



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE CHIAPAS

FACULTAD DE INGENIERIA

T E S I S

SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL DESARROLLO PRODUCTIVO DE COMUNIDADES RURALES EN CHIAPAS.

TESIS PRESENTADA PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS EN DESARROLLO
SUSTENTABLE**

CON PERFIL EN:

ENERGÍAS RENOVABLES

PRESENTA:

**ING. MANUEL ALEJANDRO VÁZQUEZ
MORALES**

DIRECTOR(ES) DE TESIS:

DR. JOEL MOREIRA ACOSTA

DR. JOEL PANTOJA ENRÍQUEZ

TUXTLA GUTIÉRREZ,

CHIAPAS, JULIO 2012.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Joel Moreira y al Dr. Joel Pantoja Enríquez, por darme oportunidad de formar parte de su grupo de trabajo, en la realización de mis estudios de Maestría, en el desarrollo del trabajo de investigación y por la confianza que me han tenido al elegirme para participar en algunos de sus proyectos de investigación y desarrollo tecnológico. Por el apoyo y amistad que me han brindado, lo cual, ha sido de vital importancia para facilitar mi desempeño en el desarrollo del presente trabajo y en la conclusión de mi carrera de maestrante. Por la ayuda que me ha brindado en la búsqueda de nuevas experiencias científicas y oportunidades de estudio. Por ser mis Amigos y la vez una grandes asesores.

A los Doctores Guillermo Ibáñez, Joseph Sebastián por su apoyo, comentarios y colaboración en el trabajo de investigación.

A cada uno de mis amigos y compañeros de clase, en especial a Luis Alberto H. D., Jorge A. Gómez, Cesar Alberto C. F, por apoyarme en cada una de las actividades que se realizaron en los diversos proyectos. Así por la amistad brindada durante nuestro recorrido en la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas.

DEDICATORIAS

A mis padres Fermín Vázquez González y Eudexia Morales Tondopó, por enseñarme a luchar, por el apoyo incondicional pero sobre todo por el gran amor que me han brindado toda la vida. Y a mi hermano Williams V.M., por su apoyo y cariño a mi cuñada Ariana T.C por su cariño y aprecio y a mi sobrino Isaí por recordarme lo grande y maravilloso que es la vida.

A todos mis amigos que siempre me ha apoyado en las malas y en las buenas, a mis grandes amigos Alfredo C.A, Montserrat N.L, Olga Alicia R.G, Saida Minerva V.V, Félix Antonio M.T, Janeth Judith G.H, que de una y otra forma aportaron un granito de arena para finalizar este trabajo.

Agradecer al grupo “Rencuentro” de A.A por darme la oportunidad de unirme con ellos, ensañándome que cuando uno quiere puede y en especial afecto a José Antonio D.C, por brindarme esa amistad y darme sabios consejos.

Quiero darle gracias a dios por enseñarme lo que vale la vida y darme la oportunidad de ser un gran triunfador en vida, y gracias dios por guiarme por el camino correcto y darme fuerzas para seguir adelante y saber que nunca estaré solo hasta los últimos días de mi vida.

Gracias mi familia que en todo momento tenía fe en mí y nunca perderla, gracias a toda aquella persona que confió en mí y me brindo su amistad dando me esos ánimos de superarme cada día más y aquí demostrarles que no fue en vano.

"Si buscas resultados distintos, no hagas siempre lo mismo"

Einstein, Albert

RESUMEN

Las energías renovables ofrecen hoy en día importantes oportunidades para aplicaciones en lugares donde la energía convencional no llega, especialmente para el sector rural que comúnmente presentan altos niveles de marginación. La falta de energía en comunidades rurales aisladas constituye una situación crítica, ya que suele estar asociada con la ausencia de servicios básicos como telecomunicaciones, educación, servicios de salud y frecuentemente agua potable.

En el presente trabajo se desarrolla un modelo integral de electrificación de comunidades rurales marginadas, mediante la implementación de tecnologías fotovoltaicas que aprovechan el recurso solar disponible y que permitan satisfacer las necesidades energéticas en sus habitantes, partiendo de sus propias exigencias y compromisos en aras de tener la adecuada interrelación de los aspectos sociales, económicos y productivos y consigo la sustentabilidad de dichas comunidades.

Se determinaron las características de la comunidad desde el punto de vista económico, social y ambiental, mediante la aplicación de entrevistas y encuestas con el objetivo de conocer las características y necesidades de la población, así como definir el tipo de tecnología fotovoltaica a utilizar y diseñar los sistemas fotovoltaicos en función a las demandas energéticas y el potencial solar disponible.

Finalmente, se implementaron y evaluaron las diferentes tecnologías solares fotovoltaicas para estimar su desempeño en condiciones reales de operación, y así mismo se determinaron los impactos sociales y el grado de apropiación de la tecnología por parte de los habitantes de la comunidad.

INDICE

AGRADECIMIENTOS

DEDICATORIA

RESUMEN

INDICE

CAPÍTULO I. GENERALIDADES	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes.	4
1.3 Problemática.	11
1.4 Justificación	14
1.5 Objetivo.....	16
1.5.1 Objetivo principal.	16
1.5.2 Objetivo específicos.....	16
1.6 Hipótesis.	17
CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEORICOS.....	18
2.1. NATURALEZA DE LA ENERGIA SOLAR.....	18
2.1.1 Estructura del sol.	18
2.1.2 La constante solar.....	19
2.1.3 La radiación normal extraterrestre.	21
2.1.4 Distribución espectral de la radiación solar.....	23
2.1.5 Variación del flujo de energía con la distancia.....	24
2.1.6. Geometría sol-tierra. Posición solar.....	26
2.1.6.1 Los movimientos de la Tierra.....	26
2.1.6.2. Movimiento de traslación.	27

2.1.6.3	Movimiento de rotación.....	28
2.1.6.4	Posición de un observador sobre la superficie terrestre.....	30
2.1.7	La esfera celeste. Sistemas de referencia.....	31
2.1.8	Movimiento aparente del Sol sobre el horizonte	36
2.1.9	Tiempo solar y tiempo oficial.	38
2.1.10	Cálculo de la posición solar. Ecuaciones aproximadas.	42
2.1.11	Posición del sol relativa a una superficie plana.....	45
2.2	Fundamentos Físicos de las Celdas Solares.	47
2.3	Sistemas fotovoltaicos.	55
2.3.1	Aspectos Generales.....	55
2.3.2	Orientación de los Módulos FV	57
2.4	Dimensionado de sistemas fotovoltaicos.	58
CAPÍTULO III. CAPITULO III. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.....		65
3.1	Introducción.....	65
3.2	Área de Estudio.....	65
3.2.1	Clima.....	66
3.2.2	Vegetación.....	66
3.2.3	Hidrografía.	66
3.2.4	Uso del Suelo.	66
3.2.5	Fauna.....	66
3.3	Descripción del Modelo.....	66
3.4	Metodología de Intervención Comunitaria.....	67
3.5	Aspectos tecnológicos.	68
3.6	Criterios de Diseño de un Sistema Fotovoltaico.....	68
3.6.1	Dimensionado del Sistema Fotovoltaico.	70

3.6.1.1 Demanda Energética.....	71
3.6.1.2 Determinación de la corriente eléctrica.....	71
3.6.1.3 Determinación del consumo total.	72
3.7 Componentes de un Sistema Solar Fotovoltaico.	72
3.7.1 Subsistema de Generación.....	72
3.7.2 Subsistema de Acumulación.....	73
3.7.2.1 Regulador de Carga de Batería.....	75
3.7.2.2 Inversor.....	75
3.8 Costos de un SFV.	76
3.9 Ubicación de los paneles PV.	77
3.10 Dispositivos de protección.	77
3.11 Puesta a tierra.....	77
3.12 Fiabilidad del SFV.	78
3.13 Mantenimiento y Operación del SFV.....	78
3.14 Implementación de los sistemas.	79
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	81
4.1 Sistema Fotovoltaico para la Electrificación de una Viviendas Rural.	81
4.2 Fases de diseño del sistema PV autónomo.	86
4.2.1 Datos de radiación.....	86
4.2.2 Diseño previo.....	91
4.3 Elección de componentes.....	97
4.3.1 Elección del módulo.....	97
4.3.2 Elección de la batería.	99
4.3.3 Elección del regulador.	99
4.3.4 Elección del inversor.....	101

4.4 Introducción de los componentes en la base de datos.	103
4.5 Dimensionado.	105
4.5.1 Simulación.	105
4.5.2. Cableado	107
4.6 Resultados de simulación.	115
CAPÍTULO V. CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	121
5.1 CONCLUSIÓN.	121
5.2 Recomendaciones	123
Bibliografía	124

INDICE DE FIGURAS.

Figura II-1 Espectro de la radiación del sol y de un cuerpo negro a 5763K.	24
Figura II-2 Posición de la Tierra sobre su órbita.....	26
Figura II-3 Sucesión de las estaciones.....	29
Figura II-4 Coordenadas geográficas	31
Figura II-5 Coordenadas celestes horizontales	33
Figura II-6 Coordenadas celestes horarias.....	34
Figura II-7 Triángulo esférico formado por el polo (Norte en el hemisferio Norte y Sur en el hemisferio Sur), el Cénit y el astro.	36
Figura II-8 Planos del ecuador y la eclíptica.....	38
Figura II-9 Representación gráfica de la ecuación del tiempo.....	40
Figura II-10 Ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie.	46
Figura II-11 Representación esquemática del diagrama de bandas de un semiconductor.	49
Figura II-12 Representación esquemática del movimiento de electrones y huecos libres bajo la acción de un potencial aplicado.	50
Figura II-13 Estructura de una celda solar de silicio.....	52
Figura II-14 La dependencia I-V de una celda solar en oscuridad y bajo iluminación.	54
Figura II-15 Paneles solares y sus principales componentes.....	55
Figura II-16 Esquema SFA en uno DC.....	59
Figura II-17 Esquema SFA en uso AC.	59
Figura II-18 Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red. 1) Panel solar. 2) sistema electrónico que incluye el inversor en fase con la red y medidor	

para determinar el consumo y producción de energía. 3) la red eléctrica. 4) carga eléctrica.....	60
Figura III-1 Mapa de Chiapas indicando el lugar de estudio.	65
Figura III-2 Esquema de Diseño del sistema fotovoltaico.....	69
Figura III-3 Consideraciones generales para el diseño de sistemas fotovoltaicos.	70
Figura IV-1 Bateria de 6V a 225Ah.....	84
Figura IV-2 Controlador de 10amp.	86
Figura IV-3 Página principal PVSYST	87
Figura IV-4 Página principal opción “Herramientas”.....	88
Figura IV-5 Introducción de las coordenadas	89
Figura IV-6 Datos meteorológicos de la NASA.....	90
Figura IV-7 Pantalla principal. Diseño preliminar.....	91
Figura IV-8 Representación preliminar del sistema autónomo.	92
Figura IV-9 Elección de la localización del proyecto.	93
Figura IV-10 Especificación de la inclinación de los paneles.	94
Figura IV-11 Perfil de consumo mensual.	95
Figura IV-12 Resultado del diseño previo.	96
Figura IV-13 Parte de la especificación del módulo elegido.....	98
Figura IV-14 Especificaciones de la batería elegida.....	99
Figura IV-15 Imagen de batería Trojan T-150.	99
Figura IV-16 Fotografía del regulador Steca Tarom.	101
Figura IV-17 Especificación del modulo elegido en PVSYST.....	103
Figura IV-18 Especificación de la batería elegida en PVSYST.	104
Figura IV-19 Albedo en PVSYST.	105
Figura IV-20 Especificaciones de batería y módulo.	106
Figura IV-21 Especificación de regulador y temperatura de batería.....	107
Figura IV-22 Temperatura de operación de los conductores XHHW y THHN.	108
Figura IV-23 Clasificación de conductor por tipo de aplicación.	109
Figura IV-24 Inclusión de factores de pérdidas.	113
Figura IV-25 Inclusión de pérdidas por cableado.	114
Figura IV-26 Producción normalizada de energía y factores de pérdida en el sistema PV diseñado.....	116
Figura IV-27 Diagrama de pérdidas de energía, obtenido vía simulación de desempeño del sistema con ayuda de PVSYST.....	117
Figura IV-28 Balance energético del sistema PV.	119
Figura IV-29 Factor de rendimiento y fracción solar del sistema PV diseñado. ..	120

INDICE DE TABLA.

Tabla II-1 para convertir el día del mes, en el número del día del año.	22
Tabla III-1 Estimación de la demanda energética.	71
Tabla III-2 Presupuesto referencial de implementación del sistema PV autónomo.	76
Tabla IV-1 Estimación de la demanda energética.	82
Tabla IV-2 Demanda energética para casa en comunidad	83
Tabla IV-3 Valores de I_{sc} y V_{oc} del generador fotovoltaico.	98
Tabla IV-4 Factores a tener en cuenta para la elección del regulador.	100
Tabla IV-5 Especificaciones del regulador Steca Tarom 235.	100
Tabla IV-6 Consumo de la instalación.	101
Tabla IV-7 conductores de cobre.	110

CAPÍTULO I. GENERALIDADES

1.1 Introducción.

No es necesario un análisis muy riguroso de la realidad de nuestro planeta para darse cuenta que los niveles de consumo que actualmente se mantienen en los países denominados desarrollados nos llevan a grandes contradicciones.

Con el ánimo de crecer económicamente nos lanzamos a sistemas productivos que inciden sobre nuestro planeta y por ende sobre los seres humanos que lo habitan. El uso irracional de la energía es otra forma de consumo desmedido que nos lleva a la sobre explotación de los recursos naturales que nos ofrece nuestro planeta.

La utilización de las energías renovables posibilita la creación de nuevas alternativas de vida, que apuestan por un mayor respeto al medio ambiente y que se orientan hacia la autosuficiencia.

Las energías renovables son un gran instrumento para transformar el futuro de nuestro planeta pero esta revolución tecnológica será inútil si no hacemos un análisis mucho más crítico de la realidad económica y política que nos ha llevado a no saber coexistir en armonía con todos los seres vivos de la Tierra.

Debido a las grandes contaminaciones que existe en nuestro planeta hemos obtenido como resultado el calentamiento global el cual puede tener causa antropogénica que es producido por causa de actividades humanas en el clima de la tierra, el cual tenemos como resultado la destrucción de la capa de ozono, las lluvias acidas, las contaminación de suelos, aire y agua y el calentamiento global provocado por el efecto invernadero.

La Energía Solar es una de las fuentes de energía que más desarrollo está experimentando en los últimos años y con mayores expectativas para el futuro cada año, el sol arroja sobre la tierra cuatro mil veces más energía que la que se consume, demostrándose que esta fuente energética aún está infravalorada, y sobre todo, poco explotada en relación a sus posibilidades.

Hoy día podemos aprovechar de diversas maneras la Energía Solar, puede emplearse directamente para producir agua caliente para el baño y la calefacción.

El potencial solar de Chiapas es uno de los más altos de México debido a su privilegiada situación y climatología, hacer una instalación para este tipo de energía puede resultar mucho más barato y rentable de lo que se supone.

Por el contrario, las celdas solares transforman la luz solar directamente en corriente eléctrica, básicamente se distinguen dos tipos de Energía Solar Fotovoltaica:

Sistemas Aislados y Sistemas Conectados a la Red, las posibilidades de aplicación son enormes, desde viviendas o equipamientos aislados o independientes, hasta centrales eléctricas rurales, telecomunicaciones, bombeo de agua, señalizaciones, equipos de sonido, sistemas de iluminación, ordenadores, teléfonos portátiles, cámaras, calculadoras entre muchas más.

Las ventajas de la Energía Fotovoltaica son las siguientes:

- La explotación de Energía Fotovoltaica no está asociada a ninguna clase de riesgos medioambientales, es totalmente Ecológica.
- El aprovechamiento de la Energía Solar favorece la distensión internacional. Contribuye a evitar conflictos militares por los recursos fósiles y a reducir la pobreza. Ella misma carece de interés como objetivo de ataques militares o terroristas.
- El efecto fotovoltaico se produce sin piezas móviles. Puede descartarse así el desgaste de funcionamiento a causa de piezas o materias en movimiento, como consecuencia de esto, no son necesarias grandes estructuras de apoyo. (Energía Eólica).
- La producción Eléctrica Fotovoltaica ocurre sin combustión y a un nivel de temperatura comparativamente bajo. Los componentes por consiguiente, no sufren carga térmica, tal y como es habitual, por ejemplo, en las calderas de calefacción.

- La disponibilidad de Energía Fotovoltaica es mayor en los momentos de demanda máxima eléctrica es decir a mediodía, por lo que se presenta una característica de producción y demanda muy buena.
- El rendimiento de una planta FV. Puede predeterminarse muy bien, gracias a los pronósticos meteorológicos.

La nueva tendencia es la producción de energía descentralizada. Las centrales pequeñas tienen pérdidas de distribución menores notables, ofreciendo mayor seguridad a las fallas o ataques terroristas.

Casi dos mil millones de personas de los países en desarrollo una tercera parte de la población mundial carecen de acceso a la electricidad. Los principales recursos energéticos a disposición de millones de familias rurales siguen siendo la leña, los residuos agrícolas, la fuerza humana y los animales de tiro.

Es fundamental encontrar otras fuentes de energía, a la vez económicas e inocuas para el medio ambiente, con el fin de incrementar la productividad agrícola y mejorar la calidad de vida de las comunidades rurales.

Los sistemas fotovoltaicos siguen siendo relativamente costosos y, por lo tanto, no constituyen "una panacea para resolver todos los problemas de pobreza rural", si bien entrañan muchas posibilidades de proporcionar ciertas aplicaciones específicas de extrema importancia.

"Los sistemas de energía solar, además de la energía eólica y otras aplicaciones de energía renovable, son la única solución técnicamente viable para suministrar la energía necesaria a las comunidades rurales aisladas", afirma Gustavo Best, Coordinador Principal de Energía de la FAO. "Pequeñas cantidades de energía pueden representar una gran diferencia al mejorar la vida rural, incrementar la productividad agrícola y crear nuevas oportunidades de ganar ingresos" (FAO).

Actualmente la energía solar se usa más que nada para iluminación, radio y televisión en el ámbito doméstico. Al ampliarse el horario en que se disfruta de luz,

hay más tiempo para realizar actividades productivas. Esto ha beneficiado en especial a las mujeres y los niños, que pasan más tiempo en casa. La extensión de la iluminación permite a las mujeres llevar a cabo actividades como la costura, la elaboración de cestas y de artesanías, y a los niños seguir estudiando cuando ya ha oscurecido.

Pero no se ha aprovechado del todo el potencial de la energía solar para incrementar la productividad agrícola ni para el desarrollo rural en general. Con un medio económico e institucional propicio, los sistemas de energía solar podrían mejorar considerablemente la atención médica y los servicios escolares, el suministro de agua para consumo humano, para irrigación y abrevaderos, así como para la preparación de alimentos y su refrigeración, servicios veterinarios, comunicaciones y turismo. Además también ofrecen posibilidades en el ámbito de las actividades no agrícolas (restaurantes, cines, talleres técnicos y artesanales, etc.), al permitir utilizar herramientas eléctricas, equipo de cocina, teléfonos y otros aparatos.

1.2 Antecedentes.

México es un importante productor y a la vez exportador de hidrocarburos en el mundo. La compañía petrolera nacional anuncio una importante reducción en sus capacidades de producción originado a la escasez de petróleo. El país con una población de 103 millones de habitantes, que esta distribuye en 2 millones de Km² de territorio. La red de electricidad convencional que hoy en día tiene comisión federal de electricidad cubre la mayor parte del país y que para finales del 2006, la cobertura fue de cerca del 97% (World bank, México).

El recurso de radiación solar con un valor promedio diario de más de unos 5kWh/m², las tecnologías solares tienen un uso potencial grande para la producción de energía en nuestro país, que es una de las principales razones por la cual las instituciones académicas tanto de gobierno como particulares e industriales han realizado estudios para el desarrollo tecnologías para el uso de los recursos de la energía solar (Yasuhiro, 2008).

En el país la cobertura eléctrica a través de la red nacional abarca el 97% de la población, lo que significa que actualmente existe alrededor de 3.2 millones de habitantes que carecen de servicios básicos de energía eléctrica y están distribuidos en 89,000 localidades, es decir que la cobertura es desigual, problema que se manifiesta principalmente en los estados de Guerrero, Oaxaca, Chiapas, Veracruz y San Luis Potosí (INEGI, 2005).

De acuerdo a los datos del Censo de Población y Vivienda, el 99% de las viviendas urbanas en el país cuentan con electricidad, mientras que solo el 85% de las viviendas rurales cuentan con este servicio, datos de CFE para el año 2006, en el medio rural este porcentaje ascendió sólo al 90.16%, las comunidades rurales indígenas la cobertura es apenas del 64%, problemática que se manifiesta principalmente en los estados de Chiapas, Veracruz, Guerrero, San Luis Potosí, Oaxaca, Hidalgo y Chihuahua (SENER, 2008).

Datos de la comisión reguladora de energía, el índice de electrificación rural a nivel nacional se incrementó del año 2000 al 2004 en un 87%. Al finalizar el 2004, la CFE estimó que en Chiapas el índice de electrificación rural fue del 84.8% y para finales de año del 2006 de un 87.21% (CFE, 2007).

La generación de electricidad es sin duda la aplicación de las energías renovables que tiene un mayor potencial para México. Actualmente se están desarrollando un gran número de proyectos de este tipo en la modalidad de autoabastecimiento (Cassedy, 2000). El reto es ahora encontrar mecanismos para multiplicar los proyectos de generación para la entrega de electricidad a las empresas públicas, de este modo podremos hacer que el servicio público de energía eléctrica reciba los beneficios de las energías renovables, principalmente en términos de reducción de riesgos económicos.

Las energías renovables más aprovechadas en México, localmente son la eólica, hidráulica, bioenergía y geotermia. La energía eólica se ha desarrollado a pasos acelerados en el Mundo durante los últimos años. En el año 2008, la capacidad instalada mundial llegó a los 120,800 MW, existen en la actualidad 170

MW de capacidad eólica en operación, que se dividen en: 85 MW en los proyectos La Venta I y La Venta II operados por la CFE en el Istmo de Tehuantepec, 80 MW en el proyecto de autoabastecimiento Parques Ecológicos de México, que entró gradualmente en operación desde enero del 2009, 0.6 MW en una turbina de la CFE en Guerrero Negro, Baja California Sur, 2 MW en pequeños aerogeneradores en sitios aislados de la red y 3 MW en pequeñas aerobombas (ANES, 2007).

La capacidad hidroeléctrica instalada es de 11.4 GW, de los cuales aproximadamente 300 MW corresponden a pequeñas centrales de las empresas públicas, y 90 MW a centrales privadas de autoabastecimiento. La generación es de 27,300 GWh/año. Una de las perspectivas del sector eléctrico contempla la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas con una capacidad de 1,224 MW en el transcurso de los próximos 10 años (CFE, 2000).

En la republica mexicana, prácticamente todos los sistemas fotovoltaicos se encuentran en comunidades rurales aisladas de la red eléctrica, y muchos de ellos fueron instalados por medio de programas gubernamentales de electrificación rural, Se tiene una estimación instalada de 18.5 MW y que generan en promedio 0.032 TJ/año (SENER, 2009).

Se puede afirmar que la República Mexicana recibe, en seis horas de exposición al Sol, la misma cantidad de energía que consumirá todo el país durante todo un año (Pérez, 2005). Esta energía se transforma en calor, viento, agua evaporada y en diversas formas de biomasa y solo una fracción pequeña es aprovechable para la generación de energía en el cual el ser humano usa. (Pérez, 2005).

La Secretaría de Energía mediante el Proyecto Servicios Integrales de Energía dotará de electricidad a 50,000 viviendas, la mayoría de origen indígena y dentro de los Municipios de menor Índice de Desarrollo Humano en los Estados de Chiapas, Guerrero, Oaxaca y Veracruz, tanto para consumo doméstico como para detonar actividades productivas relacionadas con las vocaciones naturales de las comunidades, utilizando las tecnologías renovables más adecuadas y de mejor

costo beneficio, asegurando la sustentabilidad de los proyectos en un periodo de ejecución de 5 años (SAGARPA, 2009).

En los años 90's, se inicio el uso de sistemas fotovoltaicos para la electrificación rural en México, ante la imposibilidad de Comisión Federal de Electricidad de dar el servicio utilizando el método convencional, la extensión de red a comunidades carentes de infraestructura y con alto grado de dispersión poblacional. En cuanto a la política de la CFE para electrificación rural, un dato importante es la potencia a proveer, la cual es aproximadamente 250w-h para una casa rural. Por otra parte los costos de introducción de la red a bajo voltaje fluctúan en el medio rural desde \$110,000.00 hasta \$170,000.00 por kilómetro extendido de red más el costo del transformador (Miranda y Agredano, 2007).

En el año 1960, instituciones gubernamentales de México han contribuido a la Investigación y Desarrollo de células fotovoltaicas solares, como la producción piloto del módulo fotovoltaico y su aplicación, muchas de estas actividades las han llevado a cabo en formación académica, las instituciones gubernamentales y empresas privadas hasta ahora, no obstante, y a pesar de que México recibe una excelente radiación solar en toda su extensión territorial, aún no existe un proyecto de nación amplio para la implementación y desarrollo de la energía solar fotovoltaica, debido a la falta de decisiones políticas que se ha asociado con la generación de energía mediante combustibles fósiles (Yasuhiro et al. 2008).

La investigación y desarrollo en la tecnología fotovoltaica en el país se remonta hasta la década de los 70's. El Centro de Investigaciones y Estudios Avanzados (CINVESTAV) del Instituto Politécnico Nacional inició la manufactura de celdas fotovoltaicas y su ensamble en módulos. En el año 1978 se puso en operación una planta piloto con un potencial de 4 kWp por año. La capacidad de la planta posteriormente fue incrementada hasta los 20 kw. (Rincón, 1999).

Los primeros radioteléfonos rurales y el primer sistema de enseñanza vía televisión con esta tecnología se instalaron en el estado de Puebla en 1977, mediante módulos fotovoltaicos producidos en el CINVESTAV (Pérez et al. 1978).

El CINCESTAV en el año 1978 instaló, línea de producción de celdas solares de silicio monocristalino. En 1979 comenzó la aplicación masiva de equipos solares con un acuerdo entre la republica federal de Alemania, para una comunidad autosuficiente de pesca en estado de Baja California (DIGAASES México 1980). En el periodo de 1979 a 1981 se desarrollo en ese mismo centro, un sistema fotovoltaico de bombeo de agua de 735 W pico, con una capacidad de 3.7 litros por segundo a 90 metros de profundidad.

De 1981 a 1984 se diseñaron, construyeron e instalaron sistemas para la iluminación de albergues infantiles del Instituto Nacional Indigenista en cooperación con el CINVESTAV, en los que se beneficiaron 153 localidades rurales (Rincón, 1999).

El programa gubernamental de electrificación rural, denominado Energía Renovable para México (MREP), aplicado la tecnología fotovoltaica propone como alternativa proveer de electricidad a las zonas rurales. El éxito de este programa fue el de brindar aplicaciones fotovoltaicas en el bombeo de agua para riego, ganado y llevar los sistemas solares domésticos a comunidades rurales, esto a cargo de Sandia National Laboratories y financiado por el Departamento de Energía y la Agencia para el Desarrollo Internacional (USAID) (Sandia 1999).

En la actualidad, la tecnología fotovoltaica mexicana para aplicaciones terrestres está dominada por el silicio cristalino, ya que es una tecnología madura disponible comercialmente aunque el producto es relativamente caro, pero no ha evitado la labor de investigación y desarrollo en otros materiales semiconductores para su aplicación en la conversión fotovoltaica en donde se pretende encontrar la combinación óptima de eficiencia y costo. Es así como Instituciones como el Laboratorio de Energía Solar de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) han realizado investigación en materiales para celdas fotovoltaicas y se han encontrado materiales semiconductores alternativos al silicio que son prometedores como una tecnología fotovoltaica confiable y duradera; uno de ellos es el telurio de cadmio (CdTe) que al formar una unión íntima con el sulfuro de cadmio (CdS), forman una celda solar (Cusano, 1963).

Hoy en día, los materiales fotovoltaicos de películas delgadas más importantes son el Cd Te, el a- Si y el Cu (In, Ga) Se₂, las cuales las celdas solares policristalinas basados en Cd Te, pueden ser fabricadas por diversos métodos considerados de bajo costo. Este material posee un alto coeficiente de absorción y una buena estabilidad química, esto hace en ella un material atractivo para aplicaciones fotovoltaicas (Pantoja, 2007).

Las energías renovables (solar fotovoltaica) ofrecen importantes oportunidades para aplicaciones en entornos donde la energía convencional no llega, o llega solo de manera parcial. Esto es particularmente útil en el entorno rural, entre poblaciones con altos niveles de marginación. La falta de energía en comunidades rurales aisladas constituye una situación crítica, ya que suele estar asociada con la ausencia de telecomunicaciones, educación, servicios de salud, y frecuentemente agua potable (SENER, 2009).

Decenas de miles de hogares de México y más en el estado de Chiapas se caracteriza por tener una gran cantidad de comunidades ubicadas en lugares de difícil acceso están siendo ya electrificados con sistemas fotovoltaicos, en regiones apartadas como los altos y cierra del estado de Chiapas y zonas como el soconusco entre muchas más, donde el suministro eléctrico convencional puede ser técnicamente difícil y muy costoso, debido al difícil acceso y otras circunstancias. La característica particular de tales regiones es el alto grado de dispersión de la población, lo que hace más atractivo el uso de los sistemas fotovoltaicos. Hacer el seguimiento y la evaluación de los proyectos y programas de electrificación rural fotovoltaica debe ser una preocupación de todas las entidades, públicas o privadas, responsables de su formulación, financiamiento o ejecución. El seguimiento y evaluación de proyectos y programas es de gran utilidad, ya que arroja información que ayuda a conocer el estado físico y operativo de los sistemas en un momento dado, así como el grado de satisfacción de los usuarios y la efectividad de los mecanismos implantados para la sostenibilidad a mediano y largo plazos del proyecto o programa. También permiten identificar áreas de problemas que requieren acciones correctivas o preventivas inmediatas,

tanto en lo relativo a la reparación o reposición de componentes y equipos individuales, como en lo referente a la identificación de nuevos productos disponibles en el mercado, elaboración de nuevas o mejoradas normas y especificaciones técnicas, metodologías de trabajo, guías de diseño y manuales para su mantenimiento (Prado, 2008)

En el contexto local en el municipio de Cintalapa, Chiapas, la comunidad Nuevo Amanecer Tenejapa recibió el proyecto piloto de sistema fotovoltaico, impulsado a través del Instituto de Energías Alternativas para atender aquellas localidades que carecen de energía eléctrica, estando cuando mínimo a una distancia de más de cinco kilómetros de una red de este suministro (ASICH, 2010).

En el proyecto Energía Fotovoltaica a Comunidades de Alta Marginación llevada a cabo por gobierno y particulares, con el propósito de dotar de energía eléctrica a comunidades con menor índice desarrollo humano que por su ubicación geográfica no disponen del servicio convencional, se realizaron 13 diagnósticos situacionales en las localidades identificadas para determinar la viabilidad de apoyo, en las cuales instalándose 170 sistemas solares fotovoltaicos con una capacidad de 130 watts a igual número de viviendas de las comunidades de: San Miguel Arcángel, Santa Rosa Mamalik e Ik'Osilja, San Sebastián Segunda Sección, El Sumidero y El Mirador, de los municipios de Berriozábal, Chanal, Chilón, Cintalapa, Amatán, Francisco León, Huitiupán, Ocosingo y Acala; beneficiando a 789 personas de los cuales 384 son hombres y 405 mujeres; asimismo el gobierno (estatal.....) instaló luminarias con tecnología led's alimentado con energía solar para alumbrado público dando esto un ahorro de energía y contribuyendo en la disminución del impacto ambiental (OPGE, 2010).

De acuerdo a la evaluación realizada por la Secretaría de Energía, Comisión Federal de Electricidad, e instituciones privadas, la tecnología fotovoltaica es una alternativa tecnológica económicamente factible y sustentable, de implantarse en lugares alejados y de difícil acceso de instalar la red eléctrica convencional, el cual ha motivado al estudio que aquí se presenta para las

localidades rurales de Sikilucum y Jocotal, ubicadas en el municipio Larráinzar y el municipio de Zinacantán del estado de Chiapas.

1.3 Problemática.

El estado de Chiapas es uno de los estados de la república Mexicana donde existen un gran índice de marginación y existen comunidades con falta de servicios públicos como drenaje, agua potable, energía eléctrica, la cual provoca deficiencias en los sectores agrícolas , educación y salud.

La Electricidad es una de las fuentes de energía más necesaria y de la cual dependemos totalmente. Esto nos lleva como consecuencia a garantizarnos una forma de generación eléctrica alternativa donde se asegure la confiabilidad del servicio y dar un beneficio a lugares donde el servicio es difícil de llegar.

Hoy en día dependemos en gran medida de la generación de la Energía Eléctrica a distancia la cual nos hace muy vulnerable. A la falta de energía eléctrica los pobladores no puede cosechar a menos que sea productos de temporadas y esto nos dice también que no hay como conservar sus alimentos como carnes y lácteos dando como consecuencia una mala alimentación, una desnutrición con mayor afectación a los menores ya que son más vulnerables a no consumir una alimentación adecuada y a toda esta gama de deficiencias tendremos un índice alto de desnutrición.

La generación fotovoltaica además de ser limpia nos garantiza la confiabilidad en el servicio y ayuda al desarrollo de la comunidad para garantizar una vida mejor a los pobladores.

Desde la perspectiva económica, la cuestión de los costos ha sido el mayor obstáculo para que se generalice la utilización de las tecnologías renovables para la generación de electricidad. No obstante, el programa de Energías Renovables para la Agricultura implementado por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), entidad técnica de la SAGARPA (Secretaría de Ganadería, Agricultura, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación), realizado en el período 2000-2006, ha

demostrado que para sistemas de bombeo fotovoltaicos y proyectos productivos agropecuarios, la tecnología fotovoltaica es económicamente rentable para sistemas alejados a más de 0.5 km de la red con demandas de potencia menores a 5 KW (FIRCO, 2008).

En muchas aplicaciones es importante ponderar los beneficios sociales y ambientales que se pueden obtener con la tecnología fotovoltaica en términos de decisión para su implementación en proyectos específicos, como es el caso que aquí se estudia.

Las comunidades Sikilucum y Jocotal, ubicadas en el municipio Larráinzar y el municipio de Zinacantán del estado de Chiapas, cuya densidad poblacional es de 45 habitantes (8 hombres, 11 mujeres y 26 menores) y 58 habitantes (12 hombres, 12 mujeres y 34 menores) respectivamente (). Las mismas están ubicadas en lugares alejados de la cabeceras municipales, con caminos rurales muy deteriorado impidiendo el acceso del transporte convencional hasta las mismas, todos sus habitantes se encuentran en situación de pobreza, no tienen escuelas secundaria, ni servicios de salud, ni de electricidad, drenaje y sobre todo no tienen garantizada su seguridad alimentaria. El 100% de la población en ambas comunidades hablan lengua tzotzil y poco español limitando en ocasiones la comunicación y el intercambio con el actor social. Desde el punto de vista administrativo tienen un comisariado ejidal que representa a la comunidad ante las autoridades y se reúnen en asambleas para discutir sus problemas. A pesar de utilizar la leña para cocinar y construir tienen relativamente bien conservados sus bosques circundantes, así como sus fuentes de abasto de agua.

Pareciera contradictorio que a pesar de que las dos comunidades seleccionadas están dedicadas principalmente a la producción agropecuaria, de disponer de terrenos con la calidad y espacios suficientes para la siembra o pastoreo de ganado, de contar con un río o arrollo para el abasto de agua y de disponer de animales de traspatio para la obtención de carne y lácteos, no tengan los alimentos en cantidad, calidad y disponibilidad que garanticen su seguridad

alimentaria. Esta tristemente cierta realidad es debida dos problemas fundamentales:

1. No cuentan con la tecnología necesaria para bombear el agua desde la fuentes de abasto hasta las zonas de cultivo o pastoreo.
2. No tienen la tecnología necesaria para conservar los alimentos ricos en proteínas como la carne y lácteos por períodos prolongados de tiempo.

El criterio más importante radicó en que la problemática a resolver es la seguridad alimentaria y los hombres en estas comunidades son los encargados de trabajar en el campo y garantizar la alimentación de la familia, en tal sentido el sistema de riego fotovoltaico incidirá directamente en esta labor. Sin embargo las mujeres también son beneficiarias del proceso pues al ser las encargadas de la selección y cocción de los alimentos tendrán un sistema de refrigeración el cual deberán manipular y cuidar.

1.4 Justificación.

Lo que se busca investigar en nuestro proyecto es el diseño, evaluación e implementación de sistemas de aprovechamiento de energía solar para la conservación de alimentos por medio de refrigeración y un sistema de bombeo para de riego de campos de pastoreo y cultivo en las comunidad de Sikilucum y Jocotal, ubicadas en el municipio Larráinzar y el municipio de Zinacantán del estado de Chiapas.

El potencial de los sistemas de energía solar fotovoltaica se ha demostrado en los proyectos de electrificación rural realizados por instituciones y particulares, en especial el de los sistemas solares domésticos.

Crece la importancia económica de los sistemas fotovoltaicos gracias a los resultados positivos en anteriores experiencias en su aplicación en otros sectores, como los servicios sociales y comunales, la agricultura en sistemas de riego por medio de sistemas de bombeo fotovoltaico, ganadería en cercos eléctricos para ganado y otras actividades productivas, capaces de repercutir significativamente en el desarrollo rural.

En la actualidad los costos de la energía fotovoltaica son todavía mayores que los costos de la Energía eléctrica convencional. Por esta razón la aplicación de los sistemas fotovoltaicos, todavía, son limitados a zonas remotas no conectadas a las redes públicas de distribución de energía eléctrica. En la actualidad los sistemas de potencia fotovoltaicos son utilizados como sistemas aislados, en regiones remotas y particularmente como sistemas híbridos con generadores a diesel. Las fuerzas motoras de la expansión del mercado de los sistemas fotovoltaicos ha sido la necesidad de energía de los países en desarrollo y lo concerniente a la protección del ambiente en los países desarrollados.

También es de mencionar que hace falta más información del uso de los sistemas fotovoltaicos y sus aplicaciones en México.

Con la resolución de esta problemática estamos contribuyendo a garantizar la seguridad alimentaria de estas comunidades, a cumplir el primero de los objetivos del milenio que es "Eliminar el hambre y la pobreza extrema", de forma indirecta se beneficiaría la salud mental y física de los habitantes de estas comunidades y sería un detonante para la resolución de otras problemáticas de las comunidades seleccionadas, así como serviría de referente para el municipio en cuestión y los municipios circundantes.

Estas comunidades al no tener tecnologías para el riego de agua tienen que acogerse a los ciclos estacionales cada vez más extremos de la naturaleza, alza de los precios de los alimentos, trayendo como consecuencia una gran incertidumbre alimentaria de los habitantes de la comunidad, paralelamente estas comunidades tienen fuentes para el abasto de agua durante todo el año suficientes para garantizar el riego de sus cultivos y de suministro de agua para los animales, sin embargo no poseen la tecnología para bombearla. Paralelamente los pocos alimentos que logran obtener de sus animales de traspatio deben de ser consumido en tiempos relativamente cortos al no tener métodos y tecnologías para su conservación, esto trae como consecuencia poca disponibilidad de carnes y lácteos para una adecuada dieta durante el día. Con la implementación de los proyectos se revertirá esta situación con mayor calidad y cantidad de alimentos. El sistema de riego propuesto fue estimado en función de la radiación solar disponible en el municipio de San Cristobal (relativamente cercano) y el consumo de agua fue estimado por la cantidad de tierra y el tipo de cultivo.

De lo anterior se desprende que los sistemas fotovoltaicos cada día tienen una mayor importancia como fuente renovable de energía eléctrica no contaminante. Por esta razón en el presente trabajo se estudiarán estos sistemas desde el punto de vista de su diseño, evaluación y su operación.

Unas de las limitantes que podemos encontrar es la llegada del recurso a tiempo, para la implementación del proyecto, otras de las variantes es que no se compre de parte de la administración los equipos adecuados en tiempo y forma, y

unas de las limitantes dada en las comunidades es que exista un conflicto interno en la comunidad.

La variante a todo esto es exigir o hacer llegar por escrito a las diferentes instancias a partir del depósito del recurso.

Exigir que se compren los equipos al precio y calidad que se cotizo.

Y la variante al conflicto de la comunidad es el cambio de lugar dentro del municipio o en otro municipio.

1.5 Objetivo.

1.5.1 Objetivo principal.

Diseñar, implementar y realizar un estudio técnico económico de sistemas de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica, para comunidades de alta marginación en el estado de Chiapas.

1.5.2 Objetivo específicos.

- Diseñar
- Implementar
- Realizar un estudio técnico económico y de fiabilidad.

1.6 Hipótesis.

Los sistemas solares fotovoltaicos, por la flexibilidad de su aplicación, representan una oportunidad única para que el sector de la energía ofreciendo servicios a las zonas rurales apartadas, tales como los servicios de salud, seguridad alimentaria, educación, comunicaciones, agricultura, suministro de agua y luz eléctrica.

La implementación de tecnología fotovoltaica en la zona de los altos de Chiapas es funcional, factible y sustentable.

En el caso de Sikilucum y Jocotal, Chiapas, donde dadas las condiciones del recurso solar son óptimas durante la mayor parte del año, ya que se tiene un valor promedio diario de 154 W/ m², se plantea la implementación del uso de sistemas solares fotovoltaicos como una forma de abastecimiento eléctrico para el uso de bombeo y refrigeración para alimentos, el cual mejora la calidad de vida, sin perjudicar al ambiente (Protección Civil, 2011).

La electricidad generada por los sistemas solares fotovoltaicos en las localidades de de Sikilucum y Jocotal contribuirá a su desarrollo sustentable.

Para esto, se propone el uso de sistemas fotovoltaicos autónomos, formados por un panel fotovoltaico y un sistema de almacenamiento mediante baterías, que generen la electricidad necesaria que requiera cada vivienda rural para su beneficio social y confort, y, adicionalmente, sistemas que sean usados en actividades productivas como el bombeo de agua, molienda, conservación de productos, que redituarían en un beneficio económico para los habitantes. Otros beneficios importantes son los ambientales de la energía verde.

Por lo tanto, el uso de la tecnología fotovoltaica es un factor que puede contribuir para un desarrollo sustentable en las comunidades. Los otros factores se pueden agrupar como económicos, sociales y ambientales, los cuales, a su vez, interaccionan entre ellos y con los sistemas fotovoltaicos.

CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEORICOS.

2.1. NATURALEZA DE LA ENERGIA SOLAR

2.1.1 Estructura del sol.

Para los fines del aprovechamiento de su energía, el Sol es una inmensa esfera de gases a alta temperatura, con un diámetro de 1.39×10^9 m, situado a la distancia media de 1.5×10^{11} m respecto de la Tierra. Esta distancia se llama unidad astronómica.

Se estima que la temperatura en el interior del Sol debe ser del orden de 10^7 K, pero en la fotosfera, es decir, en la superficie externa del Sol, la temperatura "efectiva de cuerpo negro" es de 5762 K (i.e., calculada según el modelo radio activo del cuerpo negro). Existen, sin embargo, otras formas de calcular la temperatura de la fotosfera, que dan como resultado alrededor de 6300 K.

Algunos datos interesantes acerca del Sol son los siguientes: el Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión. La generación de energía proviene, por tanto, de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo a la ecuación de Einstein, $E = m c^2$, donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m, c es la velocidad de la luz.

El núcleo solar es la región comprendida dentro del 23% de su radio, a partir del centro, que corresponde a tan sólo el 15% del volumen, pero en cambio contiene el 40% de la masa y ahí se genera el 90% de la energía. En esa región, la temperatura es del orden de 107K y la densidad es del orden de 105kg/m³.

A una distancia del 70% del radio solar, la temperatura es del orden de 105K y la densidad es de unos 70 kg/m³. La zona que va del 70% al 100% del radio solar, se conoce como zona convectiva y su temperatura cae hasta 5000 a 6000 K, mientras que la densidad desciende a 10⁻⁵ kg/m³.

La capa externa de esta región recibe el nombre de fotosfera y es considerada como la superficie del Sol, por ser ésta una región opaca, de donde se emite la gran mayoría de la radiación solar hacia el espacio. (Nota: opaco, en óptica, significa que no deja pasar la radiación. Por ejemplo, un espejo es opaco. Una fuente luminosa puede ser opaca. Por ejemplo, una lámpara de neón, emite luz desde su superficie, pero no podemos ver su interior: es opaca. Por tanto, el significado técnico de esta palabra es diferente del que le damos en el lenguaje común. Técnicamente, lo opuesto a opaco es transparente).

La fotosfera es la superficie aparente del Sol cuando se observa con un filtro adecuado, Por ser opaca, la fotosfera impide observar el interior del Sol. Sin embargo, es claro que, como todo el Sol, desde el núcleo hasta su superficie se encuentra en forma gaseosa, no hay una superficie física claramente definida, como la hay en la Tierra. Sobre la fotosfera existen también gases, en condiciones tales que son esencialmente transparentes, que se conocen como la corona solar, observable durante los eclipses totales de Sol. La corona solar es la atmósfera del Sol.

De forma similar a como sucede en la Tierra, la corona es cada vez más tenue a medida que se está a mayor distancia del núcleo solar, hasta confundirse con el vacío relativo que existe en el espacio interestelar (ITESO, 1995).

2.1.2 La constante solar

La combinación de tres factores: la distancia Tierra-Sol, el diámetro solar y la temperatura del Sol, determinan un flujo luminoso, un flujo de energía que incide sobre la superficie de la Tierra.

Se llama flujo a la cantidad que pasa a través de una superficie, por unidad de área y por unidad de tiempo. Por tanto, el flujo luminoso, que es un flujo de energía, tiene unidades de energía por unidad de área y por unidad de tiempo, por ejemplo, $J s^{-1} m^2$, equivalentes a $W m^2$.

Mucho se ha discutido acerca de si el Sol emite un flujo de energía constante, o se trata de una estrella variable. Algunos estudios parecen indicar que la variación de la emisión de energía, por parte del Sol, es menor al 1% a lo largo de un ciclo solar, que dura 22 años. No se conoce a ciencia cierta la causa de estas variaciones. Sin embargo la emisión de energía en el Sol puede considerarse constante.

La radiación emitida por el Sol, junto con sus condiciones geométricas respecto de la Tierra, dan por resultado que, sobre la atmósfera terrestre, incide una cantidad de radiación solar casi constante. Esto ha dado lugar a la definición de la llamada constante solar.

La constante solar, G_{sc} , es el flujo de energía proveniente del Sol, que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, ubicada a la distancia media de la Tierra al Sol, fuera de toda atmósfera.

Aclaremos algunos puntos de esta definición. Primero, es un flujo de energía, es decir, la constante solar se refiere a una cantidad de energía que incide, instantáneamente, sobre una superficie de área unitaria. Segundo, esta superficie hipotética es perpendicular o normal a la dirección de propagación de la luz. Una superficie en posición oblicua respecto de la dirección del Sol, recibiría un menor flujo de energía. Tercero, nuestra superficie hipotética se encuentra situada a la distancia media de la Tierra al Sol. Aunque. La órbita que describe la Tierra alrededor del Sol no es circular, por lo tanto, la distancia Tierra Sol no es constante, debe considerarse un valor promedio, para poder hablar de una constante. Por último la superficie hipotética, debe estar colocada fuera de la atmósfera, para evitar la atenuación de la radiación causada por la diversidad de fenómenos físicos y químicos que se presentan en la atmósfera (ITESO, 1995).

El valor comúnmente aceptado para G_{sc} ha variado en los últimos años, según las técnicas de medición que se han empleado, lo cual no indica que haya

variado en sí la magnitud de la energía que se recibe del Sol. El valor: $G_{sc} = 1353 \text{ W m}^2$ que, en otras unidades equivale a:

$$G_{sc} = 1.940 \text{ cal/cm}^2\text{min} = 428 \text{ Btu/ft}^2\text{hr} = 4871 \text{ MJ/m}^2\text{hr}$$

2.1.3 La radiación normal extraterrestre.

Como hemos expuesto, la radiación solar que incide sobre la Tierra está sujeta a las variaciones geométricas y a las condiciones físicas del propio Sol.

Por otro lado, la órbita que describe la Tierra alrededor del Sol no es circular, sino cuasielíptica.

La pequeña excentricidad de la órbita hace que, alrededor del 4 de enero, cuando la Tierra se encuentra en el perihelio (mínima distancia al Sol) la radiación solar extrarrestre sea máxima. Por otro lado, alrededor del 1 de julio seis meses después la Tierra se encuentra en el afelio (máxima distancia al Sol) y entonces la radiación solar extraterrestre es mínima.

La ecuación que describe el flujo de energía sobre un plano normal a la radiación solar extraterrestre, a lo largo del año es:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad 2.1$$

en donde G_{on} es el flujo de radiación extraterrestre, medida en un plano normal a la radiación, y n es el número de día del año. La contiene información para calcular el valor de n (ITESO, 1995).

Tablall-1 para convertir el día del mes, en el número del día del año.

Mes	"n" para el i-ésimo día del mes
Enero	i
Febrero	$31 + i$
Marzo	$59 + i$
Abril	$90 + i$
Mayo	$120 + i$
Junio	$151 + i$
Julio	$181 + i$
Agosto	$212 + i$
Septiembre	$243 + i$
Octubre	$273 + i$
Noviembre	$304 + i$
Diciembre	$334 + i$

En la ecuación anterior, el subíndice "sc" se usa para la constante solar (del inglés solar constante); el subíndice "o" se usa para la radiación extraterrestre, esto es, fuera de la atmósfera.

Por último, el subíndice "n" se utiliza para la radiación medida en un plano normal a la dirección de propagación de la radiación. De esta forma, el subíndice "on" se utiliza para la radiación extraterrestre observada en un plano normal a la radiación (ITESO, 1995).

2.1.4 Distribución espectral de la radiación solar.

El Sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma, hasta las ondas de radio. Sin embargo, para los fines del aprovechamiento de su energía, sólo es importante la llamada *radiación térmica* que incluye sólo el ultravioleta (UV), la radiación visible (VIS) y la infrarroja (IR).

Todos los cuerpos emiten cierta cantidad de radiación en virtud de su temperatura. A mayor temperatura ocurren dos cambios en la radiación emitida:

- La intensidad de la emisión es mayor, refiriéndose a, un mayor número de watts por metro cuadrado abandonan el cuerpo.
- El color o tipo de radiación cambia hacia una menor longitud de onda, esto es, del IR al VIS y al UV, a medida que aumenta la temperatura.

La fotosfera se encuentra a unos 6000 K y, por tanto, emite un cierto flujo de energía correspondiente a esa temperatura. Su distribución espectral es como se indica en la **Error! Reference source not found.** Esta figura muestra el espectro de radiación en función de la longitud de onda. La línea continua pero irregular corresponde a la irradiancia observada, medida desde la Tierra. La curva punteada representa la irradiancia espectral que tendría un cuerpo negro (radiador ideal), que se encontrara a la temperatura de 5762 K. Esta temperatura corresponde a la que debería tener dicho radiador ideal, para tener la misma emisión de energía que el Sol (ITESO, 1995).

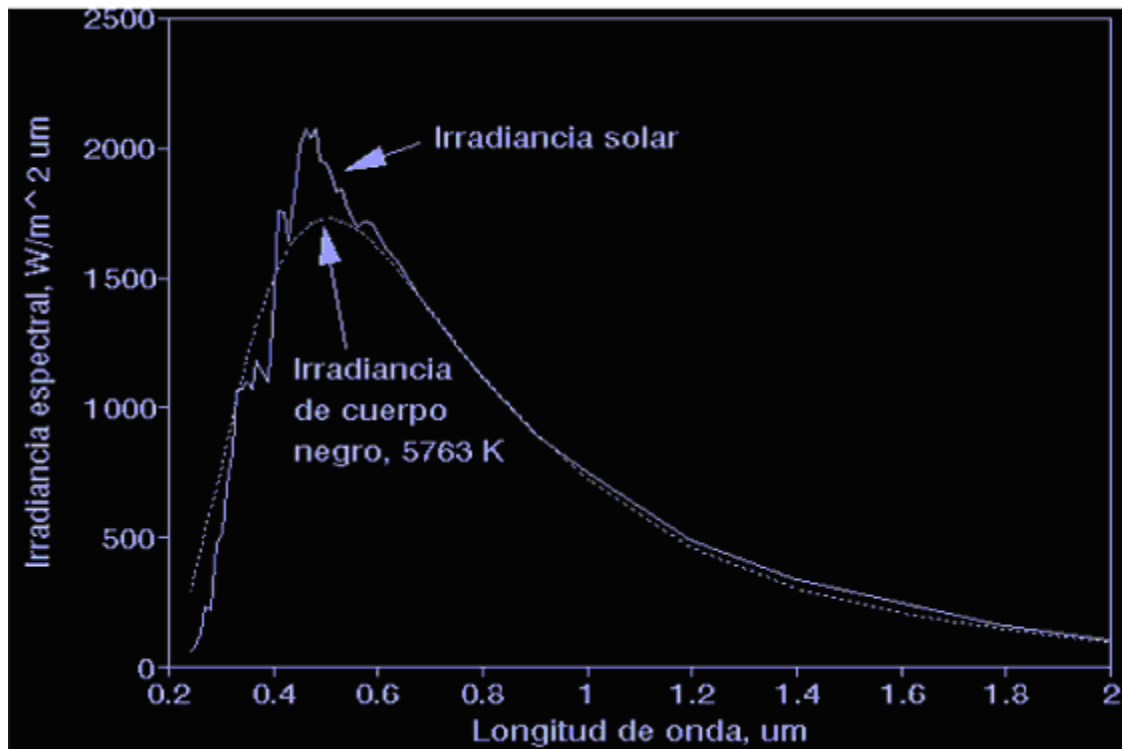


Figura II-1 Espectro de la radiación del sol y de un cuerpo negro a 5763K.

2.1.5 Variación del flujo de energía con la distancia.

Cuando se tiene una fuente luminosa que emite en todas direcciones, la intensidad luminosa o flujo de energía varía inversamente con el cuadrado de la distancia a la fuente emisora.

Una deducción muy sencilla de esta expresión, puede hacerse como sigue. Considérese una fuente luminosa cualquiera: una bombilla incandescente, una estrella, el Sol, que emite energía en forma homogénea en todas direcciones. Considérense dos esferas concéntricas, de radios r_1 y r_2 , mucho mayores que el de la fuente luminosa, cuyo centro coincida exactamente con la posición de dicha fuente. Supongamos que medimos la intensidad luminosa (flujo de energía) en la superficie de la esfera con radio r_1 , y llamemos a ese valor G_1 . La potencia (energía por unidad de tiempo) que pasa a través de la esfera completa estará dada por G_1 multiplicada por el área de la esfera:

$$Potencia_1 = 4\pi r_1^2 G_1 \quad 2.2$$

Por otro lado, si llamamos G_2 a la intensidad luminosa medida a la distancia r_2 , tendremos, mediante el mismo razonamiento, que la potencia evaluada en la superficie de la esfera "2" es:

$$Potencia_2 = 4\pi r_2^2 G_2 \quad 2.3$$

Si además consideramos que el espacio que separa las dos esferas es perfectamente transparente, es decir, no absorbe radiación, entonces la misma energía por unidad de tiempo que atraviesa la esfera

"1" debe atravesar la esfera "2". Por tanto,

$$Potencia_1 = Potencia_2 \quad 2.4$$

Entonces,

$$4\pi r_1^2 G_1 = 4\pi r_2^2 G_2 \quad 2.5$$

La cual se reduce a la expresión:

$$G_1 r_1^2 = G_2 r_2^2 \quad 2.6$$

donde r_1 y r_2 son las distancias correspondientes a los puntos en los que el flujo de energía es G_1 y G_2 .

Esta ecuación es de uso bastante general. Sirve para relacionar intensidades luminosas producidas por lámparas a ciertas distancias, lo mismo que para calcular la constante solar en diversos planetas. Sin embargo, no se aplica para luz emitida por medio de reflectores parabólicos, láser, cuya emisión es dirigida y no cumple con la hipótesis de disiparse en todas direcciones (ITESO, 1995).

2.1.6. Geometría sol-tierra. Posición solar

2.1.6.1 Los movimientos de la Tierra

La Tierra, al igual que el resto de los planetas y de acuerdo con la primera ley de Kepler, gira en torno al Sol describiendo una órbita elíptica con dicho astro situado en uno de sus focos. El eje mayor de esta elipse se denomina línea de los ápsides, siendo sus extremos el perihelio, punto de la órbita terrestre más próximo al Sol, y el afelio, punto más alejado. En la **Error! Reference source not found.** aparecen representados estos puntos. El plano que contiene la órbita de la Tierra se denomina plano de la eclíptica.

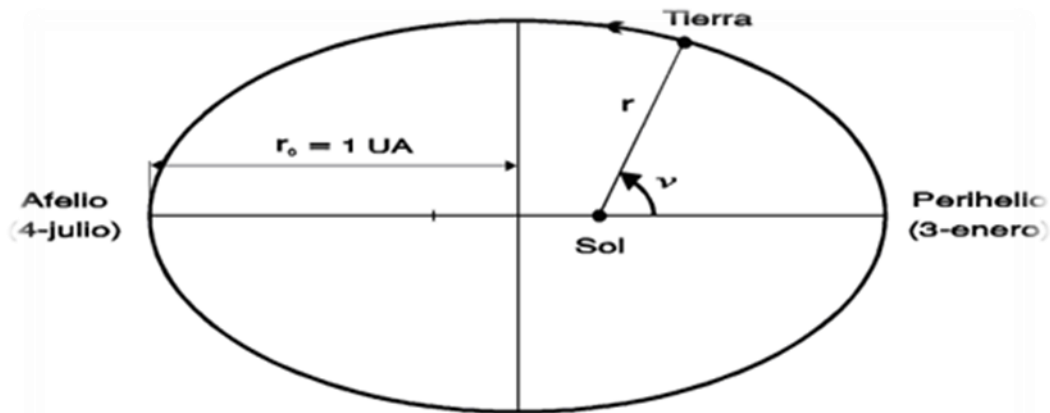


Figura II-2 Posición de la Tierra sobre su órbita

La distancia media de la Tierra al Sol, r_0 , define una unidad de longitud denominada unidad astronómica, UA, cuyo valor es

$$r_0 = 1,495979 \times 10^8 \text{ Km} = 1 \text{ UA} \quad 2.7$$

La excentricidad de la elipse, es decir, la razón entre la distancia del centro de la elipse a un foco y el semieje mayor, es igual aproximadamente a 0.017. Al ser esta excentricidad tan pequeña, la órbita terrestre podría asimilarse a una circunferencia de radio r_0 . No obstante, a lo largo del año, la distancia Tierra-Sol, r , varía apreciablemente entre un valor mínimo de 0.983 UA en el paso por el perihelio (aproximadamente el día 3 de enero), y un valor máximo de 1.017 UA en el paso por el afelio (aproximadamente el 4 de julio). Estas variaciones originan

una oscilación anual de un $\pm 3 \%$ en la cantidad de radiación solar recibida por la Tierra.

El período orbital de la Tierra o intervalo de tiempo que transcurre entre dos pasos consecutivos por el mismo punto de la órbita, define el denominado año sidéreo, y tiene una duración de 365,25636 días (Ruiz, 2009).

2.1.6.2. Movimiento de traslación.

El movimiento orbital de la Tierra no es uniforme. La velocidad lineal media es de unos 29,8 km/s, siendo máxima en el perihelio y mínima en el afelio. Este movimiento viene determinado por la segunda ley de Kepler o ley de las áreas, según la cual el radio vector que une el Sol con un planeta, barre áreas iguales en tiempos iguales esto es, la velocidad areolar es constante (Ruiz, 2009).

A efectos prácticos, interesa conocer la distancia Tierra-Sol un día cualquiera del año. Las expresiones prácticas más usadas son las siguientes:

$$E_0 = 1.000110 + 0.034221 \cos \Gamma + 0.001280 \operatorname{sen} \Gamma + 0.000719 \cos 2\Gamma + 0.000077 \operatorname{sen} 2\Gamma$$

2.8

O bien,

$$E_0 = 1 + 0.033 \cos(2n\pi/365) \quad 2.9$$

Donde:

$$E_0 = (r_0 / r)^2 \quad 2.10$$

siendo r la distancia Tierra-Sol el día n del año a partir del 1 de Enero, r_0 la distancia media Tierra-Sol, igual a 1 UA (ya definida) y Γ es el ángulo del día, en radianes.

$$\Gamma = 2\pi(n-1)/365 \quad 2.11$$

2.1.6.3 Movimiento de rotación

Simultáneamente al movimiento de traslación descrito, la Tierra gira sobre un eje que pasa por los polos, en un movimiento de rotación que puede suponerse perfectamente uniforme. El período de rotación de la Tierra, es decir, el tiempo que tarda en dar una vuelta completa sobre sí misma, es ligeramente inferior a un día, exactamente 23 h 56 min 4,099 s. El plano normal al eje de rotación que pasaría por el centro de gravedad de la Tierra se denomina plano ecuatorial o plano del ecuador.

El eje de rotación de la Tierra no es perpendicular al plano de la eclíptica. Esto da origen a las estaciones del año - invierno, primavera, verano y otoño - y a la desigual duración de los días y de las noches. Durante su movimiento de traslación alrededor del Sol, el eje de rotación de la Tierra se desplaza paralelamente a sí mismo, conservando prácticamente invariable su dirección en el espacio y formando siempre el mismo ángulo ε con la normal al plano de la eclíptica. Este ángulo ε se denomina oblicuidad de la eclíptica y su valor es de $23^{\circ} 27'$.

Esta oblicuidad permite definir sobre la órbita terrestre algunos puntos singulares. Para ello, se ha de considerar un plano que pasando por el centro geométrico del Sol sea normal al eje de rotación de la Tierra. La intersección de este plano, paralelo al del ecuador, con el plano de la eclíptica recibe el nombre de línea de los equinoccios y determina sobre la órbita terrestre dos puntos conocidos como equinoccio de primavera y equinoccio de otoño.

Análogamente, la perpendicular trazada en el plano de la eclíptica por el centro del Sol a la línea de los equinoccios se llama línea de los solsticios cuya intersección con la órbita terrestre da lugar a otros dos puntos denominados solsticio de invierno y solsticio de verano. El equinoccio de primavera, también denominado punto vernal, se utiliza frecuentemente en astronomía como punto de referencia, ya que su posición puede determinarse con gran precisión.

Cuando la Tierra está situada sobre los equinoccios (véase **Error! Reference source not found.2.3**), lo que ocurre aproximadamente los días 21 de marzo y 22 de septiembre, el Sol se encuentra sobre el plano del ecuador y, por consiguiente la duración del día natural de luz es igual a la de la noche en todos los lugares de la Tierra. Hacia el día 21 de junio, fecha del solsticio de verano, el Sol ilumina más directamente el hemisferio norte de la Tierra, donde el Sol alcanza su máxima inclinación respecto al plano del ecuador. Seis meses más tarde, hacia el 22 de diciembre, fecha del solsticio de invierno, la situación anterior se ha invertido, siendo el hemisferio Sur, el más iluminado. En los solsticios la diferencia entre el día natural de luz y la noche es máxima (Ruiz, 2009).

Esta rotación es la causa de la visibilidad o no (día, noche) del Sol desde un determinado lugar de la Tierra y, por tanto, proporciona la definición del tiempo solar en relación con la posición angular relativa observador-Sol.

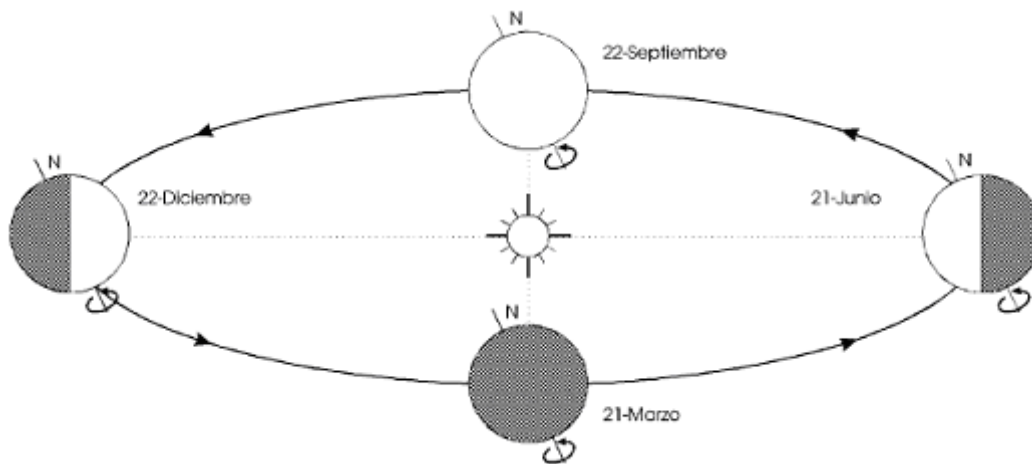


Figura II-3 Sucesión de las estaciones.

2.1.6.4. Posición de un observador sobre la superficie terrestre.

La forma real de la superficie de la Tierra se asemeja, con bastante aproximación, a un elipsoide de revolución de dos ejes, denominado elipsoide de referencia (de radio ecuatorial 6.378,16 km y radio polar 6.356,77 km), con centro en el de gravedad de la Tierra y con el eje menor de la elipse generatriz coincidente con el eje de rotación de la Tierra. Dicho eje corta al elipsoide en dos puntos, denominados polo Norte y polo Sur.

A efectos prácticos se puede tomar la Tierra como una esfera cuyo plano perpendicular al eje determina una circunferencia llamada ecuador terrestre. Los planos que pasan por los polos y que, por consiguiente, son normales al plano del ecuador, se denominan planos meridianos y determinan sobre la esfera terrestre unas circunferencias conocidas como meridianos terrestres. Finalmente, los planos paralelos al ecuador cortan a la esfera terrestre formando circunferencias denominadas paralelos (Ruiz, 2009).

Un punto cualquiera sobre la superficie terrestre queda determinado por sus coordenadas geográficas, que son:

- La longitud, λ , definida como el ángulo diedro entre el plano meridiano cero y el plano meridiano que pasa por dicho punto. Se cuenta de 0° a $\pm 180^\circ$, positivamente hacia el Este y negativamente hacia el Oeste.
- La latitud, ϕ , que se define como el ángulo formado por la normal a la esfera terrestre por dicho punto con el plano del ecuador. Se cuenta de 0° a $\pm 90^\circ$, a partir del ecuador, positivamente hacia el Norte y negativamente hacia el Sur.

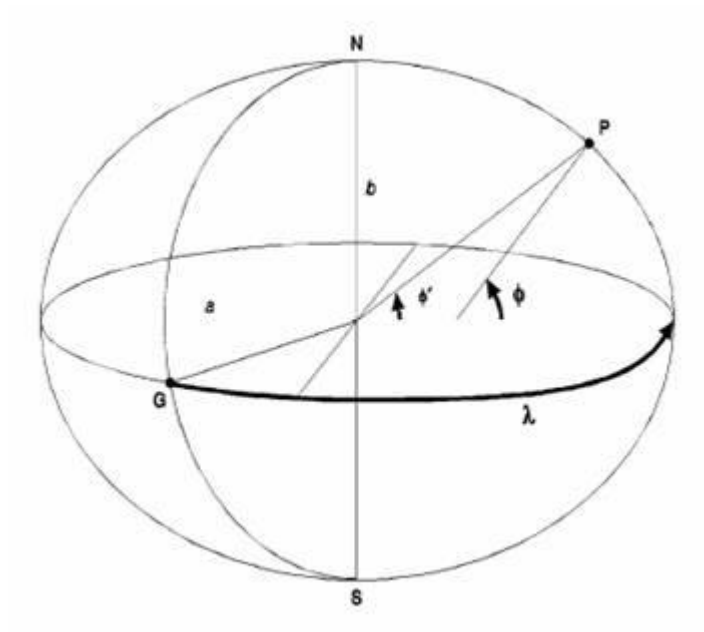


Figura II-4 Coordenadas geográficas

En la figura 2.4 se pueden observar ambos ángulos sobre la superficie de la Tierra, representada en forma intencionadamente exagerada de elipsoide. En la realidad es mucho más esférica. La inclinación del eje de rotación de la Tierra respecto al plano de la eclíptica determina sobre el elipsoide unos paralelos denominados trópicos y círculos polares. En el solsticio de verano, durante el mediodía, los rayos solares caen verticalmente sobre los lugares situados en el trópico de Cáncer, mientras que en el círculo polar antártico el Sol está en el horizonte. Otro tanto sucede, en el solsticio de invierno, con el trópico de Capricornio y el círculo polar ártico (Ruiz, 2009).

2.1.7 La esfera celeste. Sistemas de referencia.

En astronomía, la posición de un astro se determina de ordinario mediante coordenadas esféricas. Sin embargo, la distancia a los astros es generalmente desconocida en principio, por lo que se considera su posición proyectada sobre una esfera de radio unidad (o si se prefiere de radio infinitamente grande) y centro

arbitrario (casi siempre se piensa en el centro de la Tierra), denominada esfera celeste.

Se puede suponer la esfera celeste centrada en el lugar de observación, sobre la superficie de la Tierra, o en el centro de ésta. Las direcciones trazadas a un astro desde ambos puntos forman un ángulo, conocido como paralaje, que en el caso de la posición solar, puede despreciarse.

Para determinar la posición de un astro sobre la esfera celeste, dada por una pareja de ángulos denominados coordenadas celestes, es necesario establecer previamente algún sistema de referencia. Esto exige adoptar un círculo máximo fundamental, determinado por un plano o un eje fundamental normal al mismo, que pase por el centro de la esfera; un punto arbitrario sobre dicho círculo que se toma como origen y un sentido positivo para ambas coordenadas.

El primer sistema de referencia a considerar es el sistema de coordenadas celestes horizontales, que representa geoméricamente el aspecto del cielo visto por un observador situado en un lugar determinado de la superficie terrestre. Utiliza como plano fundamental el horizonte, definido como el plano tangente a la esfera terrestre en el lugar de observación. También puede ser entendido como el plano normal a la vertical de observador (línea que une a este con el centro de la Tierra) y que, para un observador en un punto cualquiera de nuestro planeta, viene determinado por la línea que marca la plomada. Este plano determina sobre la esfera celeste un círculo máximo denominado horizonte celeste y la recta normal al mismo (vertical del lugar o del observador), trazada por el centro de la esfera, corta a esta en dos puntos: el cenit, sobre el observador, y el nadir, oculto por la Tierra, bajo el observador. Los círculos máximos que pasan por el cenit y el nadir se denominan círculos verticales y son, por consiguiente, normales al horizonte.

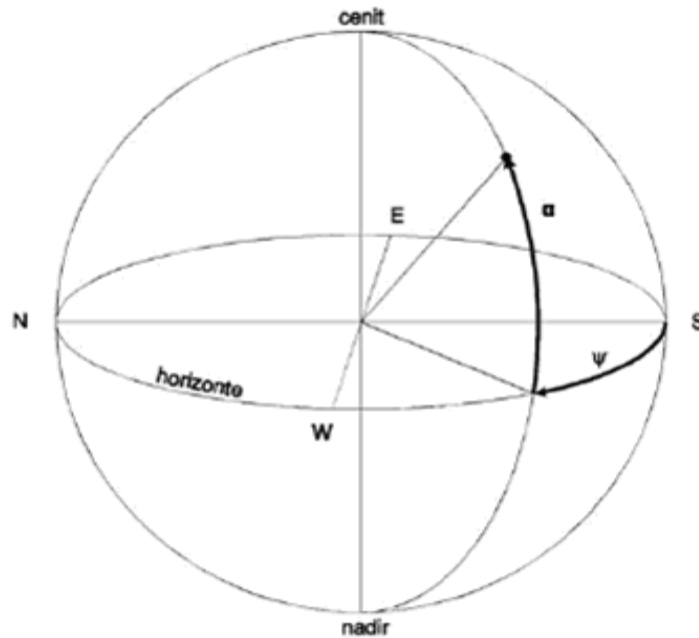


Figura II-5 Coordenadas celestes horizontales

Las coordenadas celestes horizontales de un astro (véase **Error! Reference source not found.**) son:

- El acimut, ψ , arco de horizonte celeste comprendido entre el punto cardinal Sur y el punto donde el círculo vertical que pasa por el astro corta al horizonte. Se cuenta a partir del Sur, de 0° a $\pm 180^\circ$, positivamente hacia el Oeste y negativamente hacia el Este.
- La altura, α , arco de dicho círculo vertical comprendido entre el astro y el horizonte. Se mide a partir del horizonte de 0° a 90° , positivamente hacia el cenit y negativamente hacia el nadir.

En lugar de la altura α se emplea frecuentemente el ángulo cenital, θ_z , que es el arco de círculo vertical entre el cenit y el astro. Se cuenta a partir del cenit, de 0° a 180° , con lo que la relación entre la altura solar y el ángulo cenital viene dada por:

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha \quad 2.12$$

Otro sistema de referencia que se puede utilizar para la esfera celeste, es el denominado sistema de coordenadas celestes horarias, basado en el movimiento de rotación de la Tierra. Como eje fundamental se adopta el eje de rotación, que define sobre dicha esfera los polos celestes, Norte y Sur, y el ecuador celeste, normal al mismo, como círculo máximo fundamental. Se llaman círculos horarios o meridianos celestes los círculos máximos secundarios que pasan por los polos y paralelos celestes los círculos menores paralelos al ecuador. El semicírculo horario que partiendo del polo Norte celeste, pasa por el cenit, corta al horizonte en el punto cardinal Sur y finalmente, pasa por el polo Sur celeste, recibe el nombre de meridiano superior del lugar. Las coordenadas celestes horarias de un astro son, como puede verse en la Error! Reference source not found..

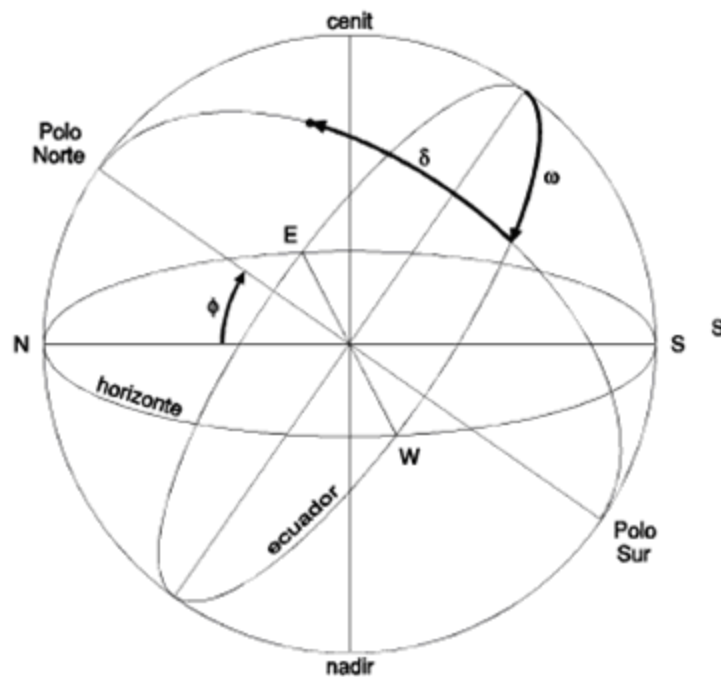


Figura II-6 Coordenadas celestes horarias.

- El ángulo horario, ω que es, por definición, el arco del ecuador celeste (o el ángulo diedro correspondiente comprendido entre el meridiano superior del lugar y el círculo horario que pasa por el astro. Se mide sobre el ecuador a partir del punto de intersección entre el meridiano superior del lugar y aquel, de 0° a $\pm 180^\circ$, positivamente hacia el Oeste y negativamente hacia el Este.

- La declinación, δ , es, por definición, el arco del círculo horario que pasa por el astro, comprendido entre el ecuador y éste. Se cuenta a partir del ecuador de 0° a $\pm 90^\circ$, positivamente hacia el polo Norte y negativamente hacia el polo Sur.

El ángulo que forman los planos del horizonte y del ecuador depende de la latitud geográfica del observador. En efecto, la altura del polo Norte celeste sobre el horizonte es igual a la latitud geográfica del observador, afirmación que sigue siendo válida en el hemisferio Sur, donde el polo Norte está por debajo del horizonte y la latitud es negativa. Así pues, el ángulo formado por horizonte y ecuador es el complemento de la latitud geográfica del observador.

Las coordenadas celestes horizontales de un astro vienen dadas, en función de sus coordenadas celestes horarias y de la latitud del observador, ϕ por las siguientes relaciones trigonométricas, obtenidas de las relaciones de Bessel del triángulo esférico formado por el polo (Norte en el hemisferio Norte y Sur en el hemisferio Sur), el Zenit y el astro (Ruiz, 2009).

$$\text{sen } \gamma = \text{sen } \delta \text{sen } \phi + \cos \delta \text{sen } \phi \cos \omega = \cos \theta_z \quad 2.13$$

$$\cos \psi = \frac{-\text{sen } \delta \cos \phi + \cos \delta \text{sen } \phi \cos \omega}{\cos \gamma} \quad 2.14$$

Otra expresión más simple usada frecuentemente para calcular el acimut es

$$\cos \psi = \frac{\text{sen } \gamma \text{sen } \phi - \text{sen } \delta}{\cos \gamma \cos \phi} \quad 2.15$$

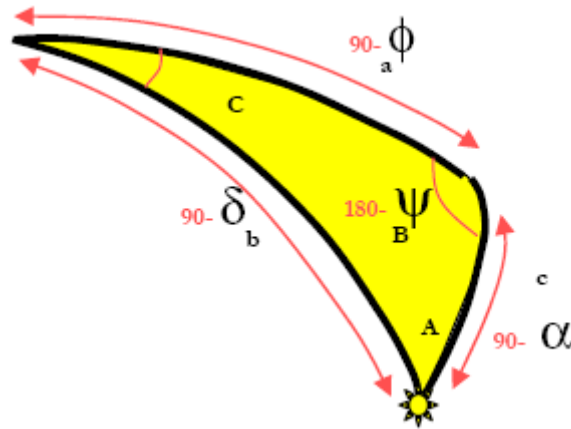


Figura II-7 Triángulo esférico formado por el polo (Norte en el hemisferio Norte y Sur en el hemisferio Sur), el Cénit y el astro.

En estas dos últimas relaciones, el signo del acimut queda indeterminado, ambigüedad que desaparece si tenemos en cuenta que, con el convenio de signos adoptado, acimut y ángulo horario han de tener el mismo signo. Finalmente, cabe citar una tercera expresión, aún más simple, que determina el acimut y su signo, pero que debe manejarse con cuidado ya que sólo es válida para ángulos comprendidos en el intervalo $-90^\circ < \psi < 90^\circ$. Esta expresión es:

$$\text{sen } \psi = \frac{\cos \delta \text{sen } \omega}{\cos \gamma} \quad 2.16$$

Los dos sistemas de coordenadas enumerados, horizontales y horarios, dependen del lugar en que esté situado el observador sobre la superficie terrestre, por lo que se denominan por este motivo coordenadas celestes locales.

En efecto, las coordenadas horizontales, acimut y altura, de un mismo astro, en un determinado instante, son diferentes para dos observadores situados en distintos lugares de la Tierra. Otro tanto ocurre con el ángulo horario del astro, salvo que ambos observadores estén situados sobre el mismo meridiano. Por el contrario, todos los observadores de la Tierra, cualquiera que sea su lugar de observación, miden la misma declinación de un determinado astro (Ruiz, 2009).

2.1.8. Movimiento aparente del Sol sobre el horizonte

Las coordenadas horizontales de un astro varían continuamente con el tiempo. Como consecuencia del movimiento de rotación de la Tierra, los astros describen sobre la esfera celeste círculos paralelos al ecuador que recorren diariamente en sentido retrógrado (de Este a Oeste) y sobre el que pueden destacarse algunos puntos singulares. Se denomina orto de un astro el momento de su cruce con el horizonte haciéndose visible por el Este, y ocaso el momento en que cruza el horizonte por el Oeste ocultándose. Asimismo, el instante de paso de un astro por el meridiano superior del lugar ($\omega = 0^\circ$), en el que alcanza su altura máxima sobre el horizonte, se conoce como culminación superior del astro.

Para un astro carente de movimiento aparente propio (por ejemplo, una estrella lejana), este movimiento diario se realiza exactamente por un paralelo celeste por lo que, como el movimiento de rotación de la Tierra es uniforme, se tiene que el intervalo de tiempo transcurrido entre dos culminaciones superiores consecutivas de tal astro, que coincide con el período de rotación de la Tierra es constante y se denomina día sidéreo y constituye una unidad fundamental de tiempo en astronomía. Su duración es de 23 h 56 min 4,091 s.

Sin embargo, el Sol, debido al movimiento orbital de la Tierra, está animado de un movimiento propio aparente con respecto a las estrellas fijas, que realiza en sentido directo (de Oeste a Este). Este movimiento se realiza sobre la eclíptica, que está inclinada un ángulo $\varepsilon = 23^\circ 27'$ sobre el ecuador (Figura 2.8). Por tanto, la declinación solar varía a lo largo del año, para el hemisferio Norte, entre un máximo de $\delta = +\varepsilon$, en el solsticio de verano y un mínimo de $\delta = -\varepsilon$, en el solsticio de invierno, y al revés para el Sur, siendo $\delta = 0$ durante los equinoccios en ambos casos.

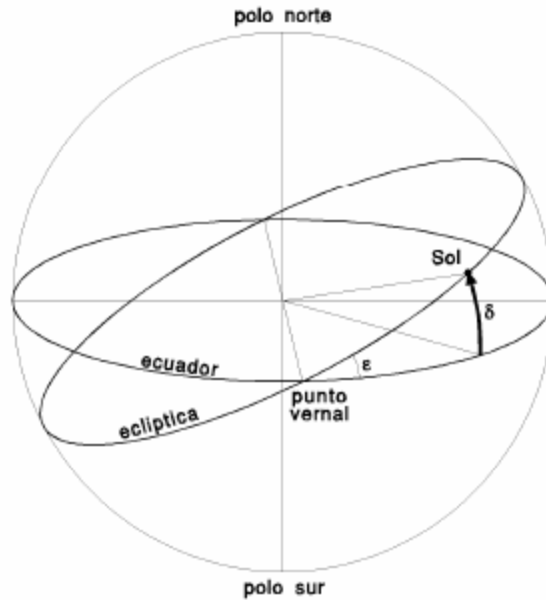


Figura II-8 Planos del ecuador y la eclíptica.

La composición de éste con el movimiento diario causado por la rotación terrestre, determina el movimiento aparente del Sol sobre el horizonte. El tiempo transcurrido entre dos culminaciones superiores del Sol define el día solar verdadero, que es un poco mayor que el día sidéreo como consecuencia de que la Tierra tiene que avanzar en su movimiento sobre la eclíptica hasta enfrenar al Sol (Ruiz, 2009).

2.1.9. Tiempo solar y tiempo oficial.

El tiempo solar verdadero (TSV), en un lugar dado es, por definición, el ángulo horario del centro del Sol expresado en horas. Cada hora equivale a $360^\circ/24=15^\circ$, luego

$$TSV = \omega / 15 \quad 2.17$$

Por tanto, el día solar verdadero está dividido en 24 horas de tiempo solar verdadero, que empieza a contarse a partir del mediodía.

El tiempo local aparente (TLA), es, por definición, el tiempo solar verdadero aumentado en 12 horas, por lo que empieza a contarse a partir de medianoche.

$$TLA = TSV + 12 \quad 2.18$$

El día solar verdadero, sin embargo, tiene una duración desigual a lo largo del año. El movimiento aparente del Sol sobre el horizonte es la composición de dos movimientos, uno diario, debido al movimiento de rotación de la Tierra, que se puede suponer perfectamente uniforme y otro anual, a causa del movimiento orbital terrestre, que no es uniforme, debido a la excentricidad de esta órbita. Así pues, el tiempo solar verdadero, que viene determinado por la observación del Sol, tiene una naturaleza más geométrica que física, ya que no es una función lineal del tiempo, y no sirve por consiguiente, para establecer una escala de tiempo uniforme.

Corrigiendo todas las irregularidades del día solar verdadero se obtiene lo que se denomina día solar medio, de duración constante, que es el utilizado normalmente en la vida diaria. El tiempo solar medio, TSM, en un lugar dado es, por definición, el tiempo solar verdadero corregido de todas sus irregularidades. Definiremos como ecuación del tiempo, E_t , la suma algebraica de todas las correcciones que es preciso deducir del tiempo solar verdadero para despejarlo de todas sus irregularidades. Se tiene pues, por definición:

$$TSV = TSM + E_t \quad 2.19$$

La figura 2.9 representa gráficamente la ecuación del tiempo a lo largo del año. Alcanza un valor máximo de 16 min 24 s el día 4 de noviembre, un valor mínimo de -14 min 22 s el día 11 de febrero y se anula cuatro veces al año, los días 16 de abril, 15 de junio, 2 de septiembre y 25 de diciembre. Estas fechas y valores son tan sólo aproximadas y oscilan ligeramente de un año a otro.

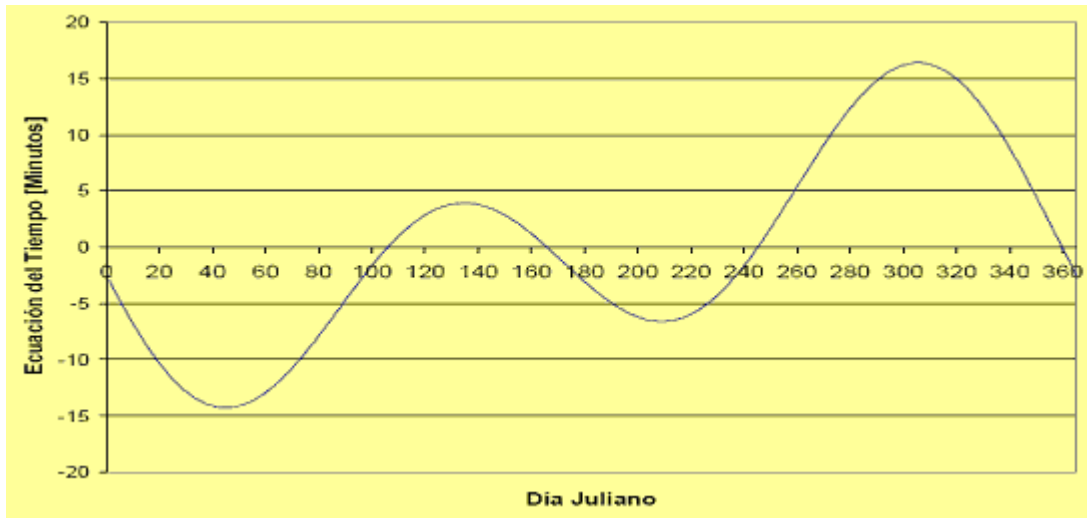


Figura II-9 Representación gráfica de la ecuación del tiempo

El tiempo civil, TC, también denominado tiempo local medio, es, por definición, el tiempo solar medio aumentado en 12 horas. Se empieza a contar, por consiguiente, a medianoche, instante en el que se cambia la fecha del día.

$$TC = TSM + 12 \quad 2.20$$

Así pues, dos lugares de la Tierra situados en meridianos distintos tendrán un tiempo civil diferente, siendo esta diferencia proporcional a su diferencia en longitud geográfica. Para sincronizar estos dos lugares se utiliza el tiempo universal, TU, definido como el tiempo civil del meridiano 0 o de Greenwich¹, que no debe confundirse con el tiempo solar medio del meridiano 0, TMG, ya que este último se cuenta a partir del mediodía. Por lo tanto, para un lugar de longitud geográfica λ (positiva hacia el Este), el tiempo civil en horas viene dado por:

$$TC = TU + \lambda/15 \quad 2.21$$

El carácter local del tiempo civil impide su utilización oficial en la vida práctica. Para obviar este inconveniente y extender a todo el mundo el tiempo universal, se ha dividido la superficie terrestre en 24 husos horarios, con una amplitud de 15° (1 hora) de longitud cada uno, numerados de 0 a 23 hacia el Este, a partir del huso horario 0, que se toma como referencia. Este huso tiene como meridiano central el 0, extendiéndose, por tanto, entre las longitudes $+7,5^\circ$ y $-7,5^\circ$.

Por convención arbitraria dentro de cada huso rige el tiempo local estándar, TLE, definido como el TU aumentado en un número entero de horas igual al número del huso. Así pues, el tiempo local estándar es el tiempo civil del meridiano central de dicho huso. Para una determinada localidad, de longitud geográfica λ , la diferencia entre el tiempo civil y el tiempo local estándar, conocida como corrección de longitud, viene dada por

$$TC - TLE = (\lambda - \lambda_z) / 15 \quad 2.22$$

donde λ_s es la longitud del meridiano central del huso correspondiente. La corrección de longitud es positiva si el lugar está al Este de dicho meridiano y negativa en caso contrario.

El tiempo oficial, TO, que es el que marcan los relojes que usamos en la vida ordinaria, depende de la normativa legal de cada país, pero, normalmente, difiere un número entero de horas del correspondiente al huso horario. En este caso

$$TO = TLE + AO \quad 2.23$$

siendo AO el adelanto oficial sobre el huso horario, que puede variar a lo largo del año. Por consiguiente, de las definiciones dadas se tiene que tiempo solar verdadero y tiempo oficial están relacionados por

$$TSV = TO - AO + (\lambda - \lambda_z) / 15 + E_t - 12 \quad 2.24$$

donde, al igual que en las relaciones anteriores, el tiempo está expresado en horas, lo mismo que E_t , y λ en grados (positiva hacia el Este).

El tiempo solar verdadero se cuenta, como se ha visto, a partir del mediodía. Sin embargo, en la bibliografía más común es frecuente contarlos a partir de medianoche. Es decir, se toma como tiempo solar verdadero el tiempo local aparente, TLA.

Finalmente, habría que decir que es frecuente en el estudio de la radiación solar agregar ésta en períodos horarios.

En este caso se entiende por hora 1 la comprendida entre medianoche verdadera y las 1 horas TLA, por hora 2 la comprendida entre las 1 horas y las 2 horas TLA, y así sucesivamente. La hora 24 sería entonces la comprendida entre las 23 horas TLA y la medianoche verdadera del día siguiente (Ruiz, 2009).

2.1.10 Cálculo de la posición solar. Ecuaciones aproximadas.

La duración del año trópico es de 365 días y no de un número entero de días. Para obviar este inconveniente sin producir un corrimiento secular apreciable de las estaciones a lo largo del año, el calendario gregoriano, de uso casi universal en la actualidad, y en el que son bisiestos los años múltiplos de cuatro, excepto los múltiplos de cien que no son divisibles por cuatrocientos como 1700, 1800, 1900, 2100, etc., utiliza años de duración desigual. Por consiguiente, los instantes de paso del Sol por equinoccios, solsticios, perihelio y afelio, así como las variables utilizadas para determinar la distancia y posición del Sol en un instante determinado (distancia Tierra-Sol, declinación solar, ecuación del tiempo) varían ligeramente de un año a otro (Ruiz, 2009).

La utilización del calendario gregoriano, tanto en el cálculo de la posición y distancia solar como en el análisis estadístico de los datos de radiación solar, resulta poco adecuada, por lo que en su lugar suelen emplearse otros métodos.

Un método habitual consiste en utilizar únicamente años de 365 días, prescindiendo del día 29 de febrero de los años bisiestos, que es ignorado. Este método conlleva un pequeño error, que sin embargo es aceptable en la mayoría de las aplicaciones, y tiene la ventaja de considerar todos los años idénticos, en lo que a posición y distancia solar se refiere, simplificando en gran medida los cálculos necesarios. Cada día de este año se identifica mediante un número denominado día del año, n , que varía entre 1 para el día 1 de enero y 365 para el día 31 de diciembre.

Suponiendo que durante un determinado día del año la declinación solar es constante (la máxima variación en un día ocurre durante los equinoccios y es menor de 30'), se tendría que la trayectoria recorrida por el Sol ese día es exactamente un arco de paralelo celeste. La posición solar en un instante determinado vendrá dada, en coordenadas horarias, por el ángulo horario ω y la declinación δ del centro del Sol. El ángulo horario (expresado en grados sexagesimales) es:

$$\omega = 15 \cdot t \quad 2.25$$

donde t está expresado en horas de tiempo solar verdadero. La declinación solar puede calcularse con un error máximo de $\pm 1.5^\circ$ mediante la expresión aproximada de Cooper:

$$\delta = 23.45 \text{sen} \left[\frac{360}{365} (d_n + 284) \right] \quad 2.26$$

Aun que para el cálculo mediante ordenador puede resultar más apropiada y precisa la siguiente aproximación trigonométrica, (se puede seguir utilizando sin variación apreciable del error) ofrece un error máximo de $\pm 12'$,

$$\delta = 0.3723 + 23.2567 \text{sen} \omega t - .7580 \cos \omega t + 0.1149 \text{sen} \omega t + 0.3656 \cos \omega t - 0.1712 \text{sen} \omega t + 0.0201 \cos \omega t \quad 2.27$$

donde δ está expresado en grados así como ωt que puede calcularse mediante

$$\omega t = 360 / 365 (n - 79.436) \quad 2.28$$

La ecuación del tiempo, expresada en minutos, puede calcularse por medio de la siguiente expresión, debida a Spencer, y presenta un error máximo de unos 35 segundos.

$$E_t = \frac{229.2}{60} \cdot [0.000075 + 0.001868 \cdot \cos(\Gamma) - 0.032077 \cdot \text{sen}(\Gamma) - 0.014615 \cdot \cos(2\Gamma) - 0.04089 \text{sen}(2\Gamma)] \quad 2.29$$

en la que Γ se ha definido anteriormente.

El ángulo horario del ocaso solar, ω_s , se obtiene haciendo la altura solar igual a cero en la ecuación:

$$\text{sen } \gamma = 0 = \text{sen } \phi \text{sen } \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad 2.30$$

Es decir,

$$\omega_s = \arccos(-\tan \delta \tan \phi) \quad 2.31$$

y que siempre es positivo, de acuerdo con el convenio de signos adoptado. Suponiendo que la declinación solar no varía a lo largo del día, el ángulo horario del orto solar es igual a $-\omega_s$, y por consiguiente, la duración del día natural de luz, en horas puede calcularse como:

$$S_{od} = \frac{2\omega_s}{15} \quad 2.32$$

Nótese que el cálculo de ω_s mediante la expresión puede conducir a valores matemáticamente incorrectos de $\cos \omega_s > +1$, lo que significaría que el Sol está todo el día sobre el horizonte (como ocurre, por ejemplo, en el casquete polar ártico durante el verano) o también a $\cos \omega_s < -1$, cuando el Sol está todo el día bajo el horizonte.

El introducir el parámetro ω_s permite calcular la altura solar de otra forma distinta.

$$\text{sen } \gamma = \cos \phi \cos \delta (\cos \omega - \cos \omega_s) \quad 2.33$$

Los cálculos realizados anteriormente se refieren al centro del disco solar, que tiene un diámetro aparente de unos 32', y no tienen en cuenta el efecto de la atmósfera terrestre (Ruiz, 2009).

2.1.11. Posición del sol relativa a una superficie plana.

La posición relativa del Sol con respecto a una superficie se establece en función de la posición solar en la esfera celeste y de la posición de la superficie sobre el plano del horizonte, la cual viene caracterizada por dos ángulos:

- El ángulo acimutal, α , también llamado orientación, que forma la proyección de la normal a la superficie sobre el plano horizontal con el plano meridiano del lugar. Se cuenta a partir del punto cardinal Sur, de 0° a $\pm 180^\circ$, positivamente hacia el Este y negativamente hacia el Oeste.
- La pendiente o inclinación, β , de la superficie, que es el ángulo formado por dicha superficie con el plano horizontal. Se mide de 0° a 180° . Si $\beta > 90^\circ$ la superficie estaría enfrentada al suelo.

La irradiación solar recibida por una superficie está influenciada por el ángulo de incidencia, i , que forman los rayos del Sol con la normal a la superficie. Este ángulo, para una superficie arbitrariamente orientada e inclinada, viene dado en función de las coordenadas horizontales del Sol, por

$$\cos i = n \cdot u = \text{sen} \beta \text{sen} \gamma \cos \alpha \text{sen} \psi + \text{sen} \beta \cos \gamma \cos \alpha \cos \psi + \cos \beta \text{sen} \alpha \quad 2.34$$

Otra expresión más compleja, pero que determina directamente el ángulo de incidencia en función de las coordenadas horarias del Sol y de la latitud geográfica, es:

$$\cos i = n \cdot u = \text{sen} \beta \text{sen} \gamma \cos \alpha \text{sen} \psi + \text{sen} \beta \cos \gamma \cos \alpha \cos \psi + \cos \beta \text{sen} \alpha \quad 2.35$$

$$\cos i = n \cdot u = \text{sen} \beta \text{sen} \gamma \cos \alpha \text{sen} \psi + \text{sen} \beta \cos \gamma \cos \alpha \cos \psi + \cos \beta \text{sen} \alpha \quad 2.36$$

$$\cos i = \text{sen}\beta \text{sen}\gamma \cos \delta \text{sen}\omega + \text{sen}\beta \cos \gamma \cos \delta \text{sen}\phi \cos \omega - \text{sen}\beta \cos \gamma \text{sen}\delta \cos \phi + \cos \beta \text{sen}\delta \text{sen}\phi + \cos \beta \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad 2.37$$

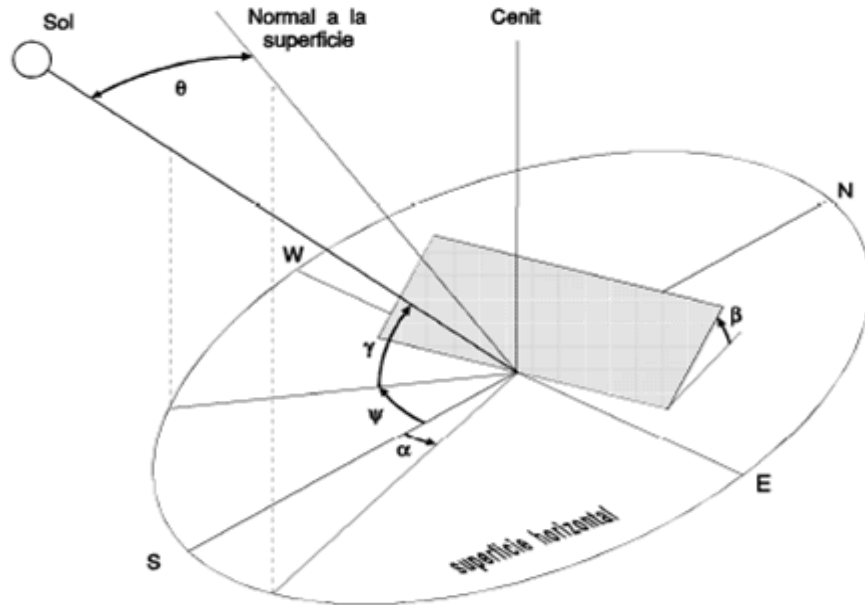


Figura II-10 Ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie.

En particular, si la superficie está orientada hacia el Sur, ($\alpha = 0$) la expresión anterior queda:

$$\cos \theta = \text{sen}\delta \text{sen}(\phi - \beta) + \cos \delta \cos(\phi - \beta) \cos \omega \quad 2.38$$

Finalmente, si la superficie es horizontal ($\beta = 0$), el ángulo de incidencia sería el ángulo cenital, por lo se tiene:

$$\cos \theta = \text{sen}\gamma = \text{sen}\phi \text{sen}\delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad 2.39$$

2.2 Fundamentos Físicos de las Celdas Solares.

Para la transformación de la energía de la radiación solar en electricidad se requiere que se cumplan tres aspectos fundamentales:

1. Existencia de una unión p-n.
2. Incidencia de fotones con energías igual ó mayor que la banda prohibida del semiconductor.
3. Producción de portadores de carga libres (electrones y huecos), difusión y separación de los portadores a través del campo creado en la unión ó recombinación y colección final de los portadores por los electrodos respectivos de la celda solar.

Una celda solar es el dispositivo donde ocurren los tres eventos antes mencionados. La celda solar es un dispositivo electrónico constituido por una unión p-n que convierte directamente la energía de la radiación solar en energía eléctrica. Al incidir la luz sobre una celda solar genera un voltaje entre sus terminales y al mismo tiempo una corriente que circula por un circuito externo, produciendo una potencia $P = I \cdot V$ que puede ser empleada para energizar cualquier equipo, aparato o accesorio eléctrico.

Nótese que en la celda solar no hay elementos móviles necesarios para la transformación como en los métodos convencionales, que ocurren en una central eléctrica, la transformación de la energía se da entonces de manera directa.

Para entender el funcionamiento de una celda solar, es necesario comprender las propiedades de los elementos químicos y los materiales que la constituyen.

A temperatura ambiente la red cristalina de un sólido cristalino tiene una energía térmica determinada, provocando que los electrones oscilen con mayor amplitud, causando que algunos electrones adquieran energía excedente que les permita poder escapar del enlace que los mantienen unidos a los átomos, convirtiéndose en electrones libres que participen en la conducción eléctrica. Dependiendo de la energía propia que se necesita en cada cristal para que un

electrón de valencia pueda estar libre del enlace, los sólidos cristalinos, éstos se dividen en conductores, semiconductores y aislantes.

Los átomos que conforman los elementos semiconductores son aquellos que se encuentran en el grupo IV de la tabla periódica, fundamentalmente el Si y el Ge.

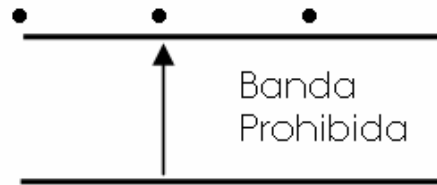
También existen compuestos semiconductores, formados por la combinación de elementos del grupo III y V (llamados semiconductores III-V, como el GaAs, el GaP, el GaSb, el InP, y otros) y por la combinación de los elementos del grupo II y VI (llamados semiconductores II-VI, como el ZnSe, el CdTe, el CdS, el ZnS, etc.).

Otros compuestos semiconductores han sido obtenidos a través de la combinación de elementos de la tabla periódica, agrupándose bajo la denominación de compuestos IV-IV como el SiC, IV-VI como el PbS, V-VI como el Bi₂Te₃ y compuestos ternarios como el CuInSe₂, o el HgCdTe lo cual haría interminable esta relación y cuyas propiedades permiten utilizarlos en una amplia gama de aplicaciones como detectores infrarrojos, diodos emisores de luz, sensores de gases y por supuesto, en celdas fotovoltaicas.

El silicio es el material semiconductor más común en la naturaleza. Se emplea en toda la microelectrónica con el cuál se fabrican los circuitos integrados y se ha logrado un gran progreso en la producción casi perfecta de estos cristales.

El rasgo más distintivo de un semiconductor es su representación en los llamados esquemas de bandas. Estas bandas se muestran esquemáticamente en la Figura 2.11.

Electrones libres (banda de conducción)



Mar de electrones ligados a sus átomos (banda de valencia)

Figura II-11 Representación esquemática del diagrama de bandas de un semiconductor.

Cuando un electrón de valencia rompe su enlace y pasa a la banda de conducción deja atrás un enlace suelto que puede ser ocupado por otro electrón que se encuentra en la banda de valencia. Este movimiento es equivalente al movimiento de una carga positiva a través del cristal. Es mucho más conveniente analizar este espacio vacío, al cual se le llama hueco, que el conjunto total de los electrones restantes. El hueco es así similar al electrón pero con carga positiva. La Figura 2.12 muestra esquemáticamente el movimiento de electrones y huecos libres bajo la acción de un campo eléctrico externo.

Nótese que el electrón se mueve hacia el potencial positivo en tanto el hueco lo hace hacia el potencial negativo.

El concepto de banda prohibida o “Gap” de energía es fundamental para el funcionamiento de una celda solar. Para una eficiente operación de una celda solar las propiedades esenciales de los materiales semiconductores están caracterizadas por los siguientes parámetros:

- la banda prohibida
- el número de portadores de carga libre que contribuyen a la conducción
- los procesos de generación y recombinación de los portadores libres cuando incide la luz

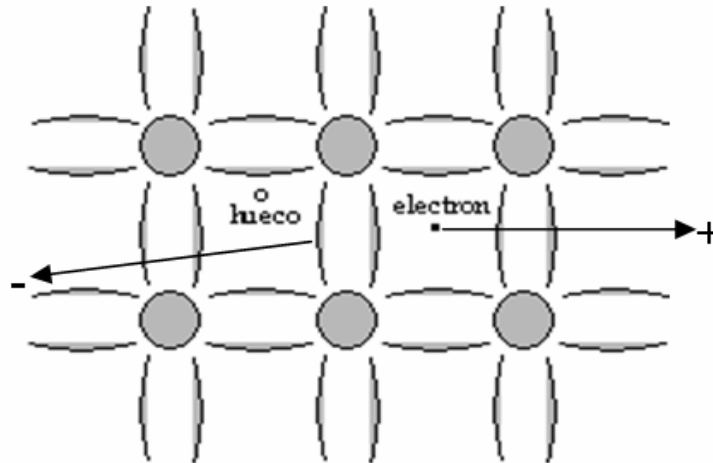


Figura II-12 Representación esquemática del movimiento de electrones y huecos libres bajo la acción de un potencial aplicado.

La unión p-n es el elemento base de una celda solar. La formación de una unión p-n requiere la existencia de una región de conductividad tipo-p (huecos mayoritarios) y otra de conductividad n (electrones mayoritarios). Por lo general un semiconductor de conductividad tipo-p o tipo-n se obtiene mediante un proceso de dopaje o impurificación del material, que consiste en introducir en la red cristalina del semiconductor elementos de otros grupos de la tabla periódica. El Silicio adquiere conductividad tipo-p, dopándolo con elementos del grupo III (por ejemplo B) y conductividad tipo-n dopándolo con elementos del grupo V (por ejemplo As). En compuestos semiconductores las conductividades tipo-p y n pueden lograrse por deficiencias estequiométricas. Por ejemplo el CdTe es un compuesto semiconductor que puede obtenerse con conductividad tipo-p por exceso de Te en la red cristalina y el CdS con conductividad tipo-n, por exceso de Cd.

Una unión p-n se obtiene “uniendo” semiconductores con conductividades tipo-p y tipon.

Si las regiones p y n son hechas del mismo material, decimos que se ha formado una homounión. En el caso de que las regiones n y p sean de materiales distintos, decimos que se ha formado una heterounión. Las celdas solares son fabricadas tanto con homouniones, como con heterouniones. El rasgo más distintivo en una unión p-n para la transformación fotovoltaica es la existencia de

un campo eléctrico, que es el responsable de separar las cargas libres creadas por la absorción de los fotones provenientes de la radiación incidente. El valor de este campo eléctrico es del orden de 10^5 V/cm, que representa un valor inmenso, únicamente como comparación para el rompimiento dieléctrico del aire se requieren 3×10^3 V/cm, lo que es una magnitud de campo eléctrico 33 veces menor que el que existe entre las uniones semiconductoras n y p. Obviamente en una unión p-n no existe un voltaje de 105 V, pero la distancia entre las regiones p y n, tampoco es de 1 cm. Un valor típico de voltaje en una unión p-n es de 1 V, siendo la distancia entre las regiones p y n de unas 0.1 micra (1micra = 10^{-4} cm.), por lo que 1 V aplicado a una distancia de 0.1 micra entre dos placas, produce el mismo campo que el de 105 V aplicado a una distancia de 1cm entre dos placas.

La radiación solar incidente es absorbida por el semiconductor en dependencia del valor de su banda prohibida, creando pares electrón-hueco fuera del equilibrio. En la región-p los huecos, fuera del equilibrio, creados por la absorción de la luz, no modificarán el número de huecos en equilibrio sustancialmente, sin embargo en la misma región-p, los electrones originados por la radiación solar experimentarán un cambio en la concentración respecto a su concentración de equilibrio. Análogamente ocurre con los huecos fuera del equilibrio en la región-n, de manera que los portadores minoritarios (electrones en la región-p y huecos en la región-n) son los que gobiernan el mecanismo de conducción. Los pares electrón-hueco que arriban a la región del campo eléctrico de la unión p-n son separados por este, contribuyendo a la corriente. Los pares que no alcanzan la región de la unión p-n se recombinan y transforman su energía en calor.

Los pares electrón-hueco creados por la luz no generan en sí mismo una potencia eléctrica, porque para ello se necesita que aparezca un voltaje entre los terminales de la unión el cual surge mediante un proceso conocido como efecto fotovoltaico. La separación de huecos y electrones debido al campo eléctrico de la unión p-n provoca que los electrones se muevan hacia la región-n y los huecos hacia la región-p. Bajo la condición de corto circuito ($V = 0$) la corriente que fluye

por el circuito exterior es la corriente generada por la luz IL. Bajo condición de circuito abierto, aparecerá un voltaje en los extremos de la unión.

De esta manera los mecanismos físicos básicos en la operación de una celda solar son:

- creación en el semiconductor de pares electrón-hueco generados por la absorción de la radiación solar (absorción de fotones)
- separación de los pares electrón-hueco por el campo de la unión p-n generando una corriente IL
- aparición de un voltaje entre los terminales de la celda solar.
- utilización de la potencia eléctrica a través de una carga exterior.

En la Figura 2.13 se muestra el esquema general de una celda solar, fabricada con silicio.

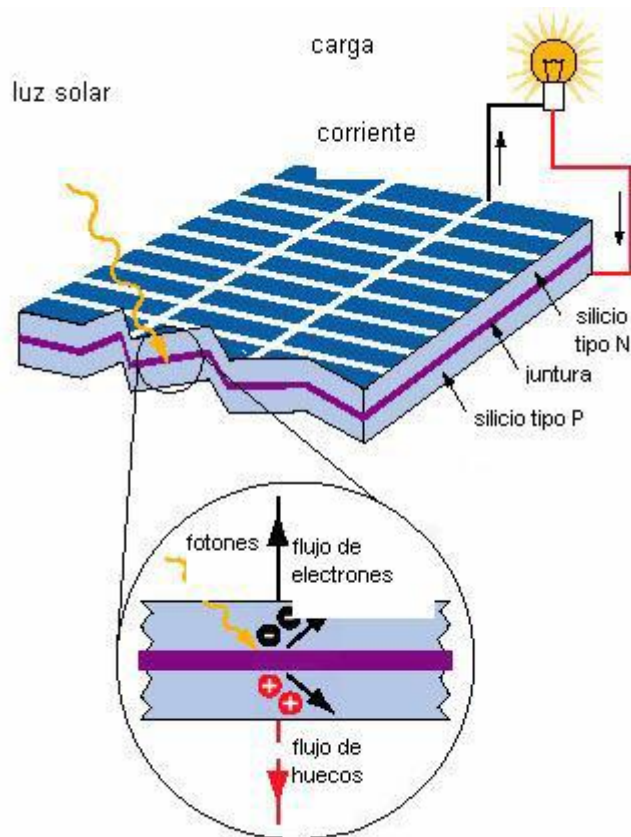


Figura II-13 Estructura de una celda solar de silicio.

A partir de una curva I-V (corriente vs. voltaje), los parámetros importantes para caracterizar a una celda solar son: la corriente de corto circuito I_{sc} , el voltaje a circuito abierto V_{oc} , el factor de llenado o de forma FF y la eficiencia η .

La corriente de corto circuito es la corriente que atraviesa la celda solar cuando el voltaje entre sus terminales es nulo, esto es, cuando la celda solar esta cortocircuitada.

El valor de I_{sc} depende de la generacion y recoleccion de los portadores creados por la luz. La corriente de corto circuito es proporcional a la intensidad de la luz incidente sobre la celda solar.

El voltaje a circuito abierto es el máximo voltaje que aparece entre los terminales de la celda solar y ocurre para valores de corriente nulo. El voltaje a circuito abierto es consecuencia de la polarización positiva o directa de la unión p-n cuando la luz incide sobre la celda solar.

La corriente de cortocircuito y el voltaje a circuito abierto son los máximos valores de corriente y voltaje que se pueden extraer de una celda solar, sin embargo en estos puntos de operaciones la potencia $P = I \cdot V = 0$. Por ello es necesario encontrar un punto de la curva I-V en donde el producto $I \cdot V$ tenga un máximo valor. En la Figura 2.14 se muestra que este punto corresponde a (I_{mp}, V_{mp}) . El factor de llenado se define como la razón entre la potencia máxima obtenida y el producto $I_{sc} \cdot V_{oc}$ (H.K, 2007):

$$FF = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}}$$

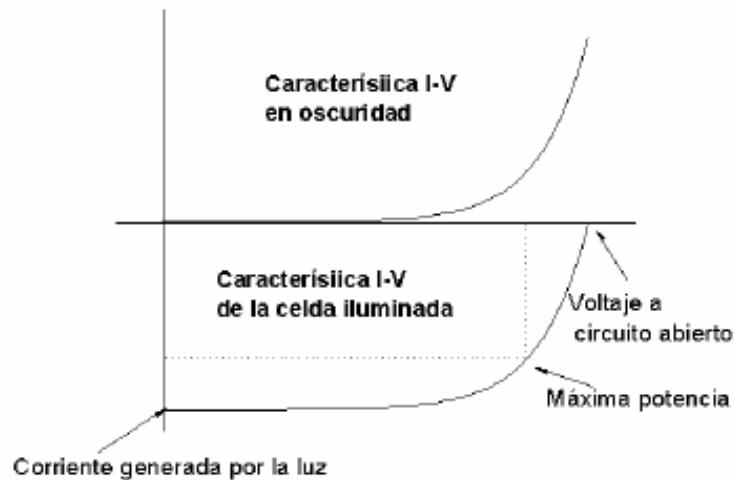


Figura II-14 La dependencia I-V de una celda solar en oscuridad y bajo iluminación.

La eficiencia de conversión de energía solar en eléctrica es la figura de mérito de toda celda solar. La eficiencia de conversión o simplemente eficiencia se define como la razón de la potencia eléctrica máxima que suministra la celda entre la potencia (P) de la radiación solar que incide sobre de esta:

$$\eta = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{P} = \frac{I_{sc} \times V_{oc}}{P} FF$$

La eficiencia depende de muchos factores. Por ejemplo el espectro de radiación solar no es el mismo en el espacio extraterrestre, que en un país del trópico ó uno nórdico.

También la eficiencia depende de la temperatura a la cual está sometida la celda solar, de la intensidad de la radiación, de los mecanismos de recombinación, en fin de la suma de factores de los cuales dependen I_{sc} , de V_{oc} y FF . Por ello, se ha establecido un conjunto de normas para poder comparar el funcionamiento de unas celdas con otras. En general, se trata de obtener altos valores de corriente de corto circuito, voltaje a circuito abierto y factor de llenado para alcanzar elevados valores de conversión de energía solar en eléctrica. Los diferentes parámetros de una celda solar se muestran en la Figura 2.14.

2.3 Sistemas fotovoltaicos.

2.3.1 Aspectos Generales.

Los módulos o paneles solares fotovoltaicos están conformados por un grupo de celdas solares interconectadas entre sí y protegidas contra la intemperie, impactos y corrosión. En la figura 2.15 se muestra el aspecto físico de un grupo de paneles solares y sus partes principales.

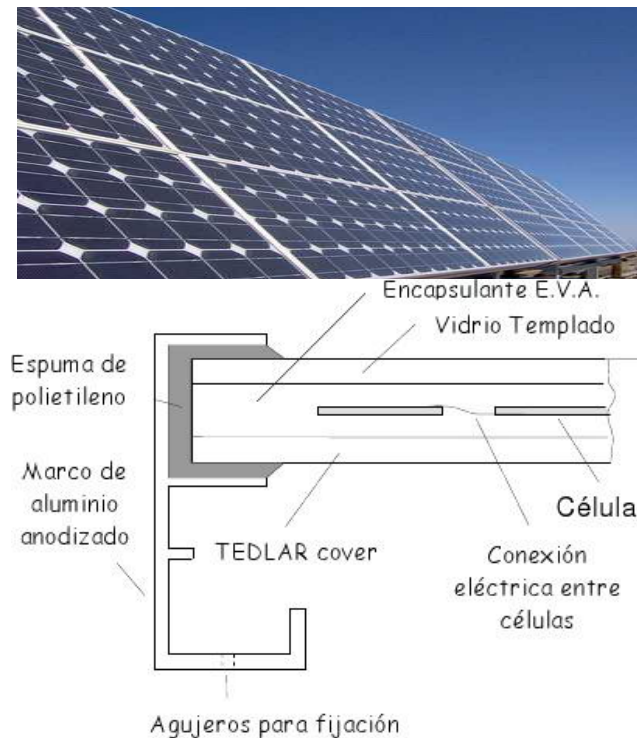


Figura II-15 Paneles solares y sus principales componentes.

Como se observa, el conjunto de células está cubierto por elementos que le confieren protección frente a los agentes externos y rigidez para acoplarse a las estructuras que los soportan. Los principales elementos que lo conforman son los siguientes:

- Encapsulante: Material que protege las celdas dentro del panel, debe presentar un índice elevado de transmisión de la radiación y baja degradación por efecto de los rayos solares.

- Cubierta exterior de vidrio templado: Permite que el panel resista condiciones climatológicas adversas y maximiza la transmisión luminosa, debe soportar cambios bruscos de temperatura.
- Cubierta posterior: Constituida normalmente por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado entre las células, haciendo que vuelva a incidir otra vez sobre éstas.
- Marco de metal: Se construye generalmente de aluminio lo que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto. En él se encuentran mecanismos que permiten el montaje del panel sobre la estructura de soporte.
- Caja de terminales: Incorpora los bornes para la conexión del módulo.
- Diodo de protección: Impide daños por sombras parciales en la superficie del panel.

El voltaje de los paneles depende del número de celdas solares que se conecten en serie y de la estructura cristalina del semiconductor usado. Los voltajes nominales son en general 12 o 24 Vdc. La vida útil de un panel solar fotovoltaico se considera que es entre 25-30 años y la eficiencia de dichos módulos se encuentra generalmente entre 9 y 15%.

La potencia nominal de los módulos indica la cantidad de energía que genera bajo condiciones nominales. Es decir, un modulo de 80 W de potencia nominal produce 80 Wh si durante una hora recibe la cantidad de radiación para la que fue diseñado. De forma que la potencia generada por el panel puede ser menor que la potencia nominal para condiciones de poca radiación solar.

El valor de corriente y voltaje necesarios para una aplicación específica se obtiene conectando paneles en paralelo o en serie.

El método de fabricación de las celdas solares determina, en gran parte, la forma geométrica de las mismas. Las primeras versiones eran redondas, versiones más recientes tienen forma cuadrada, o casi cuadrada, donde las esquinas tienen vértices a 45°. La forma cuadrada permite un mayor compactado

de las mismas dentro del panel FV, disminuyendo la superficie que se necesita para colocar un determinado número de células.

2.3.2 Orientación de los Módulos FV

Los módulos fotovoltaicos se colocan generalmente sobre los tejados o en patios.

Un aspecto fundamental es cerciorarse de que ningún objeto proyecte su sombra sobre el los módulos, al menos en las horas centrales del día.

La orientación de los módulos se define a partir de dos ángulos principales (Martin Lamaison, 2004):

- Ángulo azimutal de la superficie (δ): ángulo entre la proyección de la normal a la superficie en el punto horizontal y la dirección sur-norte (para localizaciones en el hemisferio norte) o norte-sur (para localizaciones en el hemisferio sur).
- Inclinación (β): ángulo entre el plano de la superficie a considerar y la horizontal.

La máxima captación en los colectores solares con estructura y orientación fija, se logra colocando los módulo dirigidos hacia el Sur en el caso de una región en el hemisferio Norte, y hacia el Norte en el caso de ubicaciones en el hemisferio Sur ($\delta = 0^\circ$). Esta configuración permite balancear las posibilidades de captación entre la mañana y la tarde si se suponen características similares de irradiación. Aunque una variación de hasta 30° en el azimutal puede provocar variaciones mínimas de alrededor de 1%. Con dicha orientación ($\delta = 0^\circ$), la máxima captación en promedio anual se obtiene inclinando los paneles un ángulo igual a la latitud de la región en que se instalan. Las variaciones en la inclinación de $\pm 15^\circ$ respecto al ángulo óptimo produce una reducción aproximada del 2,5% en la capacidad de captación del panel.

Si se desea maximizar la captación de energía en las mañanas, el panel deberá orientarse al Este ($\delta \approx -75^\circ$) con una inclinación mayor de la acostumbrada

(mayor que la 20 latitud). En lugares en que existe asimetría de radiación solar en las mañanas y en las tardes, por ejemplo por el aumento de nubosidad en las tardes, provocan que el máximo de captación, no se logre con azimutal = 0° , sino con una orientación ligeramente hacia es Este.

En cualquier caso es recomendable una inclinación mayor de 10° , para que el agua de lluvia pueda circular adecuadamente sobre el panel. Si se asumen algunas pérdidas, en muchos casos pequeñas, se tiene un abanico más amplio de posibilidades de orientación, lo que puede facilitar la instalación y mantenimiento de los módulos. Pero siempre debe buscarse que la orientación sea lo más cercana a la orientación que maximiza la captación anual ($\delta = 0^\circ$, $\beta = \text{latitud} > 10^\circ$).

2.4 Dimensionado de sistemas fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) están constituidos, en lo fundamental, por un generador de energía eléctrica, los paneles fotovoltaicos, un acumulador para almacenar la energía y utilizarla en los momentos de ausencia de la radiación solar y por último la carga eléctrica que se va a consumir, vía equipos eléctricos u otros. Los SFA son diseñados con el fin de proporcionar la energía eléctrica necesaria a una carga siendo esta una de las primeras restricciones que existen en su diseño, ya que es difícil calcular con precisión el consumo energético de cada una de las cargas. Generalmente para calcular el consumo eléctrico, se determina el valor de la potencia de cada una de las cargas que compondrán el SFA y se multiplica por el número de horas de funcionamiento al día (suponiendo el consumo de energía constante a lo largo del tiempo para cada una de las cargas). Por supuesto, esta evaluación es aproximativa pero permite estimar el gasto energético.

En el diseño y uso de estos sistemas se necesita conocer también la radiación solar que incide sobre los paneles fotovoltaicos. El patrón de distribución de la radiación solar, la cantidad de energía solar por unidad de área, varía

considerablemente a través del planeta, por día y por época del año y puede ser conocido mediante reportes de diversas instituciones.

Además de los SFA que funcionan con corriente directa (DC) existen los que trabajan con alterna (AC), donde es necesario un convertidor de DC/AC, que en la actualidad transfieren la energía eléctrica directa en alterna con una eficiencia de conversión superior al 95%. Ambos esquemas, DC y AC, se muestran en la Figuras 2.16 y 2.17.



Figura II-16 Esquema SFA en uno DC.



Figura II-17 Esquema SFA en uso AC.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) constituyen una de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica que más atención están recibiendo en los últimos años, dado su elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica. Estos sistemas están compuestos por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través de un inversor, produciéndose un intercambio energético entre la red eléctrica y el sistema fotovoltaico.

Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario. La Figura 2.18 representa esquemáticamente este tipo de instalación.

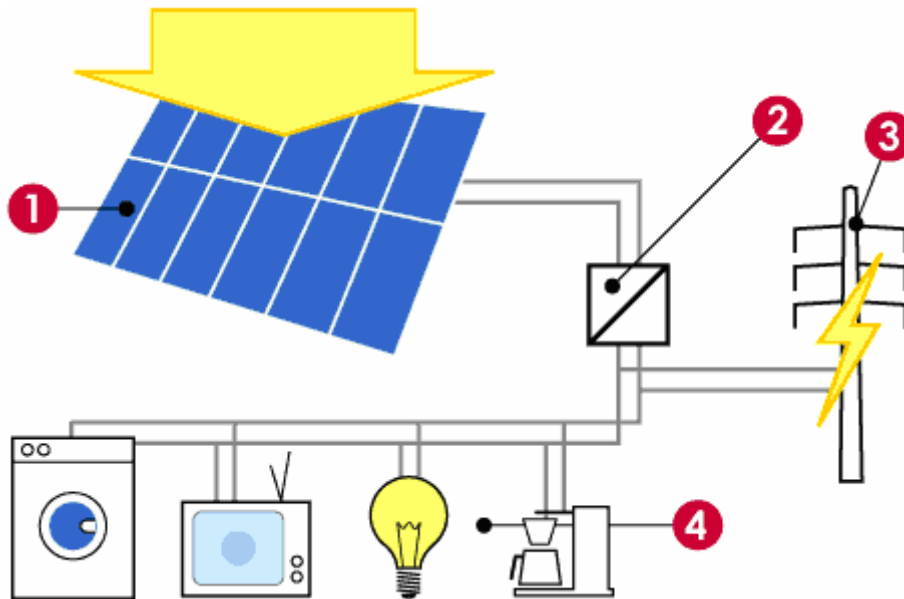


Figura II-18 Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red. 1) Panel solar. 2) sistema electrónico que incluye el inversor en fase con la red y medidor para determinar el consumo y producción de energía. 3) la red eléctrica. 4) carga eléctrica.

Los SFCR presentan una gran ventaja porque no necesitan de baterías ni reguladores de carga, convirtiéndolos en sistemas más baratos. En cambio los inversores si requieren de mayores exigencias ya que deberán estar conectados en fase con la tensión de la red. Uno de los factores favorables de los sistemas conectados a la red, es la posibilidad de mejorar la calidad del servicio de la energía suministrada por la red, en donde la máxima producción del sistema fotovoltaico coincida con horas en que los problemas de suministro de las compañías eléctricas sean más graves.

En los últimos años, en Japón principalmente y Alemania en un segundo lugar, se han empleado los SFCR para generar electricidad en las casas y comercios.

Cuando la casa o el comercio requieren más energía que la que generan los SFCR, entonces automáticamente el sistema se conecta a la red, en caso contrario cuando se genera más potencia esta es transferida a la red y vendida a precios mayores ya que es una energía limpia. De esta forma las ventas contribuyen a amortiguar los costos de los sistemas. En la actualidad se ha incrementado fuertemente la comercialización de sistemas fotovoltaicos simples, con paneles solares que trabajan en AC, con estructuras de soporte prefabricadas y que, además, pueden ser montados por el usuario. Los paneles solares pueden ser instalados en el techo de una casa, bajo el ángulo de inclinación óptimo.

En el caso de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica, es muy importante evaluar, en dependencia del presupuesto que se dispone, el consumo de energía que se pretende y en función de ello, instalar el número requerido de paneles fotovoltaicos y acumuladores de carga. El dimensionado del sistema fotovoltaico viene ajustado por las necesidades de garantizar un suministro constante aún en las peores condiciones.

Para el consumo, el dato que se necesita recabar de cada equipo es su potencia nominal que aparece declarada por el fabricante. La energía necesaria para el consumo del equipo en cuestión, será entonces el producto de la potencia de cada equipo por el número de horas diarias de funcionamiento.

En el caso de los equipos que funcionan en AC es necesario también evaluar la potencia de salida del inversor según la simultaneidad en el uso de las diferentes cargas. El efecto de arranque de los motores eléctricos también es especialmente importante y debe ser tenido en cuenta a la hora de determinar la potencia del inversor. Para la evaluación del consumo total se debe tener en cuenta dos factores:

1. Debe establecerse un margen de seguridad, que corresponde a las pérdidas en el cableado, pérdidas en conexiones, variaciones en el

consumo previstos inicialmente, etc. En principio pueden estimarse en un 15% para la mayoría de los casos.

2. El inversor posee una eficiencia, que es la relación entre la energía que se aporta al inversor y la que realmente es disponible para el consumo. El inversor tiene un consumo propio constante y un rendimiento variable en función de la carga a la que suministre energía. En principio si no se dispone de informaciones más precisas puede tomarse como valor medio de la eficiencia el 90%.

Una vez conocido el consumo energético se tendrá que evaluar el número de paneles fotovoltaicos a instalar que garanticen dicho consumo. La radiación solar que recibe un panel solar fotovoltaico va a depender de las condiciones climáticas del lugar, en donde el ángulo de inclinación del panel con respecto a los rayos solares juega un papel importante. El cálculo exacto de la energía solar incidente en una determinada ubicación geográfica es un complicado problema estadístico y físico, sin embargo, se pueden realizar aproximaciones suficientemente aceptables suponiendo que la energía recibida es la correspondiente a la media de la región en la que se instala el sistema fotovoltaico.

Para una optimización de la energía que se obtienen de los paneles, estos deben poseer la orientación de norte a sur.

Otro aspecto importante a evaluar es el tamaño o dimensionado del sistema de acumulación de carga. Los acumuladores, en un arreglo solar tienen una doble función.

Estos deben de proveer de potencia a la carga cuando no haya luz solar disponible y amortiguar las variaciones de energía; la función de los módulos solares es recargar diariamente estas baterías o acumuladores. El tipo de acumuladores utilizados en los arreglos fotovoltaicos son los llamados de ciclo profundo, son fabricados como los tradicionales de plomo ácido y preferiblemente con cascos de baterías libres de mantenimiento. No se deben usar acumuladores

automotores ya que no están diseñados para este propósito. Los acumuladores de ciclo profundo para los sistemas fotovoltaicos están contruidos para ser descargados lentamente durante muchas horas, sin ser recargados completamente por varios días o semanas, sin que por ello sufran daños y se reduzca su vida útil.

Es importante conocer el funcionamiento de un regulador o controlador de carga, por que éste es necesario cuando se utilizan las baterías. El controlador de carga es un dispositivo electrónico que regula el estado de carga entre límites preestablecidos. El voltaje de las baterías se mide y se toma como factor principal para estimar el estado de carga, además del voltaje, algunos controladores miden la temperatura de la batería. Es muy importante el uso de un controlador de carga para incrementar la vida útil de su banco de baterías. Existen algunos que incluso desconectan la carga cuando la batería está por descargarse. Algunos factores a tener en cuenta para determinar el número de acumuladores son:

1. Los días de autonomía, que significa el tiempo que podrá funcionar la instalación sin recibir la radiación solar necesaria para cubrir el consumo energético. Este parámetro está fuertemente condicionado por las características climáticas del emplazamiento y por las necesidades de fiabilidad del suministro. Generalmente, para instalaciones de electrificación de viviendas rurales este factor puede ser de 4 a 6 días, mientras que para aplicaciones profesionales debe tener un margen aproximado de 10 días. Estos tiempos no son fijos, dependen de la necesidad de fiabilidad del sistema, del presupuesto del que se disponga y de la importancia estratégica del uso de la energía.
2. La profundidad de descarga máxima, correspondiente al límite de descarga que puede alcanzar la batería, sin perjudicarla. Para los casos más habituales de electrificación rural, puede tomarse este valor como de un 80%. Muchas baterías disponibles en el mercado permiten profundidades de descarga superiores al 90%.

3. El voltaje de trabajo, el cual es elegido en función de las características de la instalación. En el caso de electrificación rural, los más usuales son voltajes de 12 ó 24 V de corriente continua.

CAPÍTULO III. CAPITULO III. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.

3.1 Introducción.

En el presente capitulo se presenta el desarrollo metodológico que describen los procesos utilizados para el conocimiento local de las comunidades en estudio, el diseño de los sistemas para el aprovechamiento del potencial solar en función de las necesidades reales.

3.2 Área de Estudio.

Se localiza en el Altiplano Central, predominando el relieve montañoso, sus coordenadas geográficas son 16°53' N y 92°44' W, su altitud es de 2,200 msnm.

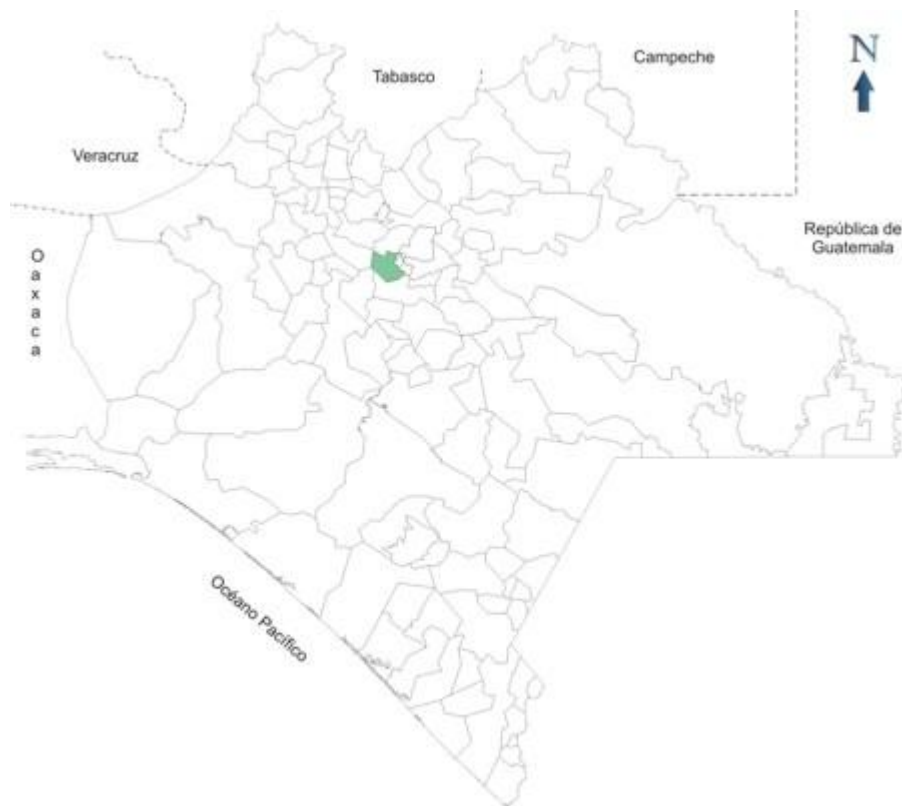


Figura III-1 Mapa de Chiapas indicando el lugar de estudio.

Limita al norte con El Bosque y Chalchihuitán, al este con Chenalhó, al sur con Chamula y al oeste con Bochil e Ixtapa.

3.2.1 Clima.

El clima es templado húmedo con abundantes lluvias en verano, precipitación pluvial es de 1,200 milímetros anuales.

3.2.2 Vegetación.

La vegetación corresponde al tipo de bosque de pino-encino, en donde existen una gran variedad de especies de las cuales las más sobresalientes son: ciprés, pino, romerillo, sabino, manzanilla, roble, camarón, cepillo, cupape, mezquite y nanche.

3.2.3 Hidrografía.

Los recursos hidrológicos con que cuenta el municipio lo componen los ríos Tivó y Cantel Sucum.

3.2.4 Uso del Suelo.

El municipio está constituido geológicamente por terreno cretácico superior e inferior, los tipos de suelo predominante son: luvisol y regosol, su uso principal es pecuario y bosque correspondiendo casi la totalidad de la superficie municipal a terrenos ejidales.

3.2.5 Fauna.

La fauna del municipio está compuesta por una gran cantidad de especies de las que destacan las siguientes: culebra ocotera, nayuca de frío, gavilán golondrino, picamadero ocotero, ardilla voladora, jabalí, murciélago, venado de campo, zorrillo espalda blanca, boa, cantil, falsa nayuca, iguana de roca, iguana de ribera, corre caminos, chachalaca, olivácea, gavilán, colibrí y tlacuache.

3.3 Descripción del Modelo

El modelo integral de electrificación rural sustentado en tecnologías fotovoltaicas está basado en dos pilares fundamentales:

- Estudios sociales utilizando una Metodología Comunitaria para el Desarrollo Social (MECOM)
- Potencialidad energética de radiación solar local y su utilización para la implementación de tecnologías fotovoltaicas.

3.4 Metodología de Intervención Comunitaria

El desarrollo comunitario, se asume como el proceso tendiente a fortalecer la participación y organización de la población, en la búsqueda de respuestas propias para mejorar su comunidad, bajo los principios de cooperación, ayuda mutua y colectividad, es un proceso que se construye cotidianamente, de manera incesante y que se realiza con la participación de los integrantes de la comunidad.

Esta definición ubica el énfasis en la intencionalidad de los procesos subjetivos y superestructurales, tales como el fortalecimiento de la participación, el desarrollo de la conciencia; el fortalecimiento de la identidad y el sentido de pertenencia.

Para el desarrollo de esta investigación se utilizará la Metodología Comunitaria para el Desarrollo Social - Mecom (Kniffki, 2010), ya que presenta un proceso de reflexión teórica, implementación práctica y viceversa.

Esta Metodología parte de una visión radical constructivista, la cual indica que la mujer y el hombre no solamente tienen el derecho de construir su propio futuro, sino también la autoridad y la potestad de hacerlo. Esta propuesta metodológica, cuyo marco de referencia son las experiencias en programas y proyectos que cuentan con un marco institucional en América Central, Caribe, países Andinos y Brasil.

La MECOM, es una red de intervención social basada en un método práctico para la prevención universal y el desarrollo social comunitario. Su marco de intervención es interactivo e iterativo y tiene el objetivo de contribuir en el desarrollo social de las comunidades a través de los siguientes campos de análisis rigurosamente participativos que consisten en el diagnóstico social, intervención y la construcción de redes sociales.

Tomando en cuenta las tendencias a futuro, esta metodología propone sesiones de trabajo que fomentan la búsqueda de mejores alternativas para el desarrollo social de las comunidades. La MECOM, está basada en un enfoque que parte y se sustenta en la realidad que vive cada territorio y sociedad en sí misma,

que serán aplicados para la elaboración del diagnóstico, planeación, implementación y evaluación de tecnologías fotovoltaicas para la electrificación rural.

El estudio social basado en la implementación de la metodología comunitaria nos permitirá conocer las características de las comunidades en los ámbitos económico, ambiental y social, mismas que servirán para el diseño de las tecnologías.

3.5 Aspectos tecnológicos.

En relación, a los potenciales energéticos renovables se determinarán en base a las características que presenten las comunidades seleccionadas, con la finalidad de definir la tecnología a utilizar para el aprovechamiento y transformarla en energía eléctrica para satisfacer las necesidades de este servicio a la población.

Es fundamental, el conocimiento de los potenciales energéticos, tipos de viviendas, características propias de los habitantes, para determinar el diseño de los sistemas fotovoltaicos, estimar los tiempos de trabajo en la implementación y el uso de materiales locales.

3.6 Criterios de Diseño de un Sistema Fotovoltaico.

El diseño es un proceso que comienza con la concepción del sistema y termina con las pruebas de adecuación del mismo. La tarea central del diseño de un sistema fotovoltaico es el dimensionado de cada uno de los subsistemas. El costo, fiabilidad y autonomía del sistema actúan generalmente, en calidad de requerimientos o restricciones del diseño.

El esquema básico del diseño de un sistema fotovoltaico mostrado en lo subsecuente (SFV), es el siguiente. (Ver Figura 3.2.)

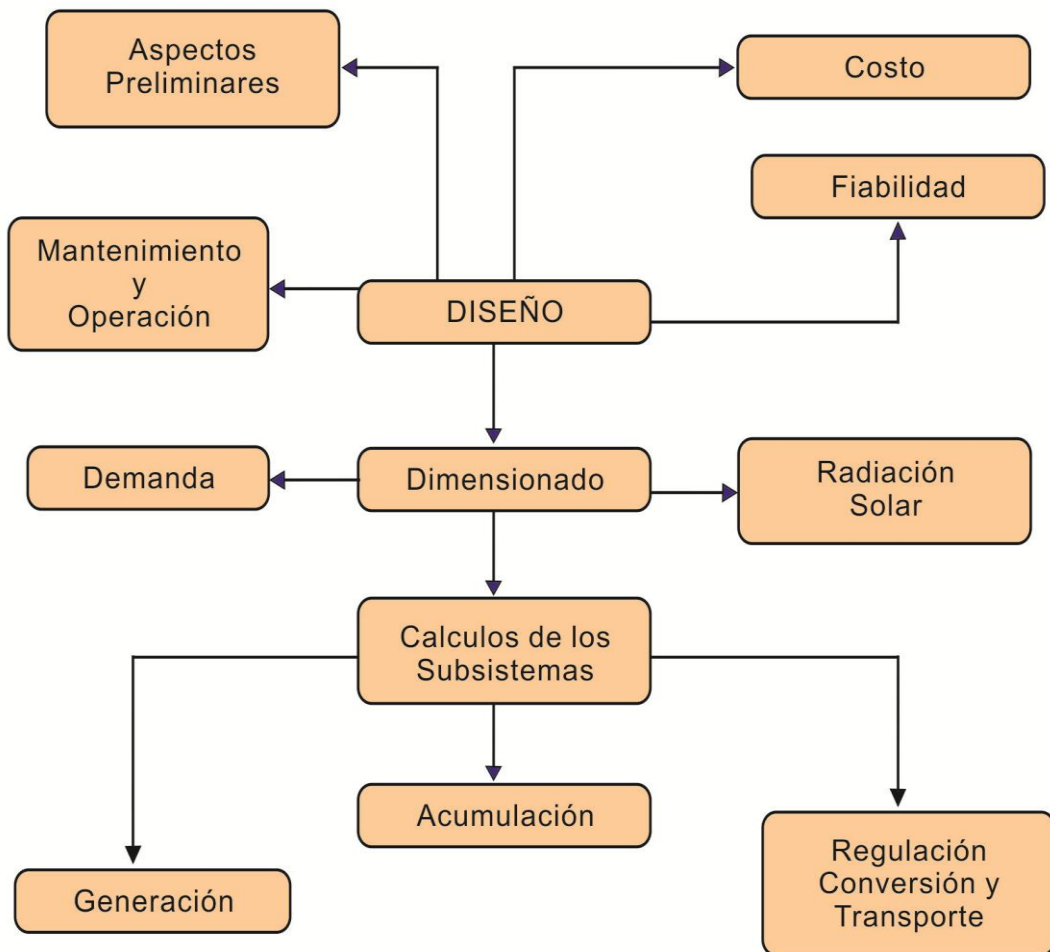


Figura III-2 Esquema de Diseño del sistema fotovoltaico.

3.6.1 Dimensionado del Sistema Fotovoltaico.

La parte quizá más importante del diseño de un sistema fotovoltaico, es el dimensionado, el cual se consideran dos parámetros fundamentales que se deben de tomar en cuenta, a la hora de la instalación del sistema. Uno de ellos es el recurso solar de la zona (radiación solar), del cual se dispone o que incide en el lugar que se pretende implementar, el segundo parámetro, es el recuento o la suma de las potencias, voltajes y corrientes, con los cuales operan los equipos eléctricos (demanda energética). (Figura 3.3)

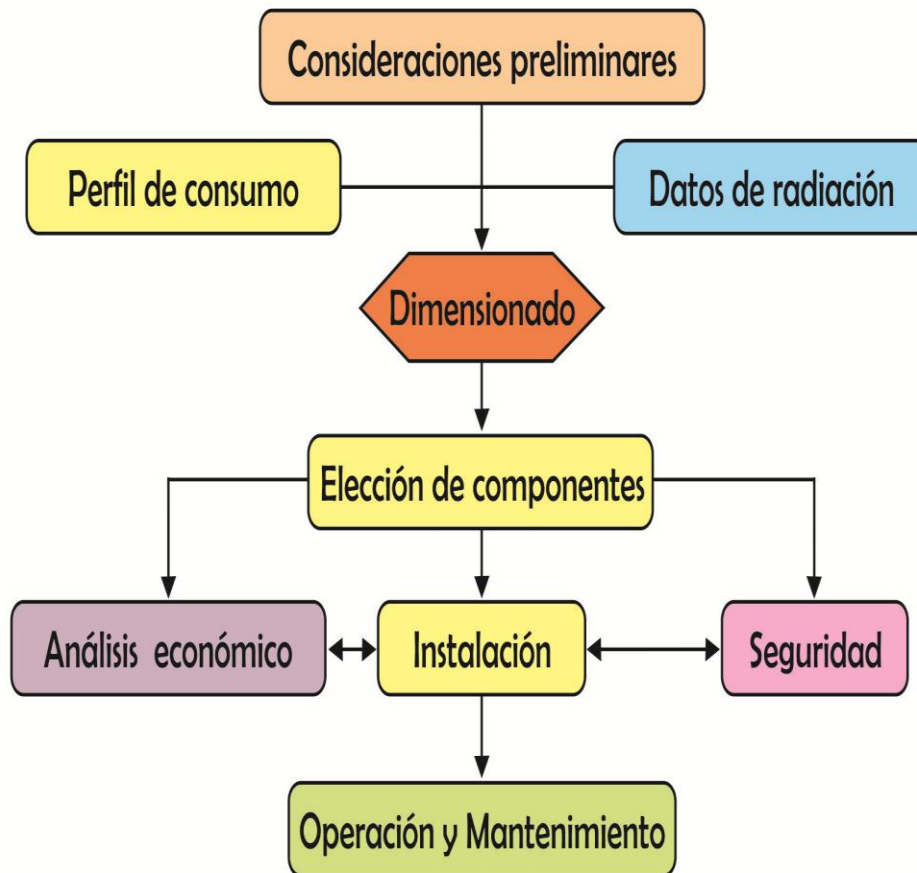


Figura III-3 Consideraciones generales para el diseño de sistemas fotovoltaicos.

3.6.1.1 Demanda Energética.

El consumo energético se calcula en base a la potencia y la corriente de los equipos eléctricos, así como el tiempo de funcionamiento de los mismos, como se describen a continuación:

- Potencia nominal (Pn), expresada en Watt.
- Tensión nominal de la instalación (Tn), expresada en Volt.
- Corriente nominal (In), expresada en Amper.
- Número de horas de funcionamiento al día (Hf).

Siendo (Σ) la sumatoria de todos los consumos de los equipos a electrificar, como se muestra en la tabla 3.1.

Tabla III-1 Estimación de la demanda energética.

Equipos	Cantidad	Potencia nominal (W)	Intensidad de Corriente (A)	Horas de Uso	Consumo de Corriente Ah/día	Consumo de Potencia Wh/día
Estimación de Consumo Diario - Total						Σ

3.6.1.2 Determinación de la corriente eléctrica.

Comúnmente, los equipos eléctricos solo mencionan en sus etiquetas, la potencia a la cual opera y no la corriente, pero de la fórmula de potencia de una carga resistiva, podemos obtener este dato, sabiendo que:

$$W = V.I$$

Donde, corriente (I), es igual a:

$$I = \frac{W}{V}$$

Esta ecuación, nos servirá para la obtención subsecuente del consumo total (Ct).

3.6.1.3 Determinación del consumo total.

Se obtiene al multiplicar las horas al día de uso, de cada uno de los equipos eléctricos por la corriente que se necesita suministrarle para su operación. Se realiza la sumatoria, en función a los equipos eléctricos a alimentar con energía solar fotovoltaica y el número arrojado será nuestro consumo total.

3.7 Componentes de un Sistema Solar Fotovoltaico.

El sistema fotovoltaico, por lo general está integrado de diferentes subsistemas, como lo son los de generación, acumulación, regulación, conversión y transporte. A continuación se describen los diversos componentes de un sistema fotovoltaico; así como la forma en que se realizan los cálculos de los mismos.

3.7.1 Subsistema de Generación.

El elemento más importante de un SFV, es el que nos va a proveer de energía eléctrica, mediante la conversión directa de la radiación solar, en la energía mencionada. Conformado desde su estado base por celdas, que interconectadas se convierten en módulos, haciendo configuraciones para a formar un panel y la unión de estos últimos formarían una arreglo. Para saber el número de módulos totales (Ntm), necesitamos determinar los módulos tanto en serie como en paralelo.

Para el cálculo del número de módulos en serie (Nms), se divide el valor de la tensión nominal de la instalación (Tns), por la tensión nominal del módulo especificado (Tnm) en los datos que nos proporciona el fabricante.

$$Nms = \frac{Tns}{Tnm}$$

Para el cálculo del número de módulos en paralelo (Nmp), se toma en cuenta el consumo total calculado, anteriormente en Ah/día, (ID diseño) dividido entre la corriente máxima de cada módulo (I_{nm} , este dato, es proporcionado en la etiqueta de cada módulo, varía conforme la potencia de cada uno) multiplicado por las horas solar pico del lugar (Hsp), dando como resultado el número entero próximo, donde el número total de módulos será, la multiplicación de estos dos datos.

$$Nmp = \frac{ID}{I_{m\acute{a}x} \cdot Hsp}$$

Donde finalmente:

$$Ntm = 1.2(Nms * Nmp)$$

Donde, 1.2 es un coeficiente de seguridad que tiene en cuenta las pérdidas de eficiencia del módulo debido a la incidencia del polvo, pérdida en conexiones, etc.

3.7.2 Subsistema de Acumulación.

Es el componente que nos garantiza de energía eléctrica para los días de poca radiación. Esta acumulación se hace en forma electroquímica, por medio de las llamadas baterías de acumulación. Para conocer la cantidad de baterías, que conformaran el sistema, necesitamos saber lo siguiente:

MPD: Máxima capacidad de descarga, porcentaje que se le debe de extraer a la batería durante sus días de autonomía, este valor está dado generalmente por el fabricante y que para batería de Pb-ácido está entre 50 y 70%.

DA: Días de autonomía, definido como la cantidad de días que el sistema es capaz de funcionar satisfactoriamente, en ausencia de radiación solar. Ello, se

determina en función del estudio de las características meteorológicas del lugar, así como la importancia del objetivo a electrificar.

MCR: Mínima capacidad requerida o régimen de descarga medio, definido como la cantidad mínima de amperes que se necesita para el funcionamiento del sistema. Se calcula, multiplicando el consumo total en Ah/día, multiplicado por los días de autonomía, esto dividido entre la MPD.

$$M.C.R = \frac{(ID)(Da)}{\text{Maxima capacidad de descarga de la bateria.}}$$

Para el cálculo del número de baterías conectadas en serie (Nbs), se determina como el cociente entre el voltaje nominal de las cargas del consumo y el voltaje nominal de la batería (Tnb).

$$Nbs = \frac{Tns}{Tnb}$$

Para la determinación del número de baterías en paralelo (Nbp), se divide la mínima capacidad requerida (MCR) entre la capacidad que proporciona cada batería (Cb).

$$Nbp = \frac{\text{Minima carga requerida.}}{\text{Capacidad de una bateria.}}$$

Para el número total de baterías, simplemente es la multiplicación de los resultados de las baterías en paralelo y las baterías en serie:

$$Ntb = Bp * Bs$$

3.7.2.1 Regulador de Carga de Batería.

Este componente juega un papel muy importante en los SF, pues su función principal, es la de controlar el proceso de carga-descarga de una batería de acumulación. Con el fin de proteger este costoso elemento, contra sobre descargas así como sobrecargas aumentando así su vida útil de la misma.

Para la selección del Regulador de Carga de Batería (RCB), se consideran los siguientes factores:

- Voltaje nominal de operación: La tensión de operación del SFV, baterías, (12 y 24 V regularmente).
- Máxima corriente del arreglo: Corriente pico que alcanza el arreglo o en su defecto el modulo fotovoltaico, la cual pasara por el RCB, hacia la o las baterías.
- Indicadores e instrumentación: Presencia o no de elementos de indicaciones luminosas, como LEDS, acústicas como alarmas, indicadores tanto de corriente y voltaje de operación.
- Tipos de zona donde se utilizara, por los factores climáticos y la presencia de micro fauna.

Teniendo en cuenta, los aspectos antes mencionados, se podrá hacer la selección adecuada del RCB.

3.7.2.2 Inversor.

La conversión de CD/CA puede realizarse con dispositivos llamados convertidores o inversores. El tipo de inversor más común utilizado en los SFV, es el inversor autónomo, que no está conectado a la red, sino trabaja bajo consumo y frecuencia propia, determinada internamente por el fabricante.

Para el cálculo de la potencia del inversor, se debe tomar en cuenta:

- La potencia de operación de cada uno de los equipos (P_n).
- La potencia pico del elemento de mayor consumo dentro del sistema P_p mayor.

$$P_{inv} = 1.2 \left(\sum_{i=1}^n P_{ni} - P_{p\text{mayor}} \right)$$

El coeficiente 1.2 tiene en cuenta las pérdidas que ocurren en los inversores y prevé de cualquier aumento de potencia no previsto en el sistema.

3.8 Costos de un SFV.

El costo de los SFV es uno de los argumentos que utilizan sus detractores ya que, de manera global, éste parece alto. El análisis de costos constituye una parte importante del diseño de los SFV y no puede abordarse en base al costo inicial de la instalación, el cual generalmente, resulta superior, si se compara con otros recursos renovables. A pesar de esto, pueden resultar económicamente ventajosos a lo largo de toda su vida útil pues, el costo de operación y mantenimiento es relativamente pequeño y por lo general son implementados en lugares de difícil. Es por esto, que se debe tomar el criterio de que la evaluación económica de una alternativa energética debe analizarse a partir del costo de la unidad de energía generada en su periodo de vida.

La Tabla 3.2, resume un presupuesto referencial para la implementación del sistema PV autónomo, considerando rubros como planificación del proyecto, mano de obra, y, materiales y equipos.

Tabla III-2 Presupuesto referencial de implementación del sistema PV autónomo.

Materiales y equipos	\$ 536.00
Mano de obra	\$ 40.00
Total de presupuesto (materiales y mano de obra)	\$ 576.00
Dirección técnica y administración (15%)	\$ 662.40
Imprevistos (5%)	\$ 695.52
Total presupuesto general (USD)	\$ 695.52

3.9 Ubicación de los paneles PV.

La estructura de soporte de los paneles PV, puede ser construida de diversos materiales, tales como: aluminio, acero inoxidable, hierro galvanizado, madera tratada, etc. La estructura de soporte debe ser estable, rígida, y, durable, que soporte la fuerza del viento, lluvias, y, otras condiciones adversas.

La cercanía de la provincia a la línea equinoccial, faculta el uso de estructuras estáticas, inclinadas hacia el norte con un ángulo no mayor a 16°.

La ubicación de los paneles está condicionada por la disponibilidad de espacio y la no presencia de sombras. En caso de utilizar cubiertas para ubicar los paneles, es necesario considerar las implicaciones estructurales, como el peso o el área a ocupar.

3.10 Dispositivos de protección.

El bajo voltaje de operación de los sistemas PV autónomos utilizados en viviendas, no representa peligro alguno.

El máximo riesgo proviene de la batería, debido a los altos valores de corrientes de cortocircuito. Por esta razón, tanto baterías como reguladores de carga, se deben proteger contra sobrecorrientes, y, contra corrientes de cortocircuito. Estas protecciones deben tener efecto tanto sobre la línea del generador fotovoltaico, como sobre la línea de las cargas, por lo que se implementan generalmente fusibles, diodos, breakers.

3.11 Puesta a tierra.

En las instalaciones fotovoltaicas, existe controversia sobre la conveniencia o no de conectar la estructura metálica de los paneles a tierra. Como norma general, la estructura metálica soporte de los paneles, se recomienda conectada a tierra, lo que en instalaciones pequeñas no suele suceder.

En caso de realizarse, el diseño de la toma de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas, deberá seguir las recomendaciones del Reglamento

Electrotécnico de Baja Tensión, en el que se especifica que la toma de tierra tendrá una resistencia inferior a 10 Ohmios.

3.12 Fiabilidad del SFV.

Se define a la fiabilidad de un SFV como la probabilidad de que el mismo satisfaga las demandas de la carga, para la que ha sido diseñado, en un intervalo determinado. El concepto de fiabilidad constituye un parámetro cuantitativo que permite la evaluación de la calidad de un SFV. Internamente presenta dos contribuciones: la fiabilidad de los componentes que conforman el SFV (dependerá del diseño directo de fábrica), como del criterio del dimensionado (dependerá exclusivamente de la persona designada a ello).

En la práctica la fiabilidad y el costo están relacionados directamente, por lo que, generalmente, la tarea del dimensionado se presenta como encontrar el mejor compromiso entre ambos.

3.13 Mantenimiento y Operación del SFV.

Para el mantenimiento y operación del SFV, es importante que los usuarios tengan en cuenta todo lo relacionado al mantenimiento preventivo para el buen desempeño del sistema.

Se recomienda realizar los siguientes trabajos:

- Limpiar los paneles siempre que se observe suciedad.
- Mantener el exterior de las baterías seco.
- Mantener todas las conexiones eléctricas apretadas.
- Mantener los tornillos y tuercas apretados.
- Mantener todo el sistema limpio.
- Apagar los equipos consumidores cuando no se requieran.
- Mantener el área del módulo libre de sombras.
- No usar en tiempo mayores a los calculados, los equipos consumidores.
- No usar partes metálicas, para la limpieza del sistema, específicamente en los módulos y baterías.

- No invertir las terminales con la finalidad de evitar corto circuitos en los componentes.
- No cambiar de posición original, ninguno de los componentes del sistema.

3.14 Implementación de los sistemas.

Posterior al diseño de los sistemas fotovoltaicos se dará paso a las actividades de implementación de los equipos tecnológicos a las comunidades, se tomarán todas las precauciones necesarias para disminuir los riesgos y proporcionar el servicio requerido de forma fiable, duradera en el tiempo y con el menor mantenimiento posible.

Dentro de estos trabajos se considerarán las condiciones del lugar, tipos de los tejados de las viviendas, la vegetación cercana a las viviendas, con la finalidad de cubrir los aspectos para el montaje y mantenimiento. A continuación se enlistan las recomendaciones más importantes en este proceso.

Instalación mecánica: Soportes resistentes a la intemperie del lugar, estructuras de aseguramiento de los módulos, tipos de montaje que pueden ser sobre el tejado, sobre un poste dependiendo de las características de la vivienda y su entorno.

Uno de los factores más importantes que hay que tomar en cuenta para la instalación exterior, es la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos para una mejor captación de irradiación solar, así como los materiales a utilizar como cables y bases donde se colocaran los módulos.

En la parte de la instalación interior, se tomará en cuenta la distribución de la vivienda para el cableado y ubicación de las lámparas, contactos y apagadores.

Para la selección del lugar donde permanecerán el controlador de carga, el inversor y principalmente las baterías, se considerarán los siguientes criterios. En relación a inversores y controladores deben estar bien asegurados en las paredes de las viviendas según sea el tipo de material de estas.

Generalmente son usadas baterías de Pb – ácido para el almacenamiento de energía. Es por eso la parte del sistema fotovoltaico que presenta mayores peligros potenciales para el usuario, los cuales pueden ser: Explosión, quemaduras por ácido, ingestión, contaminación de agua y suelos.

Para prevenir accidentes, se recomiendan las siguientes medidas de seguridad:

- ✓ No instalar las baterías en lugares de descanso, dormitorios, etc.
- ✓ No instalarlas cerca de focos calientes, chimeneas, cocinas, etc.
- ✓ Se recomienda la instalación en soportes adecuados para aislarlas del suelo, en donde la madera es una buena solución.
- ✓ Se protegerán los bornes para evitar contactos accidentales entre positivo y negativo.
- ✓ Debido a la importancia del manejo de las baterías se considera que los usuarios o beneficiados tengan una capacitación para su mantenimiento preventivo.

Durante todo el proceso metodológico, tanto en la determinación de las necesidades como la implementación será de suma importancia la participación activa de la comunidad involucrada, así como todos los actores participantes en este proyecto de investigación. Sin dejar de mencionar que como fase final este modelo integral de electrificación rural, considera la etapa de evaluación para determinar la sustentabilidad de las tecnologías implementadas, es aquí donde se realizan los análisis para determinar el desempeño de las diferentes partes de los componentes de los sistemas, así como el grado de satisfacción social de los habitantes de la comunidad en función de la actividad para los cuales fueron implementadas estas tecnologías.

CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES.

En el presente capítulo se presenta el desarrollo metodológico que describen los procesos utilizados para el conocimiento local de las comunidades en estudio, el diseño de los sistemas para el aprovechamiento del potencial solar en función de las necesidades específicas, así como los procesos de implementación y evaluación de los sistemas en condiciones reales.

Entre las opciones para mejorar los índices de penetración del servicio de abastecimiento de energía eléctrica en zonas rurales, un lugar especial ocupan los sistemas fotovoltaicos (PV) autónomos, de aceptable viabilidad técnica y económica en condiciones de alta radiación solar. Describiremos el proceso de diseño de un sistema PV autónomo ajustado a las condiciones de la provincia de zinacantan, con el apoyo de la herramienta de software PVSYST, un software utilitario pago, diseñado en Suiza, que permite diseñar sistemas PV, y, evaluar su desempeño sobre la base de simulación de performance. Para el dimensionado se utilizará la herramienta informática PVSYST. La cual permite realizar cálculos avanzados de forma fácil.

4.1 Sistema Fotovoltaico para la Electrificación de una Viviendas Rural.

Los sistemas Fotovoltaicos para la electrificación de las viviendas rurales son la aplicación predominante del uso de la tecnología FV en las zonas rurales de nuestro estado. El diseño del sistema se realizó en función a las demandas energéticas de las comunidades, donde se consideró satisfacer de manera eficiente la utilización de otros aparatos eléctricos, ya que el objetivo es que los habitantes de las comunidades puedan tener los mismos beneficios que las zonas urbanas, como por ejemplo el contar con la suficiente energía para la una radio grabadora, licuadora, focos, para que esto no se quede nada más en proporcionar iluminación a la vivienda.

Estructura del sistema solar fotovoltaico para la electrificación de una vivienda rural, considerando los requerimientos mínimos.

- ✓ Cuatro lámparas para Iluminación (Sala, Cocina, baño, dormitorios).
- ✓ Un radio grabadora (entretenimiento, educación y comunicación).
- ✓ Electrodomésticos (Licuadora, Rasuradora de Cabello)

Los componentes tecnológicos lo integran el modulo fotovoltaico de 135 W, controlador de carga (10 Amperes), baterías de almacenamiento (225 Ah), inversor (700 Watts), cables para la instalación y accesorios para instalación (sujetadores, tornillos, tuercas, pijas, taquetes y otros).

En principio el sistema debe satisfacer la demanda de los siguientes componentes.

Tabla IV-1 Estimación de la demanda energética.

Electrificación			
4 lámparas		120V	20W
Cargador de celular	.15Amp	120V	18W
radiograbadora		120V	75W

Utilizando las ecuaciones $W = V.I$ y $I = \frac{W}{V}$, se determinó la corriente de consumo para cada equipo, así como la potencia total en Wh/día y los resultados ubicados según de la tabla.

Tabla IV-2 Demanda energética para casa en comunidad

Equipos	Cantidad	Potencia nominal (W)	Intensidad de corriente (A)	Horas de uso	Consumo de corriente Ah/día	Consumo de potencia Wh/día
Lámpara	1	20	0.16	3	0.48	60
Lámpara	1	20	0.16	3	0.48	60
Lámpara	1	20	0.16	3	0.48	60
Lámpara	1	20	0.16	3	0.48	60
cargador de celular	1	18	0.15	1	0.15	18
radiograbadora	1	75	0.625	2	1.25	150
				suma	3.32	408

Aplicando la ecuación, calculamos la mínima Carga Requerida:

$$M. C. R = \frac{(ID)(Da)}{\text{Maxima capacidad de descarga de la bateria.}}$$

$$M. C. R. = \frac{\left(\frac{3.32Ah}{\text{día}}\right)(5\text{días})}{0.70} = 23.71$$

Aplicando la ecuación, determinamos el número de baterías en serie:

$$N_{bs} = \frac{T_{ns}}{T_{nb}}$$

$$N_{bs} = \frac{12}{6} = 2$$

Aplicando la ecuación, determinamos el número de baterías en paralelo:

$$N_{bp} = \frac{MCR}{C_b}$$

$$N_{bp} = \frac{23.71Ah}{225Ah} = 0.105 = 1$$

Aplicando la ecuación, determinamos el número total de baterías:

$$N_{tb} = B_s * B_p$$

$$N_{tb} = 2 * 1 = 2$$



Figura IV-1 Batería de 6V a 225Ah.

El cálculo del número de módulo en serie se obtiene del cociente entre el voltaje nominal del sistema y el voltaje nominal del módulo, según la ecuación:

$$N_{ms} = \frac{T_{ns}}{T_{ns}}$$

$$N_{ms} = \frac{12}{12} = 1$$

El cálculo del número de módulo en paralelo se obtiene como el cociente entre la corriente de diseño y la corriente del módulo en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida.

$$N_{mp} = \frac{\left(\frac{3.32Ah}{\text{día}}\right)}{(7.63Ah * 5Hsp)} = 0.1$$

$$N_{tm} = 1$$

P máx. = 135 W.

I Pmáx = 7.63 Amperes

V Pmáx = 17.7

El siguiente paso es elegir el regulador. Este es un paso muy importante, ya que condicionará la fiabilidad del sistema. Se tendrán que tener en cuenta una serie de factores del generador y el acumulador, que se resumen a continuación en la siguiente tabla, el regulador será capaz de manejar el 130% de la máxima corriente que pueda circular por el generador fotovoltaico. Además será capaz de funcionar, sin ventilación forzada.

Según las características del panel fotovoltaico que se consideran para la elección del regulador de carga de batería, se usara un regulador de 10 Amperes, 12V con regulación por alta y por baja.



Figura IV-2 Controlador de 10amp.

Según la fórmula para el cálculo de inversor fue la siguiente.

$$P_{inv} = 1.2 \left(\sum_{i=1}^n P_{ni} - P_{p\text{mayor}} \right)$$

$$P_{inv} = 1.2(408 - 375) = 475.2W$$

El inversor que se usara es de 750 W, 12 V de entrada, 120 V de salida, el cableado de 10 mm; para la línea central y 12 mm; para los consumidores, el cable desde el panel al interior de la vivienda fueron con protección a la intemperie.

4.2 Fases de diseño del sistema PV autónomo.

Sobre la base de la metodología descrita con anterioridad, se estableció los parámetros de diseños, y se utilizó los recursos de la herramienta PVSYST para diseñar el sistema fotovoltaico.

4.2.1 Datos de radiación.

Es indispensable contar con información sobre los niveles de radiación solar en el sitio en el cual se implementará el sistema fotovoltaico.

El programa PVSYST dispone, de los datos de radiación de un gran número de ciudades, sin embargo, Zinacantan no es una de ellas. La otra opción que permite es introducir desde alguna base de datos externa, ya sea de forma manual ó automática estos datos. Éstos serán los datos que se utilizarán para este proyecto. Al no encontrar datos concretos de zinacantan y, al estar la parcela justo

en el límite con el municipio de Sancristobal de las casas, se utilizarán los datos de éste.

El paso siguiente será introducir estos datos en la base de datos del programa, para ello, se elige la opción “Herramientas” donde se encuentran todas las opciones para ampliar la base de datos del programa.

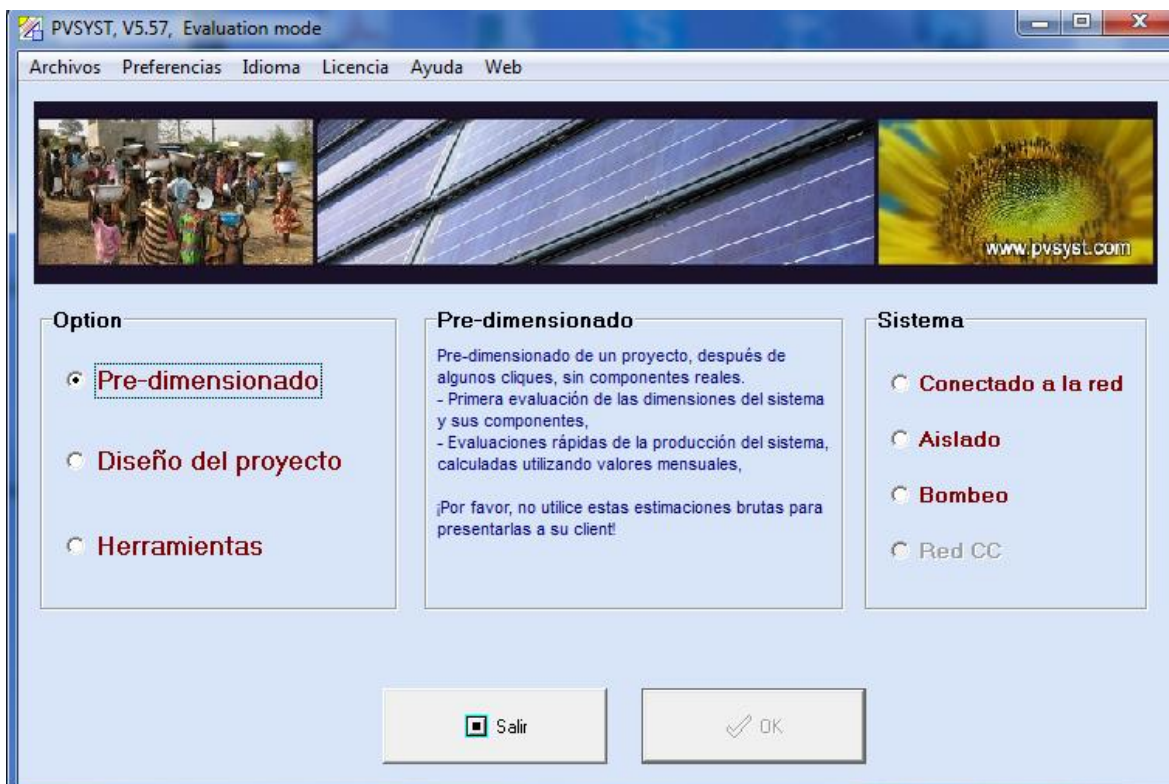


Figura IV-3 Página principal PVSYST

Dentro de este menú se elegirá la opción “Lugares geográficos” para incluir los datos de San Cristóbal de las casas.

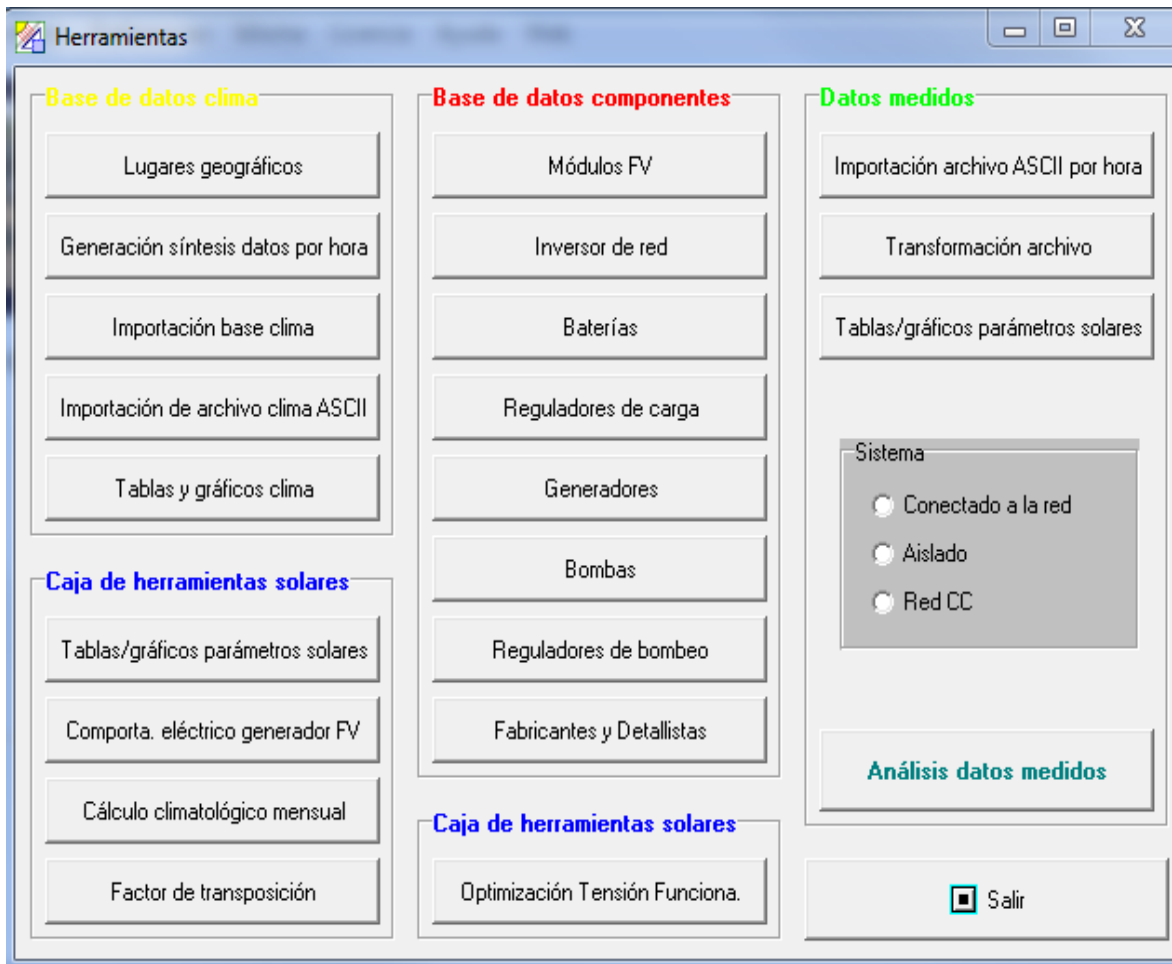


Figura IV-4 Página principal opción "Herramientas".

Una vez dentro, se introducirán, por un lado, las coordenadas del lugar.

Parámetros del lugar geográfico

Coordenadas Geográficas | Climatología Mensual

Ubicación

Nombre del lugar: SAN CRISTOBAL DE LAS CASAS

País: Mexico | Región: América del Sur

Latitud: 16.77 ° (Decimal) / 16 46 (Deg. min.) (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: -92.72 ° (Decimal) / -92 43 (Deg. min.) (+ = Este, - = Oeste Greenwich)

Altitud: 1285 Metros sobre el nivel del mar

Huso horario: -6 Corresponde a una diferencia media

Hora Legal - Hora Solar = 0h 11m

Trayectorias del sol

Imprimir

Nuevo lugar | Exportar tabla | Exportar línea | Importar

Anular | OK

Figura IV-5 Introducción de las coordenadas

A continuación se introducirán los datos climatológicos. La primera opción es coger los datos proporcionados por la NASA de forma automática.

Parámetros del lugar geográfico

Coordenadas Geográficas | Climatología Mensual

Lugar: **SAN CRISTOBAL DE LAS CASAS (Mexico)**

Origen de datos: SANCRITOBAL DE LAS CASAS

	Irrad. Global	Difuso	Temp.	VeViento
	kWh/m ² .mes	kWh/m ² .mes	°C	m/s
Enero	144.8		19.9	3.10
Febrero	151.8		21.8	2.90
Marzo	192.2		23.8	2.70
Abril	192.3		25.4	2.20
Mayo	187.5		25.1	2.00
Junio	166.5		24.0	2.00
Julio	182.6		23.4	2.40
Agosto	176.7		23.8	2.20
Septiembre	149.7		23.2	2.00
Octubre	145.1		22.1	2.50
Noviembre	140.1		21.1	2.80
Diciembre	138.3		19.9	3.20
Año	1967.5		22.8	2.5

Irradiación global horizontal
 Temp. Exterior Media

Irradiación difusa horizontal
 Velocidad del viento

Unidades de insolación:
 kWh/m².día
 kWh/m².mes
 MJ/m².día
 MJ/m².mes
 W/m²
 Índice de claridad Kt

Por defecto (de NASA-SEE)

Figura IV-6 Datos meteorológicos de la NASA.

4.2.2 Diseño previo.

Una vez hecho esto, se puede comenzar con el dimensionado, para ello, desde la pantalla principal y, para comenzar se elegirá “pre-dimensionado” y “aislado” para realizar el estudio previo para el sistema fotovoltaico autónomo objeto de este proyecto.

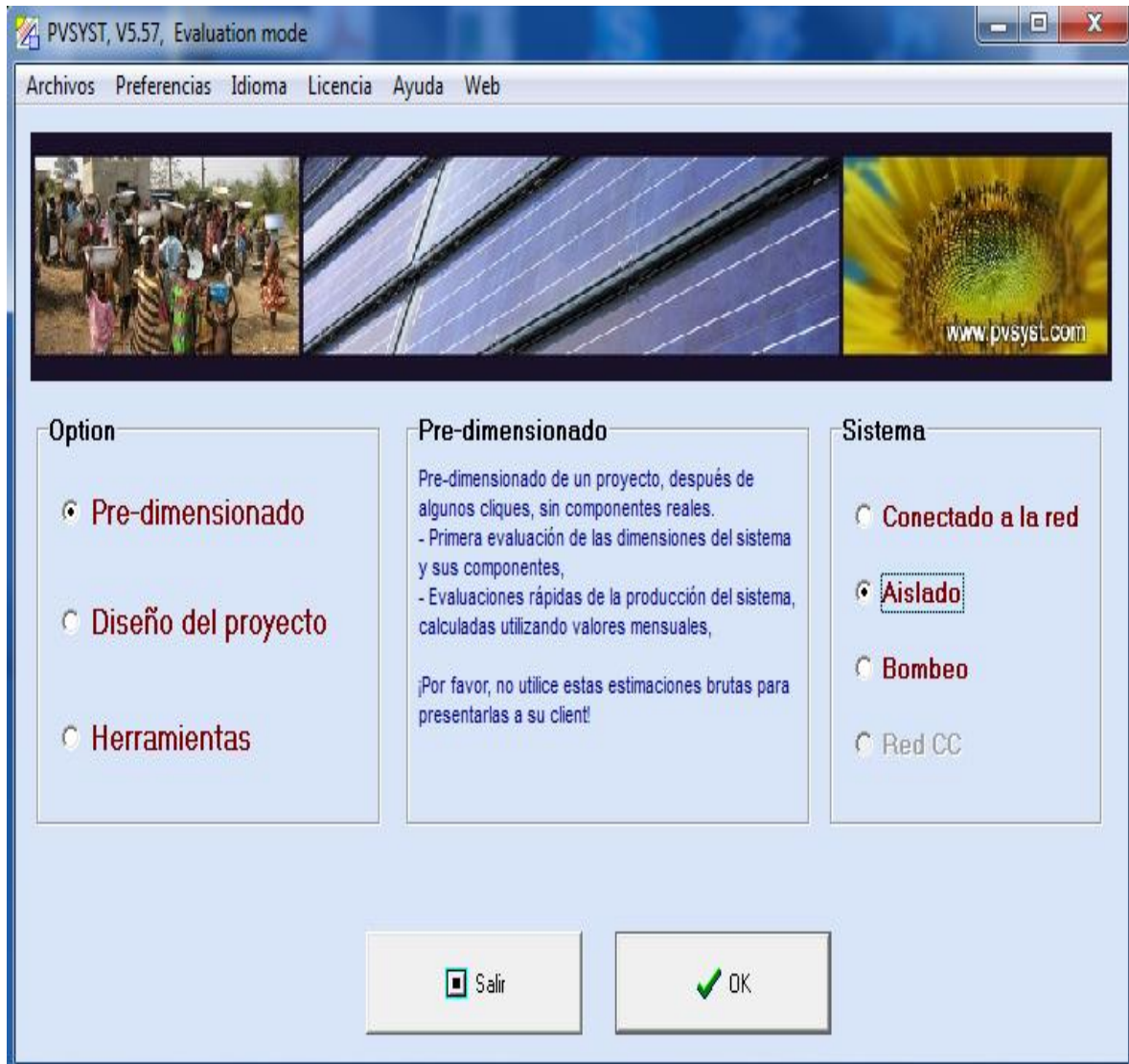


Figura IV-7 Pantalla principal. Diseño preliminar.

Una vez en diseño preliminar se pasa a elegir la localización, que en este caso será la que se ha introducido anteriormente, con sus datos meteorológicos correspondientes.

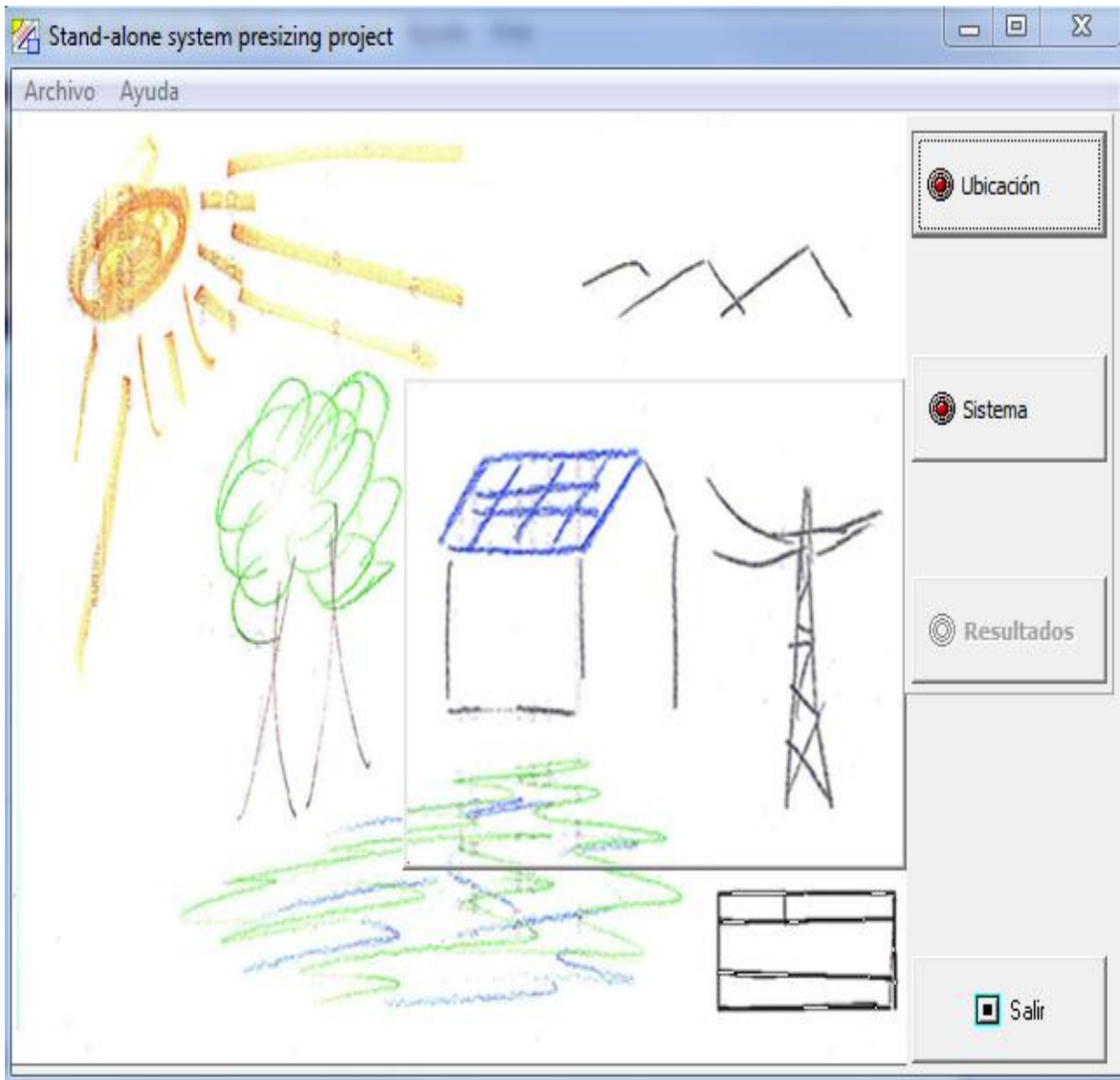


Figura IV-8 Representación preliminar del sistema autónomo.

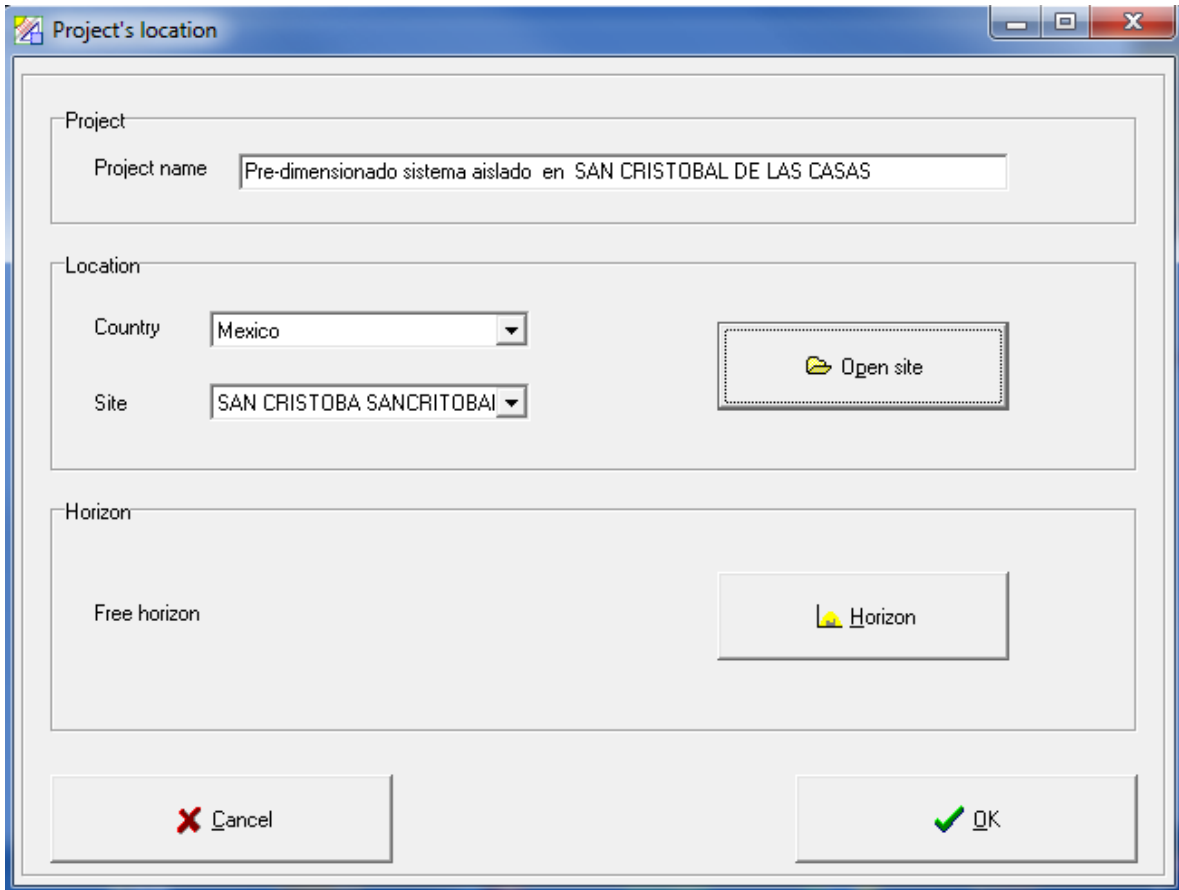


Figura IV-9 Elección de la localización del proyecto.

El siguiente paso es elegir la inclinación del sistema, para ello se realizaron cálculos.

Resulta que el peor mes es diciembre y la inclinación óptima de los paneles es 16°.

Se introduce el ángulo de inclinación en el programa en la parte de “System Specification”

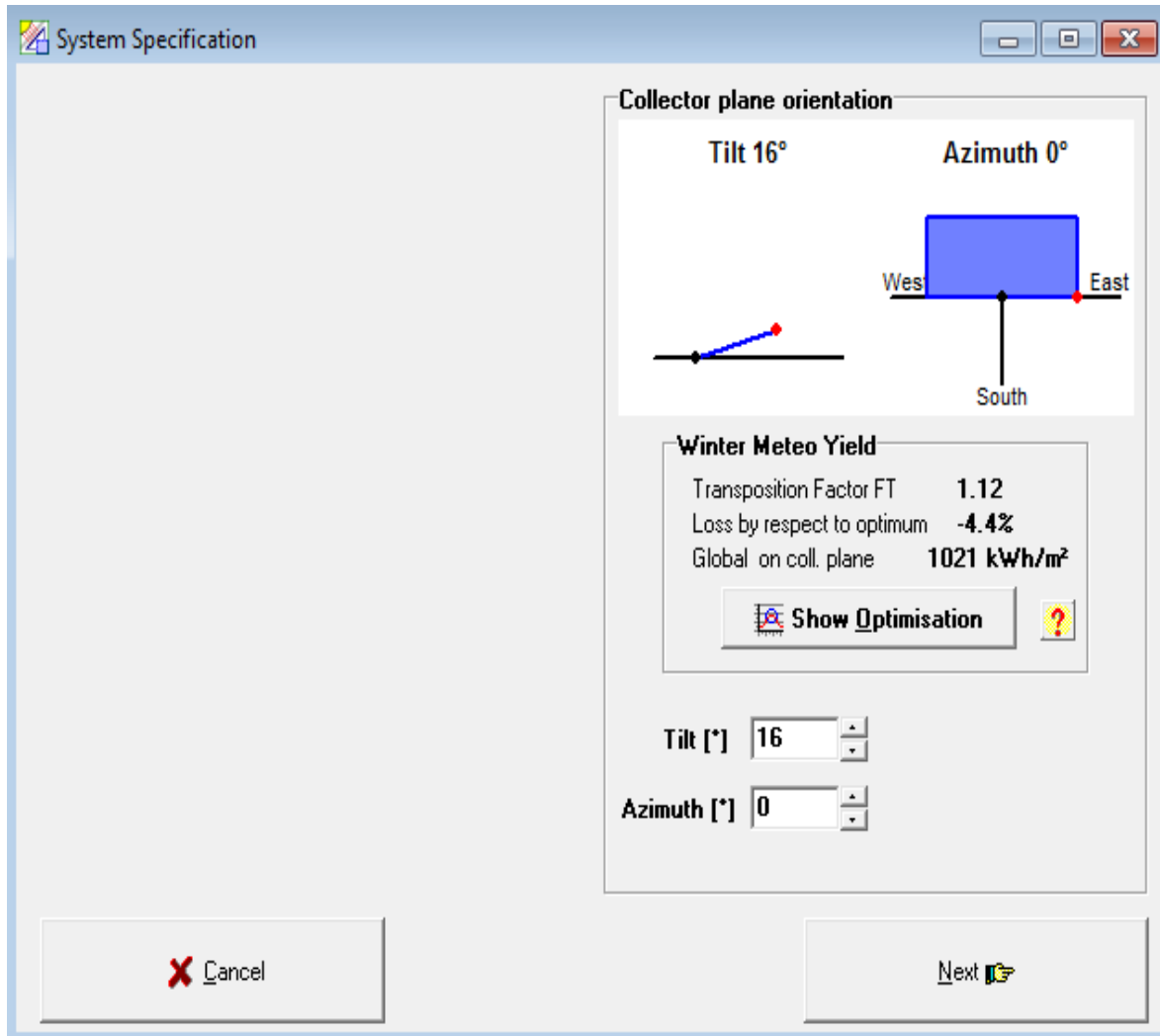


Figura IV-10 Especificación de la inclinación de los paneles.

A continuación, se introducen los consumos del sistema, por lo que se define por mes.

Daily use of Energy, Variant "Nueva variante de simulación"

Consumption definition by:

- Year
- Seasons
- Months

Week-end use:

Use only during 5 days in a week

Display Values of:

Enero

Model:

Load

Save

Daily consumptions

Number		Power		Mean Daily use		Daily energy
4	Fluorescent lamps	20	W/lamp	4.0	h/day	320 Wh
1	TV / Magnetoscope / PC	75	W/app.	2.0	h/day	150 Wh
1	Domestic appliances	18	W/app.	1.0	h/day	18 Wh
0	Fridge / Deep-freeze			0.00	kWh/day	0 Wh
0	Dish-washer, Cloth-washer			0.00	kWh/day	0 Wh
	Other uses	0	W tot	0.0	h/day	0 Wh
	Stand-by consumers	0	W tot	24h/day	<input checked="" type="checkbox"/> 7 days/7	0 Wh
Total daily energy						488 Wh/day
Total monthly energy						10.5 kWh/month

Appliances info

Hourly distribution

Back

Other profile

Cancel

Next

Figura IV-11 Perfil de consumo mensual.

El último paso de este diseño previo es definir la autonomía del sistema, que se fija en 5 días, según la norma técnica la autonomía mínima será de 5 días.

La probabilidad de pérdida de carga que, al ser un sistema doméstico, se establece en un

5% y, la tensión del sistema que se fija en 12 voltios (la típica de un gran número de paneles e inversores de baja potencia). PVSYST tiene un problema con la probabilidad de pérdida de carga y, es que se calcula de manera mensual, por lo tanto, si un mes tiene una relación radiación/consumo menor, su probabilidad de pérdida de carga será mayor.

Por lo tanto, se ha jugado con este parámetro hasta que la probabilidad de pérdida de carga sea inferior al 5% para todos los meses.

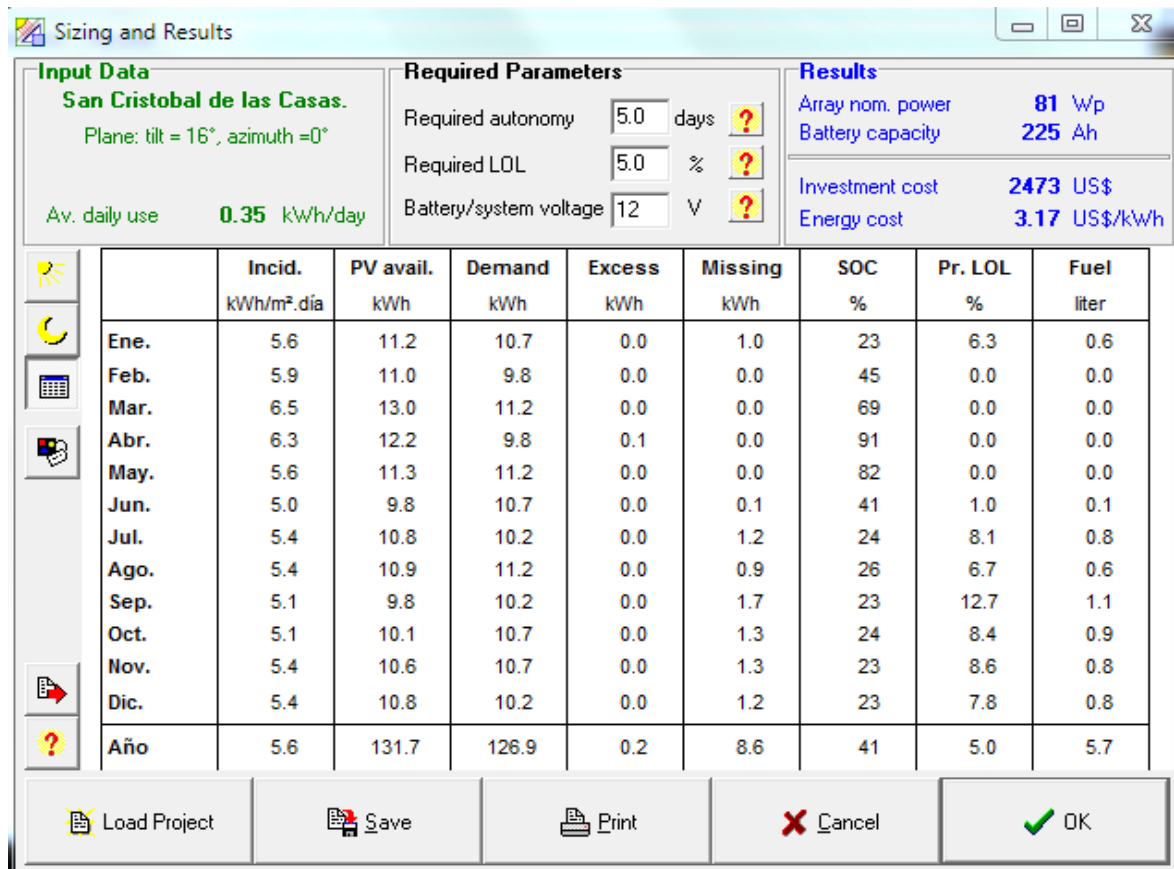


Figura IV-12 Resultado del diseño previo.

Los resultados más importantes, por el momento, son la potencia de generador necesaria, que resulta ser de 85Wp y la capacidad del sistema de acumulación: 225 Ah.

Para cumplir estos requisitos, se buscarán componentes dentro de los catálogos que se han conseguido, con precios. Buscando la máxima economía y fiabilidad del sistema. El programa presenta además, el coste aproximado que tendrá la instalación (2473US\$) con un aproximado de \$ 34,622.00 MXN.

4.3 Elección de componentes.

Se han conseguido varios catálogos de componentes de sistemas fotovoltaicos que incluyen precios, para el cálculo de costes.

4.3.1 Elección del módulo.

Se busca el módulo de tecnología cristalina, la que se considera más fiable, que tenga un coste \$56 MXN/Wp menor. El módulo elegido corresponde a la marca kyosera, con este módulo se consigue un precio de \$55 MXN/Wp.

■ Especificaciones

■ Rendimiento Eléctrico bajo Condiciones Normales de Prueba (*)STC	
Potencia Pico Nominal (Ppn)	135 vatios (+5% / -5%)
Voltaje a Ppn	17.7 voltios
Corriente a Ppn	7.63 amperios
Voltaje de Circuito Abierto (Vca)	22.1 voltios
Corriente de Corto Circuito (Icc)	8.37 amperios
Voltaje Máxima de Sistema	600 voltios
Coeficiencia de Temperatura de Vca	-.080 voltios/ °C
Coeficiencia de Temperatura de Icc	5.02 x 10 ⁻³ amperios/°C
*STC: Irradiación 100Wp/M2 espectro AM 1.5 temperatura decelula 25 °C	
■ Rendimiento Eléctrico a 800Wp/m2 *NOCT AM, 1.5	
Potencia Pico Nominal (Ppn)	95 vatios
Voltaje a Ppn	15.6 vatios
Corriente a Ppn	6.10 amperios
Voltaje de Circuito Abierto	1.99 voltios
Corriente de Corto Circuito	6.82 amperios
*NOCT Temperatura operativa normal de la célula: 49 °C	

Figura IV-13 Parte de la especificación del módulo elegido.

Para conseguir los 81Wp de generador que se calculó en el diseño preliminar se requieren 1 módulos, por circunstancia del mercado encontramos panel de 135 Wp. Lo que supone un costo total de generador de \$7,425.00. Al ser la tensión elegida para el sistema de 12 V, por las razones que se comentaron antes, es la típica de un gran número de paneles fotovoltaicos comerciales y la de muchos inversores de baja potencia, especialmente diseñados para sistemas fotovoltaicos autónomos.

Tabla IV-3 Valores de Isc y Voc del generador fotovoltaico.

Isc del generador fotovoltaico. (A)	7.63
Voc del generador fotovoltaico (V)	17.7

4.3.2 Elección de la batería.

Para el acumulador se intentará cubrir la capacidad con el menor número de baterías posible, ya que esto también supone menor coste. Cuanto mayor la batería, menor el coste del Ah. Se ha elegido una batería de la marca Trojan con una capacidad de 225Ah y 6V, por lo tanto se tendrá que colocar 2 en serie. Este acumulador es igual al calculado en el diseño previo de 225 Ah ya que, al realizar la simulación final, la probabilidad de pérdida de carga con acumuladores de 225 Ah y se ha buscado una solución que se acerque más al objetivo del 5%.

PRODUCT SPECIFICATIONS											
Type	LEUs ¹	Reserve Capacity			20 Hour Rate AH	5 Hour Rate ² AH	Overall Dimensions inches (mm)			Approx. Weight lbs. (kg.)	Color Cover/Case
		Minutes @ 25 Amps	Minutes @ 56 Amps	Minutes @ 75 Amps			Length	Width	Height		
DEEP CYCLE 6 VOLT BATTERIES											
T-605	383	383	-	105	190	155	10 ³ / ₈ (264)	7 ¹ / ₈ (181)	11 ³ / ₁₆ (284)	58 (26)	MAR/MAR
T-105	438	447	-	115	225	171	10 ³ / ₈ (264)	7 ¹ / ₈ (181)	11 ³ / ₁₆ (284)	62 (28)	MAR/MAR
T-125	492	488	-	132	235	192	10 ³ / ₈ (264)	7 ¹ / ₈ (181)	11 ³ / ₁₆ (284)	66 (30)	MAR/MAR

Figura IV-14 Especificaciones de la batería elegida.



Figura IV-15 Imagen de batería Trojan T-150.

4.3.3 Elección del regulador.

El siguiente paso es elegir el regulador. Este es un paso muy importante, ya que condicionará la fiabilidad del sistema. Se tendrán que tener en cuenta una serie de factores del generador y el acumulador, que se resumen a continuación en la siguiente tabla, el regulador será capaz de manejar el 130% de la máxima corriente que pueda circular por el generador fotovoltaico. Además será capaz de

funcionar, sin ventilación forzada, para ello se presentan los datos extremos de temperatura para la ciudad de san Cristóbal de las Casas.

Tabla IV-4 Factores a tener en cuenta para la elección del regulador.

Isc del generador fotovoltaico (A)	24.9 (130%=32,37 A)
Voc del generador fotovoltaico (V)	36.3
Rango de temperaturas.	(-0.9 – 43.3)

Se han encontrado una opción, cuyas especificaciones se presenta a continuación.

Tabla IV-5 Especificaciones del regulador Steca Tarom 235.

Regulador Fotovoltaico	Tarom 235	Tarom 245	Tarom 430	Tarom 440
Tensión del sistema	12 V / (24 V)		48 V	48 V
Corriente máx. de cortocircuito de entrada del módulo	35 A	45 A	30 A	40 A
Corriente máx. de salida del consumidor	35 A	45 A	30 A	40 A
Consumo propia máx.	14 mA			
Tensión final de carga	programable	13,7 V (27,4 V)		54,8 V
Tensión de carga reforzada		14,4 V (28,8 V)		57,6 V
Carga de compensación		14,7 V (29,4 V)		58,8 V
Tensión de reconexión (SOC / LVR)		> 50 % SOC / 12,6 V (25,2 V) / 50,4 V		
Protección contra descarga profunda (SOC / LVD)	< 30 % SOC / 11,1 V (22,2 V) / 44,4 V			
Temperatura ambiente admisible	-10 °C ... +60 °C			
Tamaño del terminal (cable fino / único)	16 mm ² / 25 mm ²			
Tipo de protección de la caja	IP 22			
Peso	550 g			
Dimensiones L x A x A	188 x 128 x 49 mm			



Figura IV-16 Fotografía del regulador Steca Tarom.

Analizando las características de ambos reguladores, aun cumpliendo ambos las necesidades básicas con holgura, el hecho de que el tarom tenga una corriente máxima más ajustada al 130% de la Isc del generador fotovoltaico y, pueda presentar el estado de carga, hace que se decida por éste para la instalación.

4.3.4 Elección del inversor.

El último elemento a elegir es el inversor. Para la elección del inversor se tiene que conocer, aparte de los factores ya presentados, el consumo máximo instantáneo que puede tener la instalación.

Tabla IV-6 Consumo de la instalación.

Electrificación			
4 lámparas		120V	20W
Cargador de celular	.15Amp	120V	18W
radiograbadora		120V	75W

Esto hace un total de 113 W. La potencia máxima de salida tiene que ser superior a ésta.

El rango de tensiones de entrada para el cual la eficiencia del inversor es máxima tiene que estar dentro del rango del sistema.

En este caso se usó un inversor de 750W, es la que ofrece mayor fiabilidad al sistema.

Una vez elegidos estos componentes, se pasa a introducirlos en la base de datos del programa. Se realiza en "tools", al igual que se introdujeron los datos meteorológicos de San Cristóbal de las casas. El inversor no se introducirá ya que, para sistemas fotovoltaicos aislados, el programa no incluye la opción de incluir un inversor para su modelado, sin embargo, a partir de los datos proporcionados del sistema en continua se puede modelar el comportamiento en alterna conociendo la eficiencia del inversor utilizado, en este caso, 93%. Se tendrá en cuenta incrementando los datos de consumo un 10%, al introducirlos tanto en el diseño previo como en la simulación final.

4.4 Introducción de los componentes en la base de datos.

Para ello se abrirá el menú “Herramientas”, igual que para introducir los datos meteorológicos. Una vez en “Herramientas”, en la parte de “Base de datos componentes” se selecciona “Módulos FV”, para introducir los datos del módulo fotovoltaico seleccionado.

The screenshot shows the 'Definition of a PV module' window with the following data:

Field	Value
Model	135WKY
Manufacturer	KYOCERA
File name	New.PAN
Data source	Manufacturer
Nom. Power (at STC)	135 Wp
Tol.	5.0 %
Technology	Si-poly
Manufacturer specifications or other Measurements	
Reference conditions: GRef	1000 W/m²
TRef	25 °C
Short-circuit current Isc	8.370 A
Open circuit Voc	22.10 V
Max Power Point: Imp	7.630 A
Vmp	17.70 V
Temperature coefficient mulsc	5.2 mA/°C
or mulsc	0.062 %/°C
Nb cells	36 in series
Model summary	
Main parameter	
R shunt	120 ohm
Rsh(G=0)	500 ohm
R serie model	0.15 ohm
R serie max.	0.30 ohm
R serie apparent	0.30 ohm
Model parameters	
Gamma	1.35
IoRef	168 nA
muVoc	-73 mV/°C
Internal model result tool	
Operating conditions: GOper	1000 W/m²
TOper	25 °C
Max Power Point: Pmp	135.1 W
Temper. coeff.	-0.41 %/°C
Current Imp	7.67 A
Voltage Vmp	17.6 V
Short-circuit current Isc	8.37 A
Open circuit Voc	22.1 V
Efficiency / Cells area	N/A %
/ Module area	0.00 %

Figura IV-17 Especificación del módulo elegido en PVSYST.

Una vez terminado el módulo, se pasa a introducir los datos técnicos de la batería seleccionada, para ello selecciona “Baterías”, dentro del menú “Herramientas”.

Definitions of a Battery

General Data | Detailed model parameters | Commercial data | Graphs

Model: T105PLUS Manufacturer: TROJAN

File name: TROJAN 105PUS.BTR Source: Manufacturer

Technology: Indefinido

Basic parameters

Number of Elements: 6

Nominal Voltage: 6.0 V

Nominal Capacity (C10): 225 Ah

Internal Resistance: 60.00 mOhm

Coulombic Efficiency: 97.0 %

Values:
 Per cell
 Whole battery

Sizes

Width: 181 mm

Depth: 264 mm

Height: 284 mm

Weight: 28.0 kg

Specific capacity: 48 Wh/kg

Specific capacity or weight: 21 kg/kWh

Export to table Print Cancel OK

Figura IV-18 Especificación de la batería elegida en PVSYS.

Para el regulador, se tomará uno por defecto, ya que no condiciona, en gran medida, el rendimiento del sistema. Ahora si ha llegado el momento de pasar al dimensionado.

4.5 Dimensionado.

4.5.1 Simulación.

Se empieza, igual que en el diseño previo, especificando el lugar del proyecto y su base de datos meteorológicos correspondientes. Una vez hecho esto, se pasa a definir el albedo, que se establece como 0,2, al ser éste el valor más típico.

Parámetro del Proyecto: Albedo para el lugar del proyecto

Valores del albedo ?

Valores mensuales

Ene.	0.20	Jul.	0.20
Feb.	0.20	Ago.	0.20
Mar.	0.20	Sep.	0.20
Abr.	0.20	Oct.	0.20
May.	0.20	Nov.	0.20
Jun.	0.20	Dic.	0.20

Definir un valor común

Valor común: 0.20

Albedo por defecto = 0,2

Valores comunes del albedo

Zona urbana	0.14 - 0.22
Hierba	0.15 - 0.25
Hierba fresca	0.26
Nieve fresca	0.82
Nieve húmeda	0.55 - 0.75
Asfalto seco	0.09 - 0.15
Asfalto húmedo	0.18
Concreto	0.25 - 0.35
Tejas rojas	0.33
Aluminio	0.85
Acero galvanizado reciente	0.35
Acero galvanizado oxidado	0.08

Site-dependent Design parameters

Reference temperatures for array design by respect to the inverter input voltages ?

		Default
Lower temperature for VmaxAbs limit	-10 °C	<input checked="" type="checkbox"/>
Winter operating temperature for VmppMax design	20 °C	<input checked="" type="checkbox"/>
Usual operating temperature under 1000 W/m	50 °C	<input checked="" type="checkbox"/>
Summer operating temperature for VmppMin design	60 °C	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura IV-19 Albedo en PVSYST.

A continuación se definirá la inclinación de los paneles, se ha elegido un sistema estático. Esta inclinación, que se calculó en el diseño previo es de 16°. El siguiente paso es definir el horizonte, realmente el tiempo que el sol está iluminando la superficie de los módulos y su inclinación, este punto no se va a

modificar. A continuación se definen las sombras, pero en la especificación de requisitos se dejó claro que no habría ningún tipo de sombras, por lo tanto, tampoco se modifica este punto.

El siguiente paso es definir el sistema, se empieza por los consumos y, se cargan los mismos que se introdujeron para el diseño previo, además de la fiabilidad y los días de autonomía del sistema. Una vez hecho esto se especifican el módulo y la batería que se eligieron.

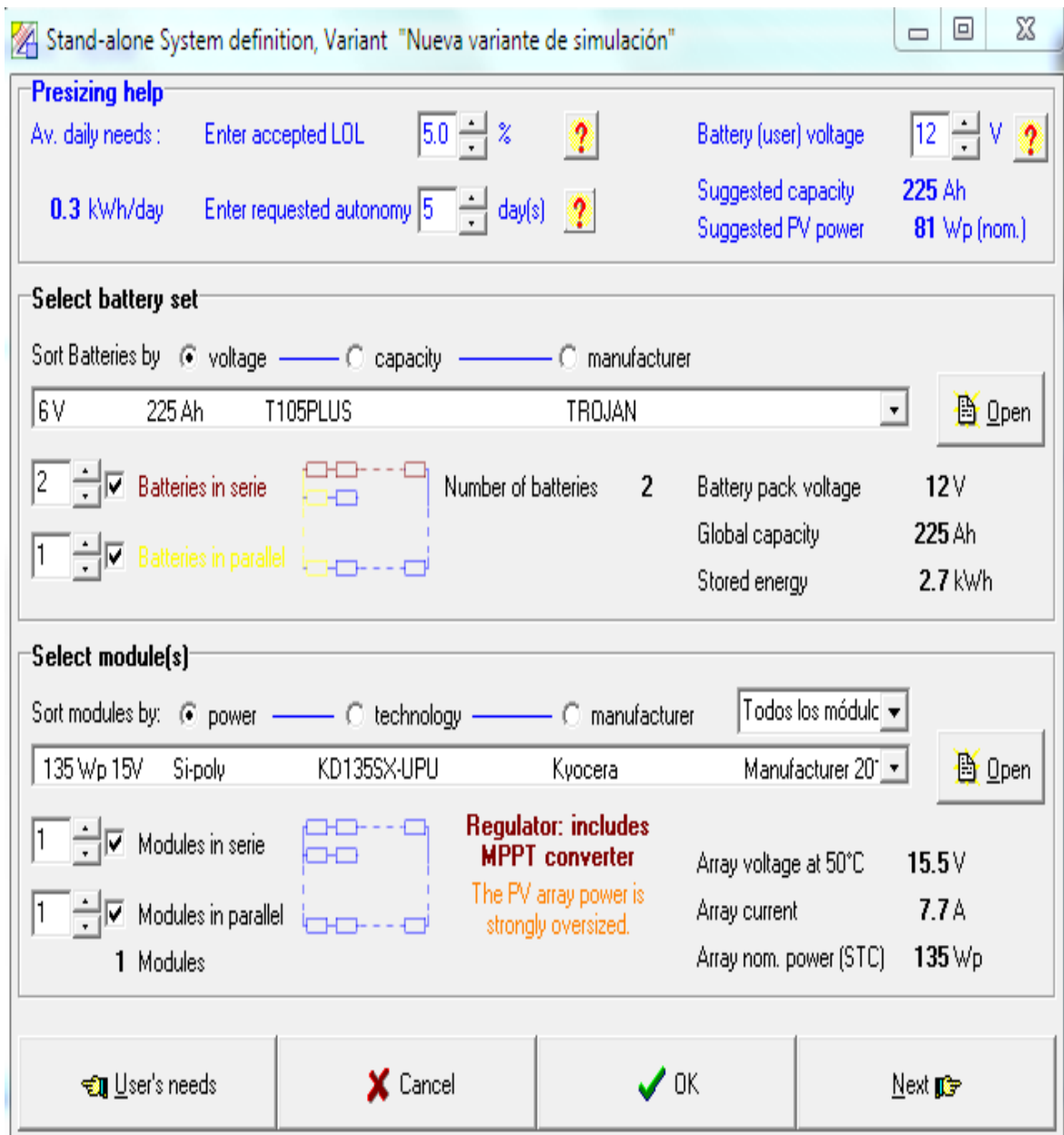


Figura IV-20 Especificaciones de batería y módulo.

A continuación se especifica que el regulador será estándar y, la temperatura para las baterías será la ambiente, que se especificó con los datos meteorológicos.

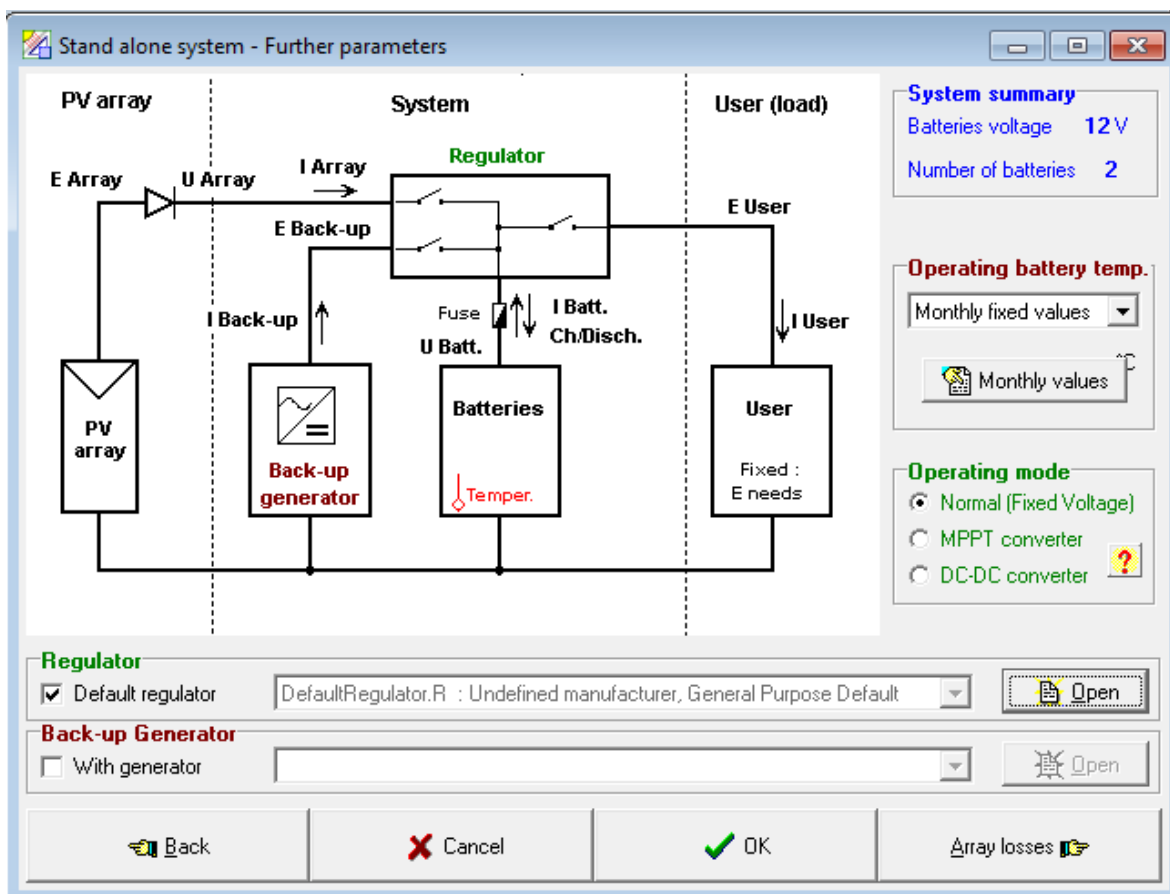


Figura IV-21 Especificación de regulador y temperatura de batería.

Una vez se llega a este punto, no queda más remedio que calcular las pérdidas del sistema, para poder incluirlas en la simulación. Para ello, se hará el diseño del cableado.

4.5.2. Cableado

En la actualidad en instalaciones domiciliarias, comerciales e industriales se utilizan conductores TW y THW, los cuales tienen temperaturas de operación que no superan los 75°C y su resistencia mecánica y facilidad para deslizamiento en

tuberías no son de las mejores para estas aplicaciones, aunque cumplen con las normativas vigente para este tipo de instalaciones.

No obstante, los conductores tipo THHN y XHHW con una temperatura de operación de 90°C, superan a los TW/THW, junto a esto cuentan con una mayor capacidad de deslizamiento y resistencia mecánica ya que para el caso de los THHN se fabrican con una cubierta termoplástica protectora de NYLON transparente, y para los XHHW se fabrican con un forro aislante de polietileno cumpliendo y superando los estándares requeridos actualmente para las instalaciones domiciliarias, comerciales e industriales. La diferencia entre estos dos últimos conductores es su alto grado de resistencia a los rayos ultravioleta, siendo el XHHW el que posee esta característica, dicho conductor es utilizado en la construcción de instalaciones fotovoltaicas gracias a sus prestaciones.

TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION (según ambiente)	
90°C	Ambientes secos y húmedos
75°C	Ambientes mojados

Figura IV-22 Temperatura de operación de los conductores XHHW y THHN.

Por su aislamiento resistente a altas temperatura y su tolerancia a los rayos ultravioleta, el conductor XHHW es adecuado para múltiples usos, construido de aleación de aluminio posee un trenzado compacto que entrega una sección exterior total prácticamente similar a la de los conductores de cobre y su cubierta protectora hecha de un material termo fijo a base de polietileno de cadena cruzada (XLP) lo hace ideal para instalarse en cualquier tipo de ambiente, pueden ser instalados en bandejas y en condiciones de intemperie. Su diámetro sobredimensionado posee la misma capacidad de conducción de corriente que un conductor de cobre, poseen una facilidad al entubar y son adecuados en conexiones habitacionales, alumbrado de todos los circuitos residenciales y aptos para instalaciones fotovoltaicas.

CLASIFICACION	INTERPRETACION
THHN	Para ambiente secos o húmedos a T° máxima en el conductor de 90°C
THWN	Para ambiente mojados a T° máxima en el conductor de 75°C
MTW	Para alambrado de herramientas eléctricas
AWM	Para alambrado de electrodomésticos
Gas and Oil Resistant	Resistente a Hidrocarburos
CT Use	Para ser instalado en bandejas
Sunlight Resistant (XHHW)	Resistente a los rayos UV

Figura IV-23 Clasificación de conductor por tipo de aplicación.

Los conductores necesarios para este tipo de instalación tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener unos valores de sección tales que la caída de tensión en ellos sea inferior a las indicadas a continuación, sino se constase con conductores que cumplan estas características se deberá utilizar otros que se acerquen a los valores a mencionar:

- ✓ Caídas de tensión máxima entre generador FV y regulador: 3 %
- ✓ Caídas de tensión máxima entre regulador y batería: 1 %
- ✓ Caídas de tensión máxima entre inversor y batería: 1 %
- ✓ Caídas de tensión máxima entre inversor /regulador y cargas: 3 %

La elección del cableado es un paso importante, aparte de cumplir los requisitos de caída de tensión, tiene que ser fiable y, no deteriorarse su capa aislante ni por el efecto de los rayos UV, temperatura ó humedad.

En función de la corriente máxima del sistema se tiene que utilizar una sección de cable mínima. La intensidad máxima viene dada por la $1,25 \times I_{sc}$ del generador que, siendo $I_{sc} = 8.37 \text{ A}$ y $1,25 \times I_{sc} = 10.46 \text{ A}$. Por lo tanto, la sección mínima del conductor debe ser igual ó superior a 1.5 mm^2 .

Tabla IV-7 conductores de cobre.

Conductores de Cobre		
Sección (mm ²)	Imáx (A)	Resistencia (mΩ/m)
1,5	17	15
2,5	24	8,8
4	32	5,5
6	41	3,7

Una vez elegida esa sección mínima hay que seguir otro criterio para la elección definitiva de la sección de conductor a usar. Este criterio se basa en la caída de tensión máxima que se puede producir en cada una de las líneas. Este criterio lo explicamos de la siguiente manera.

Teniendo en cuentas la tensión del sistema, en el caso de conductores de cobre, la sección necesaria se calculará mediante la expresión:

$$S = \frac{2LI}{56(V_A - V_B)}$$

Dónde:

- ✓ S: Sección del conductor en mm²
- ✓ L: Longitud del conductor en metros.
- ✓ I: intensidad máxima que circula por el conductor en Amperios.
- ✓ $V_A - V_B$: Caída máxima de Tensión en Voltios, en la línea.

La sección de los cables calculada debe ser tal que las caídas máximas de tensión entre ellos, comparadas con la tensión a la que estén trabajando, estén por debajo de los límites recomendados siguientes:

- Línea de campo de paneles – acumulador. 3%.
- Línea acumulador –inversor. 1%.
- Línea principal. 3%.
- Línea principal – iluminación. 3%.
- Línea principal – equipos. 5%.
- Campo paneles – carga DC. 6%.

Línea campo de paneles – acumulador.

Tiene una longitud de 5 metros. El cable utilizado tiene una sección de 2.5 mm².

La intensidad máxima viene dada por la $1,25 \times I_{sc}$ del generador que es: $1,25 \times I_{sc} = 10.46A$. Por lo tanto:

$$(V_a - V_b) = 2 \times 5 \times \frac{10.46}{56 \times 2.5} = .74$$

La tensión del sistema es de 12 voltios, por lo tanto, 0.74V supone una caída de tensión del 2 %, que es inferior al 3% recomendado. De este resultado se puede llegar a la conclusión de que un ligero aumento en la longitud de esta línea haría dispararse las pérdidas, debido principalmente, a que se trabaja a 12V.

Línea acumulador-inversor

Por corriente máxima, la sección es la misma que en las otras 2 líneas, al ser igual dicha corriente. Esta línea tiene una longitud de 1m. Lo que supone una caída de tensión de:

$$(V_a - V_b) = 2 \times 1 \times \frac{10.46}{56 \times 2.5} = .14$$

Que en porcentaje supone una caída del 0,90%, inferior al 1% recomendado.

Resto de líneas

Al convertirse la señal a alterna y, subirse su tensión a 120 V, las pérdidas son despreciables dentro de una vivienda de 30 m².

Inclusión de pérdidas de cableado en PVSYST

Una vez calculadas las secciones y longitudes de las líneas, se debe incluir en la simulación, para que el programa incluya sus pérdidas en la simulación.

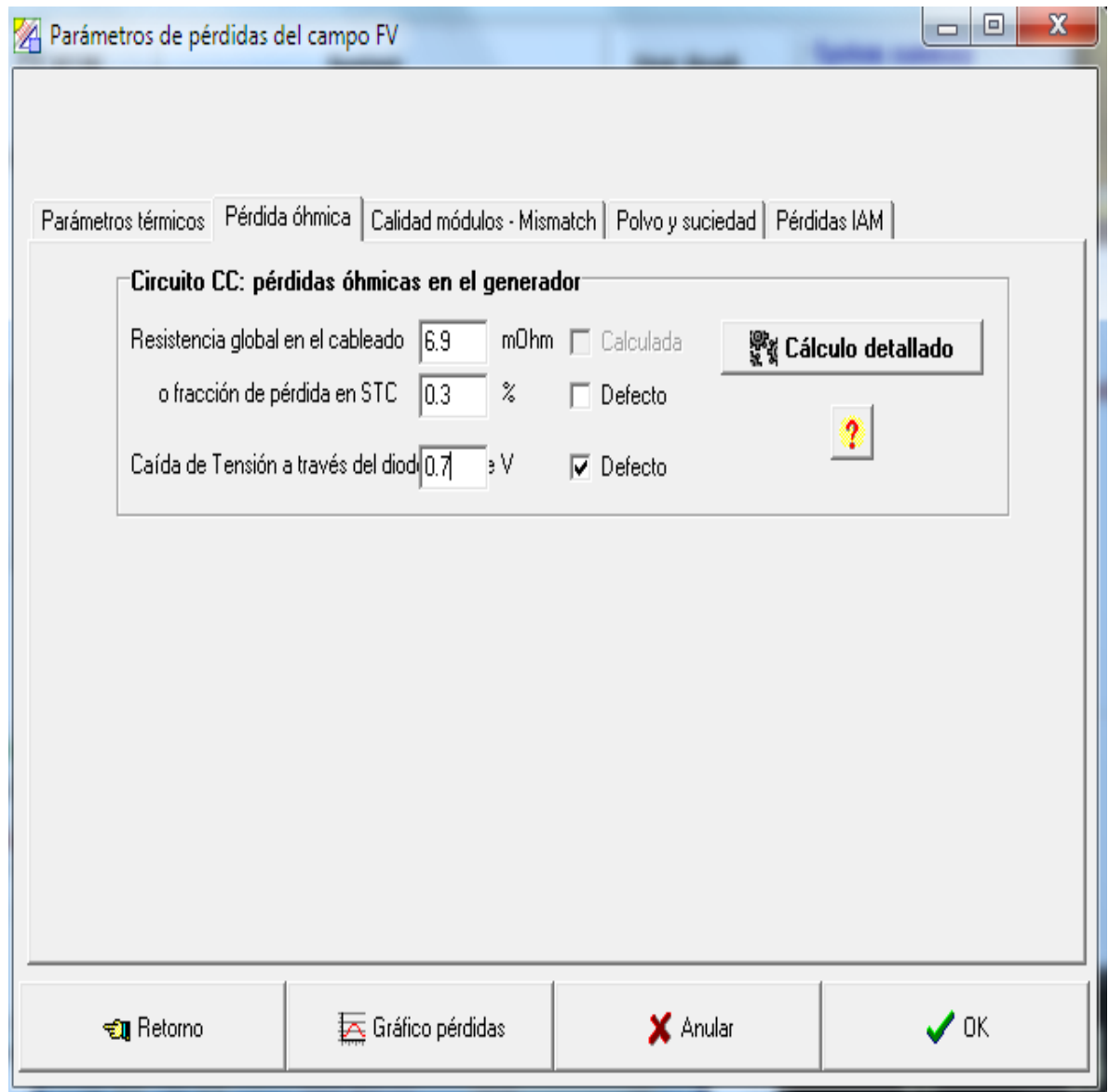


Figura IV-24 Inclusión de factores de pérdidas.

Además, como se puede ver en la imagen anterior, se incluye una caída de 0,7 V que corresponde al diodo de bloqueo. En un sistema fotovoltaico autónomo, se incluye este diodo para proteger los módulos de las descargas de la batería, no circule corriente por ellos proveniente de la batería. Esto puede pasar cuando los módulos no estén generando electricidad.

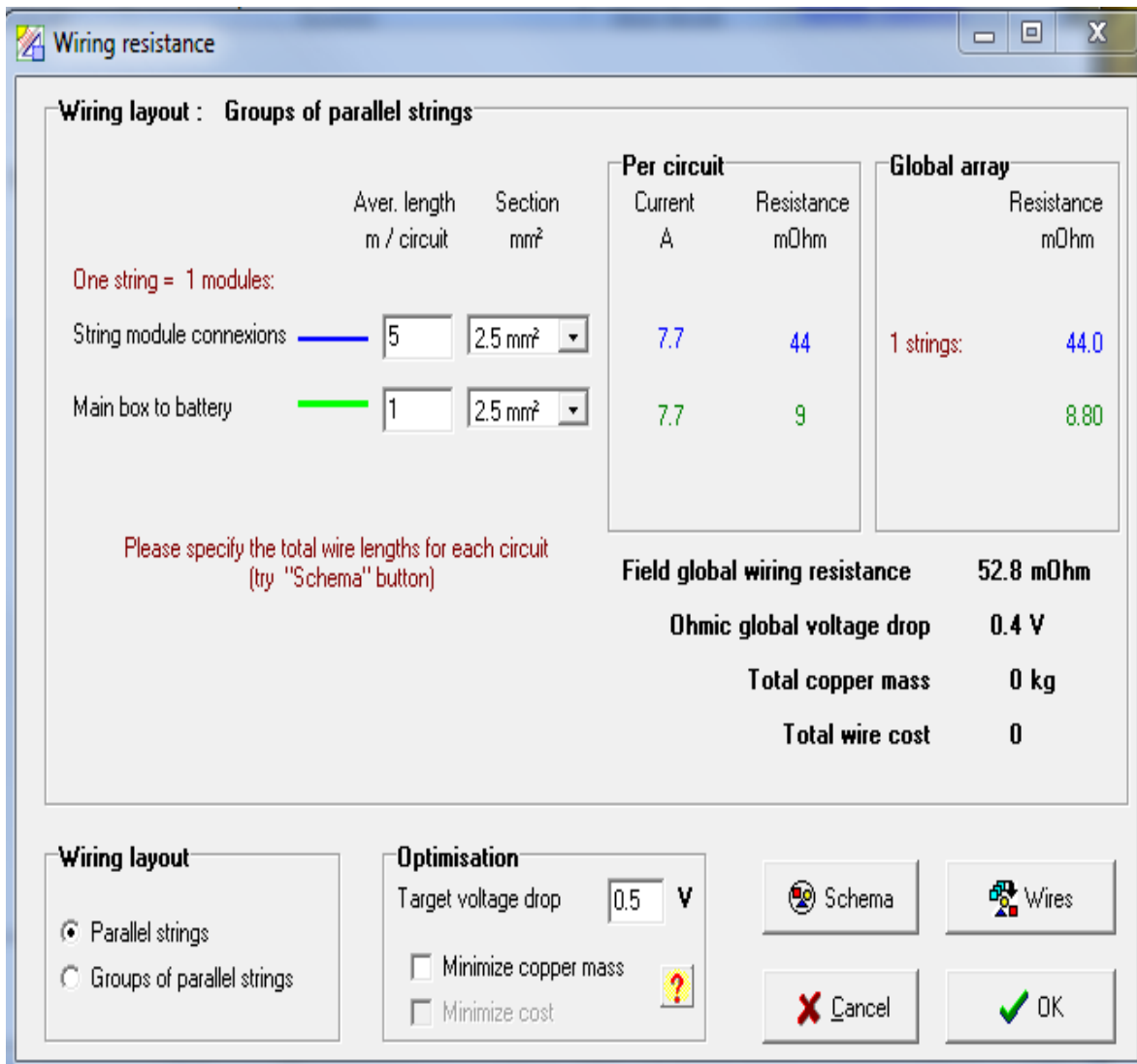


Figura IV-25 Inclusión de pérdidas por cableado.

No se van a considerar más pérdidas, el resto de factores se dejan como los trae el programa por defecto. Por lo tanto, ya se puede pasar a la simulación.

4.6 Resultados de simulación.

La simulación va a generar datos del comportamiento del sistema, en función de los datos que se han introducido anteriormente. Estos datos van desde la presentación de los datos meteorológicos ó los de consumo, hasta balances energéticos, tensiones y corrientes de los distintos componentes.

Posiblemente, la gráfica más interesante es la que se muestra a continuación. En ella se muestra la energía que no es entregada a las cargas (franja azul), las pérdidas en el generador (franja morada), las pérdidas en la batería (franja verde) y la energía entregada a las cargas (franja roja). Se puede ver que el sistema está optimizado para hacer frente al consumo de los meses del año y, sobretodo, para el mes de diciembre que es el que peor relación radiación/consumo tiene. El resto de meses hay energía de sobra que no se puede almacenar en las baterías, por lo tanto, el regulador tiene que disiparla, para no sobrecargar las baterías.

Producción normalizada y factores de pérdida: Potencia nominal 135 Wp

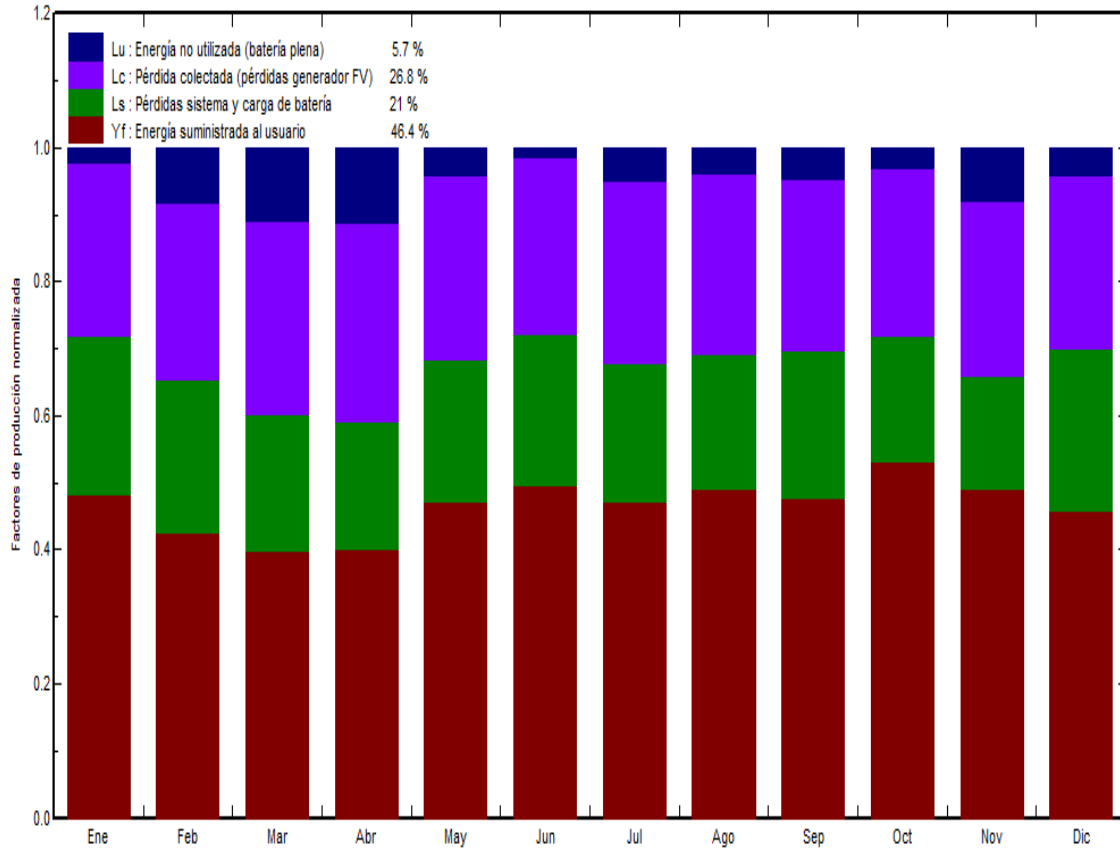


Figura IV-26 Producción normalizada de energía y factores de pérdida en el sistema PV diseñado.

En la figura 4.26 describe la producción normalizada (mes a mes) de energía y los factores de pérdida de energía en el sistema. Se pudo determinar la existencia de meses en los que los módulos PV, generan más energía de la que se puede almacenar en las baterías.

Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación" - año

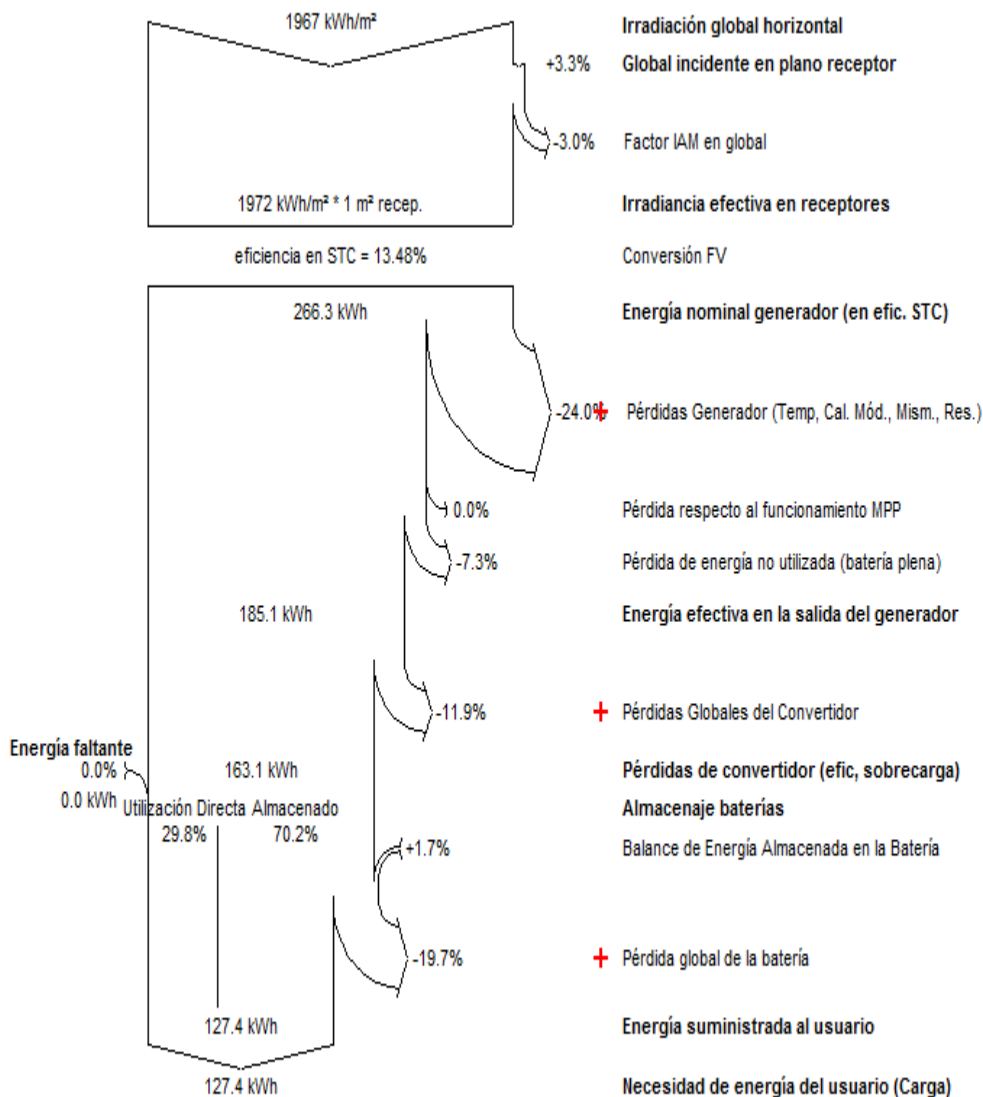


Figura IV-27 Diagrama de pérdidas de energía, obtenido vía simulación de desempeño del sistema con ayuda de PVSYST.

La figura 4.27, muestra el diagrama de pérdidas de energía en el sistema, obtenido como resultado de la simulación del desempeño con el programa

ejecutado, en el diagrama podemos identificar y cuantificar pérdidas de radiación, pérdidas en el generador y, pérdidas en el sistema de acumulación.

El diagrama puede ser mostrado también mes por mes o anual, en la Figura 4.26 es un diagrama anual en la cual apreciamos una irradiación anual de 1967 Kwh/m² de los cuales el sistema FV por su eficiencia de 13.48% solo capta 166.3Kwh que es la energía nominal del generador, en seguida tenemos una pérdida de -24% por el generador ya sea por temperatura, calidad, modelo, diseño y otras variantes, a continuación encontramos una pérdida de energía no utilizada por batería de 7.3%.

La energía efectiva en la salida del generador es de 185.1Kwh, después de este paso siguen las perdidas por convertidor con un 11.9%, llegamos al balance de energía almacenada de un 70.2% y una utilizada directa de 29.8%.

Al final de tenemos unas energía suministrada al usuario de 127.4Kwh.

Nueva variante de simulación
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
Enero	144.8	167.1	15.36	0.514	0.000	11.22	11.22	1.000
Febrero	151.8	165.1	15.20	1.853	0.000	9.76	9.76	1.000
Marzo	192.2	194.6	17.57	2.992	0.000	10.74	10.74	1.000
Abril	192.3	182.9	16.14	2.840	0.000	10.25	10.25	1.000
Mayo	187.5	170.3	15.26	1.016	0.000	11.22	11.22	1.000
Junio	166.5	147.8	13.24	0.314	0.000	10.25	10.25	1.000
Julio	182.6	162.5	14.62	1.123	0.000	10.74	10.74	1.000
Agosto	176.7	164.1	14.82	0.905	0.000	11.22	11.22	1.000
Septiembre	149.7	147.2	13.38	0.955	0.000	9.76	9.76	1.000
Octubre	145.1	152.0	13.93	0.638	0.000	11.22	11.22	1.000
Noviembre	140.1	157.1	14.48	1.721	0.000	10.74	10.74	1.000
Diciembre	138.1	161.1	14.86	0.899	0.000	10.25	10.25	1.000
Año	1967.4	1971.7	178.88	15.769	0.000	127.37	127.37	1.000

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Figura IV-28 Balance energético del sistema PV.

En la figura 4.28 nos muestra un balance energético del sistema del todo el año en la cual podemos apreciar por mencionar la irradiación, y la energía disponible que es de 178.88Kwh de la cual la suministrada al usuario es de 127.37Kwh.

Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF

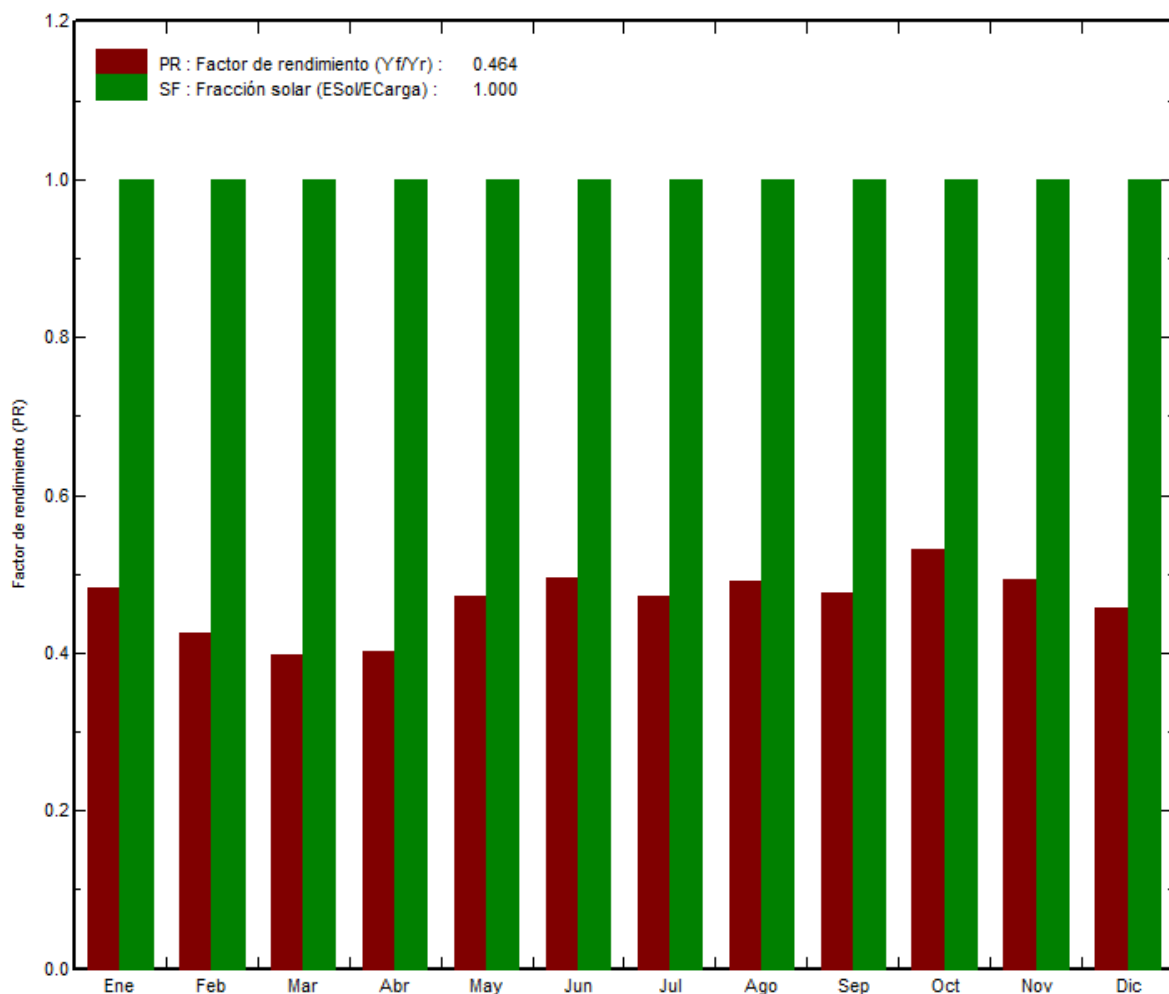


Figura IV-29 Factor de rendimiento y fracción solar del sistema PV diseñado.

En la figura 4.29, muestra la variación anual del factor de rendimiento PR (barra roja) y de la fracción solar del sistema (relación entre la energía solar disponible y la carga del sistema fotovoltaico). Se espera un factor de rendimiento cercano a 1, mientras que la fracción solar oscila entre 0 (ninguna utilización de la energía solar) y 1.0 (toda la energía que se necesita se obtiene del sistema).

CAPÍTULO V. CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIÓN.

Una opción viable, técnica, y, económica para mejorar los índices de penetración del servicio de abastecimiento de energía eléctrica en zonas rurales, son los sistemas fotovoltaicos (PV) autónomos.

El diseño de sistemas PV autónomos, tiene como objetivo lograr la mayor fiabilidad y el menor coste posible, jugando con variables como tamaño del generador fotovoltaico, y, tamaño del acumulador, empleando diferentes metodologías y software utilitario.

El proceso de diseño de sistemas PV, incluye el análisis del perfil de consumo, de la radiación solar disponible en zona, de las características eléctricas de las cargas, y, de las características técnicas de cada uno de los componentes elegidos.

En zonas rurales de la provincia de Zinacantan, se podría optar por sistemas fotovoltaicos autónomos, para cubrir una demanda proyectada de 1KW por día.

La herramienta PVSYST, no contiene información relacionada a la provincia de Zinacantan, por lo que decidió obtener data de los niveles de radiación solar a través de la plataforma online NASA Surface Metereology and Solar Energy. Debido a la cercanía de la provincia de Zinacantan, la inclinación del panel respecto a la horizontal para aprovechar al máximo la luz solar directa, durante todo el año, no es gravitante. Sin embrago, por temas de mantenimiento, los paneles solares pueden colocarse ligeramente inclinados para permitir que la lluvia limpie el polvo, con lo que se recomienda una inclinación de 16°.

En el marco de este proyecto, se decidió probar con una autonomía proyectada para el sistema de 5 días, en un sistema potenciado a 12V.

Se desarrolló un modelo integral de electrificación rural, basado en las necesidades socio-económicas y el aprovechamiento de los potenciales energéticos renovables disponibles en las comunidades.

Este modelo fue implementado y validado en las comunidades rurales marginadas, mediante la implementación de tecnologías fotovoltaicas que satisfacen las necesidades de electricidad en las viviendas, escuelas, iglesias y casas ejidales, el suministro de agua potable para el cultivo y uso doméstico, así como la conservación de alimentos y vacunas mediante la refrigeración contribuyendo de esta forma a crear las bases para el desarrollo sustentables de estas comunidades.

PVSYST permitió explorar algunos esquemas de conexión de los equipos, obteniendo como óptimo un requerimiento de 1 módulo PV de 135WP. El storage de energía se realiza en un arreglo de 2 baterías, conectadas en forma de serie para trabajar a 12V ya que las baterías trabajan a 6V.

La selección de los equipos se basó en la disponibilidad en el mercado local. Se preseleccionó un panel PV tipo Kyocera 135WP, una batería Trojan de 225Ah, un regulador de 10amp, y un inversor de 650W.

La estructura de soporte de los paneles PV puede ser construida de diversos materiales (aluminio, acero inoxidable, hierro galvanizado, madera tratada, etc.), y, debe ser estable, rígida, y, durable, que soporte la fuerza del viento, lluvias, y, otras condiciones adversas.

El bajo voltaje de operación de los sistemas PV autónomos utilizados en viviendas, no representa peligro alguno. El máximo riesgo proviene de la batería, debido a los altos valores de corrientes de cortocircuito.

Cada componente del sistema PV tiene una vida útil diferente, determinada por el diseño, los materiales de fabricación, la operación, y, el mantenimiento, por lo que se recomienda diferentes formas de disposición final de los componentes, para una posterior revisión y reutilización certificada.

El presupuesto referencial para la implementación del sistema PV autónomo, considera rubros como planificación del proyecto, mano de obra, y, materiales y equipos, con un valor \$700.00 USD.

5.2 Recomendaciones

En este proyecto de investigación se lograron las fases previstas iniciales, sin embargo por la falta de infraestructura necesaria y limitaciones en el tiempo, no permitieron profundizar en muchos aspectos importantes, los cuales se relacionan a continuación y recomendamos continuar con esta investigación.

- Realizar evaluaciones periódicas a los sistemas mediante un equipo automatizado de adquisición de datos.
- Acompañar a los habitantes de las comunidades para identificar el grado de desarrollo que se presente en el futuro.
- Determinar los impactos a mediano y largo plazo de las tecnologías en el ámbito de la educación, salud, producción y seguridad alimentaria.

Bibliografía

1. [Http://www.fao.org/index_es.htm](http://www.fao.org/index_es.htm)
2. Matsumoto yasuihiro; urbano j. Antonio; agredano jaimé y sánchez aarón 2008. Pv status in México. Semana 32 de energía solar. Mérida, Yucatán. México.
3. Censo de población y vivienda 2005. Instituto nacional de estadística geográfica e informática México.
4. Balance nacional de energía, sener 2008, México.
5. Cfe, 2007. Potencial hidroeléctrico nacional. Subdirección de construcción
6. Cassedy, Edward S. (2000) prospects for sustainable energy: a critical assessment.
7. Cambridge university press. New York, EUA.
8. Asociación nacional de energía solar, a.c., las energías renovables en México. Potencial, retos y oportunidades, Veracruz, noviembre 16 2007.
9. Comisión federal de electricidad. 2000. Reporte interno: "las fuentes de energía" México d.f.
10. Balance nacional de energía, sener 2009, México.
Energía renovable para el desarrollo sustentable en México.
11. Pérez R. 2005. Energía renovable para la electrificación rural de comunidades indígenas de la región chatina, Oaxaca. México. P9.

12. Sagarpa, secretaría de energía: energías renovables para el desarrollo sustentable en México, 2009.
13. Miranda, u., r. Saldaña y j. Agredano (2007) "determinación de sitios potenciales para el aprovechamiento de energía solar con sistemas fotovoltaicos aislados".
14. Rincón Mejía e. 1999. Estado del arte de la investigación en energía solar en México. Cuadernos FICA, edición especial México.
15. Rincón Mejía e., Aranda Pereyra m. 2006. 30 años de energía solar en México. Asociación Nacional de Energía Solar (ANES). Pp 182.
16. D. A. Cusano 1963. Celdas solares basadas en capas delgadas de CdTe. Revista de Física de Colombia.
17. "The Sun is Energy, First Removing Salt Plant Activated by Solar Energy Systems". 1980. Digaases, Mexico - RFA.
18. Sandia 1996. Sistemas de energía fotovoltaica y el código eléctrico nacional: prácticas recomendadas. The Photovoltaic Assistance Center Sandia National Laboratories. John Wiles Southwest Technology Development Institute New Mexico State University.
19. Pérez ej.; del Valle j.l.; Urbano a.; Servin e y Romero h. Romero, 1978. "Photovoltaic Rural Telephonic Station Realized Under Mexican Technology", Proc. 13th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, p.1286-1289. Washington, D.C. USA.
20. Secretaría de Energía (SENER), 2008. Las energías renovables en el desarrollo sustentable en México
21. Carlos Roberto Prado Mora, diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada, Ciudad Universitaria Rodrigo Facio Julio del 2008.

22. Agencia de servicios informativos de chiapas, 2010.
<http://www.asich.com/index.php?itemid=33564#more>
23. Organismos públicos del gobierno del estado 2010.
http://www.haciendachiapas.gob.mx/contenido/rendicion_de_cuentas/informacion/cuentas_publicas/cuenta%20publica%202010/pdf10/tomoi/pdf_energia.pdf
24. Fideicomiso de riesgo compartido (2008). proyecto de energía renovable.
Http://www.firco.gob.mx/energia_1.html#
25. Protección civil.
http://www.proteccioncivil.chiapas.gob.mx/nsite/emas_alt.php?action=2&idema=15cbf7e6
26. Martens, pim (2006) sustainability: science or fiction? Sustainability: science, practice, & policy 2(1):36–41.
<Http://ejournal.nbii.org/archives/vol2iss1/communityessay.martens.html>.
27. Yin, robert k. (2003) case study research: design and methods. 3a. Edición. Sage publications, inc. Newbury park, calif.
www.sagepublications.com
28. Leedy, paul d., y jeanne ellis ormrod (2005) practical research: planning and design. 8a. Edición. Pearson prentice hall. Upper saddle river, nj.
<http://www.prenhall.com/leedy>
29. Rae: real academia de la lengua española (2006) diccionario de la real academia de la lengua española. 23ª edición. (avance de la edición.)
Disponible en línea:
<http://buscon.rae.es/draei/>

30. Martens, pim (2006) sustainability: science or fiction? Sustainability: science, practice, & policy 2(1):36–41. Disponible en línea: [Http://ejournal.nbii.org/archives/vol2iss1/communityessay.martens.html](http://ejournal.nbii.org/archives/vol2iss1/communityessay.martens.html).
31. Wced: world commission on environment and development (1987) our common future. Oxford university press. New york.
32. Cámara de diputados del h. Congreso de la unión] (2007) ley de desarrollo rural sustentable. Publicada en el diario oficial de la federación el 7 de diciembre del 2001 y con la última modificación del 2 de febrero del 2007. Disponible en línea en: <http://www.cmdrs.gob.mx/marcolegal/ldrs.pdf>
33. Instituto tecnológico y de estudios superiores de occidente (iteso). Departamento de procesos tecnológicos e industriales. Curso de energía solar. Editora tlaquepaque, jalisco, febrero de 1995.
34. Valeriano ruiz hernandez, manuel a., silvia perez. “radiación solar” grupo de termodinámica y energías renovables escuela superior de ingenieros universidad de sevilla, 2009.
35. H. K. Yong, international journal of hydrogen energy, 32, 5088 (2007).
36. Martín lamaison, r. Apuntes energía solar fotovoltaica: radiación solar. 2004 [Http://tec.upc.es/esf/radiacion.pdf](http://tec.upc.es/esf/radiacion.pdf)
37. Kniffki johannes, calero antonio y castillo roberto. 2010. Metodología comunitaria para el desarrollo social. Editorial don bosco, la paz bolivia.