora al día; este equipo no requiere de un banco de baterías para su operación, ya que solamente opera con la insolación directa.

El pozo de suministro de agua, mantiene tres metros fijos sobre la succión de la bomba, además de los tres metros que tiene para descenso del nivel del agua, esto asegura cubrir los dos metros del NPSH requerido por el fabricante (Grundfos, 1997).

La incubadora requiere 2940 Watts-hora por semana de energía, para lo cual se estimó un panel de 122.1 watts de potencia y un banco de baterías de 222 ampers-hora, de acuerdo con el cálculo de la tabla T 4.4.

El equipo de radio comunicación esta estimado para operar durante 2.5 horas en transmisión, 2.5 horas en recepción y 19 horas en espera durante el día, lo cual implica un consumo de energía de 4924.08 Watts-hora a la semana, para el cual se ha estimado en la tabla T 4.5, un panel de 244.2 watts y un soporte de baterías con 278 ampers-hora.

Para la cerca eléctrica perimetral de seguridad, estimada en la tabla T 4.6, se requieren 1008 Watts-hora a la semana, soportados con un módulo de 64 watts y el respaldo de una batería de 100 ampers-hora, cabe señalar que aún cuando existan descargas debidas a intrusos, el soporte de la batería mantiene su nivel por la carga del módulo y el controlador, que además permite al sistema actuar sólo a masas de peso mayor a cuarenta kilogramos, gracias a un sensor ultrasónico.

La tabla T 4.7 indica el volumen de obra que se necesita para cada aplicación, con base en los resultados obtenidos en los cálculos de dimensionamiento, la elaboración de esta tabla se basa en lo indicado al inicio de la sección 3.2.

**T 4.1 DIMENSIONAMIENTO SOLAR NORMALIZADO
ILUMINACIÓN EXTERIOR - GRANJA DE AVESTRUCCES.**

COMPONENTES DC	WATTS	CANTIDAD	USO hrs/d	Wh/d	USO d/semana	Wh/s	W DEM
Luminarias		17	2	9	306	7	2142
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
TOTAL DC		17					2142
COMPONENTES AC	WATTS	CANTIDAD	USO hrs/d	Wh/d	USO d/semana	Wh/s	W DEM
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
TOTAL AC		0					0
PANEL SOLAR							
REQUERIMIENTO TOTAL Wh/s	2570.4						
TENSIÓN DE SISTEMA V	12						
CARGA SEMANAL Ah/s	214.2						
CARGA DIARIA Ah/d (/ 7)	30.6						
INSOLACIÓN KWH/m ²	5						
CORRIENTE REQUERIDA A	6.12						
CORRIENTE MÓDULO A	3.7						
MÓDULOS EN PARALELO	1.6541						
TENSIÓN DEL SISTEMA V	12						
TENSIÓN DEL MÓDULO V	16.5						
MÓDULOS EN SERIE	0.7273						
MÓDULOS NECESARIOS	1.2029						
POTENCIA DEL MÓDULO (WATTS)	61.05						
POTENCIA DEL PANEL (WATTS)	122.1						
TENSIÓN CIRCUITO ABIERTO, MÓDULO V	27.1	27.1					
CORRIENTE CORTO CIRCUITO, MÓDULO A	6.3	12.6					
LARGO MÓDULO mts	1.37						
ANCHO MÓDULO mts	0.75	2.055 m ²					
ESPESOR MÓDULO cms	5						
PESO MÓDULO Kg	9.3	18.6 Kg					
CORRIENTE CONTROL, CABLES Y FUSIBLES A	15.75						
WATTS INVERSOR	0						
CORRIENTE INVERSOR A	0						
SITIO: TOLUCA, ESTADO DE MÉXICO, MÉXICO.							
LATITUD NORTE (N)	19.29	34.29					
LONGITUD OESTE (W)	99.66						
ALTURA SOBRE NIVEL DEL MAR mts	2680						
PRECIPITACIÓN ANUAL mm	1800						
FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, SANDIA LABS 1995, MANUAL SUNWIZE 1996 Y MANUAL PHOTOCOMM 1996.							

BANCO DE BATERÍAS							
		% DESCARGA					
Días Autonomía	Ah Requerido	NO > .8	Ah Corregido	Fac. temperatura	Ah TOTAL		
5	4	122.4	0.7	174.8571	1.11	194.0914	
	Ah BAT.	BAT. Paralelo					
	Volts. BAT.	TENSION SIST.	BAT. Serie	BAT. TOTAL	MOD. TOTAL		
		12	12	1	2	2	

BANCO BAT DEKA 8G31		TOTALÉS	
MED. cms		33	VOLUMEN m ³
LARGO BAT		17	0.0269
ANCHO BAT		24	PESO TOT.
ALTO BAT		32	64
PESO Kg			

AREA BANCO 0.1122 m²

**T 4.2 DIMENSIONAMIENTO SOLAR NORMALIZADO
ILUMINACIÓN INTERIOR - GRANJA DE AVESTRUCCES.**

COMPONENTES DC	WATTS	CANTIDAD	USO hrs/d	Wh/d	USO d/semana	Wh/s	W DEM
Televisor		40	1	3	120	7	40
Lumiharias		17	18	4	1224	7	306
Radio grabadora		5	2	4	40	7	10
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
TOTAL DC	62					9688	11625.6
COMPONENTES AC	WATTS	CANTIDAD	USO hrs/d	Wh/d	USO d/semana	Wh/s	W DEM
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0					0

TOTAL AC

PANEL SOLAR

REQUERIMIENTO TOTAL Wh/s 11625.6

TENSIÓN DE SISTEMA V 12

CARGA SEMANAL Ah/s 968.8

CARGA DIARIA Ah/d (17) 138.4

INSOLACIÓN kWh/m² 5

CORRIENTE REQUERIDA A 27.68

CORRIENTE MÓDULO A 3.7

MÓDULOS EN PARALELO 7.4811

TENSIÓN DEL SISTEMA V 12

TENSIÓN DEL MÓDULO V 16.5

MÓDULOS EN SERIE 0.7273

MÓDULOS NECESARIOS 5.4408

POTENCIA DEL MÓDULO (WATTS) 61.05

POTENCIA DEL PANEL (WATTS) 488.4

TENSIÓN CIRCUITO ABIERTO, MÓDULO V 27.1

CORRIENTE CORTO CIRCUITO, MÓDULO A 6.3

LARGO MÓDULO mts 1.37

ANCHO MÓDULO mts 0.75

ESPESOR MÓDULO cms 5

PESO MÓDULO Kg 9.3

CORRIENTE CONTROL, CABLES Y FUSIBLES A 63

WATTS INVERSOR 0

CORRIENTE INVERSOR A 0

SITIO: TOLUCA, ESTADO DE MÉXICO, MÉXICO.

LATITUD NORTE (N) 19.29

LONGITUD OESTE (W) 99.66

ALTURA SOBRE NIVEL DEL MAR mts 2680

PRECIPITACIÓN ANUAL mm 1600

FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, SANDIA LABS 1995, MANUAL SUNWIZE 1996 Y MANUAL PHOTOCOMM 1996.

BANCO DE BATERIAS							
% DESCARGA							
Dias Autonomia	Ah Requerido	NO > .8	Ah Corregido	Fac.temperatura	Ah TOTAL		
4	553.6	0.7	790.8571	1.11	877.8514		
		Ah BAT.	BAT. Paralelo				
		100	8.7785	9			
		Volts. BAT.	TENSIÓN SIST.	BAT. Serie	BAT. TOTAL	MOD. TOTAL	
		12	12	1	9	8	

BANCO BAT	DEKA 8G31	TOTALES	
MED. cms		33	VOLUMEN m ³
LARGO BAT		17	0.1212
ANCHO BAT		24	PESO TOT.
ALTO BAT		32	288
PESO Kg		0.5049	m ²
AREA BANCO			

T 4.4 DIMENSIONAMIENTO SOLAR NORMALIZADO

INCUBADORAS - GRANJA DE AVESTRUCCES.

COMPONENTES DC	WATTS	CANTIDAD	USO hrs/d	Wh/d	USO d/semana	Wh/s	W DEM
Incubadora	70	1	5	350	7	2450	70
	0	0	0	0	7	0	0
	0	0	0	0	7	0	0
	0	0	0	0	7	0	0

TOTAL DC 70 2450 2940 70

COMPONENTES AC	WATTS	CANTIDAD	USO hrs/d	Wh/d	USO d/semana	Wh/s	W DEM
	0	0	0	0	7	0	0
	0	0	0	0	7	0	0
	0	0	0	0	7	0	0
	0	0	0	0	7	0	0
	0	0	0	0	7	0	0

TOTAL AC 0 0 0 0

PANEL SOLAR

REQUERIMIENTO TOTAL Wh/s 2940

TENSIÓN DE SISTEMA V 12

CARGA SEMANAL Ah/s 245

CARGA DIARIA Ah/d (/ 7) 35

INSOLACIÓN kWh/m² 5

CORRIENTE REQUERIDA A 7

CORRIENTE MÓDULO A 3.7

MÓDULOS EN PARALELO 1.8919

TENSIÓN DEL SISTEMA V 12

TENSIÓN DEL MÓDULO V 16.5

MÓDULOS EN SERIE 0.7273

MÓDULOS NECESARIOS 1.3759

POTENCIA DEL MÓDULO (WATTS) 61.05

POTENCIA DEL PANEL (WATTS) 122.1

TENSIÓN CIRCUITO ABIERTO, MÓDULO V 27.1

CORRIENTE CORTO CIRCUITO, MÓDULO A 6.3

LARGO MÓDULO mts 1.37

ANCHO MÓDULO mts 0.75

ESPESOR MÓDULO cms 5

PESO MÓDULO Kg 9.3

BANCO DE BATERIAS						
			% DESCARGA			
Dias Autonomía	Ah Requerido	NO > .8	Ah Corregido	Fac. temperatura	Ah TOTAL	
4	140	0.7	200	1.11	222	
Ah BAT.		BAT. Paralelo				
Volts. BAT.		TENSIÓN SIST. BAT. Serie				
12	100	2.22	3	BAT. TOTAL		MOD. TOTAL
12	12	1	3			2

2 US-64

BANCO BAT	DEKA 9G31	TOTALES
MED. crits		
LARGO BAT	33	VOLUMEN m³
ANCHO BAT	17	0.0404
ALTO BAT	24	PESO TOT.
PESO Kg	32	96

AREA BANCO 0.1683 m²

CORRIENTE CONTROL, CABLES Y FUSIBLES A 15.75

WATTS INVERSOR 0

CORRIENTE INVERSOR A 0

SITIO: TOLUCA, ESTADO DE MÉXICO, MÉXICO. ÁNGULO +15°

LATITUD NORTE (N) 19.29 84.29

LONGITUD OESTE (W) 99.66

ALTURA SOBRE NIVEL DEL MAR mts 2680

PRECIPITACIÓN ANUAL mm 1600

FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, SANDIA LABS 1995, MANUAL SUNWIZE 1996 Y MANUAL PHOTOCOMM 1999.

T 4.5 DIMENSIONAMIENTO SOLAR NORMALIZADO

RADIO TRANSRECEPTOR - GRANJA DE AVESTRUCCES.

COMPONENTES DC	AMPERS	CANTIDAD	USO hrs/d	Ah/d	USO d/semana	Ah/semana	V RADIO	W DEM	
Trasmisión		15	1	2.5	37.5	7	262.5	13.8	207
Recepción		1.5	1	2.5	3.75	7	26.25	13.8	20.7
Espera		0.4	1	19	7.6	7	53.2	13.8	5.52
		0	0	0	0	7	0	0	0
		0	0	0	0	7	0	0	0
		0	0	0	0	7	0	0	0
		0	0	0	0	7	0	0	0
TOTAL DC		16.9					341.95	410.34	233.22
COMPONENTES AC	AMPERS	CANTIDAD	USO hrs/d	Ah/d	USO d/semana	Ah/semana		W DEM	
		0	0	0	0	7	0	0	0
		0	0	0	0	7	0	0	0
		0	0	0	0	7	0	0	0
TOTAL AC		0					0	0	0
PANEL SOLAR									
REQUERIMIENTO TOTAL Wh/s		4924.08							
TENSIÓN DE SISTEMA V		12							
CARGA SEMANAL Ah/s		410.34							
CARGA DIARIA Ah/d (/ 7)		58.62							
INSOLACIÓN kWh/m ²		5							
CORRIENTE REQUERIDA A		11.724	4	234.48	0.7	334.9714	1.11	371.8183	
CORRIENTE MÓDULO A		3.7							
MÓDULOS EN PARALELO		3.1686		Ah BAT.		BAT. Paralelo			
TENSIÓN DEL SISTEMA V		12		100		3.7182	4		
TENSIÓN DEL MÓDULO V		16.5		Volts. BAT.		TENSIÓN SIST. BAT. Serie			
MÓDULOS EN SERIE		0.7273		12		12	1		
MÓDULOS NECESARIOS		2.3045		4 US-64					
POTENCIA DEL MÓDULO (WATTS)		61.05							
POTENCIA DEL PÁNEL (WATTS)		244.2		TOTAL PÁNEL					
TENSIÓN CIRCUITO ABIERTO, MÓDULO V		27.1		27.1					
CORRIENTE CORTO CIRCUITO, MÓDULO A		6.3		25.2					
LARGO MÓDULO mts		1.37		ÁREA PÁNEL					
ANCHO MÓDULO mts		0.75		4.11 m ²					
ESPESOR MÓDULO cms		5		PESO PÁNEL					
PESO MÓDULO Kg		9.3		37.2 Kg					
CORRIENTE CONTROL, CABLES Y FUSIBLES A		31.5							
WATTS INVERSOR		0							
CORRIENTE INVERSOR A		0							
SITIO: TOLUCA, ESTADO DE MÉXICO, MÉXICO.				ÁNGULO +15°					
LATITUD NORTE (N)		19.29		34.29					
LONGITUD OESTE (W)		99.66							
ALTURA SOBRE NIVEL DEL MAR mts		2680							
PRECIPITACIÓN ANUAL mm		1600							

BANCO DE BATERIAS						
% DESCARGA						
Días Autonomía	Ah Requerido	NO > .8	Ah Corregido	Fac. temperatura	Ah TOTAL	
5	4	234.48	0.7	334.9714	1.11	371.8183
		Ah BAT.		BAT. Paralelo		
		100		3.7182	4	
		Volts. BAT.		TENSIÓN SIST. BAT. Serie		
		12		12	1	

BANCO BAT	DEKA 8G31	TOTALES
MED. cms		
LARGO BAT		33 VOLUMEN m ³
ANCHO BAT		17 0.0539
ALTO BAT		24 PESO TÓT.
PESO Kg		32 128
AREA BANCO		0.2244 m ²

FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, SANDIA LABS 1995, MANUAL SUNWIZÉ 1996 Y MANUAL PHOTOCOMM 1996.

T 4.6 DIMENSIONAMIENTO SOLAR NORMALIZADO

CERCA ELÉCTRICA - GRANJA DE AVESTRUCES.

COMPONENTES DC	WATTS	CANTIDAD	USO hrs/d	Wh/d	USO d/semana	Wh/s	W DEM
Cerca electrificada		5	1	24	120	7	840
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
TOTAL DC		5					840
COMPONENTES AC	WATTS	CANTIDAD	USO hrs/d	Wh/d	USO d/semana	Wh/s	W DEM
		0	0	0	0	7	0
		0	0	0	0	7	0
TOTAL AC		0					0

PANEL SOLAR

REQUERIMIENTO TOTAL Wh/s	1008
TENSIÓN DE SISTEMA V	12
CARGA SEMANAL Ah/s	840
CARGA DIARIA Ah/d (/ 7)	120
INSOLACIÓN kWh/m²	5
CORRIENTE REQUERIDA A	2.4
CORRIENTE MÓDULO A	3.7
MÓDULOS EN PARALELO	0.6486
TENSIÓN DEL SISTEMA V	12
TENSIÓN DEL MÓDULO V	18.5
MÓDULOS EN SERIE	0.7273
MÓDULOS NECESARIOS	0.4717
POTENCIA DEL MÓDULO (WATTS)	61.05
POTENCIA DEL PANEL (WATTS)	61.05
TENSIÓN CIRCUITO ABIERTO, MÓDULO V	27.1
CORRIENTE CORTO CIRCUITO, MÓDULO A	6.3
LARGO MÓDULO mts	1.87
ANCHO MÓDULO mts	0.75
ESPESOR MÓDULO cmé	5
PESO MÓDULO Kg	9.3

BANCO DE BATERIAS						
Dias Autonomía	Ah Requerido	% DESCARGA NO > 8	Ah Corregido	Fac.temperatura	Ah TOTAL	
4	48	0.7	68.5714	1.11	76.1143	
	Ah BAT.	BAT. Paralelo				
	100	0.7811	1			
	Volts. BAT.	TENSIÓN SIST.	BAT. Serie	BAT. TOTAL	MOD. TOTAL	
	12	12	1	1	1	

1 US-64

BANCO BAT DEKA 8G31		TOTALES	
MED. cmé		33	VOLUMEN m³
LARGO BAT		17	0.0135
ANCHO BAT		24	PESO TOTAL
ALTO BAT		32	32
PESO Kg		0.0561	m²
AREA BANCO			

CORRIENTE CONTROL, CABLES Y FUSIBLES A	7.875
WATTS INVERSOR	0
CORRIENTE INVERSOR A	0
SITIO: TOLUCA, ESTADO DE MÉXICO, MÉXICO.	ÁNGULO +15°
LATITUD NORTE (N)	19.29
LONGITUD OESTE (W)	99.56
ALTURA SOBRE NIVEL DEL MAR mts	2680
PRECIPITACIÓN ANUAL mm	1600

FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, SANDIA LABS 1995, MANUAL SUNWIZE 1996 Y MANUAL FÓTOCOMM 1996.

4.7 PRESUPUESTO PARA ELECTRIFICACIÓN CON BATERÍAS
 FOTOVOLTAICAS EN UNA GRANJA DE AVESSTRUCCES

DISTO: TOLUCA, ESTADO DE MÉXICO, MÉXICO.

VERSIÓN TOTAL (EN M.N.):
 \$251,886.00

	CANTIDAD
GRANJA	1
EQUIPO	\$240,886.00
INSTALACIÓN	\$11,000.00
SERVICIO	\$4,000.00

VITBA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	ILUMINACIÓN EXTERIOR		ILUMINACIÓN INTERIOR		BOMBEO DE AGUA		INCUBACIÓN		RADIO TX/RX		CERCA ELECTRIFICADA						
				P. UNITARIO EN NS M.N.	TOTAL	CANTIDAD	P. UNITARIO EN NS M.N.: TOTAL	CANTIDAD	P. UNITARIO EN NS M.N.	TOTAL	CANTIDAD	P. UNITARIO EN NS M.N.	TOTAL	CANTIDAD	P. UNITARIO EN NS M.N.	TOTAL				
1	MÓDULO FOTOVOLTAICO 64 WATTS	PZA	2	\$3,500.00	\$7,000.00	8	\$3,500.00	\$28,000.00	14	\$3,500.00	\$49,000.00	2	\$3,500.00	\$7,000.00	4	\$3,500.00	\$14,000.00	1	\$3,500.00	\$3,500.00
2	ACUMULADOR FOTOVOLTAICO 118 AH BELLADO	PZA	2	\$1,000.00	\$2,000.00	9	\$1,000.00	\$9,000.00	0	\$800.00	\$0.00	3	\$1,000.00	\$3,000.00	4	\$1,000.00	\$4,000.00	1	\$1,000.00	\$1,000.00
3	CONTROLADOR DE CARGA 12V	PZA	1	\$420.00	\$420.00	1	\$1,825.00	\$1,825.00	0	\$420.00	\$0.00	1	\$420.00	\$420.00	1	\$420.00	\$420.00	0	\$420.00	\$0.00
4	LAMPARA PL. 15W	PZA	8	\$180.00	\$0.00	18	\$180.00	\$2,700.00	0	\$180.00	\$0.00	0	\$180.00	\$0.00	0	\$180.00	\$0.00	0	\$180.00	\$0.00
5	GABINETE PARA BATERIA	PZA	2	\$80.00	\$80.00	2	\$50.00	\$120.00	1	\$50.00	\$50.00	1	\$150.00	\$150.00	1	\$150.00	\$150.00	1	\$180.00	\$180.00
6	SOPOORTE PARA MÓDULO	PZA	1	\$300.00	\$300.00	2	\$1,200.00	\$2,400.00	3	\$1,200.00	\$3,600.00	1	\$400.00	\$400.00	1	\$400.00	\$400.00	1	\$300.00	\$300.00
7	CAJA DE FUSIBLES	PZA	1	\$300.00	\$300.00	1	\$780.00	\$780.00	1	\$300.00	\$300.00	1	\$300.00	\$300.00	1	\$300.00	\$300.00	1	\$180.00	\$180.00
8	CONVERTIDOR DC/DC	PZA	0	\$180.00	\$0.00	1	\$150.00	\$150.00	1	\$180.00	\$180.00	0	\$180.00	\$0.00	0	\$180.00	\$0.00	0	\$180.00	\$0.00
9	TIERRA	PZA	0	\$100.00	\$0.00	1	\$100.00	\$100.00	1	\$100.00	\$100.00	0	\$100.00	\$0.00	0	\$100.00	\$0.00	0	\$100.00	\$0.00
10	POSTE AEREO GALVANIZADO 2.5" 3M CED. 30	PZA	0	\$300.00	\$300.00	0	\$300.00	\$0.00	0	\$300.00	\$0.00	1	\$300.00	\$300.00	0	\$300.00	\$0.00	0	\$300.00	\$0.00
11	CABLE THW 19 AWG (UBO RUDD)	MTR	40	\$2.00	\$80.00	110	\$2.00	\$220.00	130	\$2.00	\$260.00	20	\$2.00	\$40.00	20	\$2.00	\$40.00	30	\$2.00	\$60.00
12	CABLE THW 2 AWG	MTR	2	\$20.00	\$40.00	10	\$20.00	\$200.00	0	\$20.00	\$0.00	2	\$20.00	\$40.00	2	\$20.00	\$40.00	5	\$20.00	\$100.00
13	INTERRUPTOR	PZA	1	\$18.00	\$18.00	9	\$18.00	\$80.00	0	\$18.00	\$0.00	1	\$180.00	\$180.00	0	\$18.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00
14	ACCESORIOS PARA INSTALACIÓN	LOTE	1	\$60.00	\$60.00	1	\$290.00	\$290.00	1	\$50.00	\$50.00	1	\$180.00	\$180.00	1	\$180.00	\$180.00	0	\$0.00	\$0.00
15	BOMBA VERTICAL DE POZO	EQ	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	1	\$14,000.00	\$14,000.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00
16	BOMBARDERA	EQ	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	1	\$21,000.00	\$21,000.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00
17	RAJO TRANSRECEPTOR	EQ	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	1	\$11,000.00	\$11,000.00	0	\$0.00	\$0.00
18	ENERGIZADOR DE CERCA ELÉCTRICA	EQ	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	1	\$7,000.00	\$7,000.00	0	\$0.00	\$0.00
19	INVERSOR	EQ	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	1	\$20,000.00	\$20,000.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00
20			0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00	0	\$0.00	\$0.00
SUBTOTAL EQUIPO:				\$10,280.00		\$48,805.00		\$87,520.00		\$32,980.00		\$30,500.00		\$12,418.00						
NUMERO DE SISTEMAS:				3		1		1		1		1		1						
QUANTOS DE INSTALACIÓN (INCLUYENDO VIÁTICOS):				\$1,000.00	\$3,000.00	1	\$1,000.00	\$1,000.00	1	\$1,000.00	\$1,000.00	1	\$1,000.00	\$1,000.00	1	\$1,000.00	\$1,000.00	1	\$1,000.00	\$1,000.00
CAPACITACIÓN AL UNIDARIO				\$500.00	\$500.00	1	\$500.00	\$500.00	1	\$500.00	\$500.00	1	\$500.00	\$500.00	1	\$500.00	\$500.00	1	\$500.00	\$500.00
SERVICIO DE POSTVENTA				\$500.00	\$1,500.00	1	\$500.00	\$500.00	1	\$500.00	\$500.00	1	\$500.00	\$500.00	1	\$500.00	\$500.00	1	\$500.00	\$500.00
SUBTOTAL INSTALACIÓN Y CAPACITACIÓN:				\$3,500.00		\$1,500.00		\$1,500.00		\$1,600.00		\$1,600.00		\$1,500.00						
TOTAL (EN M.N.):				\$36,180.00		\$47,305.00		\$89,020.00		\$34,480.00		\$32,000.00		\$13,918.00						

FUENTES: PROTOCOLOS Y BURNER, LISTAS DE PRECIOS 1994 A 1996

El número total de módulos requeridos es de 35 y las baterías requeridas ascienden a 22, por lo que se refiere a los controladores se utilizará uno para cada sistema, señalando que por la corriente de corto circuito resultante en la iluminación interior, se empleará uno de igual modelo que en los demás sistemas, pero con mayor protección de carga.

Se indican sólo dos tierras físicas, una exclusiva de la bomba de pozo y la segunda que sirve de manera común al resto de los sistemas, debido a las corrientes que generan los paneles (Enriquez, 1990).

Todos los sistemas son unitarios, únicamente se tiene una aplicación que requiere tres sistemas, la iluminación exterior, lo que permite la distribución estratégica (Strong, 1987), además de que los requerimientos de área y soporte son distribuidos en cada sitio, siendo el mayor, el sistema para bombeo con 130 Kg de peso, distribuido en 18.22 m², lo cual no representa una carga estructural muy grande (7.135 Kg/ m²). El banco de baterías se instala en tierra (excepto en los postes de iluminación), por lo que no representa una carga significativa para las estructuras de la bodega y la casa principal de la granja donde se instalan (ver fig. 2.a)

Es importante señalar que el área total requerida por los módulos es de 35.68 metros cuadrados, lo cual significaría que se tienen 0.598 watts por metro cuadrado de potencia y 62.987 kilowatts-hora al año por metro cuadrado de energía, considerando una insolación de 5 KWh/m² en el sitio, que es la mínima determinada en el diseño.

Lo anterior demuestra que en una área reducida es posible obtener energía suficiente para sustentar la energía requerida en la granja.

4.2 Evaluación económica.

El costo de inversión del proyecto, obtenido de la suma de los subtotales de equipo (\$ 241,765.00 pesos) y de instalación (\$ 11,000.00 pesos), asciende a \$ 252,765.00 pesos y el servicio anual de inspección y limpieza es de \$ 4,000.00 pesos, estas cantidades, indicadas en la tabla T 4.7, serán la base del análisis del costo del ciclo de vida útil CCVU, además de incluirse el cambio de las 23 baterías de la granja, programado para el año diez de la vida útil del sistema.

Es importante señalar que los costos obtenidos por el material, consideran el transporte y el pago de los derechos aduanales, así mismo se determinó un trato preferencial a esta mercancía, por dos razones, la primera es que toda proviene de los Estados Unidos, lo que la hace participe de los beneficios del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y la segunda es que las fracciones arancelarias de los equipos solares y de las baterías de ciclo profundo están exentas de pago agregado a la mercancía (ad valorem). (Ley de Impuesto Aduanal, 1995).

En otras palabras, si los módulos solares provinieran de Europa o Asia, el pago de los derechos aduanales se estimarían con base en la suma del valor de los equipos y el transporte, en el caso de Norteamérica, solamente se considera el valor de los equipos; aunque esta situación puede cambiar conforme se establezcan nuevos tratados comerciales.

Los ciclos de vida de las tres tecnologías comparadas, están considerados a veinte años, debido a que la recomendación de los fabricantes de equipos, tanto de la planta de gasolina, como de la subestación rural (Honda, 1996 y Matimsa, 1996); así mismo, los Laboratorios Sandia toman este periodo como para estimar los cálculos de CCVU, con base en la vida útil mínima que los mismos laboratorios aplican a los sistemas fotovoltaicos.

Es importante señalar que en los cuadros de cálculo de CCVU se han realizado conforme a lo establecido en la sección 3.4, describiéndose en la tabla T 4.8 el cálculo del generador de gasolina, donde destaca el alto costo de la energía por combustible y la transportación de este, señalando que no se ha añadido ningún tipo de seguro por accidente, ya sea derrame o incendio.

Únicamente se prevé el cambio de las baterías, dentro de los equipos que constituyen la planta solar, debido a que el resto de estos tienen vidas útiles iguales o mayores a veinte años (Laboratorios Sandia, 1995), a diferencia de las otras dos opciones, donde se requieren de refacciones periódicas, sobre todo en el caso de la planta de gasolina, la cual sólo tiene año y medio de garantía (Honda, 1996).

Así mismo se señalan las diferentes reconstrucciones del generador, haciendo notar que en algunas ocasiones, las refacciones utilizadas, sobre todo al final de la vida útil no son precisamente las originales de fábrica, debido a la obsolescencia de los equipos (Honda, 1996).

El cálculo del CCVU para la subestación rural conectada a la red eléctrica se describe en la tabla T 4.10, de la cual destaca el costo de la instalación, el cual incluye además de la obra en sí, la gestoría y costo de la solicitud de presupuesto, este costo llega a ser mayor que el de todo el equipo (Matimsa, 1996).

También es notorio el bajo costo de la energía por tarifa eléctrica (tarifa 2), (CFE, 1999), en este punto es muy importante señalar que sí el análisis de rentabilidad se realizara únicamente con este dato, cualquier proyecto fotovoltaico no sería atractivo, lo que en muchos casos ha sido motivo para no aplicar la tecnología solar.

Las tablas T 4.9 y T 4.11, muestran los cálculos realizados para el generador fotovoltaico, con base en las tasas indicadas, tanto para el caso del generador de gasolina, como para la subestación rural, con el fin de hacer un comparativo con ambas en circunstancias similares.

Se puede observar en la tabla de análisis T 4.12, como en ambos casos el resultado fue el mismo para la tecnología solar, esto debido a que la diferencia en los cálculos estriba en la tasa de inflación de la energía, ya sea combustible o electricidad.

También se hace notar en la tabla T 4.12 que existen dos potencias y cantidades de energía generada por el sistema fotovoltaico, debido a que este varía con base en la insolación (Laboratorios Sandia, 1995), aclarando que aún con la insolación mínima que implica parámetros energéticos menores a los que rinde la planta de gasolina, se cubren los requerimientos energéticos de la granja.

No se consideran la potencia y energía de la red, ya que esta depende de un generador mucho mayor al de las fuentes locales y por lo tanto sería una comparación muy desequilibrada, además de que la red surtiría la energía requerida en cualquier rango.

La diferencia final de la estimación del valor presente en los costos de ciclos de vida útil (CCVU), para las tres tecnologías, muestra que el generador fotovoltaico, es de 4.14% menor que el generador de gasolina y 7.96% menos que la subestación rural conectada a la red eléctrica. Aún cuando el costo de inversión de la planta fotovoltaica es el doble de la subestación rural y casi 21 veces mayor que la planta de gasolina, las estimaciones del CCVU, indican un mayor atractivo económico de la energía solar.

Por otra parte, las tablas T 4.13 y T 4.14 muestran las hojas de cálculo del análisis incremental de las tecnologías, considerando el mismo cálculo programado en el costo de ciclo de vida útil (CCVU), estas hojas incluyen las diferencias de cada parte indicada en la fórmula F 3.39, además de que las tasas de descuento y de energía son iguales como es señalado en la sección 3.4; las cifras entre paréntesis tienen signo negativo.

La tabla T 4.15 presenta el cuadro de resultados del análisis incremental, mostrando las inversiones de cada tecnología, el valor presente total de los costos, el valor presente neto (VPN), la relación beneficio - costo (RBC) y la estimación de la Tasa Interna de Retorno (TIR). El desglose de los costos y los componentes de la inversión se muestran en las hojas de cálculo y la

tabla T 4.12. Como se indicó en la sección 3.4, no se estimaron las RBC y TIR de las opciones en particular por representar solo costos, además de que los resultados aritméticos son exagerados y en términos prácticos no aplicables de acuerdo con la teoría económica (Blank, 1987).

Es importante señalar que el estudio económico de las tecnologías tiene una diferencia sustancial con respecto a un análisis de inversión convencional, debido a que este último busca obtener un margen de ganancia para su rentabilidad; en el caso de la implementación de un sistema de energía el objetivo fundamental es que sea lo menos oneroso en su instalación y operación durante el mayor tiempo de vida útil posible, siendo el valor presente neto (VPN) de las opciones a considerar el parámetro de decisión principal (Laboratorios Sandia, 1995).

Con base en la observación anterior se describen los resultados del análisis incremental (T 4.15), que inicialmente muestra una diferencia de -\$239,295 en la inversión del equipo fotovoltaico con respecto al generador de gasolina, un valor presente de \$253,388 en los costos, lo que da como resultado un Valor Presente Neto de \$14,093 por lo que es posible esperar un ahorro al implementar el sistema fotovoltaico.

La RBC obtenida en el análisis incremental entre el sistema fotovoltaico y el generador de gasolina es de 1.058, por lo que se reafirma la factibilidad del fotovoltaico, recordando que la teoría económica señala que una opción es viable al tener una RBC mayor o igual a uno (Blank, 1987). La TIR estimada para este caso es de 3.74%, siendo inferior a la tasa de descuento límite del CCVU (4.2%) y superior a la tasa límite de la energía (3.4%) indicadas en la tabla T 3.1 donde se exponen las tasas donde deja de ser atractiva la opción fotovoltaica.

En el segundo análisis incremental, que refiere al equipo fotovoltaico con la subestación conectada a la red eléctrica convencional se observa una diferencia de \$33,135 en la inversión y un resultado de -\$5,824 entre los costos, por lo que el Valor Presente Neto en este caso es de \$27,310, por lo que muestra que existe un ahorro en la aplicación del sistema fotovoltaico con respecto a la red eléctrica rural.

Sin embargo en este segundo análisis incremental se tiene una RBC de 0.175 y una TIR estimada de -6.22% (que al ser negativa se considera cero (Blank, 1987)), la cual es inferior a las dos tasas límite mostradas en la tabla T 3.1 (4% de descuento y 0% de energía), por lo que se podría concluir que la opción fotovoltaica no es mejor que la red eléctrica, sin embargo cabe recordar que el principal criterio es la diferencia del Valor Presente Neto, puesto que se trata de justificar a las tecnologías por medio de ahorros, y al ser positiva la diferencia en este caso a favor de la opción fotovoltaica se considera más recomendable que la red eléctrica. Además cabe señalar que si el ahorro se presentara en los costos no en la inversión, los resultados serían más congruentes.

Se podría considerar a las tasas expuestas en la tabla T 3.1 como una base para determinar la Tasa de Retorno Mínima Atractiva (TREMA) de cada opción tecnológica, debido a que son el límite en que se tiene un Valor Presente Neto más atractivo del sistema fotovoltaico sobre las demás alternativas, sin embargo esto no es del todo exacto, ya que el cálculo de las tasas para el Costo del Ciclo de Vida Útil tiene por objeto aplicar solamente el margen sobre la inflación, esto es, tasas pequeñas favorables a un inversionista que instala un negocio (que busca reducir sus costos operativos) y no la tasa de inversión en su totalidad como en el caso de un análisis convencional que involucra tasas grandes favorables a un ahorrador bancario (que busca el mayor rendimiento de sus depósitos) (Laboratorios Sandia, 1995). Esto se explica al observar el comportamiento de los factores de anualidad y valor futuro a periodos iguales (ver fórmulas F 3.37 y F 3.38) (Blank, 1987).

Con base en la teoría económica la propuesta fotovoltaica no sería del todo atractiva debido a que las tasas internas de retomo del análisis incremental son en su mayoría menores a las tasas de retomo mínimas atractivas (Blank, 1987), pero se debe recordar que la estimación se realizó con base en el objetivo del consumo de energía propio, sin contemplar valores de rescate o utilidades por la venta de energía (Laboratorios Sandia, 1995).

T 4.8 HOJA DE CÁLCULO CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU)

GENERADOR DE GASOLINA

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:

GRANJA DE AVESTRUCES

GENERADOR DE GASOLINA

PARÁMETROS ECONÓMICOS.

AÑOS DE VIDA ÚTIL	20		
TASA DE INVERSIÓN	25.88%		
TASA DE INFLACIÓN GENERAL	18.54%		
TASA DE INFLACIÓN DEL COMBUSTIBLE	14.00%		
TASA DE DESCUENTO NETO	7.34%	P/A	4.1193
INFLACIÓN DIFERENCIAL DEL COMBUSTIBLE	4.54%	P/A COMB	1.7356
TASA COMBUSTIBLE	2.80%		

		AÑO X DENTRO DEL PERÍODO	PERÍODO DE VIDA ÚTIL	CANTIDAD	FACTOR DE VALOR PRESENTE	MONTO DEL VALOR PRESENTE
COSTO DEL EQUIPO				\$11,570.00	1	\$11,570.00
CAPITAL PARA INSTALAR EL EQUIPO				\$1,000.00	1	\$1,000.00
						SUBTOTAL
						\$12,570.00
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO AFINACIÓN	APLICA	20		\$1,000.00	10.3237	\$10,323.69
MANO DE OBRA	APLICA	20		\$500.00	10.3237	\$5,161.84
TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE	APLICA	20		\$2,000.00	10.3237	\$20,647.37
SEGURO	NO APLICA	20		\$0.00	10.3237	\$0.00
FIANZA	NO APLICA	20		\$0.00	10.3237	\$0.00
						SUBTOTAL
						\$36,132.90
COSTOS DE ENERGÍA						
COMBUSTIBLE DE GENERADOR (11 lts/d)	APLICA	20		\$17,666.00	15.1834	\$267,876.82
						\$0.00
OTROS						\$0.00
						SUBTOTAL
						\$267,876.82
REPARACIONES, RÉPUESTOS Y RECÁMBIOS						
BANCO DE BATERÍAS	NO APLICA	8		\$0.00	0.5876	\$0.00
BANCO DE BATERÍAS	NO APLICA	16		\$0.00	0.3222	\$0.00
BANCO DE BATERÍAS	NO APLICA	1		\$0.00	0.9317	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	APLICA	5		\$500.00	0.7019	\$350.96
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	APLICA	10		\$500.00	0.4927	\$246.35
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	APLICA	15		\$500.00	0.3458	\$172.92
PROTECCIÓN ELÉCTRICA	APLICA	1		\$300.00	0.9317	\$279.50
TIERRA FÍSICA	NO APLICA	1		\$0.00	0.9317	\$0.00
MISCELÁNEOS 1	APLICA	5		\$800.00	0.7019	\$561.54
MISCELÁNEOS 2	APLICA	10		\$800.00	0.4927	\$394.16
						SUBTOTAL
						\$2,005.44
POTENCIA DEL GENERADOR Kw			2.3			
GENERACIÓN ANUAL kWh				4197.5		
						COSTO TOTAL CICLO V. ÚTIL
						\$318,585.17

FUENTES: BOLETÍN PEMEX-PMI MAYO/1998 Y EL FINANCIERO 28/MARZO/1999.

T 4.9 HOJA DE CÁLCULO CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU)

PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:

PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

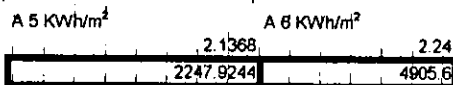
GRANJA DE AVESTRUCES

PARÁMETROS ECONÓMICOS (MISMOS QUE LOS DEL CÁLCULO DEL GENERADOR A GASOLINA).

AÑOS DE VIDA ÚTIL	20
TASA DE INVERSIÓN	25.88%
TASA DE INFLACIÓN GENERAL	18.54%
TASA DE INFLACIÓN DEL COMBUSTIBLE	14.00%
TASA DE DESCUENTO NETO	7.34%
INFLACIÓN DIFERENCIAL DEL COMBUSTIBLE	4.54%
TASA COMBUSTIBLE	2.80%

P/A	4.1193
P/A COMB	1.7356

		AÑO X DENTRO DEL PERIODO	PERIODO DE VIDA ÚTIL	CANTIDAD	FACTOR DE VALOR PRESENTE	MONTO DEL VALOR PRESENTE
COSTO DEL EQUIPO						
CAPITAL PARA INSTALAR EL EQUIPO				\$240,865.00	1	\$240,865.00
				\$11,000.00	1	\$11,000.00
						SUBTOTAL
						\$251,865.00
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		NO APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
MANO DE OBRA: AFINACIÓN		NO APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
INSPECCIONES ANUALES		APLICA	20	\$4,000.00	10.3237	\$41,294.75
SEGURO		NO APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
FIANZA		NO APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
						SUBTOTAL
						\$41,294.75
COSTOS DE ENERGÍA						
COMBUSTIBLE DE GENERADOR		NO APLICA	20	\$0.00	15.1634	\$0.00
TASA DE DESCUENTO DIF. INF.-COMB.						\$0.00
OTROS						\$0.00
						SUBTOTAL
						\$0.00
REPARACIONES, REPUESTOS Y RECÁMBIOS						
BANCO DE BATERÍAS		APLICA	10	\$23,000.00	0.4927	\$11,332.20
BANCO DE BATERÍAS		NO APLICA	16	\$0.00	0.3222	\$0.00
BANCO DE BATERÍAS		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR		NO APLICA	5	\$0.00	0.7019	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR		NO APLICA	10	\$0.00	0.4927	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR		NO APLICA	15	\$0.00	0.3458	\$0.00
PROTECCIÓN ELÉCTRICA		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
TIERRA FÍSICA		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
MISCELÁNEOS 1		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
MISCELÁNEOS 2		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
						SUBTOTAL
						\$11,332.20
POTENCIA DEL GENERADOR Kw						
GENERACIÓN ANUAL kWh						



FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, SANDIA LABS 1995 Y EL FINANCIERO 28/MARZO/1999.

T 4.10 HOJA DE CÁLCULO CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU)

SUBESTACIÓN PARA RED ELÉCTRICA RURAL

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:

GRANJA DE AVESTRUCES

RED ELÉCTRICA RURAL 13 KV, 15 Km

PARÁMETROS ECONÓMICOS.

AÑOS DE VIDA ÚTIL	20		
TASA DE INVERSIÓN	25.88%		
TASA DE INFLACIÓN GENERAL	18.54%		
TASA DE CRECIMIENTO TARIFA 2	17.47%		
TASA DE DESCUENTO NETO	7.34%	P/A	4.1193
INFLACIÓN DIFERENCIAL ELÉCTRICA	1.07%	P/A COMB	3.3714
TASA APLICADA A LA ELÉCTRICIDAD	6.27%		

COSTO DEL EQUIPO		AÑO X DENTRO DEL PERÍODO	PERIODO DE VIDA ÚTIL	CANTIDAD	FACTOR DE VALOR PRESENTE	MONTO DEL VALOR PRESENTE
CAPITAL PARA INSTALAR EL EQUIPO				\$120,000.00	1	\$120,000.00
				\$165,000.00	1	\$165,000.00
						SUBTOTAL
						\$285,000.00
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	APLICA	20		\$2,000.00	10.3237	\$20,647.37
MANO DE OBRA: AFINACIÓN	NO APLICA	20		\$0.00	10.3237	\$0.00
INSPECCIONES ANUALES	NO APLICA	20		\$0.00	10.3237	\$0.00
SEGURO	NO APLICA	20		\$0.00	10.3237	\$0.00
FIANZA	NO APLICA	20		\$0.00	10.3237	\$0.00
						SUBTOTAL
						\$20,647.37
COSTOS DE ENERGÍA						
PAGO POR TARIFA ELÉCTRICA T-2	APLICA	20		\$1,988.29	11.2272	\$22,322.91
						\$0.00
OTROS						\$0.00
						SUBTOTAL
						\$22,322.91
REPARACIONES, REPUESTOS Y RECAMBIOS						
		0		\$0.00	1.0000	\$0.00
		0		\$0.00	1.0000	\$0.00
		0		\$0.00	1.0000	\$0.00
		0		\$0.00	1.0000	\$0.00
		0		\$0.00	1.0000	\$0.00
		0		\$0.00	1.0000	\$0.00
CAMBIO DE ACEITE TRANSFORMADOR	APLICA	15		\$3,000.00	0.3458	\$1,037.53
PROTECCIÓN ELÉCTRICA	NO APLICA	0		\$0.00	1.0000	\$0.00
TIERRA FÍSICA	NO APLICA	0		\$0.00	1.0000	\$0.00
		0		\$0.00	1.0000	\$0.00
MISCELÁNEOS	APLICA	1		\$3,000.00	0.9317	\$2,794.99
						SUBTOTAL
						\$3,832.52
GENERACIÓN ANUAL KWh				2247.92443		
						COSTO TOTAL CICLO V. ÚTIL
						\$331,802.80

FUENTES: MANUAL DE EQUIPO MATMSA, PÁGINA DE INTERNET CFE ABRIL/1999 Y EL FINANCIERO 28/MARZO/1999.

T 4.11 HOJA DE CÁLCULO CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU)

PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:

PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

GRANJA DE AVESTRUCCES

PARÁMETROS ECONÓMICOS (MISMO QUE LOS DEL CÁLCULO PARA SUBESTACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA).

		AÑOS DE VIDA ÚTIL				
		20				
		25.88%				
		18.54%				
		17.47%				
		7.34%				
		1.07%		P/A	4.1193	
		6.27%		P/A COMB	3.3714	
		AÑO X DENTRO DEL PERÍODO	PERÍODO DE VIDA ÚTIL	CANTIDAD	FACTOR DE VALOR PRESENTE	MONTO DEL VALOR PRESENTE
COSTO DEL EQUIPO						
CAPITAL PARA INSTALAR EL EQUIPO						
				\$240,865.00	1	\$240,865.00
				\$11,000.00	1	\$11,000.00
						SUBTOTAL
						\$251,865.00
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		NO APLICA				
MANO DE OBRA: AFINACIÓN		NO APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
INSPECCIONES ANUALES		APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
SEGURO		NO APLICA	20	\$4,000.00	10.3237	\$41,294.75
FIANZA		NO APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
			20	\$0.00	10.3237	\$0.00
						SUBTOTAL
						\$41,294.75
COSTOS DE ENERGÍA						
PAGÓ POR TARIFA ELÉCTRICA T-2		NO APLICA	20	\$0.00	11.2272	\$0.00
						\$0.00
OTROS						\$0.00
						\$0.00
						SUBTOTAL
						\$0.00
REPARACIONES, REPUESTOS Y RECÁMBIOS						
BANCO DE BATERÍAS		APLICA	10	\$23,000.00	0.4927	\$11,332.20
BANCO DE BATERÍAS		NO APLICA	20	\$0.00	0.2428	\$0.00
BANCO DE BATERÍAS		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR		NO APLICA	5	\$0.00	0.7019	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR		NO APLICA	10	\$0.00	0.4927	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR		NO APLICA	15	\$0.00	0.3458	\$0.00
PROTECCIÓN ELÉCTRICA		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
TIERRA FÍSICA		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
MISCELÁNEOS 1		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
MISCELÁNEOS 2		NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
						SUBTOTAL
						\$11,332.20
POTENCIA DEL GENERADOR Kw						
GENERACIÓN ANUAL KWh						
		A 5 KWh/m ²	2.1368	A 6 KWh/m ²	2.24	
			2247.9244		4905.6	
						SUBTOTAL
						\$304,491.95
						COSTO TOTAL CICLO V. ÚTIL

FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, SANDIA LABS 1995 Y EL FINANCIERO 28/MARZO/1999.

T 4.12 ANÁLISIS DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA ÚTIL A VALOR PRESENTE (CCVU)

	GENERADOR GASOLINA	FOTOVOLTÁICO	RED ELÉCTRICA 15 Km
COSTO DEL EQUIPO	\$11,570.00	\$240,865.00	\$120,000.00
CAPITAL PARA INSTALAR EL EQUIPO	\$1,000.00	\$11,000.00	\$165,000.00
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO AFINACIÓN	\$10,323.69	\$0.00	\$20,647.37
MANO DE OBRA	\$5,161.84	\$0.00	\$0.00
TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE	\$20,647.37	\$0.00	\$0.00
INSPECCIÓN ANUAL	\$0.00	\$41,294.75	\$0.00
COSTO DE ENERGÍA	\$267,876.82	\$0.00	\$22,322.91
CAMBIO DE ACEITE TRANSFORMADOR	\$0.00	\$0.00	\$1,037.53
BANCO DE BATERIAS	\$0.00	\$11,332.20	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	\$360.96	\$0.00	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	\$246.35	\$0.00	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	\$172.92	\$0.00	\$0.00
PROTECCIÓN ELÉCTRICA	\$279.50	\$0.00	\$0.00
MISCELÁNEOS 1 (REFACCIONES)	\$561.54	\$0.00	\$2,794.99
MISCELÁNEOS 2 (LUBRICANTES)	\$394.16	\$0.00	\$0.00
TOTAL	\$318,585.17	\$304,491.95	\$331,802.90

		SOLAR 5 kWh/m ²	SOLAR 6 kWh/m ²
POTENCIA DEL GENERADOR Kw	2.3	2.1368	2.24
GENERACIÓN ANUAL kWh	4197.5	2247.9244	4905.6

PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL ANÁLISIS CCVU.	GENERADOR GASOLINA	RED ELÉCTRICA 15 Km
AÑOS DE VIDA ÚTIL	20	20
TASA DE INVERSIÓN	25.88%	25.88%
TASA DE INFLACIÓN GENERAL	18.54%	18.54%
TASA DE INFLACIÓN DEL COMBUSTIBLE O ELECTRICIDAD	14.00%	17.47%
TASA DE DESCUENTO NETO	7.34%	7.34%
INFLACIÓN DIFERENCIAL DE ENERGÍA	4.54%	1.07%
TASA COMBUSTIBLE O TARIFA ELÉCTRICA	2.80%	6.27%

FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTÁICOS, SANDIA LABS 1995, EL FINANCIERO 28/MARZO/1999, PEMEX-PMI MAYO/1998 Y PÁGINA INTERNET CÉF ABRIL/1999.

T 4.13 HOJA DE CÁLCULO

ANÁLISIS INCREMENTAL FOTOVOLTAICO - GENERADOR DE GASOLINA

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:

GRANJA DE AVESTRUCCES

FOTOVOLTAICO-GENERADOR DE GASOLINA

PARÁMETROS ECONÓMICOS (MISMOS QUE LOS DEL CÁLCULO PARA EL GENERADOR DE GASOLINA).

AÑOS DE VIDA ÚTIL	20		
TASA DE INVERSIÓN	25.88%		
TASA DE INFLACIÓN GENERAL	18.54%		
TASA DE CRECIMIENTO DE LA ENERGÍA	14.00%		
TASA DE DESCUENTO NETO	7.34%	P/A	4.1193
INFLACIÓN DIFERENCIAL	4.54%	P/A COMB	1.7356
TASA APLICADA A LA ENERGÍA	2.80%		

		AÑO X DENTRO DEL PERIODO	PERIODO DE VIDA ÚTIL	CANTIDAD	FACTOR DE VALOR PRESENTE	MONTO DEL VALOR PRESENTE
COSTO DEL EQUIPO				(\$229,295.00)	1	(\$229,295.00)
CAPITAL PARA INSTALAR EL EQUIPO				(\$10,000.00)	1	(\$10,000.00)
						SUBTOTAL
						(\$239,295.00)
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO AFINACIÓN	APLICA	20		\$1,000.00	10.3237	\$10,323.69
MANO DE OBRA	APLICA	20		\$500.00	10.3237	\$5,161.84
TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE	APLICA	20		\$2,000.00	10.3237	\$20,647.37
INSPECCIONES ANUALES	APLICA	20		(\$4,000.00)	10.3237	(\$41,294.75)
FIANZA	NO APLICA	20		\$0.00	10.3237	\$0.00
						SUBTOTAL
						(\$5,161.84)
COSTOS DE ENERGÍA						
COMBUSTIBLE DE GENERADOR (11 lit/d)	APLICA	20		\$17,666.00	15.1634	\$267,876.82
						\$0.00
OTROS						\$0.00
						SUBTOTAL
						\$267,876.82
REPARACIONES, REPUESTOS Y RECAMBIOS						
BANCO DE BATERÍAS	APLICA	10		(\$23,000.00)	0.4927	(\$11,332.20)
BANCO DE BATERÍAS	NO APLICA	0		\$0.00	1.0000	\$0.00
BANCO DE BATERÍAS	NO APLICA	0		\$0.00	1.0000	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	APLICA	5		\$300.00	0.7019	\$350.96
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	APLICA	10		\$300.00	0.4927	\$246.35
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	APLICA	15		\$300.00	0.3458	\$172.92
PROTECCIÓN ELÉCTRICA	APLICA	1		\$300.00	0.9317	\$279.50
TIERRA FÍSICA	NO APLICA	0		\$0.00	1.0000	\$0.00
MISCELÁNEOS 1	APLICA	5		\$800.00	0.7019	\$561.54
MISCELÁNEOS 2	APLICA	10		\$800.00	0.4927	\$394.16
						SUBTOTAL
						(\$9,326.76)
						VALOR PRESENTE COSTOS
						\$253,388.22
						VALOR PRESENTE NETO
						\$14,093.22

NOTA: LAS CIFRAS ENTRE PARÉNTESIS SON NEGATIVAS.

FUENTES: MANUAL DE EQUIPO MÁTIMSA, PÁGINA DE INTERNET CFE ABRIL/1999 Y EL FINANCIERO 28/MARZO/1999.

T 4.14 HOJA DE CÁLCULO

ANÁLISIS INCREMENTAL FOTOVOLTAICO - RED ELÉCTRICA RURAL

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:

GRANJA DE AVESTRUCES

FOTÓVOLTAICO-SUBESTACIÓN RURAL

PARÁMETROS ECONÓMICOS (MISMOS QUE LOS DEL CÁLCULO PARA SUBESTACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA).

AÑOS DE VIDA ÚTIL		20			
TASA DE INVERSIÓN		25.88%			
TASA DE INFLACIÓN GENERAL		18.54%			
TASA DE CRECIMIENTO DE LA ENERGÍA		17.47%			
TASA DE DESCUENTO NETO		7.34%	P/A	4.1193	
INFLACIÓN DIFERENCIAL ENERGÍA		1.07%	P/A COMB	3.3714	
TASA APLICADA A LA ENERGÍA		6.27%			
			AÑO X DENTRO DEL PERIODO	PERIODO DE VIDA ÚTIL	CANTIDAD
					FACTOR DE VALOR PRESENTE
					MONTO DEL VALOR PRESENTE
COSTO DEL EQUIPO					(\$120,865.00)
CAPITAL PARA INSTALAR EL EQUIPO					\$154,000.00
					SUBTOTAL
					\$33,135.00
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	APLICA	20	\$2,000.00	10.3237	\$20,647.37
MANO DE OBRA: AFINACIÓN	NO APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
INSPECCIONES ANUALES	APLICA	20	(\$4,000.00)	10.3237	(\$41,294.75)
SEGURO	NO APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
FIANZA	NO APLICA	20	\$0.00	10.3237	\$0.00
					SUBTOTAL
					(\$20,647.37)
COSTOS DE ENERGÍA	APLICA	20	\$1,988.29	11.2272	\$22,322.91
					\$0.00
OTROS					\$0.00
					SUBTOTAL
					\$22,322.91
REPARACIONES, REPUESTOS Y RECÁMBIOS					
BANCO DE BATERÍAS	APLICA	10	(\$23,000.00)	0.4927	(\$11,332.20)
BANCO DE BATERÍAS	NO APLICA	20	\$0.00	0.2428	\$0.00
BANCO DE BATERÍAS	NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	NO APLICA	5	\$0.00	0.7019	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	NO APLICA	10	\$0.00	0.4927	\$0.00
RECONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	APLICA	15	\$3,000.00	0.3458	\$1,037.53
PROTECCIÓN ELÉCTRICA	NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
TIERRA FÍSICA	NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
MISCELÁNEOS 1	APLICA	1	\$3,000.00	0.9317	\$2,794.99
MISCELÁNEOS 2	NO APLICA	1	\$0.00	0.9317	\$0.00
					SUBTOTAL
					(\$7,498.68)
					VALOR PRESENTE COSTOS
					(\$5,824.15)
					VALOR PRESENTE NETO
					\$27,310.85

NOTA: LAS CIFRAS ENTRE PARÉNTESIS SON NEGATIVAS

FUENTES: MANUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, SANDIA LABS 1995 Y EL FINANCIERO 28/MARZO/1999.

T 4.16 RESULTADOS ANÁLISIS INCREMENTAL

	SOLAR FOTOVOLTAICO	GENERADOR GASOLINA	RED ELÉCTRICA 15 Km	INCREMENTAL SOLAR - GEN. GASOLINA	INCREMENTAL SOLAR - RED ELÉCTRICA
INVERSIÓN	(\$251,865.00)	(\$12,570.00)	(\$285,000.00)	(\$239,295.00)	\$33,135.00
VALOR PRESENTE COSTOS	(\$52,626.95)	(\$306,015.17)	(\$46,802.80)	\$253,388.22	(\$5,824.15)
VALOR PRESENTE NETO	(\$304,491.95)	(\$318,585.17)	(\$331,802.80)	\$14,093.22	\$27,310.85
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	0	0	0	1.058894763	0.175770294
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	0.00%	0.00%	0.00%	3.74%	-6.22%

NOTA: LAS CIFRAS ENTRE PARÉNTESIS SON NEGATIVAS

FUENTE: BLANK, INGENIERÍA ECONÓMICA, 1987.

El pago del sistema de energía se contempla en los costos operativos totales de la granja (la energía generada no se vende al exterior), expresados en el cálculo del precio de los productos derivados de la ricultura, estando este fuera del alcance del presente trabajo. El análisis incremental realizado muestra básicamente lo mismo que el Costo del Ciclo de Vida Útil en cuanto al mayor atractivo de la tecnología fotovoltaica con respecto a las demás, de acuerdo con el Valor Presente Neto, aún cuando es interesante observar que los parámetros RBC y TIR no apoyan del todo a esta tecnología.

4.3 Indicadores ambientales.

La matriz de impacto ambiental indicada en las tablas T 4.16 y T 4.17, refleja que el mayor impacto ambiental negativo proviene de fuentes tales como el petróleo, carbón y la gasolina; otros como el gas natural, el metanol, etanol, los esquistos bituminosos, la energía nuclear, la geotermia y la hidroelectricidad muestran un moderado impacto negativo (Odum, 1978).

Finalmente la dendroenergía (leña), la energía eólica, la maremotriz y la solar resultaron ser las de un impacto ambiental positivo en su aplicación (INEGI, 1994).

La descripción de los impactos de cada tecnología se basan en lo publicado por el INEGI en las Estadísticas de Medio Ambiente de 1994 (INEGI, 1995).

El primer gran impacto de los combustibles convencionales, radica en el proceso de su extracción, ya que este mismo llega a tener una serie de impactos importantes, tales como los derrames de petróleo en el suelo y cuerpos de agua o las partículas suspendidas en el caso de las minas de carbón; también las gasolinas influyen fuertemente en la atmósfera, ya que sus vapores son percutores de smog fotoquímico (Turk, 1973).

Algunos de los principales efectos que sufre el medio y son posibles de evitar por medio de la energía solar son:

Los anhídridos de azufre (SO_x), al oxidarse y combinarse con agua atmosférica forma lluvia ácida, sus efectos sobre la salud son: irritación de los ojos y el tracto respiratorio, reduce las funciones pulmonares y agrava las enfermedades respiratorias como el asma, la bronquitis crónica y el enfisema, en los materiales aumenta la corrosión de los metales, deteriora controles eléctricos, papeles, textiles, pinturas, materiales de construcción y monumentos; en la vegetación ocasiona lesiones en las hojas y reduce la fotosíntesis (INEGI, 1995).

Los anhídridos de nitrógeno (NO_x), irritan los pulmones, agrava las enfermedades respiratorias y cardiovasculares, provocan desteñimiento en las pinturas y en la vegetación produce la caída prematura de las hojas y la inhibición del crecimiento (INEGI, 1995).

Las partículas suspendidas pueden ser sólidas o líquidas, dentro de un rango de 0.3 a 100 μm , de donde la fracción respirable se considera desde las 10 μm y menores, principalmente polvo, hollín, polen, cemento y elementos metálicos. Sus efectos en la salud son: irritación de vías respiratorias, su acumulación en los pulmones origina enfermedades como la silicosis y la asbestosis, agraven enfermedades como el asma y las cardiovasculares, pueden ser tóxicas dependiendo de su composición química; deteriora los materiales de construcción e interfiere con la fotosíntesis de las plantas (INEGI, 1995).

Los compuestos orgánicos volátiles (COV), constituyen una fuente importante de partículas suspendidas, así como un precursor de smog fotoquímico junto con los anhídridos de nitrógeno y ozono (INEGI, 1995).

**T 4.16 MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL
PARA COMPARACIÓN DE ENERGÉTICOS
(PRIMERA PARTE)**

	CARBÓN	GASOLINA	PETROLEO	METANO Y ETANOL	GAS NATURAL	ESQUISTOS	BITUMINOSOS	HIDROELÉCTRIC	EÓLICA	LEÑA	DESECHOS ORGÁNICOS	NUCLEAR	MAREMOTRIZ	GEOTÉRMICA	SOLAR
ANHIDRIDO CARBÓNOSO-(CO) EN AIRE	-5 4	-5 4	-5 4	-2 4	-5 3	-5 3	-5 3	3 2	5 2	3 3	-9 2	0 0	0 2	10 3	10 4
OZONO-(O ₃) EN AIRE	-4 2	-5 3	-3 2	-5 5	-5 3	-3 3	1 2	5 2	-1 2	0 0	-2 1	2 0	0 0	5 1	0 5
PERÓXIACÉTIL-NITRATO EN AIRE	-5 4	-5 4	-5 4	-5 4	-5 4	-5 4	-5 3	3 12	5 2	-3 2	-3 2	1 2	2 2	5 3	0 10
ANHIDRIDOS NITRÓGENO-(NO _x) EN AIRE	-5 5	-5 5	-5 5	-1 0	-5 5	-5 5	4 3	5 12	5 2	-1 3	-1 -1	1 2	2 2	5 3	0 6
ANHIDRIDOS DE AZUFRE-(SO _x) EN AIRE	-5 5	-5 5	-5 5	-1 0	-5 5	-5 5	4 3	5 12	5 2	-1 3	-1 -1	1 2	2 2	5 3	0 6
HIDROCARBUROS-(HC) EN AIRE	-5 5	-5 5	-5 5	-5 5	-5 5	-5 5	4 3	5 12	5 2	-2 3	-1 0	5 3	15 15	-1 2	0 -2
COMPUESTOS CANCERIGENOS	-3 5	-2 5	-2 5	-2 5	-1 5	-1 3	2 3	5 12	5 2	-1 0	-2 3	-3 4	0 12	2 1	5 1
PLOMO-(Pb) EN AIRE	-2 2	-5 3	-2 3	1 0	0 0	-2 4	2 8	5 2	5 10	1 2	0 1	0 0	0 0	-1 0	0 0
OLOR EN AIRE	-4 5	-4 5	-4 5	-3 3	-5 3	-3 3	-1 9	5 2	5 10	-1 1	5 3	-1 15	0 0	-1 4	0 -5
ÁCIDO SULFURICO-(H ₂ SO ₄) EN AIRE	-3 3	-3 3	-3 3	1 0	-5 3	-4 3	2 12	5 4	5 10	1 2	1 2	0 0	0 0	-1 0	0 0
OTROS ELEMENTOS EN AIRE	-3 5	-3 5	-3 5	-1 1	-2 5	-2 5	1 10	5 1	-5 2	-2 4	-2 3	-3 5	0 9	5 2	0 10
DQB EN AGUA	-3 4	-3 4	-3 5	-3 4	-3 4	-3 5	-5 15	5 25	5 1	-1 1	-5 25	2 5	-3 10	-2 3	5 1
pH DEL AGUA	-3 4	-3 4	-4 5	-2 3	-3 3	-3 4	-4 12	5 4	5 1	-1 1	-2 -2	-2 5	-2 10	-5 2	-5 -15
SÓLIDOS DISUELTOS EN AGUA	-3 5	-2 15	-4 4	0 1	0 0	-3 4	-4 12	5 4	5 1	-2 1	-2 2	-1 5	-3 -5	-3 3	5 -9
SÓLIDOS SUSPENDIDOS EN AGUA	-3 5	-2 15	-4 4	0 1	0 0	-3 4	-4 12	5 4	5 1	-1 1	-1 -1	-1 5	-4 -5	-3 3	-5 -9
TEMPERATURA DEL AGUA	-2 5	-2 10	-2 4	-2 3	-2 3	-4 2	3 8	5 1	5 5	0 1	0 0	-4 5	-5 20	-5 4	-3 -20
METALES EN AGUA	-3 5	-2 15	-5 4	0 5	0 25	0 2	0 0	-5 4	5 20	1 3	0 -9	0 0	0 5	-1 -5	-5 4
GRASAS Y ACEITES EN AGUA	-1 1	-5 -1	-5 3	-1 0	-1 0	-5 0	-2 25	5 1	5 5	0 0	-2 0	0 0	-1 0	-1 0	5 1
CONDUCTIVIDAD EN AGUA	-5 3	-5 15	-5 3	-2 1	-2 1	-5 2	-2 15	5 1	5 5	0 0	-1 1	-1 -1	-2 5	-3 -5	2 -9
TOTAL	-281	-289	-333	-120	-197	-277	-20	130	-34	-52	-60	14	-90	91	

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON BASE EN: ODUM, EUGENE P., "ECOLOGIA", 1978.

**T 4.17 MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL
PARA COMPARACIÓN DE ENERGÉTICOS
(SEGUNDA PARTE)**

	CARBÓN	GASOLINA	PETROLEO	METANO.Y ETANOL	GAS	NATURAL	ESQUISTOS	BITUMINOSOS	HIDROELÉCTRICO	EÓLICA	LEÑA	DESECHOS ORGÁNICOS	NUCLEAR	MAREMOTRIZ	GEOTERMICA	SOLAR
RADIACIÓN EN AGUA	-5	2	2	2	2	2	2	0	5	0	-1	-5	5	-1	5	5
RADIACIÓN EN AIRE	-5	3	3	3	3	3	3	0	5	0	-1	-4	5	-1	5	5
DESECHOS SÓLIDOS RADIATIVOS	-5	-1	-1	0	0	0	-1	0	5	0	-1	-5	5	-1	5	5
RUIDO	-3	-3	-4	-3	-4	-1	-1	-1	-3	1	0	-1	-3	-5	5	5
DESECHOS SÓLIDOS	-5	-2	-5	0	0	-5	-4	-3	-3	-4	-1	-2	0	-5	-2	-2
DESECHOS PELIGROSOS	-5	-3	-5	-3	-2	-3	1	4	-1	-1	-5	-25	2	0	2	2
RIESGO DE ACCIDENTES	-5	-4	-5	-5	-5	-4	-4	-2	-2	-3	-5	-3	-3	-3	-1	-1
ESTÉTICO (PAISAJE)	-5	-5	-5	-3	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-2
USO DEL SUELO	-3	-5	-5	-3	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-2
EUTROFICACIÓN ACCELERADA	-3	0	0	0	0	0	-5	5	0	0	-5	3	-1	-3	5	5
HUNDIMIENTOS	-3	0	-5	0	-5	-5	-5	3	3	3	-1	-4	-4	-4	5	5
INDUCCIÓN DE ACTIVIDAD SÍSMICA	-2	0	-4	0	-4	-1	-4	5	0	1	-1	-3	5	5	5	-5
APLICACIÓN A GRAN ESCALA	5	4	5	2	5	3	4	4	5	3	4	4	4	4	4	4
APLICACIÓN EN ÁREA RURAL	3	3	4	4	1	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
COSTO DE INVERSIÓN	-3	-3	-3	-4	-3	-3	-4	-3	1	1	-4	-4	-4	-4	-4	-4
COSTO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	-4	-3	-4	-5	-3	-4	-4	-1	1	1	-5	-2	-3	-3	-3	-4
COSTO DE PRODUCCIÓN	-3	-3	-2	-5	-1	-3	-2	-3	5	5	-1	-2	-2	-2	-2	-4
GENERACIÓN DE EMPLEOS	3	3	5	2	5	3	4	3	4	4	4	4	4	4	4	3
TOTAL 2	-207	-81	-131	-68	-82	-95	-124	58	59	22	-204	8	-83	112		
TOTAL IMPACTOS	488	350	464	188	279	372	144	188	25	30	264	8	173	203		

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON BASE EN: ODUM, EUGENE P., "ECOLOGÍA", 1978.

El anhídrido carbonoso (CO), es un gas incoloro e inodoro que se combina con la hemoglobina para formar carboxihemoglobina, la cual afecta al sistema nervioso central y provoca cambios funcionales cardíacos y pulmonares, dolores de cabeza, fatiga, somnolencia, fallas respiratorias y la muerte (INEGI, 1995).

Las refinerías petroquímicas desprenden partículas suspendidas al aire, olores, hidrocarburos, NOx y SOx, además de que altera las demandas química y bioquímica de oxígeno (DQB) en el agua y aporta a esta fenoles y cromo, entre otros. El riesgo de accidentes por explosiones e incendios, así como el ruido e impacto visual hacen que se altere en gran medida al medio (INEGI, 1995).

Se observa que en el caso de fuentes aplicadas a las plantas termoeléctricas, existe una alta emisión de contaminantes a la atmósfera, tanto tóxicos como gases de efecto invernadero, también se presenta alta contaminación térmica, debida a los ciclos de enfriamiento de estas plantas, además el impacto de la obra y sus caminos de comunicación generan un severo deterioro en el suelo, propicia el desplazamiento de flora y fauna y afectan gravemente el aspecto estético natural (INEGI, 1995).

En el caso de los caminos de obra y las vías de acceso a las plantas, se debe aclarar que además del impacto al suelo, su construcción genera cantidades importantes de desechos sólidos.

La energía hidroeléctrica influye de manera importante en los ciclos hidrológicos y en la calidad del agua, provocan cambios irreversibles a las poblaciones, flora y fauna cercanas al alterar el perfil geográfico, además de que el riesgo de una ruptura en las cortinas de la presas siempre es latente y el impacto estético de estas es muy notorio (INEGI, 1995).

La energía nuclear tiene impactos similares a los combustibles fósiles, en lo que se refiere a su impacto al medio, que inicia desde su extracción, con la contaminación del agua en las minas con líquidos radionúclidos (por ejemplo Sr-90, Ru-106, Cs-136 y 137) (INEGI, 1995).

Existe en las plantas nucleares la emisión de polvo radiactivo y gases (radionúclidos), impacto en el microclima local por las torres de enfriamiento, productos tóxicos y residuos radiactivos, así como un fuerte impacto visual y lo más importante, un latente riesgo de accidentes como el acontecido en la ciudad de Chernobil el 26 de abril de 1986 cerca de Kiev en Ucrania (IEEE-Spectrum, noviembre/1996).

Los esquistos bituminosos tienen un efecto similar al del petróleo, por otra parte el metanol y etanol impactan significativamente en la atmósfera (Turk, 1973).

La geotermia y la biomasa provocan impactos ambientales sobre la atmósfera y al agua, además de que los recursos geotérmicos no se encuentran disponibles en cualquier zona y requieren de una exploración previa para determinar su potencial (INEGI, 1995).

La dendroenergía (leña), debe ser planeada de manera cuidadosa, previniendo el consumo de leña y la reforestación. Por otra parte, los desechos orgánicos requieren de un tratamiento previo para su uso en la generación eléctrica, el cual es muy costoso y no elimina del todo desechos tóxicos (INEGI, 1995).

La energía maremotriz y la eólica tienen algunos efectos negativos sobre el medio ambiente, principalmente por la alteración del contorno natural de la costa o del terreno y la generación de ruido y estática del generador maremotriz o los aerogeneradores (INEGI, 1995). También se debe de considerar que estas energías y la solar dependen de los perfiles climatológicos y geográficos, por lo que resultan en ser limitantes muy relevantes; la energía solar fotovoltaica es la menos afectada por estos factores, en cualquier punto del planeta, por las características tecnológicas descritas en las secciones 1.2 y 2.2.

La energía solar, ya sea térmica o fotovoltaica, a pesar de que resulta ser la menos negativa sobre el ambiente, tiene efectos negativos desde la extracción de materiales y el proceso de fabricación, hasta algunos derivados de la instalación (Nukem, 1993).

En el caso fotovoltaico, se requiere de silicio para su procesamiento, a pesar de que este se extrae a purzas de hasta el 90%, se requiere refinar para que sea susceptible del proceso de generación de celdas o películas. En la extracción se tiene la emisión de polvo a la atmósfera, así como la contaminación del agua como en cualquier proceso minero, también se altera la sismicidad del sitio de extracción (Nukem, 1993).

En el proceso de refinamiento y generación de las celdas de acuerdo con lo señalado por Telefunken (Nukem, 1993) en la descripción de la fabricación, se requieren de químicos tales como alcoholes, nitrato de calcio, fluoruro de sodio, acetato y acetonas, que se mezclan con el agua de proceso, la cual debe tratarse antes de ser enviada al drenaje.

En el caso del corte de las celdas cristalinas se emplea una sierra de diamante enfriada por agua, la cual colecta diminutos fragmentos de silicio, en otros casos se emplea un láser de neón que evita el uso del agua, pero debe aislarse este por la radiación y riesgo ocular, en este caso sin embargo el riesgo es considerablemente bajo, debido a las precauciones que se toman como norma (Nukem, 1993).

Cabe señalar que las películas de silicio amorfo no desprende muchos de los contaminantes en su proceso, ya que no se emplean acetonas ni resinas epóxicas y el gasto de agua es muy pequeño, de acuerdo con Unisolar (Unisolar, 1996).

El tratamiento que se le da al agua de proceso, por medio de floculación y neutralización, de manera similar al proceso empleado para tratar agua de laboratorios fotográficos que vierten residuos de emulsiones, debido a que los influentes son muy similares en ambos casos (Nukem, 1993).

Como el material de producción de las celdas y películas fotovoltaicas es muy costoso, así como el de los vidrios y polímeros de cubierta, encapsulantes y los marcos y base de aluminio, se han contemplado sistemas de recuperación y reuso de materiales por lo cual se procura su reincorporación en el proceso de fabricación; este reciclaje se hace conforme a las Normas Industriales Alemanas (DIN), con lo que se reduce el material de desecho, señalando que en casi ninguna otra tecnología de generación de energía se realiza esto (Nukem, 1993).

Las normas DIN prevén también que se recicle la pedacería de módulos en fábrica u obsoletos para evitar que fabricantes piratas comercialicen un mal producto al instalarse su operación no sea la adecuada y ponga en duda la confiabilidad de la tecnología fotovoltaica (Nukem, 1993).

Los módulos fotovoltaicos al final de su vida útil (de 20 a 30 años), (Laboratorios Sandia, 1995), es posible reciclar completamente los materiales de estos, para fabricar nuevos equipos, ya que el silicio que ha sufrido una recombinación completa de sus átomos, puede reprocesarse y volver a contaminarse para su uso.

En el caso de las baterías selladas de ciclo profundo, al término de su vida útil, puede reciclar la carcasa y las celdas de carga hechas de plomo, pero se debe disponer del electrolito de ácido gelatinizado en contenedores especiales para su procesamiento, de acuerdo con las normas DIN (Nukem, 1993).

Finalmente se tiene algunos impactos en la obra de instalación, sobre todo en sistemas que se integran a la red eléctrica, que son notorias en el paisaje (McFarling, 1979) y ocupan extensiones de terreno muy grandes, como en el caso de las plantas de California en Estados Unidos, Toledo en España, Fehmarn en Alemania o Arezzo en Italia, según lo publicado en 1994 por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Estados Unidos (IEEE) (IEEE Spectrum, octubre/1994)..

La emisión de contaminantes esta directamente relacionada con el consumo de combustible para la generación eléctrica, de lo cual puede ser estimado de manera directa el consumo de combustible por cada megawatt-hora eléctrico. se puede calcular el número de contaminantes con base en esta cifra (INEGI, 1995).

La tabla T 4.18 muestra las cantidades de combustible y energía generados, así como la razón de metros cúbicos de combustible por un megawatt-hora generado, tomando en cuenta los tres combustibles cuyos índices de emisión son publicados por el INEGI en las Estadísticas del Medio Ambiente de 1994 (INEGI, 1995), estos son combustóleo, gas natural y diesel.

Así mismo la tabla T 4.18, muestran en su último renglón, la cantidad total de contaminantes emitidos a la atmósfera por cada megawatt-hora generado; si se considera que el total de energía generado por el sistema fotovoltaico de la granja es de 2.247 megawatts-hora al año, implica que por su uso se dejan de emitir al año: 48.155 Kg en el caso de generar con combustóleo, 5643.009 Kg para el gas natural y 38.986 Kg en el diesel.

Los contaminantes que se generan con las tecnologías convencionales de generación eléctrica, son causantes de manera importante del deterioro ambiental, con el uso de un generador fotovoltaico se pueden evitar en cierta medida la emisión de estos (Covantes, 1989). La estimación de las cantidades de algunos contaminantes se puede realizar de acuerdo con lo señalado en la sección 3.4, considerando los índices de contaminación para SOx, NOx, partículas suspendidas, compuestos orgánicos volátiles (COV) y anhídrido carbonoso CO, proveniente del combustóleo, gas natural y diesel, dando como resultado las tablas T 4.19 y T 4.20 que muestran las cantidades de estos.

Las cantidades de contaminantes emitidos, estimados con base en el consumo de combustible para generar un megawatt-hora, muestran que en el caso del combustóleo y el diesel destacan los anhídridos de azufre (SOx) y en el caso del gas natural destacan los anhídridos de nitrógeno (NOx).

Así mismo existe una notable diferencia en las unidades de toxicidad emitidas por el gas natural con respecto al combustóleo y al diesel, siendo muy superior a ellos, ya que la cantidad de las unidades del gas natural es 1036 veces mayor que el combustóleo y 664 mayor al diesel.

De lo anterior se puede concluir que a pesar de que el gas natural tiene índices de contaminación menores a los combustibles líquidos, emite mayores cantidades de contaminantes debido a que se utiliza una mayor cantidad de este para la generación eléctrica (Balance Nacional de Energía, 1995).

Con base en este análisis de los indicadores ambientales y el resultado obtenido en la matriz de impacto ambiental T 4.16 y T 4.17, se puede señalar que el generador solar fotovoltaico es de impacto positivo al medio, con la ventaja de evitar emisiones dañinas a la atmósfera.

En consecuencia de los resultados, es muy importante considerar que una de las formas más realistas de conservar la naturaleza es hacerla producir sin destruirla: es decir, obtener los beneficios que los recursos naturales pueden proporcionar sin que esto signifique un deterioro irreversible (Odum, 1978). No todas las comunidades naturales tienen la misma flexibilidad para permitir una explotación racional: algunas pueden ser explotadas con relativa intensidad sin ser destruidas, pero otras sufren serias alteraciones aún bajo presiones de explotación moderadas (Odum, 1978). Para conocer el potencial productivo de una comunidad natural se requiere de un conocimiento biológico y ecológico profundo de su composición, dinámica y productividad de biomasa, que permita determinar cuánto es posible extraer de su flora o de su fauna sin alterar su equilibrio (Odum, 1978).

T 4.18 RENDIMIENTO DE COMBUSTIBLES USADOS EN LA RED ELÉCTRICA

TIPO DE COMBUSTIBLE	COMBUSTOLEO	GAS NATURAL	DIESEL
CONSUMO DE COMBUSTIBLE ANUAL (MILLONES DE m ³)	16.38	4569	0.272
CONSUMO DE COMBUSTIBLE ANUAL (PETACALORIAS)	168.369	44.277	2.495
ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA (MILES DE MWh/año)	67487	18139	718
ENERGÍA GENERADA ANUAL (PETACALORIAS)	58.039	15.6	0.617
EFICIENCIA BRUTA DE CONVERSIÓN	34.89%	35.23%	24.73%
CONSUMO DE COMBUSTIBLE m ³ /MWh	0.243	251.8	0.379
EMISIONES TOTALES DE CONTAMINANTES Kg/año x MWh	21.4311	2511.3525	17.3605

FUENTE: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA, SECRETARÍA DE ENERGÍA 1995.

T 4.19 INDICADORES AMBIENTALES - CONTAMINANTES EMITIDOS
(CON BASE EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA GENERAR UN MWh)

CONTAMINANTES EMITIDOS	COMBUSTOLEO		GAS NATURAL		DIESEL	
	ÍNDICE Kg/m ³	Kg/año	ÍNDICE Kg/m ³	Kg/año	ÍNDICE Kg/m ³	Kg/año
SOx - ÓXIDOS DE AZÚFRE	76	18.468	0.0096	2.41728	42.5	16.1075
NOx - ÓXIDOS DE NITRÓGENO	6.8	1.6038	8.8	2215.84	2.4	0.9096
PARTÍCULAS SUSPENDIDAS	5.38	1.30734	0.48	120.864	0.24	0.09096
COV - COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES	0.154	0.037422	0.044	11.0792	0.066	0.025014
CO - ANHÍDRIDO CARBONOSO	0.06	0.01458	0.64	161.152	0.8	0.2274
EMISIONES TOTALES DE CONTAMINANTES Kg/año x MWh		21.4311		2511.3525		17.3603

FUENTE DE LOS ÍNDICES: ESTADÍSTICAS DEL MEDIO AMBIENTE - INEGI 1994.

T 4.20 INDICADORES AMBIENTALES - TOXICIDAD EMITIDA
(CON BASE EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA GENERAR UN MWh)

TOXICIDAD EMITIDA	UTE POR m ³	COMBUSTOLEO	GAS NATURAL	DIESEL
		UTE/año	UTE/año	UTE/año
SOx - ÓXIDOS DE AZÚFRE	340	82.62	85612	128.86
NOx - ÓXIDOS DE NITRÓGENO	300	72.9	75540	113.7
PARTÍCULAS SUSPENDIDAS	150	36.45	37770	56.85
COV - COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES	800	194.4	201440	303.2
CO - ANHÍDRIDO CARBONOSO	11300	2745.9	2845340	4282.7
EMISIONES TOTALES DE CONTAMINANTES Kg/año x MWh		3132.27	3245702	4885.31

UTE: UNIDAD DE TOXICIDAD EQUIVALENTE (ASOCIADA A CADA CONTAMINANTE)
FUENTE DE LOS ÍNDICES: ESTADÍSTICAS DEL MEDIO AMBIENTE - INEGI 1994.

La ecología, como lo mencionó Pierre Cachán del Politécnico de Nancy, "está en una encrucijada; debe propiciar una verdadera tecnología de la naturaleza que concilie el rigor de las ciencias teóricas las técnicas industriales, con la necesidad de la conservación de la naturaleza que nos rodea, único patrimonio de la humanidad" (Vizcaíno, 1975). Con base en este comentario, la generación de energía por fuentes renovables es una respuesta efectiva a este planteamiento.

Es absolutamente indispensable que los medios de producción sientan el compromiso honesto dentro de sus posibilidades y tomen parte activa en esta responsabilidad mundial; la crisis del medio ambiente perjudica a todos y esta situación puede evolucionar sólo en dos direcciones: la destrucción o la supervivencia de la especie (Vázquez, 1989).

El hecho de considerar a la raticultura, como un medio de producción de alto rendimiento, debido a su requerimiento de espacio reducido y cuya energía puede ser suministrada en su totalidad por energía solar fotovoltaica responde a lo expuesto con anterioridad, en otras palabras es correspondiente al desarrollo sustentable, al generar desarrollo de productos y crecimiento socio-económico, sin comprometer los recursos para el futuro.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES SOBRE LA VIABILIDAD.

Los resultados obtenidos indican que es posible la implementación de un sistema de electrificación por medio de energía solar fotovoltaica para una granja de avestruces.

Es viable la implementación de un sistema fotovoltaico en una granja de avestruces por:

- 1) La confiabilidad operativa del sistema y la independencia de la red, así como el bajo tiempo de obra.
- 2) La ventaja económica demostrada por el estudio de CCVU.
- 3) El impacto ambiental positivo que representa su operación con respecto a otras alternativas.
- 4) La escalabilidad tecnológica a futuro de la instalación al término de la vida útil con las ventajas de un menor precio de instalación de módulos y mejor rendimiento, así como la opción a seguir utilizando los equipos de control, el cableado, protecciones y tierra física ya instalada con anterioridad.

Los comentarios que apoyan estas conclusiones se encuentran las descripciones de factibilidad y efectos al medio ambiente.

5.1 Factibilidad técnica y de obra.

La energía solar fotovoltaica se basa en el concepto modular, con lo que se tiene la opción de crecer conforme las necesidades del usuario aumenten; de igual forma se planea la instalación de sistemas independientes para cada requerimiento en particular, con el fin de que alguna falla no deje sin electricidad a toda una instalación.

Por su parte, la subestación rural requiere del cambio de aceite y mantenimiento al transformador, así como el cambio de algunas protecciones y herrajes que se deterioran por estar a la intemperie.

Así mismo se puede considerar que la confiabilidad del sistema fotovoltaico es mayor debido a que como se mencionó, si existe una falla, la granja entera no sufre la interrupción eléctrica, sólo la parte afectada, lo cual no sucede en las otras opciones, ya que al descomponerse el motor del generador a gasolina o el transformador de la subestación, la falla afecta a todos los sectores de la granja (Espinoza, 1990).

Otro aspecto a la obra de instalación, que se debe señalar, es que no se requiere de personal altamente especializado para el sistema fotovoltaico, así como en el generador de gasolina, no así en el caso de la subestación rural, que requiere de electricistas especializados de la compañía de luz, CFE o un contratista particular para esta (Enríquez, 1990).

El mantenimiento del generador de gasolina debe ser realizado por el distribuidor del equipo o un mecánico especializado (Honda, 1996), esta misma situación se presenta en el caso de la subestación eléctrica, pero para el generador fotovoltaico no se requiere de un equipo especializado, ya que los equipos son eléctrico-electrónicos de estado sólido, libres de mantenimiento, aún las baterías (Photocomm, 1996).

Por otra parte a las personas que de manera directa estarán recibiendo energía del equipo fotovoltaico, se les proporciona capacitación, para que reconozcan sus componentes y operación, con el fin de que puedan realizar alguna reparación eventual, como sustituir fusibles o cables, esto se prevé en los insumos de instalación, dejando un lote extra de piezas; también se indica la

limpieza de la superficie de los módulos, lo cual se lleva a cabo con un trapo humedecido. Aunado a esto se realizan visitas periódicas durante el ciclo de operación para dar seguimiento de mantenimiento predictivo a la instalación (Photocomm, 1996).

Es también una consideración importante que los tiempos de entrega de materiales y equipo, así como de instalación son de lo más cortos en un sistema solar fotovoltaico que en la subestación rural y el generador de gasolina, ya que el tiempo de entrega de materiales para un sistema solar de este tipo tarda dos semanas en el sitio de instalación de acuerdo a Unisolar (Unisolar, 1996) y su tiempo de obra es de una semana en este caso, en el caso del generador de gasolina, el tiempo de entrega es de uno a tres días en el sitio de instalación (Honda, 1996), pero la obra eléctrica tarda un mes, mismo que requiere la subestación rural, pero se deben adicionar las dos semanas de entrega de material y el mes de espera para tramitar la solicitud de presupuesto con CFE o la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLyF), según el área de instalación (Matimsa, 1996).

Todas las ventajas mencionadas son muy notorias, sobre todo en los casos de instalaciones de zonas aisladas, en particular zonas indígenas, debido a que el acceso para mantenimiento o reparación de fallas es muy difícil y costoso (Unisolar, 1996).

La tecnología solar fotovoltaica en los nichos de las comunidades indígenas es muy particular debido a su modo de vida, pero considerando sus necesidades y apoyándose en su cosmogonía hace muy factible su introducción. De acuerdo con el escritor Jaques Soustelle, en su libro "El universo de los aztecas", considera que por su concepción del mundo, los pueblos indígenas han tenido al sol, como una deidad principal desde tiempos prehispánicos. Desde su infancia, los mexicanos oían decir que habían venido al mundo para dar su corazón y su sangre a "nuestra madre y nuestro padre: la Tierra y el Sol" (intonan intota tlaltecuhtli tonatiuh) (Rius, 1986).

Por todo lo anterior es importante señalar que debido a su alta confiabilidad, bajo mantenimiento, autonomía y facilidad de instalación, además de que no requiere de personal especializado para su operación es muy recomendable la aplicación del sistema fotovoltaico en una unidad pecuaria como la granja de avestruces.

5.2 Factibilidad económica.

Es importante señalar que el valor de los módulos solares fotovoltaicos significa el 47.52% del costo total del equipo y las baterías el 9.1%, por lo que entre ambas partidas se obtiene el 56% del total, con lo que se puede estimar que el peso porcentual de estos es muy importante de acuerdo con los datos de la tabla T 4.7.

En buena medida el precio tan elevado de los módulos y las baterías se debe a que son equipo de importación que debe pagar fletes y derechos aduanales, pero cabe aclarar que ambos están exentos de valor agregado por aranceles aduanales (ALADI, 1994), por lo que se acentúa la necesidad de una integración de equipos nacionales, aún cuando existen muchas opciones comerciales por parte de las compañías norteamericanas, alemanas, inglesas y japonesas.

También los equipos especiales, tales como la bomba de pozo, la incubadora, el radio transmisor y los equipos de control de carga son de importación, por lo que esto también repercute en el costo, pero con la aclaración de que existen en México muchas compañías que no solamente ofrecen la venta de los equipos, sino también el servicio y las refacciones (Laboratorios Sandia, 1995).

El costo de la mano de obra y capacitación son muy bajos, debido a que los trabajos de instalación son muy competidos por los pequeños negocios de electricistas, esto mismo se presenta en lo referente al servicio de postventa (Photocomm, 1996).

Aún cuando el costo de inversión del generador fotovoltaico es muy elevado con respecto a los costos del generador de gasolina y la subestación rural para la red eléctrica, su rentabilidad

estimada con base en el CCVU, demuestra que es mayor con respecto al tiempo de vida de cada una (tabla T 4.12).

Con base en el argumento de su mayor rentabilidad y confiabilidad se puede considerar como viable en términos económicos, además de que conforme avanza el tiempo, las incertidumbres a mediano y largo plazo de los precios de los combustibles (que influyen directamente en las tarifas eléctricas), podrían hacer que estos cambiaran de tal forma que podrían llegar a influir en mayor medida en el costo de operación (Potencia, número 10/1997).

Sin embargo, se debe tomar en cuenta que una variación importante en las diferencias que existan en las tasas utilizadas, pueden directamente influir en el resultado, como se mencionó anteriormente.

También se debe recordar que dentro de los márgenes de costo de la carne y artículos producidos en la granja se debe destinar un porcentaje para la amortización de la inversión de los equipos solares, que por mínimo que sea, apoya a la aplicación del sistema (El Financiero, 10/mayo/1998).

En este caso la rentabilidad de la granja en general, se estimará con base en el costo del producto, pero como es una aplicación incipiente, a la fecha, no hay investigaciones que indiquen cuanto influye realmente la implementación fotovoltaica en el precio de los productos de avestruz (El Financiero, 10/mayo/1998).

Es importante remarcar que el sistema en sí es viable en operación y que puede ser una opción real para sitios de alta marginalidad debido a su versatilidad de instalación respecto a las otras opciones tecnológicas y atractivo económico, además de que ya existen proyectos piloto al respecto como el de Rancho Lanzarote en el Estado de México (ver fig. B.a)

5.3 Efectos al medio ambiente.

El papel de la energía solar, como respuesta alternativa, a la demanda mundial de energéticos, ha de revisarse en el contexto de las otras opciones existentes.

El fuerte impacto ambiental negativo que resulta de la obra de tendido de líneas eléctricas, implica degradación de suelos y deforestación (Odum, 1978), este problema no se presenta en el caso de la energía solar fotovoltaica, ya que el generador se instala en el sitio mismo, los requerimientos de suelo no son más allá de un poste o un bastidor, que en muchos casos se instala en las azoteas de acuerdo a las recomendaciones de Sunwize y Photocomm (Sunwize, 1994 y Photocomm, 1996).

El transporte del equipo en el caso de un generador fotovoltaico o de gasolina, se puede realizar en cualquier terreno, incluso por medio de animales de carga o personas a través de caminos de brecha (Unisolar, 1996), sin necesidad de transportes que afecten el entorno, ni realizar obras de terracería o asfaltados, los cuales son necesarios en el caso de obras convencionales de la red eléctrica (Honda, 1996 y Matimsa, 1996).

También, existe una diferencia importante entre los generadores de gasolina y diesel con respecto a los fotovoltaicos, que es la transportación frecuente de combustible.

Por otra parte, como una forma de señalar la importancia que se le ha dado a la energía solar con respecto las otras fuentes, se tiene lo siguiente:

En un análisis datos comparativo se prevé de acuerdo con los datos publicados por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) en 1983 (Rius, 1986), que para el año 2000 los porcentajes de contribución en el mundo occidental serán: el petróleo crudo 40%, gas natural 18%,

carbón 23%, hidroelectricidad 10%, electricidad nuclear 8%, combustibles sintéticos 0.9% y la electricidad solar 0.3%.

Aunque el valor de 0.3% para la electricidad solar puede parecer pequeño, pero representa el mayor incremento relativo en la contribución de las distintas fuentes. Le siguen los combustibles sintéticos y la electricidad nuclear.

El consumo comparado de energía en el mundo entre 1973 y 1983, revela las tendencias de este, considerando cada tipo de fuente, calculado en miles de millones de toneladas equivalentes de carbón (Toe), de acuerdo con lo publicado por la UNAM en 1983 (Rius, 1986), y se presentan de la siguiente forma: petróleo 2835 - 2810, carbón 1480 - 1820, gas natural 1015 - 1290, hidroelectricidad 330 - 470, energía nuclear 50 - 240 y otras 55 - 70.

Con base en las cifras presentadas, se observa que ha existido un crecimiento en el consumo de carbón, gas natural y sobre todo de energía nuclear, a costa de la disminución del consumo de petróleo, justificada por la crisis energética de 1973, pero a pesar de ella, el consumo de energía aumenta en estos diez años, si bien disminuyó el consumo de petróleo (Rius, 1986).

Por lo anterior, se puede considerar que la aportación de la energía solar a la demanda global de energía puede hacerse tan generalizada como la de los sistemas de energía nuclear, si se logra ampliar el intervalo utilizable de radiación electromagnética (Rius 1986).

Los métodos para la utilización de la energía solar (aunque actualmente la investigación se encuentra en una etapa básica) tienen la ventaja, en relación con los procesos de fusión, de proveer un uso controlado de energía solar, como se ha demostrado a lo largo de la historia de la naturaleza en las reacciones fotoquímicas y fotobiológicas (Rius, 1986). A pesar de que aún estén lejanas las aplicaciones extensivas técnicamente de dichas posibilidades, las decisiones al respecto dependerán de las políticas de investigación en los próximos años, como también serán importantes las implicaciones sociales, económicas y políticas, en la elección de las opciones energéticas más viables (Rius, 1986). El factor dominante para el consumo futuro de energía está en razón de la velocidad de crecimiento de la población (Odum, 1978).

El curso de la historia, a partir de la crisis del petróleo, ha demostrado las oscilaciones del interés de los gobiernos por apoyar los proyectos de fuentes alternas de energía y hasta que punto dependen esos mismos gobiernos de las variaciones del precio y del uso del petróleo, que se han convertido en factores de presión política entre los países con reservas y los importadores. Sin embargo, es bien sabido que las fuentes de energía no renovables, como el petróleo, deben sustituirse a mediano o largo plazo (Rius, 1993), principalmente por la conservación del medio, principalmente el impacto ambiental atmosférico.

De acuerdo con lo publicado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (BID-PNUD, 1991), que durante el periodo comprendido entre 1950 y 1980, el anhídrido carbónico y el óxido nitroso constituyeron el 67% de los gases de invernadero, provenientes de fuentes antrópicas, principalmente de la quema de combustibles fósiles, la deforestación por cambios en el uso de suelo y quema de biomasa. El aumento de concentración anual del anhídrido carbónico y el óxido nitroso durante los años ochenta fue de 0.5% y 0.25% respectivamente.

Se ha estimado por el World Resources Institute (WRI) y el PNUD que el porcentaje de gases de invernadero derivados de la generación de energía eléctrica desde 1980 y estimada hacia el año 2030, será del orden de 49%, de los cuales 42% son de manera directa y el resto es indirecta (BID-PNUD, 1991).

De la estimación anterior se determinó que los principales gases de invernadero son: anhídrido carbónico con 35%, óxido nitroso con 4%, metano 4% y el ozono 6% (este último de manera indirecta) (BID-PNUD, 1991).

Con base en lo anterior se puede deducir la importancia de la reducción en las cantidades de gases de invernadero emitidos en la generación de energía, una consideración de impacto ambiental que no solo implica una estrategia contra el calentamiento global, con lo que se puede considerar que las instalaciones fotovoltaicas contribuyen de manera positiva en este sentido.

Por otra parte, de acuerdo con reportes realizados por las universidades de Berlín, Stanford y Yale en 1998, existe la intención de compañías como British Petroleum (BP), de contribuir a la reducción de emisiones de gases de invernadero, particularmente de anhídrido carbónico CO₂, al incrementar sus inversiones en investigación y desarrollo de 100 millones de dólares americanos por año a mil millones por año, además de reducir en un 10% menos sus emisiones de anhídrido carbónico CO₂, para el año 2010 de acuerdo con el acuerdo de Kioto, Japón en 1997 y el llamado del gobierno de los Estados Unidos a fomentar el uso de las energías renovables (IEEE-Spectrum, enero/1999).

El hecho de evitar el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, evita que los contaminantes derivados de estos sean emitidos a la atmósfera; de los cuales se han considerado los más relevantes de acuerdo al INEGI, que son los que se determinaron en las tablas de resultados de los indicadores ambientales (T 4.19 y T 4.20), para SO_x, NO_x, partículas suspendidas, compuestos orgánicos volátiles (COV) y anhídrido carbonoso CO, de los cuales se pueden describir los efectos principales de estos (INEGI, 1994 y Culp, 1987).

Con base en todo lo anterior, se puede considerar que el proyecto de electrificación de la granja de avestruces puede ser altamente benéfico con respecto al impacto ambiental, sobre todo en lo referente a las emisiones atmosféricas por generación, por lo que llega a ser una opción muy recomendable para su implementación.

CONCLUSIONES.

Tecnológicamente es importante señalar que las fuentes alternas de energía no cuentan con el desarrollo de equipos que por si solos puedan generar energía equiparable a las fuentes convencionales, sin embargo son una solución ideal para electrificar zonas remotas o para apoyar el suministro eléctrico en zonas urbanas, ya sea en vialidades, iluminación de inmuebles, bombeo, equipos de seguridad y señalización.

El objetivo del estudio de demostrar la factibilidad real de implementar el sistema fotovoltaico en una granja de avestruces, cubriendo de manera aceptable los requerimientos energéticos de esta, considerando sus aspectos técnicos, de obra, económicos y ambientales.

Actualmente las eficiencias de la energía solar fotovoltaica están en función de los materiales de fabricación, primordialmente el silicio, que a pesar de su abundancia en la corteza terrestre, requiere un delicado proceso de refinamiento, además de que tiene una limitante física, su respuesta a la insolación para convertirla en energía eléctrica es del 60% como máximo, pero para llegar a este límite todavía se aprecia como lejano, puesto que las actuales tecnologías tienen un máximo de 20% de eficiencia de conversión (Mompín, 1986).

Un aspecto importante a favor de la energía solar es la autonomía eléctrica, la cual da como consecuencia autonomía en otros aspectos de la granja, como lo es el cultivo del forraje requerido para los animales. Lo anterior indica que se puede optimizar el aprovechamiento de recursos, lo cual es fundamental en una unidad productiva, más aún si esta se ubica en una zona remota.

Otra base que apoya la viabilidad de la energía solar es su rentabilidad con respecto al tiempo de vida útil del sistema generador con respecto a una planta de gasolina instalada en la planta que depende del consumo de combustible y las refacciones para su reacondicionamiento así como de la red eléctrica convencional, que cobra periódicamente el servicio y el mantenimiento de la subestación.

La diferencia de la rentabilidad entre las tres opciones tecnológicas propuestas da como resultado una mayor ventaja al sistema fotovoltaico al ser 4.14% menor al generador de gasolina y 7.95% menor a la red eléctrica (estimado de la tabla T 4.12).

Otro aspecto considerado, es el impacto ambiental debido a las fuentes alternas, especialmente la solar, que es significativamente menor al ocasionado por las energías convencionales, pero todavía el criterio de la rentabilidad en función únicamente de la capacidad de generación eléctrica.

Es necesario señalar que el uso de una fuente alterna como la solar fotovoltaica en una granja de avestruces, genera un valor agregado a los productos debido a su bajo impacto ambiental.

También es muy relevante el hecho de que no se ha dado un valor económico a los contaminantes con base en los efectos negativos directos de estos con respecto al costo de horas hombre perdidas por enfermedades causadas por estos.

Debido a que el impacto ambiental negativo causado por la energía solar es altamente amortiguable, su viabilidad de aplicación es muy alta con respecto a las tecnologías convencionales.

La sustentabilidad y por consiguiente la viabilidad de la energía solar se puede considerar a partir de la versatilidad de su instalación, nulo consumo de combustibles y agua, así como de un mínimo mantenimiento, con cambios programados para las baterías, además de no requerir personal especializado para su operación y un impacto ambiental positivo en el caso estudiado, ya que se pueden reciclar sus componentes, se integra al aspecto general de la granja y ocupa una

superficie de terreno muy pequeña (35.68 m² dentro de 5 ha), optimizada por el uso de postes y bastidores de azotea.

También es importante señalar que aún cuando el uso de la energía solar no reduce significativamente el consumo de combustibles para la generación eléctrica, sí contribuyen a mitigar los efectos de sus emisiones.

No es posible pensar en que solamente una fuente de energía cubrirá todas las necesidades existentes y futuras, sino que tendrá que ser una combinación de estas con base en la disponibilidad de recursos en cada zona, así como con las mejoras tecnológicas, con las que se pueden obtener mayores eficiencias.

Existen en nuestra legislación los elementos básicos para fomentar la aplicación de las energías no convencionales, pero se pueden mejorar, al considerar una logística fiscal, geográfica y de investigación que permita el desarrollo más eficiente de la electrificación para usos sociales y productivos.

El alcance de este trabajo es específicamente el análisis de la viabilidad de un generador fotovoltaico aplicado en una granja de avestruces, señalando a esta como una actividad pecuaria muy conveniente para ser implementada en zonas remotas y como una fuente de desarrollo para zonas marginadas, no se pretende hacer un estudio extensivo de las granjas de avestruces.

Otra limitación importante del análisis realizado, es que al calcular el Ciclo de Costo de Vida Útil (CCVU) del sistema, es que sólo se realizó un cálculo con base en datos fijos de inflación, Tasa Interbancaria Promedio (TIP) y aumento del costo de la energía (combustible y tarifa eléctrica), como una muestra de que puede ser rentable un proyecto fotovoltaico, en otro estudio más especializado en un sentido económico, se pueden realizar varios escenarios para establecer un análisis de sensibilidad.

También se debe señalar que existen limitaciones en el estudio ambiental de los contaminantes emitidos a la atmósfera, ya que se estiman estos únicamente con base en los criterios que INEGI publicó en las "Estadísticas del Medio Ambiente" (INEGI, 1995).

El estudio realizado ha sido muy particular con respecto a la posibilidad de implementar un sistema fotovoltaico específico en una granja de avestruces, bajo los antecedentes que han existido en México y el mundo, para su consideración general en los requerimientos de desarrollo de las zonas rurales, apoyado en el análisis del ciclo de vida útil de un dimensionamiento específico y sus ventajas ambientales con respecto a otras tecnologías.

APÉNDICE A.

Adjunto se encuentran las especificaciones técnicas de los fabricantes de equipo para:

- 1) Módulo solar fotovoltaico US-64 de Unisolar
- 2) Batería de ciclo profundo Deka 8G31
- 3) Controlador de carga Specialty Concepts SC 3/20-12-E
- 4) Luminaria exterior
- 5) Luminaria interior
- 6) Bomba sumergible Grundfos SP 3 A-10 y el controlador-inversor SA 1500
- 7) Planta generadora de electricidad a gasolina Honda EP 2500
- 8) Subestación eléctrica rural Matimsa

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TIPO RURAL.

Las subestaciones eléctricas tipo rural son las más comúnmente usadas en los sistemas de bombeo y sirven para transformar el voltaje de alta tensión que proporciona la CFE al voltaje de aplicación de las cargas en un sitio específico.

Tanto su instalación como las partes que la comparten, ilustradas en la figura A.d, están descritas a continuación:

- 1) Acometida de la CFE en la alta tensión que en el caso de una granja remota es de 13.2 KV.
- 2) La acometida se recibe por medio de una cruceta (54) en la que van sujetos los aisladores tipo suspensión (64) por medio de unos pernos de ojo (69) y unas grapas de tensión (70) para sujetar el conductor de llegada.
- 3) De ahí continua al equipo de protección del transformador que va montado en una doble cruceta colocada más abajo de la primera.

Este equipo consta de:

Cuchillas, fusibles o cortacircuitos (41) que contienen el elemento fusible de la capacidad en amperes, adecuada para proteger el transformador por sobre la carga y corto circuito. cuando el elemento interno del fusible se funde por alguna de las causas antes mencionadas, el cartucho cae automáticamente, quedando colgado de la cuchilla, mostrando así donde hacer la reposición.

Apartarrayos autovalvulares (41A) que van conectados a cada fase, por su parte superior y a tierra en su parte inferior y que tiene como función proteger al transformador de sobre voltajes elevados causados por alguna descarga atmosférica sobre las líneas de transmisión.

Las ondas de sobre tensión podrían llegar directamente al interior del transformador quemando sus devanados, si no existiera el apartarrayos para desviar estas ondas hacia tierra.

- 4) Finalmente se conectan las líneas de alta tensión al transformador el cual reduce este voltaje al de uso en las cargas.
- 5) Equipo de montaje (postes y herrajes): La CFE acepta utiliza un poste para transformadores de hasta 75 KVA, montando en una plataforma adecuada. Para transformadores mayores de 75 KVA es necesario utilizar dos postes de concreto (4) como se muestra en la figura A.d, utilizando una parrilla (48) fijada a los postes por medio de abrazaderas (42) y (1), de donde se sujeta la tubería (3), donde bajan los cables del transformador.

6) Sistemas de tierras: Consiste en conectar todos los equipos y herrajes tales como crucetas, cuchillas, fusibles, apartarrayos, transformador, parrilla de soporte a tierra por medio de un

conductor (cable 4 AWG) que va desde estos aparatos hasta los electrodos (32) de tres metros de largo que van enterradas cerca de la base de los postes (4).

La protección consiste, en que si por accidente una línea viva, ya sea en alta o baja tensión, estuviera haciendo contacto con el tanque del transformador, la base de la cuchilla o alguna cruceta, la corriente se vaya fácilmente a tierra y no cause daño a alguna persona que tenga contacto con dichos aparatos.

7) Retenidas: Las retenidas (12, 23, 24, 25 y 38) tienen por objeto contrarrestar la tensión mecánica que recibe el poste por las líneas de la acometida y mantener al poste en posición vertical, eliminando el esfuerzo que trata de doblarlo. Solamente se utiliza cuando las líneas de alimentación terminan en la subestación.

La numeración empleada en la figura A.d, esta basada en la empleada por Matimsa en sus proyectos de instalación.

APÉNDICE A

FUENTES: MANUAL SUNWIZE 1996 Y MANUAL PHOTOCOMM 1996.

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

FABRICANTE	UNISOLAR	
MODELO	US-64	
TENSIÓN NOMINAL	16.5	V
CORRIENTE NOMINAL	3.7	A
TENSIÓN A CIRCUITO ABIERTO	27.1	V
CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO	6.3	A
LARGO MÓDULO	1.37	mts
ANCHO MÓDULO	0.75	mts
ESPESOR MÓDULO	5	cms
PESO MÓDULO	9.3	Kg
ENCAPSULANTE	ETILVINILOACETATO Y TEFZEL	
TECNOLOGÍA	SILICIO AMORFO TRICAPA	

CARACTERÍSTICAS DE LA BATERÍA

FABRICANTE	DEKA	
MODELO	8G31	
TIPO	TOTALMENTE SELLADA	
CAPACIDAD	100	Ah
TENSIÓN NOMINAL	12	V
ALEACIÓN DE PLACAS	PLOMO - CALCIO	
ELECTROLITO	ÁCIDO SULFÚRICO GELATINIZADO	
TENSIÓN DE CARGA POR CELDA	2.3	V
TIPO DE TERMINAL	ROSCADA	
CONTENEDOR	POLIPROPILENO	
VENTILACIÓN	INCLUIDA EN EL SELLO	
LARGO	33	cms
ANCHO	17	cms
ALTURA	24	cms
PESO	32	Kg

CARACTERÍSTICAS DEL CONTROLADOR DE CARGA

FABRICANTE	SPECIALTY CONCEPTS MARK	
MODELO	SC3/20-12-E	
TENSIÓN NOMINAL	12	V
CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO	20	A
CORRIENTE A CIRCUITO ABIERTO	26	A
TENSIÓN TERMINAL	14.3	V
TENSIÓN A SOBRECARGA	14.9	V
TENSIÓN A DESCARGA	11.5	V
CAIDA DE TENSIÓN A BATERIAS	0.4	V
CAIDA DE TENSIÓN A CARGA	0.06	V.CADA 10 A
RANGO DE TEMPERATURA	0 A 50	°C
RANGO DE MEDICIÓN	1%	
LARGO	19.05	cms
ANCHO	10.8	cms
ALTURA	5.7	cms
PESO	0.5	Kg

CARACTERÍSTICAS DE LUMINARIA EXTERIOR

FABRICANTE	GENERAL ELÉCTRIC	
MODELO DE BULBO	BIAX 13W	
FLUJO LUMINOSO	1720	LÚMENS (Lm)
VIDA PROMEDIO (CADA BULBO)	10,000	HORAS
TEMPERATURA DE COLOR	2700	°K
ALTURA MÁXIMA	5	mts
RANGO DE TEMPERATURA	0 A 50	°C
POTENCIA REQUERIDA MÁXIMA	34	W
TENSIÓN DE OPERACIÓN	12	V

CARACTERÍSTICAS DE LUMINARIA INTERIOR

FABRICANTE	OSRAM	
MODELO DE BULBO	GX23-2	
FLUJO LUMINOSO	4100	LÚMENS (Lm)
VIDA PROMEDIO (CADA BULBO)	10,000	HORAS
TEMPERATURA DE COLOR	4100	°K
ALTURA MÁXIMA	3	mts
RANGO DE TEMPERATURA	0 A 50	°C
POTENCIA REQUERIDA MÁXIMA	17	W
TENSIÓN DE OPERACIÓN	12	V

CARACTERÍSTICAS DE BOMBA DE POZO PROFUNDA

FABRICANTE	GRUNDFOS	
MODELO	SP 3 A-10	
RANGO DE CARGA	30 A 70	mts
RANGO DE FLUJO	17 A 55	m ³ /dia
FLUJO A 4.5 KWH/M2-D	20.82	LPM MÁXIMO
FLUJO A 7.5 KWH/M2-D	56.78	LPM MÁXIMO
RANGO DE POTENCIA	750 A 1920	W
ALTURA	66.81	cms
DÍAMETRO	10.16	cms
PESO	14.6	Kg
DÍAMETRO DESCARGA	5.08	cms
PASOS DE BOMBEO	3	
NIVEL MÍNIMO SOBRE LA BOMBA	2	mts
VÁLVULA DE NO RETORNO INTERCONSTRUIDA		
INTERRUPTOR DE NIVEL INTEGRADO		
MOTOR ASÍNCRONO SUMERGIBLE	MS-402	
MATERIAL	ACERO INOXIDABLE	
POLOS	2	
MODELO DE INVERSOR	SA-1500	
TIPO DE INVERSOR	TRIFÁSICO	
RANGO DE FRECUENCIA	25 A 55	HZ
RANGO DE TENSIÓN	100 A 140	V
CORRIENTE MÁXIMA	14	A
EFICIENCIA	95%	
LARGO	21.6	cms
ANCHO	14.23	cms
ALTURA	26.67	cms
PESO	4.4	Kg

CARACTERÍSTICAS GENERADOR DE GASOLINA

FABRICANTE	HONDA	
MODELO	EP2500	
POTENCIA NOMINAL	2300	W
POTENCIA MÁXIMA	2500	W
MOTOR DEL GENERADOR	5.5	HP
CAPACIDAD DEL TANQUE	11	LITROS
FUNCIONAMIENTO CONTINUO	5 A 7.7	HORAS
PESO	40	Kg
TIPO DE ARRANQUE	DE TIRÓN	
INTERRUPTOR	DE DOS TIROS	
FUENTE: MANUAL HONDA 1996.		

LISTA DE MATERIALES DE SUBESTACIÓN RURAL

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	15	KVA
TENSIÓN	13.2	KV
POSTE DE CONCRETO	PC-11-500	
CRUCETA	C4T	
DADO	46	
ABRAZADERA	1U	
ARANDELA	1AC	
AISLADOR SUSPENSIÓN	6S	
CLEMA DE REMATE ALUMINIO	CAL. 1/0	
OJO	RE	
MOLDURA	RE	
APARTARRAYOS	12	KV
CORTACIRCUITOS-FUSIBLES	14.4 KV/100 A	
PLANTA PARA TRANSFORMADOR	T3	
DADO	68	
ABRAZADERA	2UH	
TORNILLO MAQUINADO GALV.	16X63	mm
CONECTOR TIPO PERICO.	CAL. 1/0	
CONECTOR ESTRIBO	CAL. 1/0	
BASTIDOR GALVANIZADO	B4	
ABRAZADERA	1BS	
AISLADOR TIPO CARRETE	1R	
CONECTOR A COMPRESIÓN L SECUNDARIA 2-1/0		
JUEGO DE RETENIDA	RA	

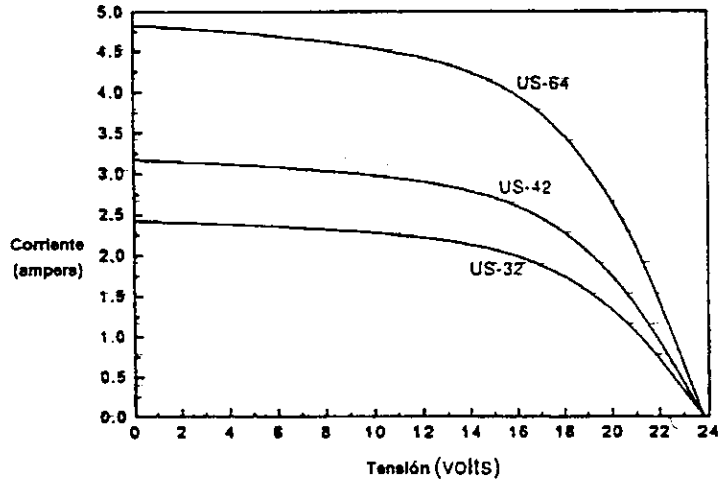
EL CABLE EMPLEADO ES CALIBRE 1/0 AWG DE ALUMINIO.

LOS POSTES VESTIDOS DE TRANSMISIÓN SON SIMILARES, DESCONTANDO EL TRANSFORMADOR Y SU BASTIDOR Y AISLADORES. (VER FIGURA A.d)

SE REQUIEREN CINCO JUEGOS DE AISLADORES DE SUS PENSIÓN 6S, TRES APARTARRAYOS 12 KV Y DIEZ JUEGOS DE RETENIDAS (RA) POR CADA KILÓMETRO DE LINEA.

FUENTE: MANUAL MATIMSA 1996.

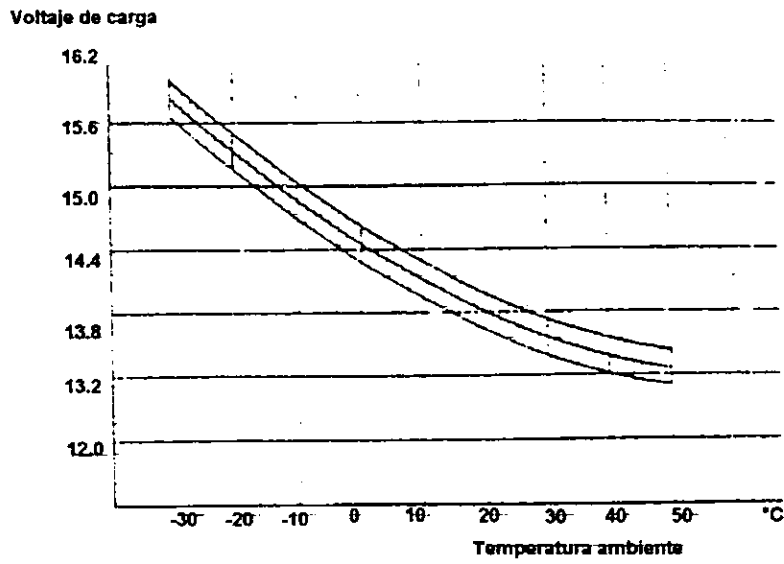
fig. A.a CURVA MÓDULO SOLAR



Módulos probados a condiciones de 1000 W/m² y 25°C.

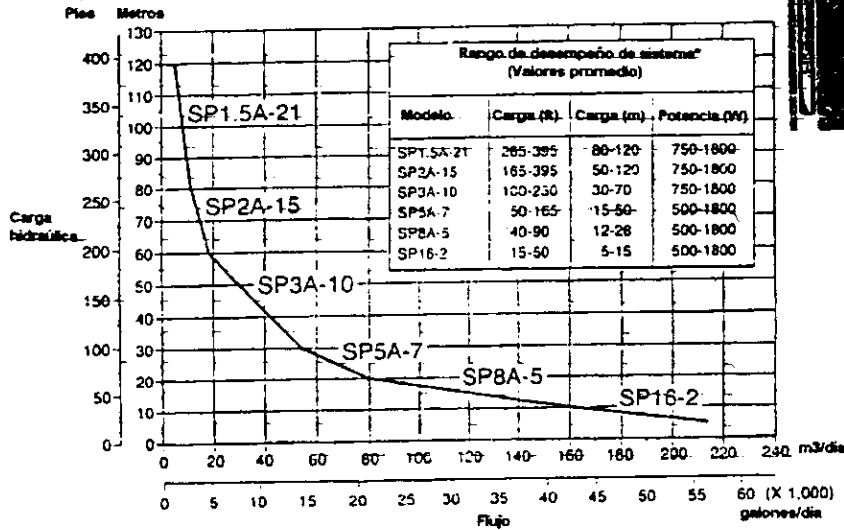
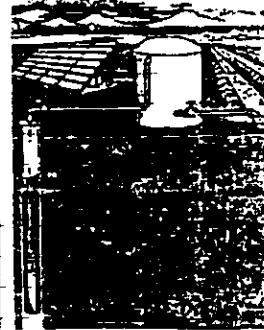
Fuente: "Manual Unisolat", 1996.

Fig. A.b TENSIÓN DE CARGA
CONSTANTE EN BATERÍA



Fuente: "Manual Photocomm", 1996
Sección: Baterías Deka.

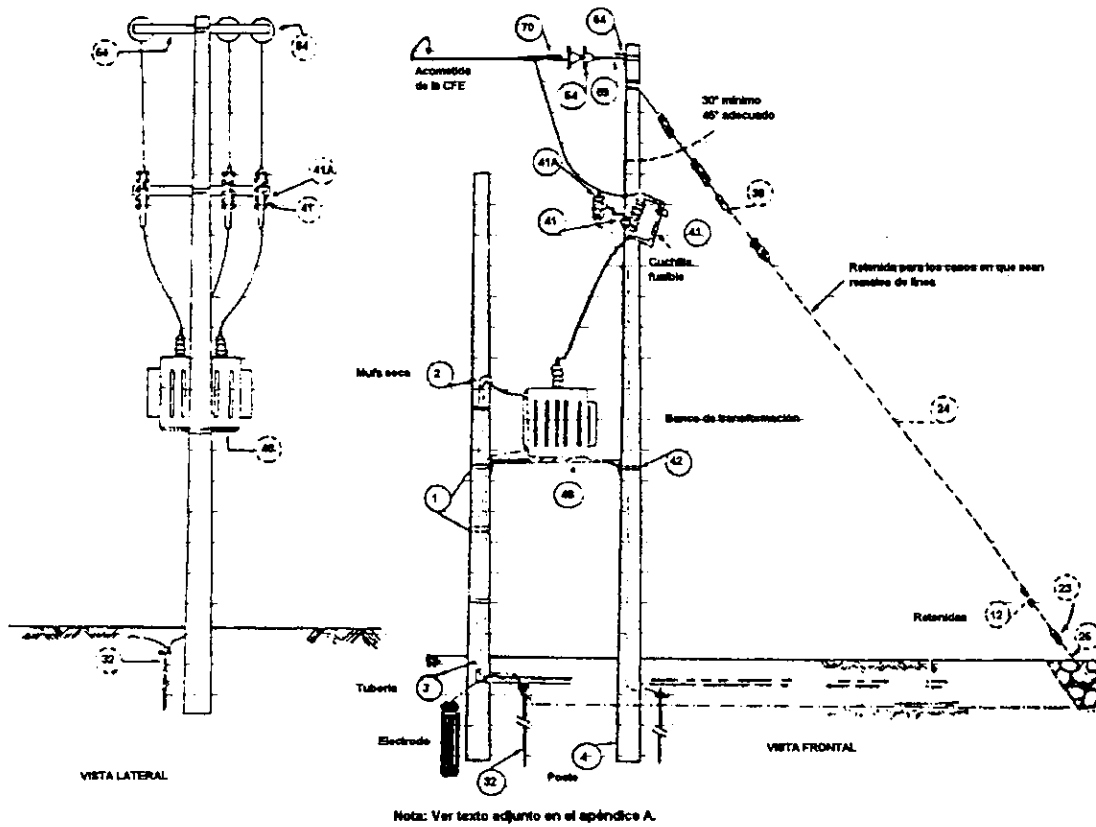
Fig. A.c SISTEMAS DE BOMBEO DE POZO FOTOVOLTAICO



* Nota: La gráfica se basa en una insolación de 6 kWh/m², 30°C, a 20° de latitud, inclinado a este ángulo. La curva muestra la capacidad del sistema a 1800 Wp máximo.

Fuente: "Manual Surwize", 1996. Sección bombas Grundfos.

Fig. A.d SUBESTACIÓN RURAL



Fuente: "Manual Metimsa", 1996.

T.A.1 DISTANCIA MÁXIMA DE UN CONDUCTOR EN UNA DIRECCIÓN (EN METROS)

3% DE CAIDA DE TENSION - CIRCUITOS DE 12 VDC

AMPS	WATTS	14	12	10	8	6	4	3	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0
0.5	6	34	54	85	136	215	342	432	546	686	864	1086	1377	1753
1	12	17	27	43	68	108	171	216	273	343	432	543	688	876
2	24	8	13	21	34	54	85	108	136	171	216	272	344	438
4	48	4	7	11	17	27	43	54	68	86	108	136	172	219
6	72	3	4	7	11	18	28	36	46	57	72	91	115	146
8	96	2	3	5	8	13	21	27	34	43	54	68	86	110
10	120	2	3	4	7	11	17	22	27	34	43	54	69	88
12	144	1	2	4	6	9	14	18	23	29	36	45	57	73
14	168	1	2	3	5	8	12	15	20	25	31	39	49	63
16	192		2	3	4	7	11	14	17	21	27	34	43	55
18	216		1	2	4	6	10	12	15	19	24	30	38	49
20	240		1	2	3	5	9	11	14	17	22	27	34	44
25	300			2	3	4	7	9	11	14	17	22	28	35
30	360			1	2	4	6	7	9	11	14	18	23	29
35	420				2	3	5	6	8	10	12	16	20	25
40	480				2	3	4	5	7	9	11	14	17	22
45	540					2	4	5	6	8	10	12	15	19
50	600					2	3	4	5	7	9	11	14	18
60	720						3	4	5	6	7	9	11	15
70	840						2	3	4	5	6	8	10	13
80	960							3	3	4	5	7	9	11
90	1080								3	4	5	6	8	10
100	1200									3	4	5	7	9
110	1320									3	4	5	6	8
120	1440										4	5	6	7
130	1560											4	5	7
140	1680											4	5	6
150	1800												5	6
160	1920												4	5
170	2040													5
180	2160													5
190	2280													5

FUENTE: MANUAL DE PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA PROYECTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INDEPENDIENTES, SANDIA LABORATORIES, 1995.

APÉNDICE B

Consideraciones de las granjas de avestruces

La raticultura o cría de avestruces se formalizó como práctica pecuaria en México hacia 1991, de acuerdo con la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Desarrollo Rural (SAGAR), desde entonces se han establecido 75 granjas en 15 estados de la república con una población total de 15000 aves de acuerdo con la información del Fideicomiso de Apoyo a la Agricultura (FIRA), (El Financiero, 10/mayo/1998).

El avestruz (nombre científico: *Struthio camelus*), es el ave de mayor tamaño que existe en la actualidad. Los machos miden cerca de 2.5 metros y pueden pesar más de 80 Kg con plumaje negro casi en su totalidad exceptuando las de la cola que son blancas, las hembras son algo menores de talla y tienen un plumaje griseopardo.

En libertad viven en las zonas esteparias de África y la península arábiga, en rebaños poco numerosos dirigidos por un macho alimentándose de vegetales y pequeños vertebrados en algunos casos. Fueron introducidas en Australia, donde se encuentran también en estado salvaje.

Con base en las investigaciones publicadas en 1974 por la familia Sauers (zoólogos especialistas en avestruces) en la Enciclopedia de la Vida Animal, que durante la época de celo se reúnen en parejas, pero pueden formarse pequeños grupos de hembras en torno a un solo macho; para empollar, la hembra forma un hoyo en el suelo a manera de nido de unos tres metros de diámetro, donde deposita de 6 a 8 huevos que tienen unos 15 cm de largo y un peso de 2 Kg cada uno, cuya incubación tarda nueve semanas. Desde su nacimiento pueden llegar a correr a 56 Km/h y en la etapa adulta a más de 64 Km/h.

Originalmente se inicio la cría de avestruces por lo cotizado de las plumas, pero con el tiempo se descubrió que tiene un gran potencial como negocio, debido a los productos derivados que de ella se obtienen:

1) Como se ha mencionado, cada ejemplar llega a pesar 80 Kg y es aprovechable en casi su totalidad. Un ave de esta especie produce de 12 a 14 veces más carne en proporción, que el ganado vacuno con un consumo de alimento menor en la misma proporción. La edad de sacrificio es de uno y medio años, con lo que se puede decir que es muy atractivo su uso como ganado en pie.

La carne de avestruz posee atributos alimenticios que superan a otros cármicos: un bajo contenido de colesterol, tiene menos de dos gramos de grasa por cada cuatro onzas (El Financiero, 10/mayo/1998), siendo menor que la del pavo, además de que su sabor es similar al de la carne de vacuno.

2) La piel es exótica y cara, permite la elaboración de zapatos y artículos tales como carteras, portafolios, maletines, entre otros, el precio de la piel de un animal adulto puede cotizarse hasta en 800 dólares.

3) Sus plumas se recolectan cada seis meses y se utilizan para decoración o preparación de objetos ornamentales. Además, modistas y confeccionadores las utilizan para darle un toque de extravagancia al vestuario de artistas y bailarinas.

4) El huevo infértil es aprovechado para artesanías. Un avestruz produce 80 plumas de excelente calidad que alcanzan de cinco a 50 centímetros de longitud y se cotizan en el mercado internacional a 150 dólares por libra. Cada huevo de avestruz por si mismo equivale a una docena de huevos de gallina y su consumo se realiza de manera regular por los bosquimanos de África, los cuales utilizan el cascarón vacío como cantimplora.

5) La piel curtida del avestruz no produce estática, por lo cual ya es solicitada por corporativos de cómputo para recubrimientos de equipos y tarjetas electrónicas.

Los avestruces llegan a su periodo de maduración reproductora a los cinco años (Enciclopedia de la vida animal, 1974); existe entre los criadores una clasificación para los pies de cría y los animales de sacrificio, a los primeros se les denomina "de cuello negro o African black" (foto 1 de la figura B.a) y a los segundos "cuello azul y cuello rojo". El valor en el mercado de cada pie de cría varía de 1500 a 2000 dólares, mientras que los animales de sacrificio cuestan en promedio 500 dólares, el precio del kilogramo de carne en el mercado cuesta entre 200 y 250 pesos de acuerdo a información del FIRA (El Financiero, 10/mayo/1998).

Por su origen, los avestruces son resistentes a climas extremos, enfermedades y parásitos; se requiere de 4 Kg de alimento comercial o cuatro kilogramos de alfalfa forrajera al día para producir un kilogramo de carne, lo cual es menor a los siete kilogramos que se requieren para que una res produzca igual cantidad de carne (10/mayo/1998, El financiero). Aún con la alta resistencia al clima desértico y semidesértico, es decisión de los criadores el tener agua corriente para la sustentación de las avestruces, por lo regular de pozos profundos (foto 2 de la figura B.a)

Por otra parte, la población de una granja de avestruces puede controlarse por medio de la cantidad de animales para el sacrificio (incluyendo el autoconsumo) y la venta de especímenes para la crianza. Así mismo se debe observar al consumo de carne y huevos de avestruz por parte de la propia comunidad que alberga la granja, como una fuente de nutrición muy importante.

El hecho de que una granja de avestruces sea electrificada con energía solar implica tener una alta confiabilidad en el suministro eléctrico, con la consideración de que el hecho de usar esta tecnología agregará un valor agregado a los productos, sobre todo desde una perspectiva conservacionista del medio ambiente, como se ha realizado con el café orgánico o los ranchos ganaderos que se apoyan en el bombeo solar (Laboratorios Sandía, 1995).

Una granja, como cualquier otro ente productivo requiere de un soporte legal para su operación, así como un mecanismo interno de autorregulación, que debe de contemplar todos los aspectos de funcionamiento de la granja, de entre los cuales la energía es fundamental.

De acuerdo con lo dispuesto en la ley de servicio público de energía eléctrica (página de internet de la CFE, 1999) en su capítulo IV de obras e instalaciones, menciona en el artículo 22 que: "La CFE realizará obras de servicio hasta donde tecnológica y económicamente sea posible". De este planteamiento se puede deducir que existen límites para la expansión de los servicios de CFE, en función del presupuesto y la accesibilidad física de la red de distribución convencional.

Así mismo en el capítulo V de la misma ley, que se refiere al suministro de energía eléctrica, en el artículo 36 menciona que: "La CFE permitirá el autoabastecimiento de energía eléctrica para satisfacer los requerimientos de cualquier persona física o moral, siempre y cuando no sea un inconveniente al país a juicio de la propia comisión". Por lo anterior, queda abierta la posibilidad de aplicar tecnología y recursos privados donde la CFE no sea capaz de llegar a brindar el suministro eléctrico; no solo en el caso de la electrificación para iluminación de viviendas rurales, sino también para servicios comunitarios y unidades productivas, como en el caso de una granja.

Con base en lo anterior, es factible concebir el proyecto propuesto de la granja de avestruces electrificada con energía solar fotovoltaica en un marco legal, ya que se pretende que la electrificación de zonas remotas con rezago económico en sus comunidades puedan desarrollar unidades productivas locales.

Se puede afirmar la formación de unidades productivas de acuerdo con el artículo 108 del capítulo V, título cuarto de la ley agraria señala que: "Los ejidos podrían construir uniones cuyo objeto



Fig. B.a (foto 1)
EJEMPLAR DE AVESTRUZ DE CRIANZA

Rancho Lanzarote, Edo. de México
Foto: Ramón Gutiérrez Arias, 1997

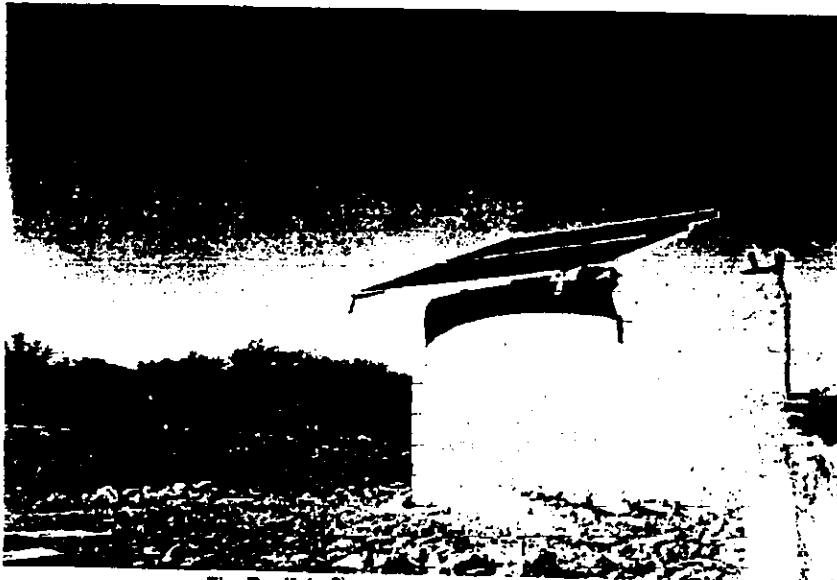


Fig. B.a (foto 2)
Estación de bombeo fotovoltaico

Municipio de Charcas, S.L.P.
Foto: Ramón Gutiérrez Arias, 1998.

comprenderá la coordinación de actividades productivas, asistencia mutua, comercialización u otras no prohibidas por la ley".

También se considera dentro del mismo artículo, la unión de un ejido con otros para formar o ampliar estas mismas unidades productivas.

"Un mismo ejido, si así lo desea, podrá formar, al mismo tiempo, parte de dos o más uniones de ejidos".

Para constituir una unión de ejidos se requerirá la resolución de la asamblea de cada uno de los núcleos participantes, la elección de sus delegados y la determinación de las facultades de éstos.

El acta constitutiva que contenga los estatutos de la unión, deberá otorgarse ante fedatario público e inscribirse en el Registro Agrario Nacional, a partir de lo cual la unión tendrá personalidad jurídica.

Las uniones de ejidos podrán establecer empresas especializadas que apoyen el cumplimiento de su objeto y les permita acceder de manera óptima a la integración de su "cadena productiva".

Finalmente en el mismo artículo 108, se menciona la posibilidad de explotación de los recursos naturales y servicios por parte de las comunidades y ejidos.

"Los ejidos y comunidades, de igual forma podrán establecer empresas para el aprovechamiento de sus recursos naturales o de cualquier índole, así como la presentación de servicios. En ellas podrán participar ejidatarios, grupos de mujeres campesinas organizadas, hijos de ejidatarios, comuneros, avocados y pequeños productores.

Las empresas a que se refieren los dos párrafos anteriores podrán adoptar cualquiera de las formas asociativas previstas por la ley".

Es importante señalar que en el caso de la granja de avestruces, se cumple con lo dispuesto por los artículos antes mencionados, tanto de la ley del servicio público de energía eléctrica como de la ley agraria.

Así mismo, la granja de avestruces es un tipo de agroindustria que puede ser implementada en por cualquier grupo de productores o una comunidad de manera tal que se pueden dividir las tareas de crianza, sacrificio, derivación de productos y comercialización en unidades independientes, enlazadas para su operación.

Con base en lo expuesto en este capítulo, se puede considerar que una granja de avestruces ofrece una importante posibilidad de desarrollo, debido a su alto rendimiento productivo y además es redituable por la gran cantidad de productos posibles de obtener.

APÉNDICE C

- 1) Nomenclatura
- 2) Índice de figuras
- 3) Índice de tablas
- 4) Constantes
- 5) Unidades
- 6) Símbolos y abreviaturas.

1) Nomenclatura.

Figuras:

fig. número de capítulo . letra de identificación consecutiva (p. ej. fig. 1.a)

Tablas:

T número de capítulo . número de identificación consecutiva (p. ej. T 2.1)

Fórmulas:

F número de capítulo . número de identificación consecutiva (p. ej. F 1.1)

2) Índice de figuras

- 1.a Espectro solar
- 1.b Modelo energético simple de un material semiconductor
- 1.c Curvas características electrónicas celda fotovoltaica
- 1.d Evolución de la electrificación rural
- 1.e Regiones y microregiones de la marginación
- 1.f Grupos indígenas de México
- 1.g Sistemas eléctricos y red principal de interconexión 1993
- 1.h Composición de la capacidad eléctrica instalada y futura
- 2.a Diagrama de instalación de un sistema fotovoltaico
- 3.a Mapa geográfico de México
- 3.b Mapa de insolación a latitud (L°)
- 3.c Mapa de insolación a latitud más 15° ($L^\circ \pm 15^\circ$)
- A.a Curva módulo solar
- A.b Tensión de carga constante en batería
- A.c Sistemas de bombeo de pozo fotovoltaico
- A.d Subestación rural
- B.a1) Ejemplar de avestruz de crianza
- B.a 2) Estación de bombeo fotovoltaico

3) Índice de tablas

- T 1.1 Trabajos de electrificación rural
- T 2.1 Requerimientos energéticos de una granja de avestruces
- T 3.1 Parámetros que indican el límite de rentabilidad del sistema fotovoltaico
- T 4.1 Dimensionamiento solar normalizado - Iluminación exterior - Granja de avestruces
- T 4.2 Dimensionamiento solar normalizado - Iluminación interior - Granja de avestruces
- T 4.3 Dimensionamiento solar - Cálculo del sistema de bombeo - Granja de avestruces
- T 4.4 Dimensionamiento solar normalizado - Incubadoras - Granja de avestruces

- T 4.5 Dimensionamiento solar normalizado - Radio transreceptor - Granja de avestruces
- T 4.6 Dimensionamiento solar normalizado - Cerca eléctrica - Granja de avestruces
- T 4.7 Presupuesto para electrificación con sistemas fotovoltaicos en una granja de avestruces
- T 4.8 Hoja de cálculo ciclo de vida útil (CCVU) - Generador de gasolina
- T 4.9 Hoja de cálculo ciclo de vida útil (CCVU) - Pánel solar fotovoltaico (basado en parámetros del generador de gasolina)
- T 4.10 Hoja de cálculo ciclo de vida útil (CCVU) - Red eléctrica rural 13 KV, 15 Km
- T 4.11 Hoja de cálculo ciclo de vida útil (CCVU) - Pánel solar fotovoltaico (basado en parámetros de la red eléctrica rural)
- T 4.12 Análisis del costo del ciclo de vida útil a valor presente (CCVU)
- T 4.13 Hoja de cálculo del análisis incremental (Fotovoltaico - Generador de gasolina)
- T 4.14 Hoja de cálculo del análisis incremental (Fotovoltaico - Red eléctrica rural)
- T 4.15 Resultados del análisis incremental
- T 4.16 Matriz de impacto ambiental para comparación de energéticos (primera parte)
- T 4.17 Matriz de impacto ambiental para comparación de energéticos (segunda parte)
- T 4.18 Rendimiento de combustibles usados en la red eléctrica
- T 4.19 Indicadores ambientales (contaminantes emitidos)
- T 4.20 Indicadores ambientales (toxicidad emitida)
- T A.1 Distancia máxima de un conductor en una dirección (en metros)

4) Constantes

- Solar terrestre = 1 KWh/m²
- Solar extraterrestre = 1.37 KWh/m²
- De Planck (h) = 6.62 (10)⁻³⁴ joule-seg
- Velocidad de la luz = 300000 Km/seg
- Factor de conversión lts-mts a Wh = 367
- Factor de temperatura para baterías = 1.11
- Factor decimal de fricción (bombeo) = 0.05
- Factor de rendimiento de subsistema (bombeo) = 0.3
- Factor de rendimiento conductor (bombeo) = 1
- Factor de rendimiento batería (bombeo) = 1

5) Unidades

- A - ampers
- Ah - ampers-hora
- Ah/d - ampers-hora por día
- Ah/s - ampers-hora por semana
- cms- centímetros
- °C - grados centígrados
- ft -pies
- GPD - galones por día
- Gw - gigawatts
- GWh - gigawatts-hora
- h - horas
- ha - hectárea
- HP - caballos de potencia
- J-seg - joule por segundo
- °K - grados Kelvin
- Kg - kilogramos
- Kg/a - kilogramos por año
- Kg/m² - kilogramos por metro cuadrado
- Kg/m³ - kilogramos por metro cúbico

Km - kilómetros
Km/h - kilómetros por hora
Km/seg - kilómetros por segundo
KV - kilovots
KVA - kilovots-ampers
Kw - kilowatts
KWh - kilowatts.hora
KWh/a - kilowatts-hora por año
KWh/s - kilowatts-hora por semana
KWh/m² - kilowatts-hora por metro cuadrado
l/d - litros por día
l/h - litros por hora
Lm - lúmens
Mhz - megahertz
mm - milímetros
mts - metros
μm - micrómetros
m² - metros cuadrados
m³ - metros cúbicos
m³/d - metros cúbicos por día
m³/MWh - metros cúbico por megawatt-hora
Ω - ohms
Pcal - petacalorias
Toe - Toneladas equivalentes de carbón
UTE - Unidad de Toxicidad Equivalente
V - volts
W - watts
Wh - watts-hora
Wh/d - watts-hora por día
Wh/s - watts-hora por semana

6) Símbolos y abreviaturas

Símbolos de semiconductores

A - área del dispositivo semiconductor
E - energía
Eg - diferencia de energía
I - intensidad de corriente
M - irradiancia
N - ancho espectral
q - carga de un electrón
v - frecuencia
η - eficiencia
λ - longitud de onda

Símbolos económicos

An - anualidad
CCVU - Ciclo de Costo de Vida Útil
C oper - costos operativos
Ce - costo de la energía
C remp - costos de refacciones, reparaciones y reemplazos
I - inversión
i - tasa de descuento

ie - tasa de la energía (combustible o tarifa eléctrica)
n - periodo (de vida útil o inversión)
nr - periodo de reemplazo o reparación
RBC - Relación Beneficio - Costo
Vf - valor futuro
Vp - valor presente
VPN - Valor Presente Neto
TIR - Tasa Interna de Retorno
TREMA - Tasa de Retorno Mínima Atractiva

Símbolos de contaminantes

COV - Compuestos Orgánicos Volátiles
CO - anhídrido carbonoso
Cs-136 - cesio-136
Cs-137 - cesio-137
DQB - demanda química y bioquímica de oxígeno
HC - hidrocarburos
H₂ SO₄ - ácido sulfúrico
NO_x - anhídridos de nitrógeno
PAN - peroxiacetil-nitrato
Pb - plomo
pH - potencial hidrógeno
Ru-106 - rutenio-106
SO_x - anhídridos de azufre
Sr-90 - estroncio-90

Abreviaturas

AC - corriente alterna
BAT - batería
COMB - combustible
CORR - corregido
DC - corriente directa
DEC - decimal
EVA - etilvinilo-acetato
ESH - horas equivalentes de sol
L° - ángulo de inclinación igual a la latitud
L° + 15° - ángulo de inclinación igual a la latitud más quince grados
MOD - módulo solar
NPSH - carga de succión positiva neta
P. unitario - precio unitario
p. ej. - por ejemplo
P/A - valor presente dada una anualidad
P/A COMB - valor presente dada una anualidad con base en los parámetros del combustible
PZA - pieza
REQ - requerido
TIP - tasa interbancaria promedio
VOL - volumen

Abreviaturas de instituciones

ASTM - Sociedad Americana de Materiales
BID - Banco Interamericano de Desarrollo
CFE - Comisión Federal de Electricidad

CINVESTAV - Centro de Investigación Avanzada
CNA - Comisión Nacional del Agua
DIN - Norma Industrial Alemana
EDO. DE MÉXICO - Estado de México
FIRA - Fideicomiso de Apoyo a la Agricultura
GTZ - Agencia para el Desarrollo Tecnológico de Alemania
IEEE - Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Estados Unidos
IIE - Instituto de Investigaciones Eléctricas
INEGI - Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
IPN - Instituto Politécnico Nacional
IIS - Instituto de Investigaciones Sociales
NEC - Código Eléctrico Nacional de Estados Unidos
NOVEM - Agencia para la Energía y el Medio Ambiente de Holanda
ONU - Organización de las Naciones Unidas
PEMEX - Petróleos Mexicanos
PMI - Petróleos Mexicanos Internacional
PNUD - Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
PRONASOL - Programa Nacional de Solidaridad
SE - Secretaría de Energía
S.L.P. - San Luis Potosí
SMN - Servicio Meteorológico Nacional
TLCAN - Tratado de Libre Comercio de América del Norte
TÜV - Codificación Técnica y de Seguridad de Alemania
SAGAR - Secretaría de Agricultura, Ganadería y Desarrollo Rural
UAM - Universidad Autónoma Metropolitana
UL - Underwriter Laboratories
UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México
US AID - Agencia para el Desarrollo de Estados Unidos

BIBLIOGRAFÍA

- 1) BLANK, Leland. Ingeniería Económica, McGraw-Hill, México 1987.
- 2) COVANTES, Hugo. Energía Solar, Fondo de Cultura Económica, México 1989.
- 3) CULP, Archie. Principles of Energy Conversion, McGraw-Hill, Estados Unidos 1987.
- 4) ENRIQUEZ, Gilberto. Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Media y Alta Tensión, Limusa, México 1990.
- 5) ESPINOZA, Roberto. Sistemas Eléctricos de Distribución, DEPFI-UNAM, México 1990.
- 6) MANRÍQUE, José. Energía Solar: Fundamentos y aplicaciones fotométricas, Harla, México 1984.
- 7) MARTÍNEZ, Joan. La Ecología y la Economía, Fondo de Cultura Económica, México 1991.
- 8) MATSUMOTO, Yashuhiro, URBANO, Antonio. PV Application Progress in Mexico, Cinvestav-IPN, México 1993.
- 9) McFARLING, Leslie. Psicología Ambiental, Manual Modemo, México 1979.
- 10) MILLER, Ellen. Microeconomía, McGraw-Hill, México 1991.
- 11) MOMPÍN, José. Energía Solar Fotovoltaica, Marcombo, España 1986.
- 12) MONTGOMERY, Richard. Energía Solar, Limusa, México 1986.
- 13) MORALES, Arturo. La Electricidad Que Viene del Sol, Iberoamérica, México 1996.
- 14) ODUM, Eugene P. Ecología, Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V., México 1978.
- 15) PEÑA, Pablo Francisco. Análisis y Control del Asoleamiento, IPN, México 1989.
- 16) RESENDÍZ-NÚÑEZ, Daniel. El Sector Eléctrico de México, Fondo de Cultura Económica, México 1994.
- 17) RIUS, Magdalena. La Química Hacia la Conquista del Sol, Fondo de Cultura Económica, México 1986.
- 18) STRONG, Steven. The Solar Electric House, Sustainability Press, Estados Unidos 1987.
- 19) TONDA, Juan. El Oro Solar y Otras Fuentes de Energía, Fondo de Cultura Económica, México 1993.
- 21) TURK, Amos. Ecología-Contaminación-Medio Ambiente, Interamericana, México 1973.
- 22) VÁZQUEZ, Carlos. La Destrucción de la Naturaleza, Fondo de Cultura Económica, México 1989.
- 23) VIZCAÍNO, Francisco. La Contaminación en México, Fondo de Cultura Económica, México 1975.

HEMEROGRAFÍA.

- 1) Agenda Sobre Desarrollo y Medio Ambiente, BID-Fondo de Cultura Económica-PNUD, México 1991.
- 2) Anuario del Observatorio Astronómico Nacional 1994, Instituto de Astronomía-UNAM, México 1994.
- 3) Balance Nacional de Energía 1995, Secretaría de Energía, México 1996.
- 4) Boletín Pemexl-PMI, Pemex, México, mayo 1998.
- 5) Boletín IIE, volumen 17, número 5, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México 1993.
- 6) Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, Generación, Tomo I, Comisión Federal de Electricidad, México 1995.
- 7) Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, Transmisión y Transformación, Tomo II, Comisión Federal de Electricidad, México 1992.
- 8) Demos-Carta Demográfica sobre México 1995, Facultad de Humanidades-UNAM, México 1995.
- 9) El Sector Energético en México, INEGI, México 1994.
- 10) El Financiero, 17 de febrero de 1997, año 16 número 4329, México.
- 11) El Financiero, 8 de febrero de 1998, año 17 número 4676, México.
- 12) El Financiero, 10 de mayo de 1998, año 17 número 4767, México.
- 13) El Financiero, 28 de junio de 1998, año 17 número 4817, México.
- 14) El Financiero, 6 de septiembre de 1998, año 17 número 4882, México.
- 15) El Financiero, 1° de octubre de 1998, año 17 número 4906, México.
- 16) El Financiero, 28 de marzo de 1999, año 18 número 5083, México.
- 17) Enciclopedia de la vida animal, Tomo II, Bruguera, México 1974.
- 18) Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe. OLADE, Ecuador 1997.
- 19) Estadísticas del Medio Ambiente 1994, INEGI, México 1995.
- 20) Forschungs-Verbund Sonnenergie Themen für Photovoltaik, Nukem, Alemania 1993.
- 21) Frankfurter Allgemeine, 2 de diciembre de 1997, número 280/49 D, Alemania.
- 22) IEEE Spectrum, Institute of Electrical and Electronic Engineers, octubre 1994, Estados Unidos.
- 23) IEEE Spectrum, Institute of Electrical and Electronic Engineers, noviembre 1996, Estados Unidos.
- 24) IEEE Spectrum, Institute of Electrical and Electronic Engineers, enero 1999, Estados Unidos.

- 25) Información Energía y Medio Ambiente, DEPI-UNAM, México 1997.
- 26) Informe de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Fuentes de Energía Nuevas y Renovables en Nairobi, Kenia, ONU, Estados Unidos 1981.
- 27) Legislación Agraria, Sista, México 1994.
- 28) Ley Aduanera, ALADI Información Aduanera, México 1994.
- 29) Ley General de Importación, ALADI Información Aduanera, México 1994.
- 30) Manual del Electricista, Conductores Monterrey, México 1998.
- 31) Manual Técnico Grundfos, Grundfos, Dinamarca 1997.
- 32) Manual Técnico Honda, Honda, Estados Unidos 1996.
- 33) Manual Técnico Ingersoll-Rand, Ingersoll-Rand, Estados Unidos 1980.
- 34) Manual Técnico Matimsa, Matimsa, Estados Unidos 1996.
- 35) Manual Técnico SunWize, SunWize, Estados Unidos 1994.
- 36) Manual Técnico Photocomm, Photocomm, Estados Unidos 1996.
- 37) Manual Técnico United Solar, United Solar, Estados Unidos 1996.
- 38) Página de internet Comisión Federal de Electricidad www.cfe.gob.mx, abril, 1999, México.
- 39) Potencia: Revista Latinoamericana de Energía, año 3, número 10, Ecuador 1997.
- 40) Potencia: Revista Latinoamericana de Energía, año 3, número 11, Ecuador 1997.
- 41) Taller de Energía Solar Fotovoltaica, Laboratorios Sandia, Estados Unidos 1995.
- 42) Sistema de Cuentas Económicas y Ecológicas de México 1985-1992, INEGI, México 1996.
- 43) XI Censo General de Población y Vivienda, INEGI, México 1990.