



**UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO**  
**DIVISIÓN DE CIENCIAS E INGENIERÍA**

---

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UN  
SISTEMA FV PARA EL EDIFICIO DE LA DIVISIÓN  
DE CIENCIAS E INGENIERÍA**

---

**TRABAJO MONOGRÁFICO  
PARA OBTENER EL GRADO DE  
INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA**

**PRESENTA  
MIGUEL SANTIAGO PICAZO NOH**

**ASESORES  
DR. JORGE OVIDIO AGUILAR AGUILAR  
MC. EMMANUEL TORRES MONTALVO  
DR. VÍCTOR MANUEL SÁNCHEZ HUERTA**



CHETUMAL QUINTANA ROO, MÉXICO, MAYO DE 2015



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO  
DIVISIÓN DE CIENCIAS E INGENIERÍA

**TRABAJO MONOGRÁFICO BAJO LA SUPERVISIÓN DEL  
COMITÉ DEL PROGRAMA DE LICENCIATURA Y APROBADA  
COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE:**

**INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA**

**COMITÉ DE TRABAJO MONOGRÁFICO**

ASESOR:

**DR. JORGE OVIDIO AGUILAR AGUILAR**

ASESOR:

**MC. EMMANUEL TORRES MONTALVO**

ASESOR:

**DR. VÍCTOR MANUEL SÁNCHEZ HUERTA**



**DCI** DIVISIÓN DE  
CIENCIAS E  
INGENIERÍA



CHETUMAL, QUINTANA ROO, MÉXICO, MAYO DE 2015.

# CONTENIDO

---

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</b> .....	<b>4</b>
<b>1.1 LA FUENTE ENERGETICA</b> .....	<b>4</b>
<b>1.2 LA ENERGÍA DEL SOL: CONSTANTE SOLAR</b> .....	<b>4</b>
<b>1.3 RADIACIÓN FUERA DE LA ATMÓSFERA TERRESTRE</b> .....	<b>6</b>
<b>1.4 INFLUENCIA DE LA ATMÓSFERA TERRESTRE EN LA RADIACIÓN SOLAR</b> .....	<b>7</b>
<b>1.5 MASA DE AIRE Y ENERGÍA SOBRE LA SUPERFICIE</b> .....	<b>7</b>
<b>1.6 VARIACIONES DE LA RADIACIÓN SOLAR</b> .....	<b>10</b>
<b>1.7 HORAS SOLARES PICO</b> .....	<b>11</b>
<b>CAPITULO 2 PRINCIPIO DE LA CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA</b> .....	<b>13</b>
<b>2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>13</b>
2.1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: EL EFECTO FOTOELÉCTRICO .....	14
<b>2.2 EFECTO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>14</b>
2.2.1PRINCIPIO DE LA CONVERSIÓN FOTOVOLTAICA .....	17
2.2.2 LOS FOTONES EN ACCIÓN .....	18
<b>2.3 ESTRUCTURA Y PARÁMETROS FÍSICOS DE UNA CÉLULA SOLAR</b> .....	<b>19</b>
<b>2.4 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y ELEMENTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>21</b>
2.4.1 LA CELDA SOLAR .....	21
2.4.1.1 EL SILICIO .....	22
2.4.1.3 OTROS MATERIALES EMPLEADOS EN LAS CELDAS SOLARES .....	24
<b>2.5 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b> .....	<b>25</b>
2.5.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	27
<b>2.6 LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE</b> .....	<b>29</b>
2.6.1 ESTRUCTURAS FIJAS.....	29
2.6.2 ESTRUCTURA CON SEGUIMIENTO SOLAR .....	29
<b>2.7 ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA</b> .....	<b>30</b>
2.7.1 INVERSOR .....	30
2.7.2 CARACTERÍSTICAS DE UN INVERSOR COMERCIAL.....	31

2.7.3 TIPOS DE INVERSORES .....	31
<b>2.8 INSTALACIONES INTERCONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA .....</b>	<b>32</b>
2.8.1 CARACTERÍSTICAS .....	32
<b>2.9 MARCO NORMATIVO PARA INTERCONEXIÓN A LA RED .....</b>	<b>34</b>
2.9.1 COMPETENCIA .....	34
2.9.2 ANTECEDENTES .....	34
<b>2.10 INCREMENTO PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....</b>	<b>34</b>
2.10.1 RESOLUCIÓN No. RES/054/2010 (8-IV-2010) .....	34
<b>2.11 MODELOS DE CONTRATO .....</b>	<b>35</b>
2.11.1 CONTRATOS EXISTENTES DE INTERCONEXIÓN PARA FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE .....	35
<b>2.12 CONTRATO DE INTERCONEXIÓN PARA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE EN PEQUEÑA ESCALA CI-FER-PE.....</b>	<b>35</b>
2.12.1 EN PEQUEÑA ESCALA .....	35
2.12.2 DEFINICIONES ASOCIADAS AL CI-FER-PE: .....	35
2.12.3 CAPACIDAD .....	36
2.12.4 REQUERIMIENTOS .....	36
2.12.5 MEDICIÓN NETA .....	37
<b>2.13 CONTRATO DE INTERCONEXIÓN PARA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE EN MEDIANA ESCALA.....</b>	<b>38</b>
2.13.1 CI-FER-ME .....	38
2.13.2 REQUERIMIENTOS .....	38
2.13.3 FACTURACIÓN .....	38
<b>2.14 CONTROL DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>44</b>
2.14.1 SUBSISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO.....	44
2.14.2 INTERRUPTOR A LA SALIDA DEL INVERSOR.....	44
2.14.3 INTERRUPTOR GENERAL DE SERVICIO DEL INMUEBLE .....	45
2.14.4 PUNTO DE INTERCONEXIÓN.....	45
<b>CAPÍTULO 3. MODELO PARA EVALUAR UN SISTEMA FV.....</b>	<b>46</b>
3.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	46

3.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL INMUEBLE .....	46
<b>3.2 CONCEPTOS BÁSICOS QUE INTERVIENEN EN LA APLICACIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.</b> .....	<b>47</b>
3.2.1 TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	47
<b>3.3 CARGO POR CONSUMO DE ENERGÍA .....</b>	<b>49</b>
<b>3.4 CENSO DE CARGAS .....</b>	<b>50</b>
<b>3.5 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FV .....</b>	<b>53</b>
<b>3.6 CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES. ....</b>	<b>53</b>
3.6.1 CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA COLOCACIÓN DE LOS PANELES SOLARES.....	54
3.6.2 INVERSOR .....	55
<b>3.7 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA PICO (<math>P_p</math>) DEL SISTEMA FOTOVOLTAÍCO .....</b>	<b>56</b>
3.7.1 MÉTODO DE WATT-HORA .....	56
<b>3.8 CONFIGURACIÓN SERIE PARALELO .....</b>	<b>57</b>
3.8.1 TEMPERATURA MAXIMA Y MINIMA QUE PUEDE ALCANZAR EL MÓDULO .....	57
3.8.2 VALORES MÁXIMOS Y MINIMOS QUE PUEDE ALCANZAR EL MÓDULO. ....	58
3.8.3 VALORES DE CORRIENTE MÁXIMAS ALCANZABLES POR EL MÓDULO .....	59
3.8.4 NÚMERO MÁXIMO Y MINIMO DE MODULOS EN SERIE.....	60
3.8.5 NÚMERO DE MÓDULOS EN PARALELO .....	60
<b>3.9 CONFIGURACIÓN Y TOTAL DE MÓDULOS REQUERIDOS .....</b>	<b>61</b>
<b>3.10 INCLINACIÓN CÁLCULO DE SOMBRAS Y DISTANCIA ENTRE LOS PANELES.....</b>	<b>62</b>
3.10.1 INCLINACIÓN .....	62
3.10.2 CALCULO DE SOMBRAS .....	63
<b>3.11 INSTALACION .....</b>	<b>67</b>
3.11.1 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE ACUERCO AL ART.690 DE LA NOM-001-SEDE-2005 .....	67
3.11.2 CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA.....	67
3.11.3 CABLEADO .....	69
<b>CAPITULO 4 ANÁLISIS DE COSTOS DEL SISTEMA FV .....</b>	<b>73</b>
<b>4.1 MATERIAL A UTILIZAR .....</b>	<b>73</b>
<b>4.2 MANO DE OBRA.....</b>	<b>73</b>
<b>4.3 COSTO DE LA ENERGÍA CONSUMIDA POR EL EDIFICIO .....</b>	<b>74</b>

<b>4.4 DIMENSIONAMIENTO CON RETS creen 4.....</b>	<b>75</b>
4.4.1 HOJA 1; DATOS GENERALES .....	76
4.4.2 HOJA 2; MODELO DE ENERGÍA.....	77
4.4.3 HOJA 3: ANÁLISIS DE COSTO.....	81
4.4.4 HOJA 4: ANÁLISIS DE EMISIONES.....	82
4.4.5 ANÁLISIS FINANCIERO .....	83
<b>CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>87</b>
<b>5.1 CONCLUSIONES.....</b>	<b>87</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>90</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>92</b>

# LISTA DE FIGURAS

<b>Fig. 1</b> Distribución de masas de aire .....	8
<b>Fig. 2</b> Radiación que incide sobre una superficie inclinada .....	9
<b>Fig. 3</b> Mapa de radiación solar .....	10
<b>Fig. 4</b> Trayectoria del Sol .....	11
<b>Fig. 5</b> Horas solares en la república mexicana .....	12
<b>Fig. 6</b> Símbolo del diodo .....	15
<b>Fig. 7</b> (a) Estructura del silicio con Fósforo, (b) Estructura del silicio con Boro. ....	16
<b>Fig. 8</b> Unión p-n .....	17
<b>Fig. 9</b> Esquema básico de una celda solar de silicio cristalino.....	19
<b>Fig. 10</b> Pérdidas ópticas .....	21
<b>Fig. 11</b> Células de silicio mono-cristalino (a) silicio poli-cristalino (b) .....	23
<b>Fig. 12</b> construcción típica de un módulo fotovoltaico .....	26
<b>Fig. 13</b> Esquema de un generador fotovoltaico compuesto por 2 ramas de 3 módulos en serie. El esquema incluye la protección con fusibles y por rama y los diodos de paso incluidos en cada módulo. [11] .....	27
<b>Fig. 14</b> Imagen de un generador fotovoltaico de 53 kW <sub>p</sub> en las Vegas USA .....	28
<b>Fig. 15</b> Estructuras de soporte de generadores fotovoltaicos. (a)Estructura fija. (b) Estructura móvil [1].....	30
<b>Fig. 16</b> Localización del Sistema de Control .....	44
<b>Fig. 17</b> Localización del interruptor a la salida del Generador Fotovoltaico .....	45
<b>Fig. 18</b> (a) Ubicación de la Universidad (b) ubicación del edificio L.....	46
<b>Fig. 19</b> Vista de planta del edificio L .....	47
<b>Fig. 20</b> Total de energía consumida durante un día en el mes de mayo.....	51
<b>Fig. 21</b> Total de energía consumida durante un día en el mes de junio. ....	52
<b>Fig. 22</b> Total de energía consumida durante un día en el mes de Octubre.....	52
<b>Fig. 23</b> Arreglo del Panel Fotovoltaico .....	62
<b>Fig. 24</b> Inclinación óptima de Panel .....	63
<b>Fig. 25</b> Distancia mínima entre cada Panel .....	64

<b>Fig. 26</b>	Representación de la distancia mínima entre cada Panel.....	66
<b>Fig. 27</b>	Distribución de los Paneles en el área útil .....	66
<b>Fig. 28</b>	Puesta a tierra de un Sistema Fotovoltaico .....	67
<b>Fig. 29</b>	Parámetros generales del proyecto.....	76
<b>Fig. 30</b>	Datos Meteorológicos .....	77
<b>Fig. 31</b>	Diferentes métodos de instalación del Sistema Fotovoltaico.....	77
<b>Fig. 32</b>	Selección del modo de instalación del Sistema Fotovoltaico. ....	78
<b>Fig. 33</b>	Introducción del costo de la electricidad en MWh .....	78
<b>Fig. 34</b>	Elección de la tecnología Fotovoltaica .....	79
<b>Fig. 35</b>	Elección del fabricante y la potencia del módulo .....	79
<b>Fig. 36</b>	Cantidad de módulos necesarios .....	80
<b>Fig. 37</b>	Pérdidas de los módulos e Inversor.....	81
<b>Fig. 38</b>	Cantidad de energía exportada a la red mensual y anual .....	81
<b>Fig. 39</b>	Costo total del proyecto .....	82
<b>Fig. 40</b>	Elección del país para saber el factor emisión de GEI.....	83
<b>Fig. 41</b>	Comparación del consumo entre caso base y caso propuesto.....	83
<b>Fig. 42</b>	Datos para la corrida financiera .....	84
<b>Fig. 43</b>	Tasa de escalamiento de exportación de electricidad .....	84
<b>Fig. 44</b>	Resumen de costos, ahorros e ingresos .....	85
<b>Fig. 45</b>	Tiempo de pago de la inversión .....	85
<b>Fig. 46</b>	Tasa de retorno de la inversión .....	86



# LISTA DE TABLAS

---

---

<b>Tabla 1.</b> Distribución de radiación electromagnética [5].....	4
<b>Tabla 2</b> Espectro de la radiación solar y energía recibida en cada franja.....	6
<b>Tabla 3</b> comparativa entre las tecnologías de silicio [1].....	25
<b>Tabla 4</b> Tipos de tarifas .....	48
<b>Tabla 5</b> Periodos de consumo en horario fuera de verano.....	49
<b>Tabla 6</b> Periodos de consumo en horario de verano.....	49
<b>Tabla 7</b> Censo de Cargas .....	50
<b>Tabla 8</b> Estimación de energía consumida .....	50
<b>Tabla 9.</b> Especificaciones del módulo .....	54
<b>Tabla 10.</b> Características del inversor.....	55
<b>Tabla 11</b> Configuración final del SF .....	62
<b>Tabla 12</b> Costo de los materiales a utiliza. ....	73
<b>Tabla 13</b> Costo de la mano de obra .....	74
<b>Tabla 14</b> Costo total del Sistema Fotovoltaico.....	74
<b>Tabla 15</b> Costo de consumo de energía .....	75

# INTRODUCCIÓN

---

La disponibilidad de energía en el mundo se ha convertido en un problema crucial, dado que la gran mayoría de los países, tanto los que están en vías de desarrollo como los industrializados, se ven afectados por las crecientes demandas requeridas para satisfacer sus metas económicas y sociales. A partir de los últimos años, se ha conocido como inevitable que la oferta de energía debe de sufrir una transición desde su actual dependencia de los hidrocarburos hacia aplicaciones energéticas más diversificadas, lo que implica el aprovechamiento de la variedad de fuentes de energía renovables que se disponen. El Sol es una fuente de energía inagotable de recursos para el hombre. Provee una energía limpia, abundante y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre y puede por lo tanto, liberarlo de los problemas ambientales generados por los combustibles convencionales, como el petróleo, y otras alternativas energéticas, como las centrales nucleares. Sin embargo, a pesar de los avances tecnológicos de las últimas décadas, el aprovechamiento de esta opción ha sido insignificante, comparándolo con el consumo global de energía en el mundo. [1]

Las consecuencias del modelo socio-económico basado en el consumo de combustibles fósiles han alcanzado tal dramatismo durante los últimos años ya que nadie niega que el actual modelo energético está en crisis y por lo tanto en vías de transformación. Es urgente redirigir el actual sistema centralizado y basado en los recursos fósiles a un sistema básicamente distribuido y sostenido en las renovables. Entre las energías que configuran el nuevo orden energético destaca la solar. Gracias a los desarrollos vividos en las últimas décadas en las diferentes aplicaciones de la energía solar se puede afirmar que en esta primera década del siglo XXI algunas de las tecnologías del ámbito solar han alcanzado ya la madurez pero falta un importante esfuerzo en otras aplicaciones. [2]

La disponibilidad de recursos energéticos es uno de los factores más importantes en el desarrollo tecnológico. A su vez dicho desarrollo es el que acaba determinando la utilización de ciertos tipos de energía y por lo tanto, la disponibilidad de este recurso. Estos

recursos energéticos son usados por el hombre con objeto de satisfacer algunas de sus necesidades, en la mayoría de los casos en forma de calor y trabajo. Hacia mediados del siglo XIX se inventaron los primeros motores de combustión interna, que requieren un combustible muy específico para funcionar. Con el tiempo, debido a razones técnicas y económicas, los motores de combustión interna, principalmente los de gasolina y diésel, se hicieron cada vez más seguros, confiables, económicos y por lo tanto, abundantes. Aparecieron otras máquinas térmicas, como las turbinas y los motores de reacción, que también consumen combustibles muy específicos. Fue así como nuestra sociedad se fue haciendo extraordinariamente dependiente de los combustibles fósiles. Los combustibles fósiles comprenden principalmente el petróleo (gasolina, diésel, etc.), el gas natural y el carbón mineral. Al principio de la explotación de estos recursos, se consideraban ilimitados y su impacto ambiental era despreciable. Sin embargo, el extraordinario crecimiento de la población mundial (y nacional), junto con el aumento en el consumo per cápita de estos recursos, ha propiciado que solo queden reservas de petróleo disponibles para su explotación económica durante la primera mitad del siglo XXI. Por otro lado, el consumo masivo de hidrocarburos está ya produciendo alteraciones de la atmósfera a nivel mundial. Los niveles de bióxido de carbono que se detectan actualmente son significativamente mayores que los que existían en 1950. Esto produce el conocido efecto invernadero, que está produciendo ya un incremento en las temperaturas promedios mundiales. Los combustibles fósiles también son causantes de la lluvia ácida, que en los bosques cercanos a las áreas altamente industrializadas está causando grandes daños al suelo, y por lo tanto a la flora y a la fauna. Tanto por razones económicas (próxima escases de hidrocarburos) como ecológicas (alteración de la atmosfera y el suelo), es imperativo el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, que sean menos agresivas contra el ambiente. El actual esquema de consumo energético simplemente no es sustentable, es decir, no puede mantenerse indefinidamente sin amenazar su propia existencia. Como solución a estos problemas medioambientales y tecnológicos existen muchas alternativas energéticas. Algunas de ellas no han sido desarrolladas por limitaciones técnicas y económicas y otras se han utilizado parcialmente.

En el año 2010 se registró la mayor producción de CO<sub>2</sub> de acuerdo con la información publicada por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su último informe; lo que ha dejado por tierra la tímida tendencia a la baja en volumen de emisiones apuntada en 2009 como fruto de la crisis económica. En 2010 se emitieron más de 30 giga toneladas (Gt) de CO<sub>2</sub>, es la marca más alta de la historia, superior a la de 2008, cuando las emisiones alcanzaron las 29,3 Gt. De las emisiones globales de CO<sub>2</sub>, el 40% salió de los países pertenecientes a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico). Sin embargo, han sido países no miembros de la OCDE, como India y China, los que mayores incrementos de emisiones han experimentado. La AIE asocia esas subidas al crecimiento acelerado de sus economías. No obstante, la relación de toneladas de CO<sub>2</sub> per cápita sigue siendo mucho más elevada en los países de la OCDE. Según la AIE, “el reto de mantener la calidad de vida de la humanidad en todos los países del mundo a la par que limitamos las emisiones de gases de efecto invernadero nunca como ahora ha supuesto un desafío mayor”. [3]

El implementar el uso de energías renovables presenta una solución para mitigar en una parte la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmosfera, y esta puede aprovecharse ilimitadamente, es decir, su cantidad disponible (en la Tierra) no disminuye a medida que se aprovecha. Como se sabe, la principal fuente de energía renovable es el Sol, que en la atmosfera terrestre se convierte en una variedad de efectos. [4]

Debido a esta problemática, en este trabajo se propone hacer uso de la energía solar para generar electricidad a través de módulos fotovoltaicos y presentar un análisis técnico económico de los beneficios que se tienen al implementar este tipo de tecnología. Además con la implementación de tecnología fotovoltaica se reducen las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, ayudando a mitigar los efectos del calentamiento global, aprovechando una fuente de energía natural y renovable.

# CAPÍTULO 1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

---

## 1.1 LA FUENTE ENERGETICA

El Sol es la estrella más próxima a la Tierra y nuestra fuente energética desde los primeros tiempos. Ocupa la posición central del sistema que lleva su nombre y dista de la Tierra una media de 149.5 millones de kilómetros. Está formado por hidrogeno (90%), helio (7%) y otros elementos. Su potente fuerza de gravedad como consecuencia de su masa, contiene el 99% de la masa del Sistema Solar, y se le puede considerar como el motor de los nueve planetas y de los miles de pequeños cuerpos que giran a su alrededor. Sin embargo, en la galaxia es una estrella de tamaño reducido entre millones que la conforman. Nuestra fuente energética procede de la fusión nuclear que se produce en su interior como consecuencia de los componentes que lo forman. En la **tabla 1** podemos observar la distribución de la materia que se convierte en energía en forma de radiación electromagnética cuyo espectro y distribución son los siguientes:

*Tabla 1. Distribución de radiación electromagnética [5]*

FRANJA	LONGITUD DE ONDA	VALOR ENERGÉTICO
Infrarrojo	0.7 – 3.5 $\mu\text{m}$	46%
Visible	0.4 – 0.7 $\mu\text{m}$	46%
Ultravioleta	0.29 – 0.4 $\mu\text{m}$	8%

## 1.2 LA ENERGÍA DEL SOL: CONSTANTE SOLAR

La combinación de tres factores: la distancia Tierra-Sol, el diámetro solar y la temperatura del Sol determinan un flujo luminoso y un flujo de energía que incide sobre la superficie de la Tierra. Se llama flujo de (materia, energía), la cantidad que pasa a través de la superficie, por unidad de área y por unidad de tiempo. Por tanto, el flujo luminoso, que es en realidad un flujo de energía, tiene unidades de energía por unidad de área y por unidad de tiempo, por ejemplo,  $\text{Js}\cdot\text{m}^{-2}$ , equivalente  $\text{Wm}^{-2}$ . Algunos estudios parecen indicar que la variación de la emisión de la 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 las causas de estas variaciones. Sin

embargo para su aplicación en el campo de la ingeniería, la emisión de la energía del Sol puede considerarse constante. El recurso energético solar está mucho más ligado, a la superficie terrestre, a las variaciones meteorológicas, que a las solares. La radiación emitida por el Sol, junto con sus condiciones geométricas respecto a la Tierra da por resultado que, sobre la atmosfera terrestre, incide una radiación solar casi constante. [6]

La radiación solar incide sobre la superficie terrestre después de atravesar nuestra atmósfera, en la que debilita como consecuencia de los reflejos y la absorción de energía en las nubes, las cuales presentan diferentes estados que determinan la magnitud de la recibida.

La necesidad de cuantificar tal energía para poder dimensionar las instalaciones receptoras terrenas conforme a los requerimientos de sus usuarios, ha dado lugar a la denominada Constante Solar con la que se indica la energía incidente fuera de la atmósfera por  $m^2$ .

Si se tiene en cuenta que el Sol irradia cada segundo en todas las direcciones una energía correspondiente a  $4 \times 10^{26}$  J y que la distancia que nos separa tiene un valor medio de 149.5 millones de kilómetros, tenemos que la irradiancia (I) se determina por la ecuación (1):

$$I = \frac{P}{4\pi d^2} \approx 1,350 \frac{w}{m^2} \quad (1)$$

Donde:

P = Energía del Sol

d = Distancia Sol-Tierra

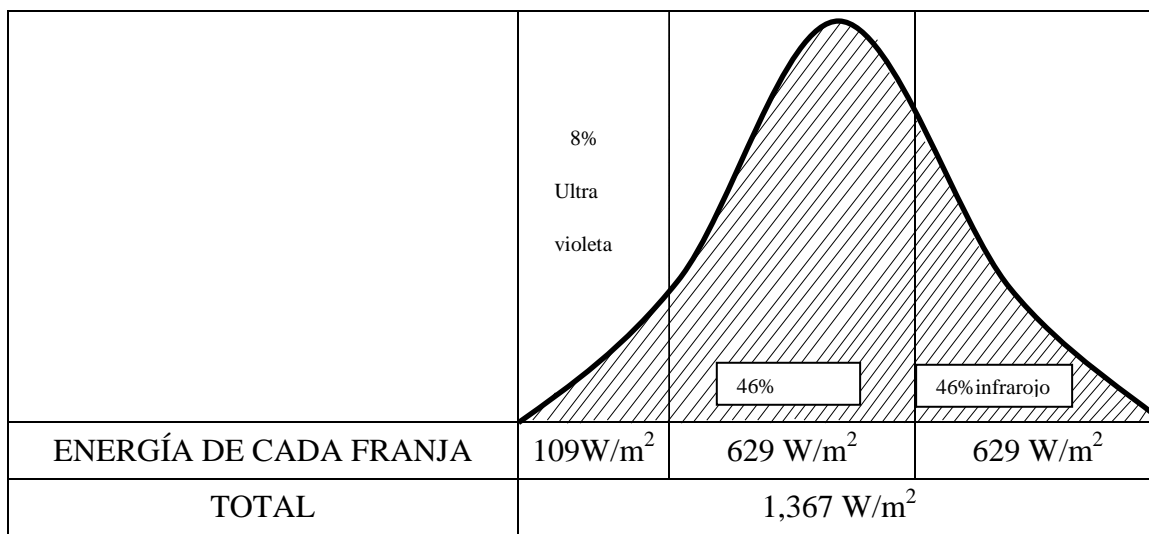
Pero dado que la órbita solar es una elipse, la distancia de separación tiene los siguientes límites:

El solsticio de verano = 1.07 d

En el solsticio de invierno = 0.987 d

El valor  $1,350 \text{ Wm}^{-2}$  se ha dado en aproximación no obstante, en la **tabla 2** se muestra el espectro de la radiación solar y energía que se recibe en cada franja teniendo en cuenta el valor medio y su valor de referencia es de  $1,367 \text{ Wm}^{-2}$ .

**Tabla 2** Espectro de la radiación solar y energía recibida en cada franja



### 1.3 RADIACIÓN FUERA DE LA ATMÓSFERA TERRESTRE

La radiación emitida por el Sol atraviesa el espacio vacío en todas direcciones. No sufre pérdidas apreciables por interacción con medios materiales. Sin embargo, la irradiación solar, definida como la densidad de flujo radiante solar, es atenuada de acuerdo con el cuadrado de la distancia. Parte de esta irradiancia solar es interceptada por el planeta Tierra. Dada la relación entre la distancia con el Sol y el tamaño de nuestro planeta, es razonable asumir que su valor es constante en toda la superficie exterior de nuestra atmósfera. Se define la constante solar  $B_0$ , como el valor de irradiancia solar incidente en un plano normal al vector Sol-Tierra en el límite superior de la atmósfera terrestre.

Diferentes proyectos de medición de la irradiancia solar han obtenido valores diferentes para la constante solar, pero se acepta como representativo el valor promedio de  $B_0 = 1,367 \text{ Wm}^{-2}$  propuesto por la Organización Meteorológica Mundial. La distancia entre la Tierra y el Sol varía a lo largo del año debido a la excentricidad de la elipse. Esta variación influye

en la irradiancia solar que alcanza la atmósfera. Teniendo en cuenta este hecho, para calcular la irradiancia incidente en una superficie tangente a la atmósfera. Este valor, denominado como irradiancia extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal, representa el valor límite alcanzable en la superficie terrestre en un plano horizontal. [6]

## **1.4 INFLUENCIA DE LA ATMÓSFERA TERRESTRE EN LA RADIACIÓN SOLAR**

A su paso por la atmósfera, la radiación solar es sometida a una combinación de procesos de reflexión, atenuación y difusión que alteran sus características. La reflexión en las nubes disminuye la radiación incidente en la superficie terrestre mientras que la absorción por vapor de agua, ozono y CO<sub>2</sub> produce una modificación de las características espectrales de la radiación. Además, la dispersión por partículas modifica la distribución espacial de la radiación. Dependiendo del tamaño de la partícula en interacción pueden distinguirse tres fenómenos de difusión:

- Difusión de Rayleigh, donde la longitud de onda es mucho mayor que el tamaño de la partícula. Se produce en las capas altas y es responsable del color azul del cielo.
- Difusión de Mie, donde la longitud de onda es de magnitud similar al tamaño de la partícula. Se produce en las capas bajas de la atmósfera.
- Difusión no selectiva, aquella en la que la longitud de onda es mucho menor que el tamaño de la partícula.

Nos será útil definir la masa de aire (AM, air mass) como la relación entre el camino recorrido por los rayos directos del Sol a través de la atmósfera hasta la superficie receptora y el que recorrerían en caso de incidencia vertical.

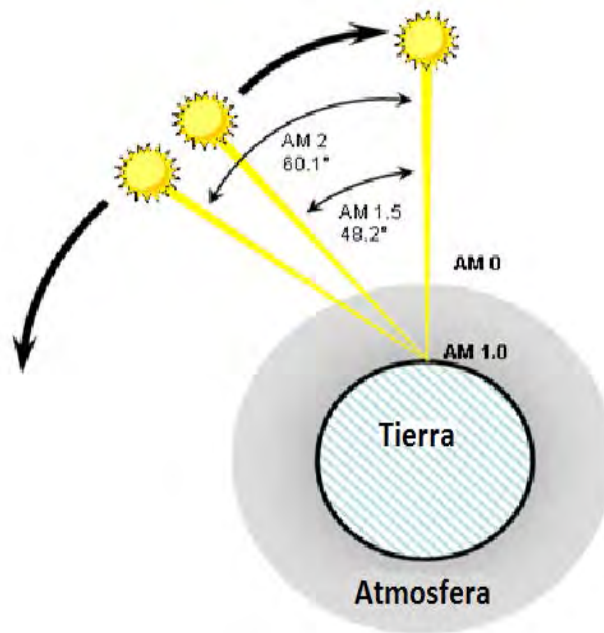
## **1.5 MASA DE AIRE Y ENERGÍA SOBRE LA SUPERFICIE**

Es importante tener en cuenta que no toda la energía solar alcanza la superficie terrestre. Aproximadamente un 20% se refleja en la atmósfera y se dirige al espacio exterior. Las nubes son las masas en suspensión que más provocan este fenómeno de reflexión. Otra



parte de la energía es absorbida por las moléculas de agua, por el ozono y el oxígeno de las capas altas de la atmósfera.

La constante solar y su valor de  $1,367 \text{ Wm}^{-2}$  se da fuera de la atmósfera, situación que es denominada masa de aire cero (AM0), pero con masa de aire uno, al nivel del mar, y en condiciones atmosféricas óptimas (AM1), con cielo totalmente despejado, el valor de referencia que se toma es de  $1000 \text{ Wm}^{-2}$ . Sin embargo, se puede dar otras situaciones, tal como se muestra en la **Fig. 1**, que corresponde a AM1.5, y cuyo valor es de sólo  $800 \text{ Wm}^{-2}$  la figura muestra dos curvas AM0 y AM 1.5 lo que representa distribuciones espectrales solares reales que llegan a la Tierra. Para explicar esto tenemos que considerar el paso de la luz a través de la masa de aire (AM). AM0 se refiere a la luz solar fuera de la atmósfera (paso de luz cero), lo cual es relevante para Módulos Fotovoltaicos usados en los satélites de Tierra. En el caso de los Módulos usados en la tierra, la longitud del camino es el mismo que el espesor de la atmósfera (AM1) cuando el Sol está directamente sobre la cabeza. En cualquier otro caso, la longitud del camino aumenta de acuerdo con una ley de coseno inverso. Por ejemplo cuando el sol está a  $60^\circ$  de AM1 la trayectoria del paso de luz se duplica AM2 y así sucesivamente, cuando está a  $48^\circ$  se considera AM1.5 [7]



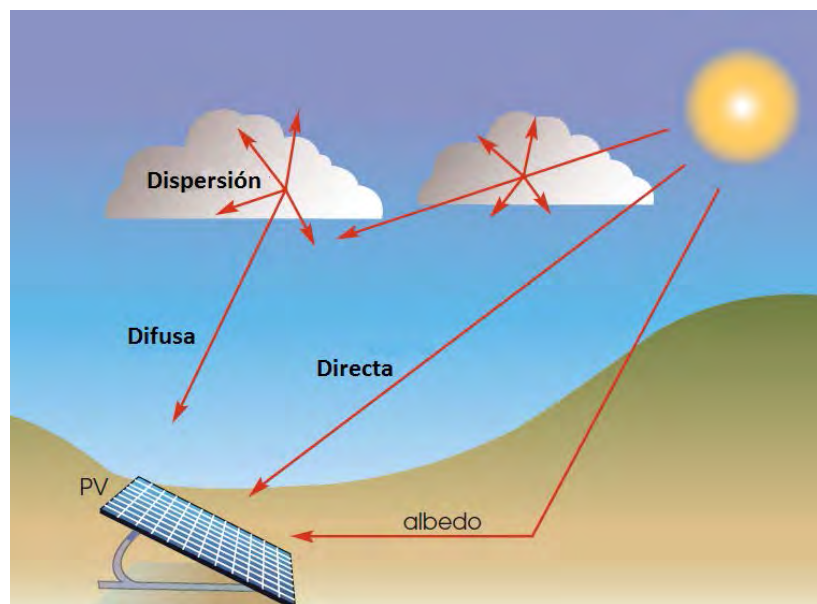
**Fig. 1** Distribución de masas de aire

Para el cálculo de la irradiancia solar que finalmente incide en una superficie arbitraria localizada en corteza terrestre es útil distinguir tres contribuciones diferentes. Estas contribuciones, comúnmente denominadas componentes, son:

- Radiación Directa, B: representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del Sol.
- Radiación Difusa, D: cuantifica la radiación procedente de todo el cielo salvo del Sol, y por tanto incluye todos los rayos dispersados por la atmósfera según los procesos descritos. Es una radiación anisotrópica, cuyo valor depende de la zona celeste de procedencia. Más aún, dado que las propiedades de la atmósfera varían de forma aleatoria con el tiempo, la radiación difusa deberá ser estudiada como un proceso estocástico.
- Radiación del albedo, R o AL: es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el suelo. Habitualmente supone una contribución muy pequeña y en algunos casos puede ser despreciada.

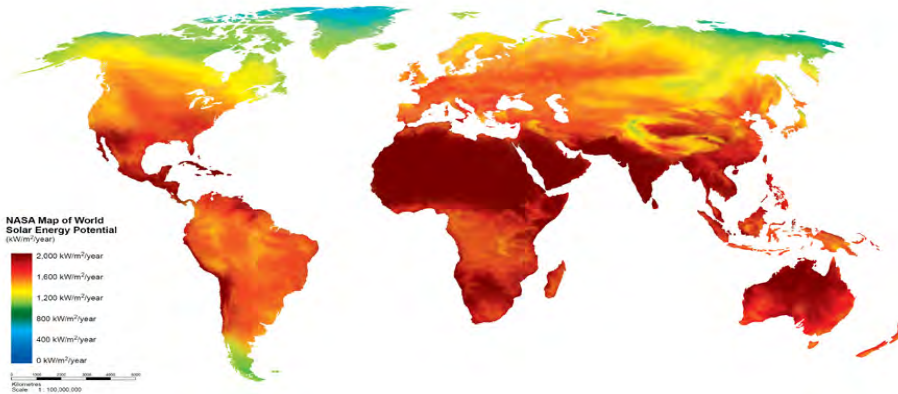
La suma de estas tres componentes constituye la denominada irradiancia global, como se muestra en la **Fig. 2** Esto ha dado lugar de la llamada constante solar. [5] [6]

$$G=B+D+R$$



**Fig. 2** Radiación que incide sobre una superficie inclinada

El aprovechamiento de la energía del Sol está condicionado por la intensidad de radiación que se recibe en la tierra. En la **Fig. 3** se puede apreciar que la radiación varía según la latitud del lugar, el momento del día, las condiciones atmosféricas y climatológicas. La unidad de la radiación solar es el  $\text{Wm}^{-2}$  que expresa la cantidad de energía que llega a la Tierra en un área de un metro cuadrado.



**Fig. 3** Mapa de radiación solar

## 1.6 VARIACIONES DE LA RADIACIÓN SOLAR

La posición del Sol varía diariamente desde el amanecer hasta el ocaso. Si se observan las posiciones del Sol al amanecer, mediodía y atardecer en cualquier lugar del hemisferio norte, se observará como el Sol sale por el este, se desplaza en dirección sur y se pone por el oeste. La **Fig. 4** se muestra la trayectoria del Sol en dos temporadas diferentes del año. En realidad, es la tierra la que cada día hace una rotación completa alrededor de su eje y eso crea en el observador la sensación de permanecer estático, mientras que el universo gira a su alrededor. La tierra tiene dos tipos de movimientos: el de rotación en su propio eje y el de translación alrededor del Sol, siguiendo una trayectoria elíptica, que da lugar a las estaciones del año. Las condiciones óptimas de operación para un panel fotovoltaico implican la presencia de luz solar plena y con una orientación lo mejor posible hacia el Sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz directa. Para aprovechar al máximo esa radiación solar, la orientación de los paneles se hace hacia el Sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur, es decir, siempre se instalarán orientados hacia el Ecuador.

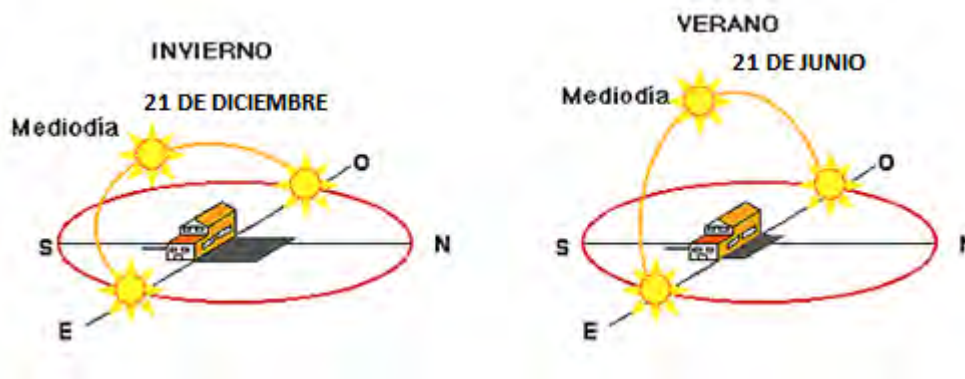


Fig. 4 Trayectoria del Sol

## 1.7 HORAS SOLARES PICO

Es un parámetro fundamental para el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos. Corresponde al número de horas en las que cada metro cuadrado de superficie captadora, obtiene de monto constante 1,000 W de energía. Los módulos fotovoltaicos se caracterizan bajo unas condiciones determinadas que son tomadas como referencia y que se denominan Condiciones Estándar de Medida, estos son:

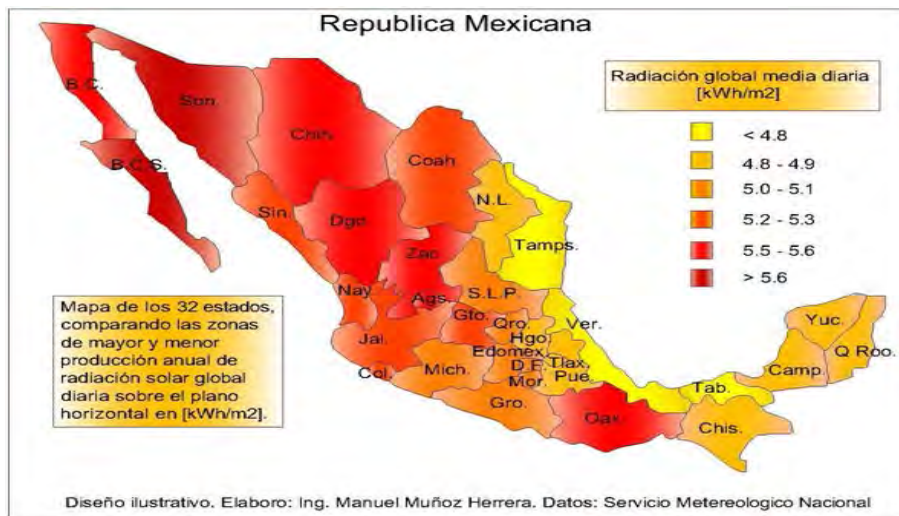
- 1,000  $\text{Wm}^{-2}$  de radiación solar.
- 25 °C de temperatura de las celdas fotovoltaicas.
- Incidencia normal.

Si se quiere evaluar la energía que el panel fotovoltaico puede producir diariamente, habría que conocer cuantas horas diarias con una radiación de 1000  $\text{Wm}^{-2}$  equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico). Este concepto se denomina horas solares como muestra la **Fig. 5** las horas solares pico en cada uno de los estados de la República Mexicana.

La energía producida por los sistemas fotovoltaicos es el resultado de multiplicar su potencia nominal por el número de horas pico, dado que no todas las horas del Sol son horas de intensidad considerada como pico (esto es 1000  $\text{Wm}^{-2}$ ). El número de horas pico de un día concreto se obtendrá dividiendo toda la energía producida en ese día entre 1000  $\text{Wm}^{-2}$  [8].

Si conocemos la insolación media en un lugar determinado, es simple estimar la energía total recibida en el transcurso de un año (1 año = 8,760 horas). Por ejemplo Londres y Berlín, ambos con una insolación media de alrededor de  $120 \text{ Wm}^{-2}$ , tiene los totales anuales de energía de alrededor de  $120 \times 8760 \times 1000^{-1} = 1050 \text{ kWhm}^{-2}$ . Por su parte, la insolación media en Sydney es de aproximadamente  $200 \text{ Wm}^{-2}$  y es equivalente a  $1750 \text{ kWhm}^{-2}$ . Sin embargo, debemos recordar que los datos de insolación se promedian y es probable que varíen considerablemente de año en año. Por otra parte, es importante considerar la distribución espectral del Sol es decir, la gama e intensidad de las longitudes de onda en la radiación emitida. Este es dato muy importante debido a que los diferentes tipos de celdas solares responden de manera diferente a las diversas longitudes de onda en la luz del sol.

[7]



**Fig. 5** Horas solares en la república mexicana

# CAPITULO 2 PRINCIPIO DE LA CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA

---

## 2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo. Comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son claras: es no contaminante, no tiene partes móviles que analizar y no requiere mucho mantenimiento. Los generadores de energía fotovoltaica (paneles fotovoltaicos) pueden ser instalados de una forma distribuida en la cual los edificios ya construidos, pueden generar su propia energía de forma segura y silenciosa.

Además, la energía fotovoltaica no consume combustibles fósiles, no genera residuos, no produce ruidos y es una fuente inagotable. Ofrece una elevada fiabilidad y disponibilidad operativa excelente. Además de las ventajas ambientales también debemos tener en cuenta las socio-económicas, una instalación de paneles fotovoltaicos tiene un tiempo de vida de aproximadamente 30 años.

Por otra parte, los paneles fotovoltaicos resisten condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad, permiten una independencia de los países productores de combustibles y pueden instalarse en zonas rurales de bajo consumo o en casas donde no llega la red eléctrica general. Además, puede venderse el excedente de electricidad a una compañía eléctrica.

Sin embargos los costos actuales de los paneles fotovoltaicos aun no compiten con las tecnologías de generación convencionales. Algunas evaluaciones económicas recientes muestran que, si se toman en cuenta los costos indirectos de la generación y distribución de la energía eléctrica, los sistemas fotovoltaicos (SFV) se encuentran cerca de la viabilidad económica en sistemas que interactúan con la red eléctrica, es decir, sistemas interconectados a la red. El éxito comercial de la tecnología FV es todavía incipiente, pero el crecimiento del mercado es estable y obedece a varias condiciones: es una de las formas de generación eléctrica más apropiada con el entorno ecológico; la conversión solar-

eléctrica se realiza de manera limpia y directa. Además, la sociedad cada vez más tiende a exigir a sus gobiernos el respeto al medio ambiente, sobre todo por parte del sector energético [9].

### ***2.1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: EL EFECTO FOTOELÉCTRICO***

Se define como efecto fotoeléctrico a la generación de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando estos se ven iluminados por radiación electromagnética, sin que sea necesario que aparezca o intervenga ningún efecto mecánico o físico.

La fotoelectricidad fue descubierta y descrita accidentalmente por Heinrich Hertz en 1887. A pesar de ello, el efecto fotoeléctrico constituyó un misterio abierto para los científicos hasta que Albert Einstein en 1905 aportó una explicación al mismo, basando su información de fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los cuantos de Max Planck.

La generación de electricidad desde los paneles solares y las células fotovoltaicas constituyen algunas de las aplicaciones más conocidas del efecto fotoeléctrico. [1]

## **2.2 EFECTO FOTOVOLTAICO**

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico. El objeto físico en el que este fenómeno tiene lugar es la celda solar, la cual básicamente es un diodo con la característica esencial de tener una superficie de unas decenas de cm. Para describir el efecto fotovoltaico se emplea conceptualmente el funcionamiento del diodo semiconductor como se muestra en la **Fig. 6** formado por la unión de materiales P-N el cual es el elemento más utilizado para la realización de las celdas solares es el silicio



**Fig. 6** Símbolo del diodo

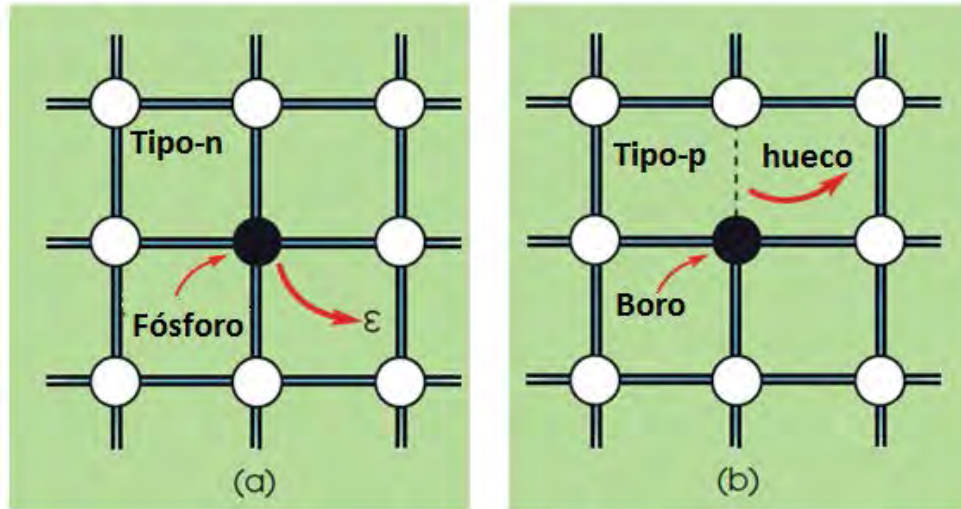
El silicio tiene 14 electrones de los que 4 son de valencia, disponibles para unirse con electrones de valencia de otros átomos. En un cristal de silicio químicamente puro, cada átomo está unido de forma covalente con otros 4 átomos, así que dentro del cristal no hay electrones libres. Sin embargo, cuando algunos átomos de silicio en cristal se sustituyen con átomos de fósforo, elemento que tiene 5 electrones de valencia: 4 serán utilizados en enlaces químicos con átomos adyacentes de silicio y sobrará un electrón, como se observa en la **Fig. 7 (a)**.

La acción de incluir átomos de fósforo en la estructura de silicio pura se le conoce como dopado. De esta forma, el silicio dopado con fósforo proporciona varios electrones libres, conocidos como los portadores de carga mayoritarios. Generalmente también hay algunos huecos presentes debido a generación térmica de pares de electrón-hueco, como en el silicio intrínseco, y se les llama portadores minoritarios. El material dopado con átomos de fósforo es un conductor bastante bueno y se conoce como material tipo-N.

Por otra parte, una situación complementaria se produce si el silicio se dopa con átomos de boro, que tiene sólo tres electrones de valencia unidos débilmente a su núcleo, como se muestra en la **Fig. 7(b)**. Cada átomo de boro sólo puede formar enlaces completos con tres átomos vecinos de silicio, por lo que el boro introduce enlaces rotos en el cristal. En este caso, cada enlace vacío es referido como un hueco o ausencia de carga negativa. A este material dopado con átomos de Boro se le denomina material tipo-P y en el cual los huecos



son los portadores de carga mayoritarios y los electrones los portadores de carga minoritarios.



**Fig. 7** (a) Estructura del silicio con Fósforo, (b) Estructura del silicio con Boro.

De estas forma, podemos decir que el material tipo-N tiene muchos electrones excedentes y el material tipo-P tiene muchos huecos sobrantes. El siguiente paso es considerar qué sucede cuando los dos materiales se unen entre sí para formar la unión p-n, como se ilustra en la **Fig. 8** cuando los materiales tipo P y tipo N se unen; en la unión los electrones libres en el material tipo-N inician la difusión hacia el material tipo-P, dejando detrás de una capa que está cargada positivamente debido a la presencia de átomos fijos de fósforo. El mismo proceso de difusión se presenta para los huecos del material tipo-P que se dirigen hacia el material tipo-N. Esta difusión de los dos tipos de portadores mayoritarios en direcciones opuestas a través de la unión, tiene el efecto de establecer un campo eléctrico, creando un potencial eléctrico denominado barrera de potencial. [7]

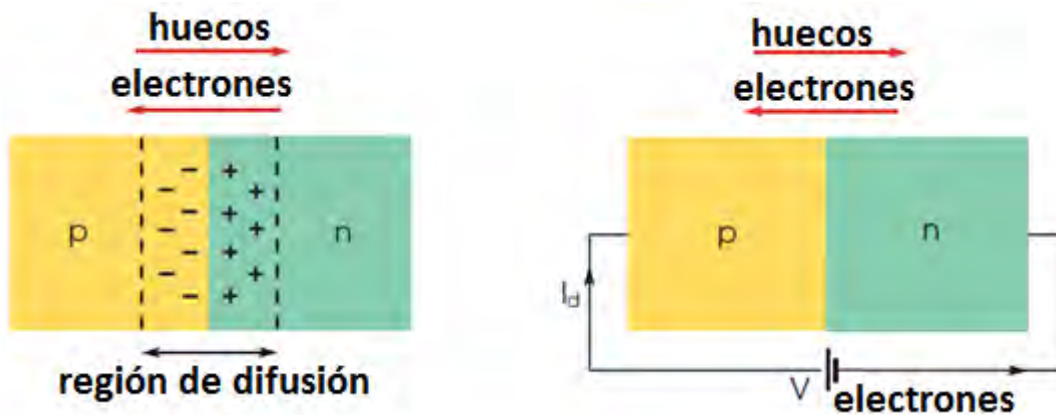


Fig. 8 Unión p-n

### 2.2.1 PRINCIPIO DE LA CONVERSIÓN FOTOVOLTAICA

Los semiconductores son utilizados en la fabricación de las celdas solares porque la energía que liga a los electrones de valencia al núcleo es similar a la energía que posee los fotones que constituyen la luz solar. Por lo tanto, cuando la luz solar incide sobre el semiconductor (generalmente silicio) sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia para que rompan los enlaces y queden libres para circular por el material. Por cada electrón que se libera, aparece un hueco. Dichos huecos se comportan como partículas con carga eléctrica positiva (+). Cuando en el semiconductor se generan pares electrón-hueco debido a la absorción de la luz, se dice que hay una fotogeneración de portadores de carga negativos y positivos, los cuales contribuyen a disminuir la resistencia eléctrica del material. Este es el principio básico de operación de las fotorresistencias.

Cuando la radiación luminosa en forma de fotones es absorbida por los semiconductores se genera un exceso de pares de portadores de carga eléctrica, electrones y huecos, los cuales deben ser separados para poder usar la energía que cada uno representa. Estos portadores, generados por la energía de los fotones, viajan bajo un gradiente de concentración hacia la unión en donde son separados por efecto del campo eléctrico. Esta separación envía electrones fotogenerados a la capa n y huecos fotogenerados a la capa p creándose una diferencia de potencial entre la superficie superior e inferior de las capas. La acumulación de cargas en la superficie del dispositivo produce un voltaje eléctrico que se

puede medir externamente. Este voltaje fotogenerado es lo que se conoce como **efecto fotovoltaico**.

### ***2.2.2 LOS FOTONES EN ACCIÓN***

La **Fig. 9** se muestra una porción de una celda solar. En la parte superior de la celda se observan algunos contactos metálicos que forman parte de la terminal negativa de la celda, a continuación viene una capa delgada de material tipo-N interactuando con una capa más gruesa de material tipo-P para producir la unión P-N. Finalmente, hay un contacto posterior que actúa como la terminal positiva. El espesor de la celda es normalmente menos de 0.3 mm. Es importante considerar que hay una cierta pérdida de fotones por reflexión óptica que se lleva a cabo en las terminales metálicas en la superficie superior y la superficie posterior (línea 1, 2, y 3). El resto de los fotones entra en el cuerpo de la celda, pero sólo aquellos con un cierto mínimo energía, la energía de la banda prohibida para que los portadores de carga mayoritarios brinquen de la banda de valencia a la banda de conducción, tienen alguna posibilidad de crear un par electrón-hueco que contribuya a la producción eléctrica de la celda fotovoltaica. Los fotones más productivos crean pares electrón-hueco en la capa tipo- N o en la capa tipo-P muy cerca de la unión (líneas 4 y 5). Los fotones menos productivos, en promedio, son los que viajan más profundo en el material tipo-P (línea 6). [7]

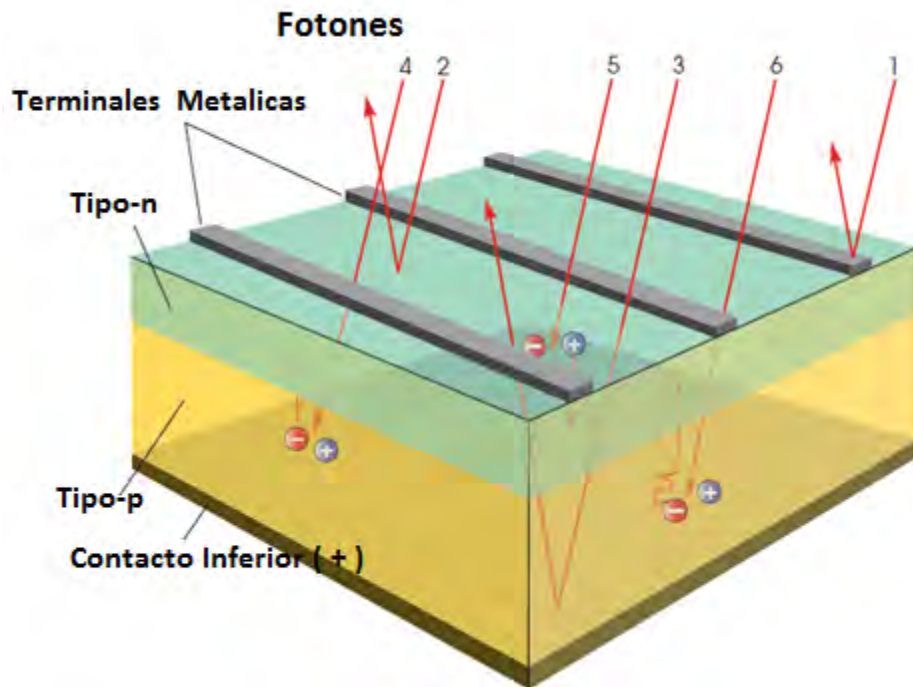


Fig. 9 Esquema básico de una celda solar de silicio cristalino

## 2.3 ESTRUCTURA Y PARÁMETROS FÍSICOS DE UNA CÉLULA SOLAR

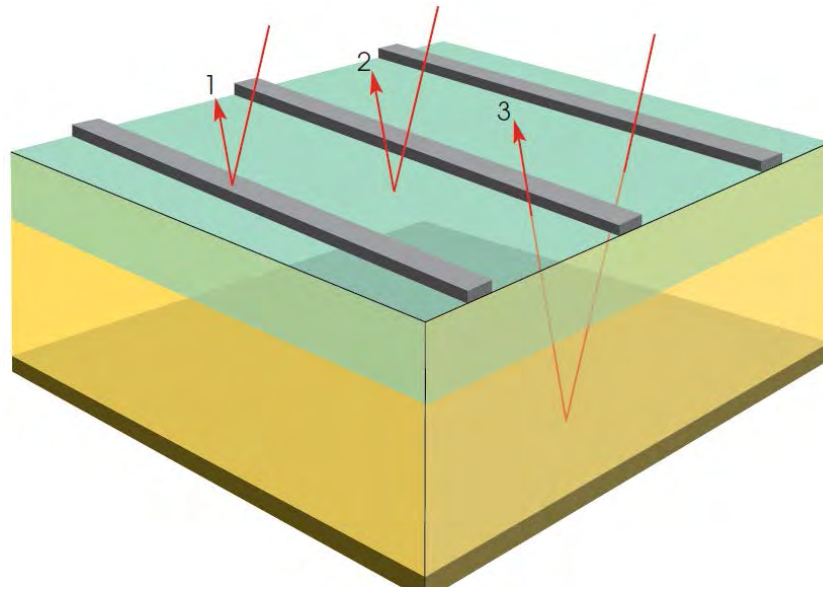
Para que tenga lugar la conversión fotovoltaica de la energía solar en energía eléctrica han de cumplirse las cuatro condiciones siguientes:

- Es necesario la presencia de dos tipos de portadores, electrones y huecos, por lo que se requiere un material semiconductor.
- El ancho de banda prohibida del semiconductor ha de ser menor que la energía de los fotones incidentes.
- Se necesita un sumidero de los portadores generados, en la práctica este sumidero se consigue con la presencia local de un fuerte campo eléctrico que atrae a los portadores hacia los contactos externos.
- El tiempo de vida de los portadores minoritarios debe de ser largo.

Todas las celdas solares de que se disponen en la actualidad, fuera del laboratorio, son de silicio monocristalino- Los pares electrón-hueco generados por los fotones

absorbidos por el semiconductor son separados por el campo eléctrico de la unión generando una corriente eléctrica la cual es recogida por los contactos metálicos. Sin embargo existen varias limitaciones en la generación de energía fotovoltaica como pueden ser:.

- 1) ***Perdidas por reflexión***: en la superficie de la celda, debido a los diferentes índices de refracción del aire y del Silicio. Esta pérdida por reflexión puede reducirse a un 6-10% usando un recubrimiento antirreflexivo ( $\text{TiO}_2$ ,  $\text{Ta}_2\text{O}_5$  o un recubrimiento de varias capas) encima del silicio. Inclusive, la reflexión puede reducirse aún más atacando selectivamente la superficie antes del recubrimiento antirreflexivo; así se crea una superficie piramidal de silicio que ya reduce la reflexión en una tercera parte. Una reflexión menor mejorará directamente la corriente de cortocircuito de la celda fotovoltaica.
- 2) ***Absorción incompleta***: la energía del fotón tiene que ser mayor que de la banda prohibida para poder crear un par electrón-hueco. Por ello, cuanto más pequeña sea la banda prohibida, mayor es la parte del espectro de energía solar que puede utilizarse.
- 3) ***Colección incompleta***: la absorción de los fotones es una función de la longitud de onda a través del coeficiente de absorción. Para el silicio este coeficiente disminuye con la longitud de onda y por eso los fotones de mayor longitud de onda penetrarán más profundamente en el material. [10].
- 4) ***Pérdidas ópticas***: Las pérdidas ópticas afectan a la luz solar entrante, lo que impide la absorción por el material semiconductor y con ello la producción de pares electrón - hueco. La sección de celda solar mostrado en la **Fig. 10** ilustra las tres categorías principales de pérdida óptica: el bloqueo de la luz por el contacto superior (1); reflexión de la superficie superior (2); y reflexión desde el contacto posterior y sin absorción (3). [7]



**Fig. 10** Pérdidas ópticas

## **2.4 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y ELEMENTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO**

### ***2.4.1 LA CELDA SOLAR***

Como se ha visto anteriormente, al dopar el silicio, además de aumentar su conductividad, se le convierte en receptor de huecos o electrones, lo cual tiene su aplicación en las uniones P-N que se utilizan en las celdas fotovoltaicas. En una celda solar, la luz incide generalmente sobre una lámina de tipo N de un grosor muy fino y penetra suficientemente en el cristal como para crear pares electrón-hueco en las proximidades de la unión con el cristal de tipo P. Por lo tanto, el grosor de la lámina superior influye en el rendimiento y deberá ser menor, por lo general  $1\ \mu\text{m}$ .

De esta forma, los electrones de la lámina de tipo N pueden moverse hacia la lámina de tipo P. Sin embargo existen algunas dificultades para obtener un buen rendimiento de las celdas solares, como son:

- El semiconductor ofrece una resistencia al paso de la corriente cuando va desde las proximidades entre las zonas de tipo N y tipo P hasta los puntos en que la corriente entra en el circuito externo.
- Habrá más corriente cuanto mayor sea el contacto de las láminas con el conductor, sin embargo, la lámina superior debe ofrecer la mayor superficie posible a la radiación.
- El conductor deberá ser un material con la menor resistencia posible, lo cual exige usar metales muy caros como oro o platino.

En cuanto a pérdidas de rendimiento, se puede mencionar que existen las siguientes limitaciones físicas:

- a) Absorción incompleta de la radiación por la celda solar.
- b) Utilización de una parte únicamente de la energía del fotón para crear pares electrón-hueco.

Estas limitaciones pueden minimizarse utilizando el material semiconductor adecuado esto es, con parámetros óptimos en cuanto a lo que se refiere a:

- a) Las pérdidas por reflexión
- b) El aprovechamiento de los pares electrón-hueco debido a la difusión de la unión P-N.
- c) Las pérdidas por la resistencia interna del semiconductor.

#### ***2.4.1.1 EL SILICIO***

El silicio es el elemento más abundante después del Oxígeno y se encuentra en casi todas las rocas, sin embargo, hasta llegar a su forma cristalina sin imperfecciones, o al menos con pocas, debe someterse a diferentes procesos.

Las celdas fotovoltaicas están basadas en el silicio y comercialmente se encuentran disponibles en las siguientes categorías.

- Silicio mono-cristalino

- Silicio poli-cristalino

**Silicio mono-cristalino:** Las celdas fotovoltaicas basadas en este material tienen las siguientes características

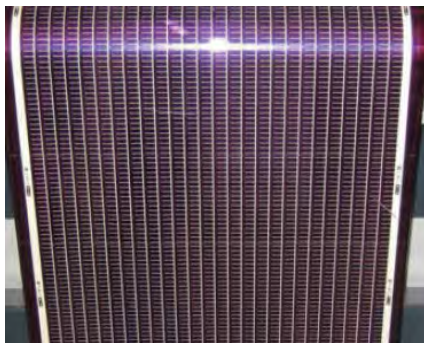
- Eficiencia de conversión del 12-16 %
- Requieren un elaborado proceso de manufactura, incrementando substancialmente el costo del material del conductor
- La estructura cristalina provee una superficie de brillo uniforme.

La **Fig. 11(a)** muestra un panel fotovoltaico construido con celdas fotovoltaicas de silicio mono-cristalino.

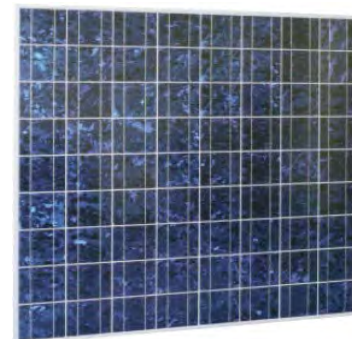
**Silicio poli-cristalino:** Estas celdas fotovoltaicas presentan las siguientes características:

- Eficiencia de conversión del 11-14 %
- La estructura cristalina de este tipo de celda fotovoltaica no es uniforme
- La estructura poli-cristalina muestra zonas de brillo diferente.

La **Fig. 11(b)** muestra un panel fotovoltaico construido con celdas fotovoltaicas de silicio poli-cristalino.



(a)



(b)

**Fig. 11** Células de silicio mono-cristalino (a) silicio poli-cristalino (b)



Las células poli-cristalinas son fabricadas y operan de una manera similar a las mono-cristalinas. La diferencia es que durante su manufactura se emplea un silicio de menor calidad y costo, esto produce como resultado celdas de eficiencia ligeramente menor.

### ***Silicio amorfo***

Las celdas fotovoltaicas de este material no tienen estructura cristalina y se fabrican depositando capas delgadas de silicio, evaporado al vacío. Con el silicio amorfo se obtienen celdas fotovoltaicas bastante baratas.

La eficiencia de conversión del silicio amorfo crece con la calidad de las capas dopadas. Se han obtenido eficiencias cercanas al 7%. Debido a que las capas de silicio permiten el paso de una parte de la luz solar, se requiere depositar varias capas, una sobre otra. Las capas añadidas incrementan la cantidad de electricidad que la celda puede producir. La producción de electricidad se ve disminuida hasta en un 15% a las 8 semanas que inicia la operación de la celda. Esto se debe a que la película delgada presenta una acelerada degradación a partir de que es expuesta a los rayos solares. A partir del cuarto o quinto año de operación de las celdas presentan una degradación del 35 al 50%.

### ***2.4.1.3 OTROS MATERIALES EMPLEADOS EN LAS CELDAS SOLARES***

En la actualidad se están investigando diversas alternativas al silicio, entre ellas destacan:

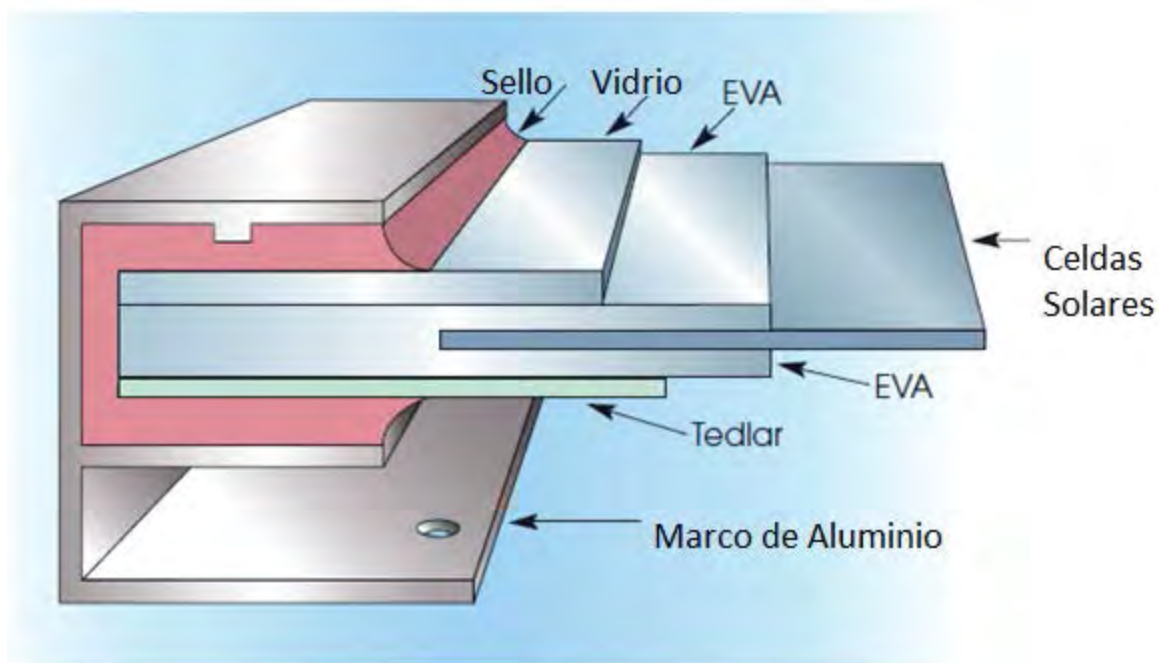
- ***El Arseniuro de Galio (GaAs)***: la molécula de este material tiene una configuración y una movilidad electrónica similar al cristal de silicio. Tiene la ventaja sobre las celdas fotovoltaicas de silicio de tener mejor desempeño en altas temperaturas, hecho de gran importancia para celdas que trabajan en sistemas concentradores de radiación.
- ***El fosforo de indio (InP)***: es más difícil de preparar que el GaAs y tiene una menor eficiencia de conversión.
- ***El Teluro de Cadmio (CdTe)***: el antimoniuro de Aluminio (SbAl) y la Estibinita tienen bajas movilidades, así que las eficiencias en la colección de portadores son bajas. De esta forma, la **tabla 3** presenta una comparativa entre los diferentes tipos de celdas fotovoltaicas.

**Tabla 3** comparativa entre las tecnologías de silicio [1]

TIPO DE CELDA	EFICIENCIA (%)		VENTAJAS	DESVENTAJAS
Silicio mono-cristalino	19.1	12 a 16	-Tecnología bien desarrollada. -Estable. -Mayor eficiencia. -Se fabrica en celdas cuadradas	-Costos de producción altos. -Mucho desperdicio en su fabricación. -Manufactura costosa.
Silicio poli-cristalino.	18	11 a 14	-Tecnología bien desarrollada. -Estable. -Buena eficiencia. -Celdas cuadradas. -Menos costoso que el mono-cristalino.	-Material costoso. -Mucho desperdicio en su fabricación. -Manufactura costosa. -Menor eficiencia que el silicio mono-cristalino.
Silicio Amorfo o Película Delgada	11.5	4 a 8	-Utiliza muy poco material -Alto potencial y producción muy rápida. -Costo bajo, 50% del silicio cristalino. -Menos afectado por bajos niveles de insolación.	-Degradación pronunciada. -Menor eficiencia. -Menor durabilidad.

## 2.5 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La energía eléctrica generada por una celda fotovoltaica no es suficiente para alimentar cargas convencionales. Para ello, es necesario realizar agrupaciones en serie y paralelo para entregar valores de tensión y corriente adecuados para su uso posterior. De esta forma en la **Fig. 12** se muestra un módulo fotovoltaico el cual es una asociación de celdas fotovoltaicas a las que protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto.



**Fig. 12** construcción típica de un módulo fotovoltaico

Existen diferentes tipos de módulos fotovoltaicos, tanto por su configuración eléctrica como por sus características estructurales y estéticas. En general, la agrupación de las celdas fotovoltaicas es encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea el tedlar) u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia. Muy frecuentemente este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

El vidrio frontal debe tener y mantener una alta transmisividad en la banda espectral en la que trabajan las células solares. Además, debe tener buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe ser de forma que combine un buen comportamiento anti-reflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad o dificulten la limpieza de ésta mediante la acción combinada del viento y la lluvia. Frecuentemente se emplea vidrio templado con bajo contenido en hierro con algún tipo de tratamiento anti-reflexivo. El encapsulante a base de EVA, combinado con un tratamiento en vacío y las capas frontal y posterior, evita la entrada de humedad en el módulo, señalada

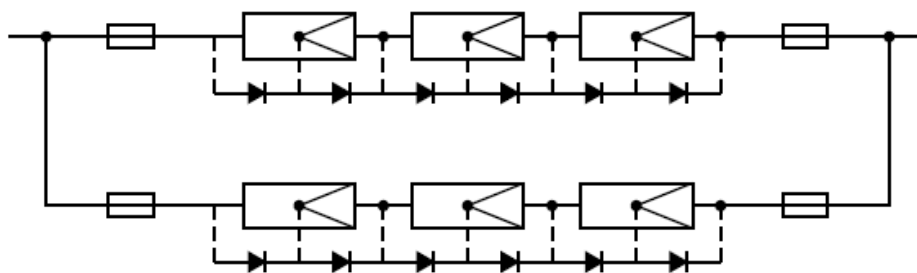
como la causa principal de la degradación a largo plazo de módulos fotovoltaicos. Además, esta combinación permite obtener altos niveles de aislamiento eléctrico

Una configuración eléctrica muy común en módulos fotovoltaicos emplea 36 celdas fotovoltaicas conectadas en serie para obtener módulos con potencias comprendidas en el rango 50 Wp–100Wp y tensiones en el máximo punto de potencia cercanas a los 15V en funcionamiento. Estos módulos son particularmente adecuados para su acoplamiento con baterías de tensión nominal 12V en los sistemas de electrificación rural.

Con el auge abrumador de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, Ahora son frecuentes los módulos de potencia superior a los 200Wp y tensiones en el rango 30 V–50 V.

### 2.5.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Un generador fotovoltaico es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una aplicación determinada. Se compone de un total de  $N_p \cdot N_s$  módulos, siendo  $N_p$  el número de ramas y  $N_s$  el número de módulos en cada serie. El número de ramas define la corriente total del generador ( $I_g$ ),  $I_g = N_p \cdot I_m$ , y el número de módulos por serie define la tensión del generador ( $V_g$ ),  $V_g = N_s \cdot V_m$ . La Fig. 13 muestra un generador fotovoltaico compuesto por 2 ramas de 3 módulos en serie.



**Fig. 13** Esquema de un generador fotovoltaico compuesto por 2 ramas de 3 módulos en serie. El esquema incluye la protección con fusibles y por rama y los diodos de paso incluidos en cada módulo. [11]

Así el sistema eléctrico puede proporcionar las características de tensión y potencia necesarias para las diferentes aplicaciones. Los paneles fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica, capaz de sujetarlos, orientada

para optimizar la radiación solar. Esta estructura puede ser fija o móvil, como se muestra en la **Fig. 14** de manera que busque con su movimiento incrementar la irradiación incidente sobre el conjunto de paneles.

La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico varía en función de la insolación y de la latitud del lugar. Además si la estructura es móvil la energía generada se incrementa sensiblemente.

La producción de energía eléctrica fotovoltaica, al depender de la luz del Sol, no es constante, sino que está condicionada por la alternancia del día y la noche, por los ciclos de las estaciones y por la variación de las condiciones meteorológicas. Además el generador fotovoltaico proporciona corriente eléctrica continua y este es un factor a tener en cuenta si lo que se pretende es suministrar electricidad a aparatos que consumen corriente alterna o conectar la instalación fotovoltaica a la red de distribución. Es decir que para cada instalación el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Potencia de la carga eléctrica.
- Potencia pico.
- Posibilidad de conexión a la red eléctrica.
- Características arquitectónicas específicas del edificio o terreno.
- Características eléctricas específicas de la carga. [1]



**Fig. 14** Imagen de un generador fotovoltaico de 53 kW<sub>p</sub> en las Vegas USA

## **2.6 LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE**

La estructura de soporte será la encargada de mantener a los módulos en la intemperie. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico; así como también se debe tener en cuenta la facilidad del montaje-desmontaje y la posible necesidad de sustitución de elementos. Por ello en su diseño se debe garantizar que los módulos se encuentren ubicados de modo óptimo para maximizar la generación de energía eléctrica a lo largo de todo el año, en lo que se refiere a orientación. De igual forma se debe tener en cuenta la inclinación y ausencia de sombras para mejorar la generación de energía de las celdas fotovoltaicas. Existen diferentes tipos de estructuras de soporte, la cuales son descritas a continuación.

### ***2.6.1 ESTRUCTURAS FIJAS***

Puede optarse por ubicar los paneles en una estructura fija, con una orientación e inclinación óptima. La orientación ideal es Sur. **La Fig. 15(a)** muestra una estructura de soporte fija.

Debido al cambio de posición del Sol durante el año, la orientación ideal de los colectores varía en función de la latitud en la cual nos encontramos ( $18.5^\circ$ ) la cual se utiliza normalmente, pero la inclinación puede variar en función de la aplicación, criterios de uso e integración arquitectónica.

### ***2.6.2 ESTRUCTURA CON SEGUIMIENTO SOLAR***

Para aumentar la producción eléctrica del sistema se puede dotar al generador fotovoltaico (conjunto de módulos) de movimiento, de modo que siga la trayectoria del Sol desde el amanecer hasta el atardecer, como se muestra en la **Fig. 15(b)**. Para ello, existen las siguientes alternativas

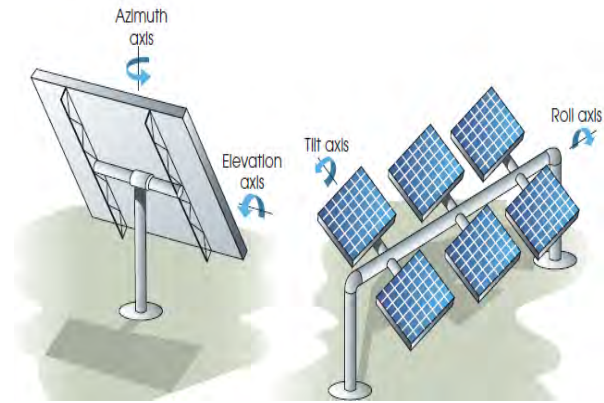
- a) Disponer de un sistema con inclinación óptima que gire en un eje para seguir el movimiento del Sol desde el amanecer hasta el ocaso, de esta forma tendremos un sistema de seguimiento polar en un eje.
- b) Disponer de un sistema con la orientación óptima (dirección Sur), y hacer variar la inclinación del panel para que los rayos solares incidan cada día de manera

perpendicular a la superficie. En este caso tendremos un sistema de seguimiento azimutal en un eje.

- c) Disponer de un sistema que busque que en cada momento la inclinación y la orientación sea la que maximice la irradiación, haciendo que la superficie de los paneles se encuentren siempre perpendiculares a los rayos solares. En este caso se trata de un sistema de seguimiento de dos ejes.



(a)



(b)

**Fig. 15** Estructuras de soporte de generadores fotovoltaicos. (a)Estructura fija. (b) Estructura móvil [1]

## 2.7 ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA

### 2.7.1 INVERSOR

El voltaje suministrado por un generador fotovoltaico es una tensión continua, que debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica, el cual es un sistema de corriente alterna. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor, es un convertidor electrónico de potencia que realiza la conversión de tensión de corriente directa (CD) a tensión de corriente alterna (CA) cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia, seguridad eléctrica, etc.

### ***2.7.2 CARACTERÍSTICAS DE UN INVERSOR COMERCIAL***

La información que se puede obtener de la ficha técnica proporcionada por el fabricante de un inversor puede incluir los siguientes parámetros:

- Potencia nominal y máxima, siendo ésta un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado periodo de tiempo (indicado por el fabricante).
- Ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPP en siglas inglesas): es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico. Cuando este punto permanece fuera de esta ventana, el inversor fija en el generador FV la tensión correspondiente al valor límite de la ventana. Por tanto, configurar un generador de forma que el MPP recaiga fuera de esta ventana ocasiona pérdidas energéticas variables según la frecuencia de este hecho.
- Tensión máxima de entrada: es la máxima tensión de entrada al inversor sin sufrir una avería. Si se sobrepasa esta tensión máxima tiene consecuencias importantes sobre algunos componentes de entrada del inversor.
- Tensión nominal de salida: es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor (habitualmente  $110V_{CA}$  para equipos monofásicos y  $220V_{ac}$  para equipos trifásicos).
- Eficiencia máxima: máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad la eficiencia es estable en un amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.
- Umbral de arranque: según las unidades en las que se expresa, puede indicar la radiación solar incidente en el generador ( $Wm^{-2}$ ) o la potencia de entrada (W) necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión.

### ***2.7.3 TIPOS DE INVERSORES***

En términos generales, los inversores pueden agruparse en tres categorías:



- Inversor central: un único inversor dedicado a todo el generador FV (o a un conjunto de ramas de módulos FV)
- Inversor orientado a rama (string-inverter): un inversor dedicado a una rama del generador FV.
- Inversor orientado a módulo: un inversor dedicado a un módulo del generador. A la hora de optar por una de estas categorías deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:
  - Los inversores orientados a rama son particularmente útiles en algunos sistemas de integración arquitectónica, al poder adaptarse mejor a las condiciones de funcionamiento con orientaciones e inclinaciones diversas.
  - Los inversores centrales son recomendables para instalaciones de medio o gran tamaño. Permiten reducir costes (de adquisición, instalación y mantenimiento) y aumentar fiabilidad y eficiencia.
  - Los inversores orientados a módulo son recomendables para generadores FV de pequeña potencia.

La potencia nominal de un inversor debe estar en concordancia con la potencia del generador FV (una planta de 1 MWp debiera contar con 10 inversores de 100 kW o 4 de 250 kW, pero no con 200 de 5 kW). Por otra parte, la salida de un inversor puede ser monofásica o trifásica. En general, un inversor monofásico no supera la potencia de 5kW, y son poco comunes los inversores trifásicos de potencia inferior a 10 kW.

## **2.8 INSTALACIONES INTERCONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA**

### ***2.8.1 CARACTERÍSTICAS***

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red son una solución interesante ya que tienen importantes ventajas como:

- La ausencia de costos de combustibles, con muy bajo costos de mantenimiento y escasos riesgos de avería.

- Los beneficios medioambientales inherentes a una fuente de energía no contaminante e inagotable. Este tipo de instalaciones evita la emisión de contaminantes a la atmosfera SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, Pb, etc., ya que introducen a la red eléctrica energía limpia generada con radiación solar y evitan la generación de electricidad mediante otras formas de energía como térmica, nuclear, etc. Contribuyen por lo tanto a la reducción de gases contaminantes y de efecto invernadero.
- La posibilidad de reducir el costo del consumo de energía en un periodo de facturación

La vida media de los paneles fotovoltaicos es de 25 a 30 años, si bien después de ese tiempo siguen siendo operativos pero con un rendimiento inferior.

Las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica convencional son los siguientes:

- ***Sistemas sobre expuestos en tejados y edificios.*** Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie del tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos. El peso de los paneles no supone una sobrecarga para la mayoría de los tejados existentes.
- ***Plantas de producción.*** Son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc.).
- ***Integración en edificios.*** Esta aplicación tiene como principal característica ser un sistema fotovoltaico integrado en la construcción, de modo que los paneles solares quedan tanto estructural como estéticamente integrados en la cubierta del edificio.

[1]

## **2.9 MARCO NORMATIVO PARA INTERCONEXIÓN A LA RED**

### **2.9.1 COMPETENCIA**

Corresponde a la Comisión Reguladora de Energía, CRE, aprobar y expedir los modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas del sector eléctrico nacional.

### **2.9.2 ANTECEDENTES**

- El Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 determina impulsar la eficiencia y las tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica, así como fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía.
- Mediante la Resolución RES/176/2007 de fecha 7 de junio de 2007, la CRE aprobó el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar a Pequeña Escala (hasta 30.0 Kw)
- Se publicó en el DOF (28-XI-2008) la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables (LAERFTE, ANEXO 1), que regula el aprovechamiento de las energías renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica.
- El Artículo 35 de dicha Ley establece que los generadores renovables para autoabastecimiento de hasta 0.5 MW, tendrán los mismos derechos que los permisionarios, en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

## **2.10 INCREMENTO PARA LA GENERACIÓN ELECTRICIA**

### **2.10.1 RESOLUCIÓN No. RES/054/2010 (8-IV-2010)**

En esta resolución se expide el modelo de Contrato de Interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en Mediana Escala y *El modelo de Contrato de Interconexión para fuente de energía renovable (FER) o sistema de cogeneración en pequeña escala*, que sustituye el modelo de contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala, emitido el 7 de junio de 2007.

## **2.11 MODELOS DE CONTRATO**

### ***2.11.1 CONTRATOS EXISTENTES DE INTERCONEXIÓN PARA FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE***

Los contratos de interconexión para fuentes de energía renovable son:

- Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña escala.
- Contrato de interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en mediana Escala.
- Contrato de interconexión para Fuente de Energía Renovable.

## **2.12 CONTRATO DE INTERCONEXIÓN PARA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE EN PEQUEÑA ESCALA CI-FER-PE.**

### ***2.12.1 EN PEQUEÑA ESCALA***

Este contrato aplica para generadores con FER con capacidad hasta de 30.0 kW, en tensiones inferiores a 1.0 kV y que no requieren portear energía a sus cargas. Este tipo de contrato tiene las siguientes características

- No requiere permiso de la CRE.
- Requiere cumplir con las especificaciones de CFE y la Norma Eléctrica Mexicana NOM 001 SEDE 2012, así como realizar solicitud de conexión.
- Se requiere de un contrato que especifique la tarifa aplicable.

### ***2.12.2 DEFINICIONES ASOCIADAS AL CI-FER-PE:***

Los siguientes conceptos son definidos en el contrato de interconexión de FER.

**Cogeneración:** Conforme a lo dispuesto en el artículo 36, fracción II, de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.

**Contrato:** El presente Contrato para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en pequeña escala incluyendo todos y cada uno de sus anexos.

**Generador:** La persona física o moral que cuente con un equipo de generación eléctrica con Fuente de Energía Renovable o aquellas personas físicas o morales que cuenten con un Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala.

**Información Técnica:** Información suficiente con la que se deberá demostrar que se cuenta con equipo de cogeneración que se acreditará con copias de alguno de los siguientes documentos: factura, anuales del fabricante, diagramas de proceso, entre otros.

**Fuente de Energía Renovable:** Generadores de energía renovable como se define en el artículo 3, fracción II, de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

**Kilowatt hora (kWh):** Unidad convencional de medida de energía eléctrica.

**Ley:** La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

**Parte:** El Suministrador de acuerdo a la Ley y la persona física o moral que suscribe el contrato.

**Sistema:** El Sistema Eléctrico Nacional propiedad del Suministrador.

**Sistema de Cogeneración:** Dispositivos que en su conjunto producen energía eléctrica

### ***2.12.3 CAPACIDAD***

La potencia máxima a instalar dependerá del tipo de servicio, y no podrá ser mayor a lo siguiente:

- Para usuarios con servicio de uso residencial: hasta 10 kW.
- Para usuarios con servicio de uso general en baja tensión: hasta 30 kW.

### ***2.12.4 REQUERIMIENTOS***

- Las instalaciones y equipos necesarios en el Punto de Interconexión así como los elementos de protección, requeridos para la conexión con el Sistema **deberán cumplir con las especificaciones conducentes del Suministrador y las Normas**

**Oficiales Mexicanas (NOM).** Las características de estas instalaciones y equipos serán las establecidas por el Suministrador.

- Los medidores y los equipos de medición para medir la energía entregada por el Generador al Suministrador y la que entregue el Suministrador al Generador serán instalados por el Suministrador a costa del Generador.
- Los medidores a instalar tendrán la capacidad de efectuar la medición neta (Net Metering) entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador y la energía eléctrica entregada por el Generador al Suministrador.
- El Generador únicamente pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta y el costo del equipo convencional que instalaría el Suministrador para la entrega de energía eléctrica que corresponda.
- El Generador puede instalar y mantener medidores y equipo de medición de reserva en el Punto de Interconexión adicionales a los mencionados en el párrafo anterior de esta cláusula, siempre y cuando cumplan con las normas y prácticas que tiene establecidas el Suministrador para ese propósito.

### ***2.12.5 MEDICIÓN NETA***

**Facturación y pagos.** Para fines de facturación, el consumo de kWh del Generador, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador y la entregada por el Generador al Suministrador.

**Cuando la diferencia sea negativa,** se considerara como un crédito a favor del Generador que podrá ser compensado dentro del periodo de 12 meses siguientes. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el Generador renuncia a cualquier pago por este concepto.

**Cuando la diferencia sea positiva,** se considerara como un crédito a favor del Suministrador y se facturara en la tarifa aplicable según el contrato mencionado en la cláusula octava.

## **2.13 CONTRATO DE INTERCONEXIÓN PARA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE EN MEDIANA ESCALA**

### ***2.13.1 CI-FER-ME***

Aplicable a todos los Generadores con FER y Generadores con Sistemas de Cogeneración en Mediana Escala con capacidad de hasta 500 kW, en tensiones mayores a 1.0 kV y menores a 69.0 kV, y que no requieren hacer uso del Sistema del Suministrador para portear energía a sus cargas

- No se requiere permiso de la CRE

### ***2.13.2 REQUERIMIENTOS***

- La potencia máxima a instalar no podrá ser mayor a la carga contratada con el suministrador y estará limitada hasta 500.0 kW.
- Se obliga a proporcionar al Suministrador los anexos que formaran parte del Contrato, los cuales se describen a continuación:
- Formato E-RMT “Características de los equipos de medición y comunicación”.
- Información Técnica que acredite documentalmente que cuenta con equipo de cogeneración que cumple con los términos del artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Se obliga a cumplir lo establecido por el Suministrador en el formato E-RDT “Requisitos Técnicos para la Interconexión” y en la normatividad aplicable.

### ***2.13.3 FACTURACIÓN***

**Medición:** Los medidores y los equipos de medición utilizados para medir la energía entregada por el Generador al Suministrador y la que entregue el Suministrador al Generador serán instalados por el Suministrador a costa del Generador.

**Los Medidores:** a instalar tendrán la capacidad de registrar la energía entrante y saliente en el punto de interconexión, así como de efectuar la medición neta en cada sub intervalo de cinco minutos, entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador al Generador y la energía eléctrica entregada por el Generador al Suministrador.

**El Generador:** únicamente pagara la diferencia entre el costo del equipo de medición de los parámetros indicados en el presente Contrato y el costo del equipo convencional que instalaría el Suministrador para la entrega de energía eléctrica en caso de que el servicio se proporcionara al amparo de un contrato de suministro normal.

**El Generador:** puede instalar y mantener a su propio cargo, medidores y equipo de medición de reserva en el Punto de Interconexión adicionales a los mencionados en el párrafo anterior de esta cláusula, siempre y cuando cumplan con las normas y prácticas que tiene establecidas el Suministrador para ese propósito.

**Contrato de Suministro:** El Generador se obliga a mantener vigente un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable durante todo el tiempo que dure la interconexión de su fuente con la red del Suministrador.

**Para fines de facturación,** el consumo de energía normal del suministro que cuenta con Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en mediana escala se determinara con las siguientes ecuaciones:

1.- Para suministros en tarifa ordinaria en media tensión:

$$EFn = \max(0, EESn - ERGn)$$

2.- Para suministros en tarifa horaria en media tensión:

$$EFnp = \max(0, EESn - ERGn)p$$

Donde:

**EFn** = Consumo de energía normal del Suministro en el mes de facturación n;

**EESn** = Energía entregada por el Suministrador en el mes de facturación n;

**ERGn** = Energía recibida del Generador en el mes de facturación n;

**p** = energía en punta, energía intermedia, energía base.

Las unidades de *EFn* y *EFnp* se expresan en kWh.



Cuando la diferencia, **EESn - ERGn sea negativa**, se considerara como un crédito a favor del Generador y se conservará como Energía Acumulada de Meses Anteriores en favor del Generador, clasificándose en el periodo horario y mes en que el crédito fue generado.

- Dicho crédito será compensado automáticamente en los siguientes periodos de facturación, siempre y cuando exista energía a cargo del Generador que permita efectuar la compensación.
- Cuando la diferencia, **EESn - ERGn, sea positiva**, y exista Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador, se realizaran las compensaciones que sean posibles, desde el mes más antiguo hasta el más reciente.

Lo anterior se realizará hasta agotar la energía acumulada o hasta que la facturación normal del suministro del mes sea de cero kilowatt horas.

- Si la facturación normal del suministro del mes **llega a cero** kilowatt horas antes que se agote la Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador, el remanente de esta última se conservará, clasificado en el periodo horario y mes en que se generó, para utilizarse en futuras compensaciones.
- Dicha energía deberá compensarse en un periodo máximo de 12 meses siguientes al mes en que se originó cada una de sus partes. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el Generador renuncia a cualquier pago o bonificación por este concepto.

**Las compensaciones** se efectuaran automáticamente, restando de la energía entregada por el Suministrador en el mes de facturación, la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador, según se trate de un contrato de suministro con o sin tarifa horaria. No se compensaran excedentes generados en el mes de facturación, con la energía entregada por el Suministrador en el mismo mes de facturación.

**La compensación automática** para suministros proporcionados en tarifa ordinaria se realizará en el siguiente orden:

- a) Se tomará la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador del mes más antiguo, y se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el mes de facturación tomando en cuenta las consideraciones del inciso c.3.
- b) Se repetirá la operación con la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador del mes inmediato posterior al mes más antiguo, hasta que la energía entregada por el Suministrador en el mes de facturación sea cero o hasta que se agote la energía acumulada de meses anteriores en Favor del Generador.

**La compensación automática** para suministros proporcionados en tarifa horaria se realizara en el siguiente orden:

- a) Se tomará la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador, en el periodo punta del mes más antiguo, y se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el periodo de punta del mes de facturación.
- b) Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador en el periodo punta del mes más antiguo, se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el periodo de intermedia del mes de facturación.
- c) Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador en el periodo punta del mes más antiguo, se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el periodo de base del mes de facturación.
- d) Se tomará la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador, en el periodo intermedia del mes más antiguo, y se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el periodo de punta del mes de facturación.
- e) Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador en el periodo intermedia del mes más antiguo, se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el periodo de intermedia del mes de facturación.
- f) Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador en el periodo intermedia del

mes más antiguo, se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el periodo de base del mes de facturación

- g) Se tomara la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador, en el periodo base del mes más antiguo, y se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el periodo de punta del mes de facturación.
- h) Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador en el periodo base del mes más antiguo, se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el periodo de intermedia del mes de facturación
- i) Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la energía acumulada de meses anteriores en favor del generador en el periodo base del mes más antiguo, se compensará contra la energía entregada por el Suministrador en el periodo de base del mes de facturación.
- j) Se repetirán las operaciones de los incisos a) al i) con la energía acumulada de meses anteriores en favor del Generador del mes inmediato posterior al más antiguo, hasta que la energía entregada por el Suministrador en el mes de facturación sea cero, o hasta que se agote la energía acumulada de meses anteriores en Favor del Generador.
- k) Debido a que la energía tiene cargos diferentes dependiendo del horario y mes en que fue generada, para efecto de compensaciones se debe convertir la energía acumulada de meses anteriores a kilowatt horas equivalentes actuales, mediante las siguientes consideraciones:

#### **Ordinaria.**

- a) Se tomará el cargo de la energía del mes más antiguo entre el cargo de la energía del mes facturable.

#### **Horaria.**

- Cuando se requiera convertir energía acumulada en el mismo periodo horario (punta – punta, intermedia – intermedia, base – base) se tomará el cargo de la energía del

mes más antiguo del periodo horario entre el cargo de la energía del mismo periodo del mes facturable.

- Cuando se requiera convertir energía acumulada de diferentes periodos horarios (X – Y; punta – intermedia, punta – base; intermedia – punta, intermedia – base; base – punta, base –intermedia) se tomará el cargo de la energía del mes más antiguo del periodo horario (X) entre el cargo de la energía de un diferente periodo horario (Y) del mes facturable.
- Si el suministro se proporciona en tarifa ordinaria, los cargos por energía consumida por el Generador en el mes de facturación, serán los que resulten de aplicar, al valor de EFn expresado en kWh, las cuotas establecidas en el Acuerdo de Tarifas vigente.
- Si el suministro se proporciona en tarifa horaria, los cargos por energía consumida por el Generador en el mes de facturación, serán los que resulten de aplicar, en cada uno de los diferentes periodos horarios, al valor del EFn expresado en kWh, las cuotas establecidas en el Acuerdo de Tarifas vigente, que corresponda a la región en que se ubica la Fuente de Energía Renovable.
- Después de efectuar las compensaciones, el valor de EFn o EFn<sub>p</sub> resultante se considerara un crédito a favor del Suministrador y se facturará al Generador en la tarifa aplicable según el contrato mencionado en la cláusula octava, previa aclaración de que los cargos indicados en los incisos d) y e) anteriores corresponden exclusivamente a los cargos por el consumo de energía de suministro normal, por lo que a los montos resultantes se les añadirán los demás conceptos establecidos en el acuerdo de tarifas vigente. [12]

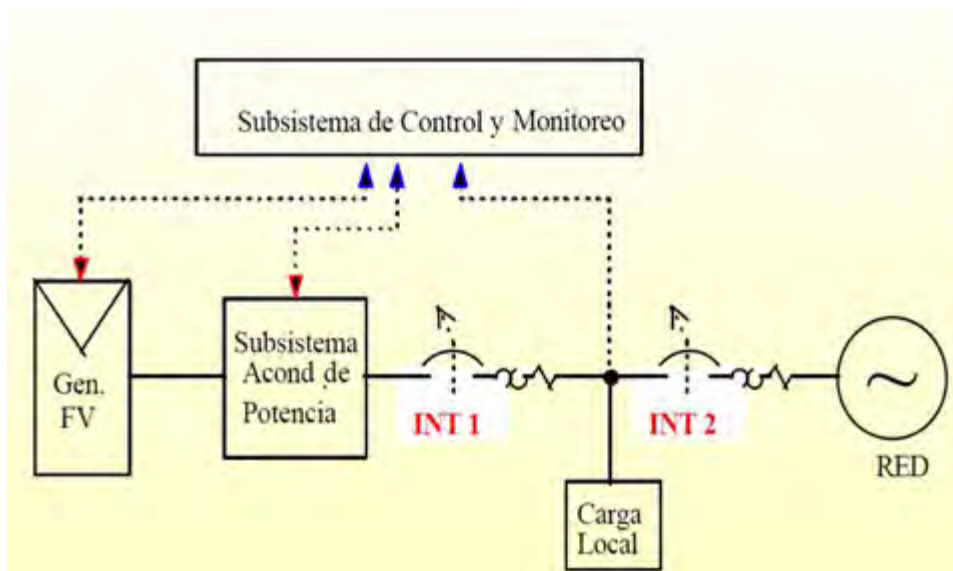
## 2.14 CONTROL DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

### 2.14.1 SUBSISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO

Lo conforman los circuitos lógicos y de control que supervisan la operación general del SFV, y controlan la interacción entre sus subsistemas. Este subsistema tiene el mayor orden jerárquico de control y su principal función es asegurar la correcta operación del SFV en modo automático y manual, en la **Fig. 16** se puede observar la localización del Sistema de Control.

Estas funciones de control y monitoreo comprenden:

- a) Arranque y paro automático
- b) Funciones de protección

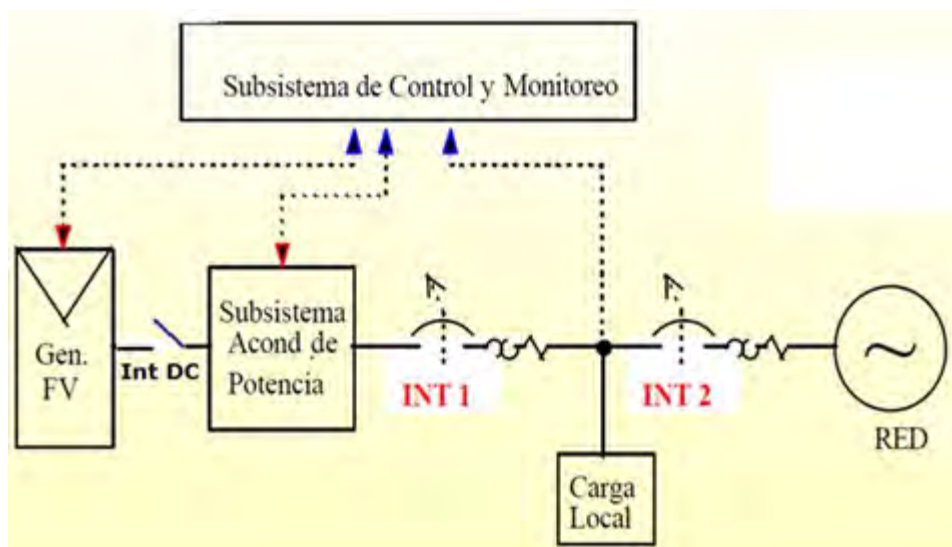


**Fig. 16** Localización del Sistema de Control

### 2.14.2 INTERRUPTOR A LA SALIDA DEL INVERSOR

La **Fig. 17** muestra el diagrama unifilar con la localización de los interruptores de desconexión. El interruptor a la salida del inversor (INT 1) debe ser termomagnético o de cuchillas con fusibles que permita la desconexión del SFV de la red y la carga local. La

calibración del dispositivo de sobre corriente (fusible o termo magnético) se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor.



**Fig. 17** Localización del interruptor a la salida del Generador Fotovoltaico

### ***2.14.3 INTERRUPTOR GENERAL DE SERVICIO DEL INMUEBLE***

El interruptor de servicio (de cuchillas con fusibles) es utilizado para la acometida eléctrica en el inmueble (INT 2) propiedad del usuario. Este interruptor debe estar accesible al personal de la CFE. El dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima contratada. El interruptor a la salida del SFV puede ser un interruptor de cuchillas o un interruptor termomagnético. La ampacidad de este interruptor se determina como 1.56 veces la corriente de corto circuito (NOCT) del SFV

### ***2.14.4 PUNTO DE INTERCONEXIÓN.***

El SFV debe conectarse del lado de la carga, preferentemente al interruptor general de servicio del inmueble INT2 o en el tablero de distribución de las cargas, después del INT2. El interruptor proporciona un medio manual de desconexión accesible al personal de la CFE. Es indispensable contar con medios que permitan seccionar el sistema, para desenergizar los equipos que lo conforman (existencia de INT1 y INT DC) y para evitar energizar la red de CFE. [12]

# CAPÍTULO 3. MODELO PARA EVALUAR UN SISTEMA FV

---

## 3.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En este capítulo se presenta el dimensionamiento del SFV para un edificio de la Universidad de Quintana Roo.

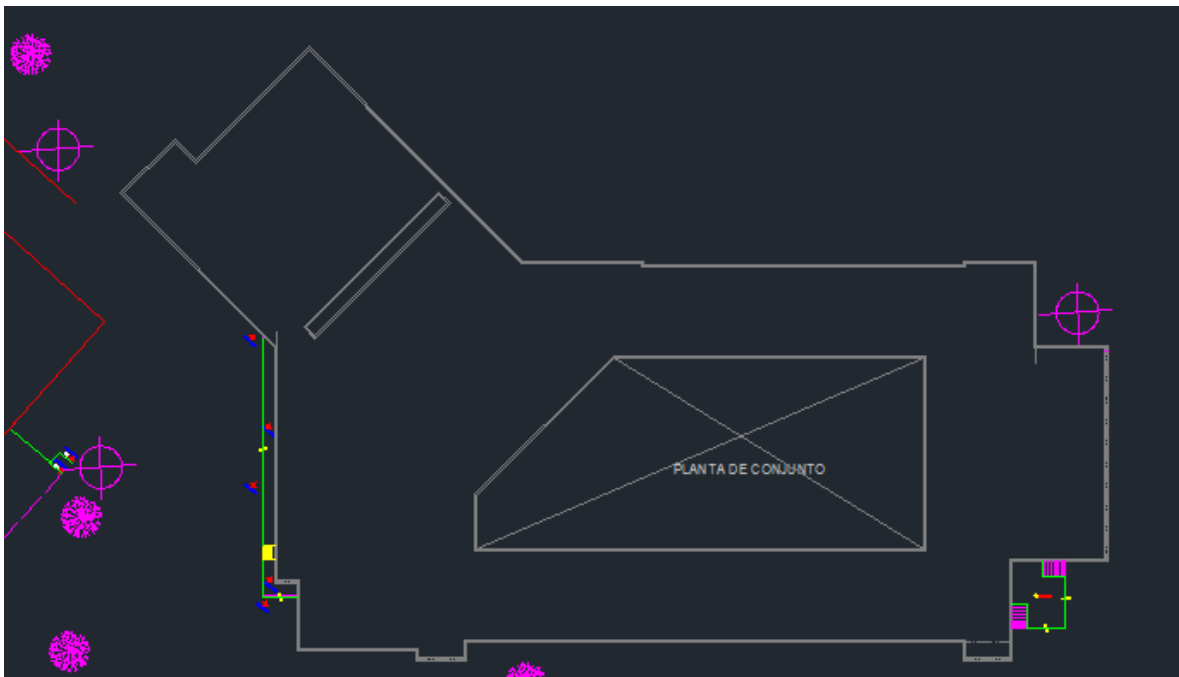
### 3.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL INMUEBLE

El edificio objeto de este estudio está constituido de oficinas y laboratorios. Este edificio está destinado al uso académico y está situado en la Universidad de Quintana Roo que se encuentra ubicada en el Boulevard Bahía esquina Ignacio Comonfort s/n, colonia del bosque, Chetumal, Quintana Roo, la **Fig.18 (a)** muestra el mapa de localización de la Universidad de Quintana Roo, y la **Fig. 18 (b)** la ubicación del edificio que sera objeto de estudio.



**Fig. 18** (a) Ubicación de la Universidad (b) ubicación del edificio L

El edificio L, se encuentra orientado al Noroeste como lo muestra la **Fig. 19** y cuenta con una superficie útil de 2130 m<sup>2</sup>



**Fig. 19** Vista de planta del edificio L

## **3.2 CONCEPTOS BÁSICOS QUE INTERVIENEN EN LA APLICACIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Para el estudio técnico-económico que se presenta en este trabajo de tesis se requieren definir los términos y conceptos que se describen en esta sección.

### ***3.2.1 TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.***

#### ***3.2.1.1 DEFINICIÓN.***

Las tarifas de energía eléctrica son las disposiciones específicas, que contienen las condiciones y cuotas que rigen para los suministros de energía eléctrica agrupados en cada clase de servicio.



### 3.2.1.2 DESCRIPCIÓN.

Las tarifas se identifican oficialmente por su número y letra(s) y sólo en los casos en que sea preciso complementar la denominación; adelante de su identificación se escribe el título de la respectiva tarifa. En la **Tabla 4** se muestran los tipos de tarifas que aplican en México.

*Tabla 4 Tipos de tarifas*

<i>IDENTIFICACIÓN</i>	<i>TITULO</i>
1	Servicio doméstico.
1A	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados.
1B	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados
1C	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados.
1D	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados.
DAC	Servicio doméstico de alto consumo.
2	Servicio general hasta 25 kW de demanda
3	Servicio general para más de 25 kW de demanda.
O-M	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW.
H-M	Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más.

En el edificio bajo estudio se aplica la tarifa H-M debido a que cuenta con una demanda aproximada de 325 kW. Esta tarifa se divide en ciertos rubros a los cuales se le aplican cargos por la CFE tales como:

- Cargo por kWh de energía base.
- Cargo por kWh de energía intermedia.
- Cargo por kWh de energía punta.

- Cargo por kW de demanda facturable base.
- Cargo por kW de demanda facturable intermedia
- Cargo por kW de demanda facturable punta.
- Factor de potencia.

### 3.3 CARGO POR CONSUMO DE ENERGÍA

Los intervalos de tiempo de consumo en horario base, intermedio, y punta varían respecto al horario de verano, fuera de verano y de acuerdo a la región del país como muestra la **Tabla 5 y 6**

*Tabla 5 Periodos de consumo en horario fuera de verano*

<b>ZONA PENINSULAR</b>		<b>TARIFA H-M</b>	
<b>DEL ULTIMO DOMINGO DE OCTUBRE AL SABADO ANTERIOR AL PRIMER DOMINGO DE ABRIL</b>			
<b>DIA DE LA SEMANA</b>	<b>BASE</b>	<b>INTERMEDIO</b>	<b>PUNTA</b>
<b>LUNES A VIERNES</b>	00:00 – 06:00	06:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
<b>SABADO</b>	00:00 – 08:00	08:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
<b>DOMINGO Y DIA FESTIVO</b>	00:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

*Tabla 6 Periodos de consumo en horario de verano*

<b>ZONA PENINSULAR</b>		<b>TARIFA H-M</b>	
<b>DEL PRIMER DOMINGO DE ABRIL AL SABADO ANTERIOR AL ULTIMO DOMINGO DE OCTUBRE</b>			
<b>DIA DE LA SEMANA</b>	<b>BASE</b>	<b>INTERMEDIO</b>	<b>PUNTA</b>
<b>LUNES A VIERNES</b>	00:00 – 06:00	06:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
<b>SABADO</b>	00:00 – 07:00	08:00 – 24:00	
<b>DOMINGO Y DIA FESTIVO</b>	00:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

### 3.4 CENSO DE CARGAS

En esta sección se realizó el censo de cargas del edificio L con el objetivo de determinar toda la carga instalada y de igual manera saber la energía consumida en cada uno de los niveles, las cuales se dividieron en cuatro áreas: aire acondicionado, iluminación, cómputo y otros. El censo de cargas se realizó de manera visual en cada uno de los niveles y en cada una de las áreas anotando las características de los equipos instalados. Los resultados de este censo se muestran en la **Tabla 7**.

*Tabla 7 Censo de Cargas*

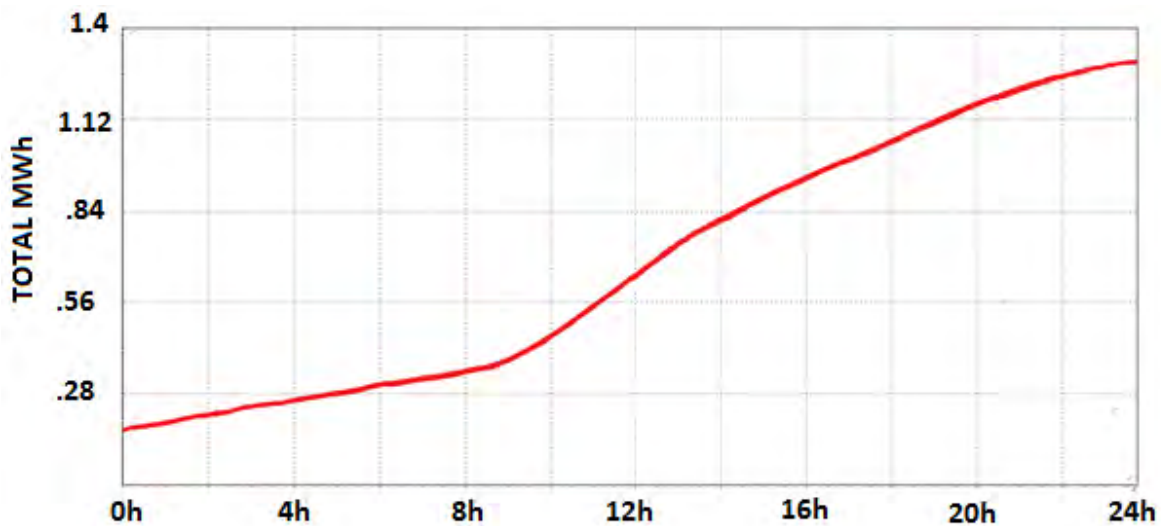
DEMANDA EN kW					
AREA	A. ACONDICIONADO W	ILUMINACIÓN W	COMPUTO W	OTROS W	TOTAL kW POR AREA
DIRECCIÓN	13,440.00	1,120.00	4,343.00	5,340.00	24,243.00
CUBICULOS	57,600.00	9,216.00	17,568.00	8,304.00	92,688.00
LABORATORIOS	76,000.00	9,320.00	4,771.00	11,885.00	101,976.00
SIG.	43,200.00	6,234.00	3,509.00	5,409.00	58,352.00
ÁREA DE REDES	7,200.00	1,500.00	22,411.00	1,202.00	32,313.00
PASILLO P.A.		4,968.00			4,968.00
PASILLO P.B.		5,783.00			5,783.00
POTENCIA TOTAL EN kW POR EQUIPO	197.44	38.14	52.60	32.14	320,323.00

Después de obtener la potencia instalada por cada una de las áreas y por cada equipo instalado, se procederá a determinar la energía consumida en el periodo de un día, por lo cual se toma en cuenta las horas de funcionamiento de cada equipo instalado, que son 8 h aproximadamente y con un factor de potencia F.P. de (0.95), el consumo de energía se muestra en la **Tabla 8**.

*Tabla 8 Estimación de energía consumida*

EQUIPO	POTENCIA kW	TIEMPO DE USO h	ENERGIA kWh
A. ACONDICIONADO	197.5	6	1,125.75
ILUMINACIÓN	38.14	6	217.40
COMPUTO	52.6	8	399.76
OTROS	32.14	5	152.67
TOTAL ENERGIA			1,895.57

Para tener un parámetro de consumo aproximado, se instaló un analizador de calidad eléctrica FLUKE 435 en tres meses diferentes del año. El analizador se mantuvo registrando la energía consumida del edificio por un lapso de una semana, esto con el objeto de poder determinar el consumo diario del edificio, la **Fig. 20** nos muestra el consumo de energía en un periodo de 24 horas iniciando a las 00:00 horas y terminando a las 24:00 h. teniendo un consumo aproximado de 1.3 MWh, esta medición se realizó la última semana del mes de Mayo.



**Fig. 20** Total de energía consumida durante un día en el mes de mayo.

En la **Fig. 21** se puede apreciar el consumo de energía en un periodo de un día durante el mes de Junio de igual manera el consumo aproximado es de 1.3 MWh.

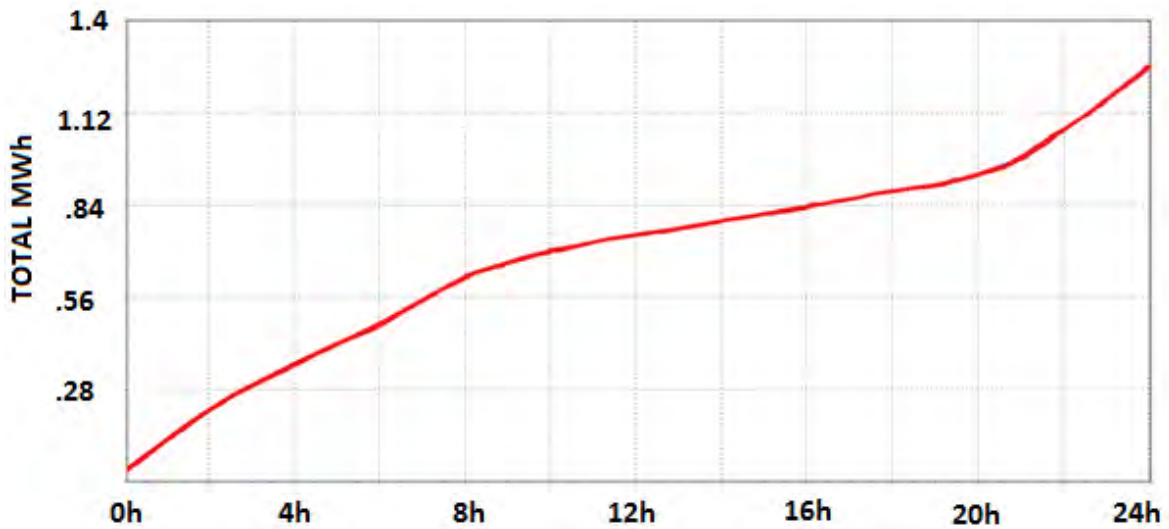


Fig. 21 Total de energía consumida durante un día en el mes de junio.

Por último en la Fig. 22 tenemos el consumo de energía durante un día en el mes de Octubre donde el consumo aproximado durante ese periodo es de 1.3 MWh por lo cual este será nuestro dato de referencia para el dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico.

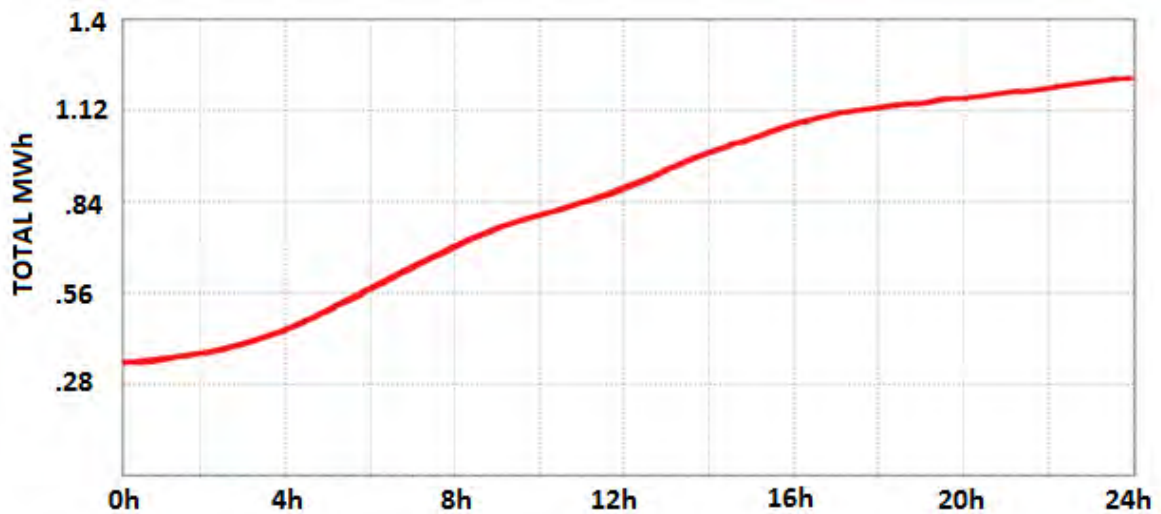


Fig. 22 Total de energía consumida durante un día en el mes de Octubre.

Con las tres figuras se puede determinar que el consumo diario de energía es de 1.3 MWh al día, el cual es el dato que se utilizara para el dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico.

### **3.5 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FV**

La distribución de los módulos para su instalación se ha de realizar con el fin de maximizar la producción anual de energía. Los principales parámetros que afectan al rendimiento de una instalación solar son:

- **Orientación**
- **Inclinación**
- **Sombras sobre los módulos fotovoltaicos**
- **Pérdidas eléctricas**
- **Ventilación de los módulos fotovoltaicos**

La superficie donde se situará la instalación tiene gran parte orientada al oeste y solo la parte del acceso al edificio esta orientad al Noroeste, lo cual proporciona un área adecuada para instalar el SFV y pueda ser orientado al Sur que es la dirección óptima. La inclinación de los Módulos Fotovoltaicos debe ser la misma que la de la latitud del lugar, en este caso son 18.5°.

Dada la forma de la superficie y para evitar sombras entre los arreglos se tomará en cuenta la posición del Sol tanto en el solsticio de verano como en el solsticio de invierno, para determinar el espacio que habrá entre cada uno de los arreglos. La conexión de los módulos en la caja de conexión y el inversor se realiza con cable especial para instalaciones solares, dimensionado para tener unas pérdidas eléctricas mínimas de acuerdo a la norma NOM 001 SEDE 2012.

### **3.6 CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES.**

Se ha seleccionado el módulo solar de la marca SUNPOWER MOD: SPR-327NE-WHT-D. De entre los muchos modelos que hay en el mercado, se seleccionó este modelo ya que haciendo una comparativa llegamos a la conclusión de que este módulo es el que nos permite instalar la mayor potencia pico en la instalación por unidad de área, el peso del mismo es de 18.6 kg y su potencia pico es de 327 W.

Para el cálculo de la configuración del generador solar, se utilizaron los datos que se muestran en la **Tabla 9**.

*Tabla 9. Especificaciones del módulo*

<b>Características físicas</b>	
Largo del panel (mm):	1559
Ancho del panel (mm):	1046
Peso (kg):	18.6
<b>Características eléctricas</b>	
Potencia nominal, $P_{nom}$ (W):	327
Voltaje en el punto de máxima potencia, $V_{mpp}$ (V):	54.7
Corriente en el punto de máxima potencia, $I_{mpp}$ (A):	5.98
Voltaje de circuito abierto, $V_{oc}$ (V):	64.9
Corriente de cortocircuito, $I_{sc}$ (A):	6.46
Voltaje máximo del sistema, IEC (V):	600
Eficiencia	20.4
Variación del voltaje V con la temperatura (mV/°C):	-176.6
Variación de la corriente I con la temperatura (mA/°C):	3.5
Variación de la potencia $P_{nom}$ con la temperatura (%/°C):	-0.38

### ***3.6.1 CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA COLOCACIÓN DE LOS PANELES SOLARES***

Se adoptará como mínimo una separación lateral entre los marcos de los módulos de 15mm. Dicha separación es adecuada tanto para una correcta ventilación de los módulos

como para disminuir la resistencia del viento (cuyo efecto sobre la estructura es muy influyente), contribuyendo así a la integridad estructural del edificio. Además, esta separación entre los marcos de los módulos permite absorber las tensiones térmicas que se pueden producir al impedir los posibles desplazamientos debido a las dilataciones de los paneles y la estructura soporte debido a los cambios de temperatura.

### 3.6.2 INVERSOR

Se ha seleccionado el inversor Fronius CL 55.5 Delta, que se caracteriza, entre otros, por tener un rango amplio de temperaturas de funcionamiento (- 20°C...50°C), además de un bajo consumo en modo de espera menor a 15W. El inversor Fronius puede alcanzar hasta un 95% de eficiencia de conversión, según datos del fabricante.

Las características que condicionan el diseño de la instalación, se muestra en la **Tabla 10**

*Tabla 10. Características del inversor*

Potencia nominal de CC, $P_{NOM,I}$ (kW):	45
Potencia máxima de CC, $P_{MAX,I}$ (kW <sub>p</sub> ):	75
Rango de tensión MPP, $V_{MPP,I}$ (V):	315/600
Tensión máxima de CC, $V_{CC,I}$ (V):	600
Corriente continua máx $I_{CC,I}$ (A):	248
Tensión de salida en CA $V_{S,I}$ (V):	240
IN de salida, $I_{N,S}$ (A):	181
Coseno _ máx:	>0,99



## 3.7 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA PICO ( $P_p$ ) DEL SISTEMA FOTOVOLTAÍCO

### 3.7.1 MÉTODO DE WATT-HORA

En este método se asignan a los módulos FV's la Potencia que genera el módulo bajo condiciones NOCT normalizada al 100% de la Irradiancia, por lo cual la  $P_p$  se determina mediante la ecuación (2).

$$P_p = \frac{E_c}{R_s * R_T * \eta_t} \quad (2)$$

Donde:

- $E_c$  = Energía Consumida promedio diaria anual, como se determinó en el apartado 3.3.1  $E_c = 1,300$  KWh
- $R_s$  es el recurso solar promedio diario anual (h pico).
- $R_t$  es el Rendimiento térmico del módulo que es igual a 85 % [12]
- $\eta_t$  = es la eficiencia total en el uso y manejo de la energía ( $\eta_t = \eta_i * \eta_w$ ) siendo  $\eta_i$  eficiencia del inversor = 95 % y  $\eta_w$  es la eficiencia en el cableado en este diseño se utilizó  $\eta_t = .93$

Por lo tanto  $P_p$  es igual a:

$$P_p = \frac{1,300 \text{ KWh}}{5h * .85 * .93} = 328.9 \text{ kW}$$

La Potencia Pico a instalar es de 328.9 kW y esta se dividirá en 6 sub-arreglos idénticos de aproximadamente 167 paneles cada uno (54.8 kW por sub-arreglo). La razón no es otra que la de disminuir las posibles pérdidas en la generación debido al posible fallo de un inversor, fallos en conexiones, cortocircuitos, etc.

También se optimiza la instalación ya que evitamos problemas derivados por sombreados parciales de filas de paneles (puntos calientes) y de esta manera tener una confiabilidad del sistema de 83.3 % ya que la confiabilidad está dada por la ecuación (3):

$$\text{Confiabilidad} = 1 - \left( \frac{1}{N_o \text{ de Sub-arreglos}} \right) \times 100 \quad (3)$$

Por lo tanto:  $\text{Confiabilidad} = 1 - \left( \frac{1}{6} \right) \times 100 = 83.3 \%$

### **3.8 CONFIGURACIÓN SERIE PARALELO**

Para un adecuado diseño del Sistema Fotovoltaico, los datos que se necesitan son los referentes a los datos de cada inversor. Las características del inversor condicionan la configuración serie y paralelo debido al rango de tensión en su funcionamiento. El rango de tensión depende de la temperatura máxima y mínima de operación de cada sub-arreglo debido a que hay variaciones de tensión de acuerdo a la temperatura de funcionamiento, con altas temperaturas hay pérdidas en la generación de tensión y a temperaturas mínimas aumenta la tensión generada. Los datos que utilizaremos a efectos de cálculo se pueden consultar en la sección 3.6.2

#### ***3.8.1 TEMPERATURA MAXIMA Y MINIMA QUE PUEDE ALCANZAR EL MÓDULO***

La temperatura máxima se determina para un nivel de Irradiancia de  $950\text{Wm}^{-2}$  y la máxima temperatura alcanzable en Chetumal es de  $31.6\text{ }^\circ\text{C}$ . La temperatura máxima del módulo es descrita por la ecuación (4):

$$T_{max,mod} = T_{amb} + \left( \frac{NOTC-20}{800} \right) \times I = \quad (4)$$

$$T_{max,mod} = 31.6 + \left( \frac{45 - 20}{800} \right) \times 950 = 61.3\text{ }^\circ\text{C}$$

La temperatura mínima que puede alcanzar el panel se determina con la ecuación (5) para un nivel de Irradiancia de  $400 \text{ Wm}^{-2}$  que es la irradiancia promedio a las 9:00 am. y para la mínima temperatura alcanzable en Chetumal de  $21.1 \text{ }^\circ\text{C}$ .

De esta forma tenemos que:

$$T_{min,mod} = T_{amb} + \left( \frac{NOTC-20}{800} \right) \times I = \quad (5)$$

$$T_{min,mod} = 21.1 + \left( \frac{45 - 20}{800} \right) \times 400 = 33.6 \text{ }^\circ\text{C}$$

Nota: para el cálculo de ambas temperaturas se ha tomado como valor de NOTC (Nominal Operating Cell Temperature : Air mass 1.5 spectrum, Irradiance =  $800 \text{ Wm}^{-2}$ , Air temperature =  $20^\circ\text{C}$  , wind speed  $1 \text{ ms}^{-1}$ ) =  $45^\circ\text{C}$  para  $T_{max,mod}$  y  $T_{min,mod}$ .

### ***3.8.2 VALORES MÁXIMOS Y MINIMOS QUE PUEDE ALCANZAR EL MÓDULO.***

A partir de las temperaturas máxima y mínima alcanzables por el módulo fotovoltaico, calculamos los valores de tensiones máxima mediante la ecuación (6) y mínima mediante la ecuación (7) que puede alcanzar el módulo ( $V_{max,mod}$ ) en condiciones normales de funcionamiento.

$$V_{max,mod} = V_{mpp} + \left( \frac{\partial V}{\partial T} \times (T_{min,mod} - 25) \right) = \quad (6)$$

De la **Tabla 7**:

$$V_{mpp} = 36.4$$

$$\frac{\partial V}{\partial T} = -0.134 \text{ VK}^{-1}$$

$$V_{max,mod} = 54.7 + (-0.176 \times (33.6 - 25)) = 53.18 \text{ V}$$

$$V_{min,mod} = V_{mpp} + \left( \frac{\partial V}{\partial T} \times (T_{max,mod} - 25) \right) = \quad (7)$$

$$V_{min,mod} = 54.7 + (-0.176 \times (61.3 - 25)) = 48.52 \text{ V}$$

En condiciones de circuito abierto, la tensión máxima que alcanzaría el módulo es determinada mediante la ecuación (8):

$$V_{max,mod,oc} = V_{oc} + \left( \frac{\partial V}{\partial T} \times (T_{min,mod} - 25) \right) = \quad (8)$$

$$V_{max,mod,oc} = 64.9 + (-0.176 \times (33.6 - 25)) = 63.38 \text{ V}$$

### **3.8.3 VALORES DE CORRIENTE MÁXIMAS ALCANZABLES POR EL MÓDULO**

La corriente en un módulo FV aumenta conforme su temperatura se incrementa. De esta forma, la máxima corriente en el punto de máxima potencia que puede alcanzar el panel se dará en condiciones de máxima temperatura y se determina mediante la ecuación (9):

$$I_{max,mod} = I_{mp} + \left( \frac{\partial I}{\partial T} \times (T_{max,mod} - 25) \right) = \quad (9)$$

De la **Tabla 7**

$$I_{mp} = 7.97 \text{ A}$$

$$\frac{\partial I}{\partial T} = .0051 \text{ A}$$

$$I_{max,mod} = 5.98 + (0.0035 \times (61.3 - 25)) = 6.10 \text{ A}$$

De igual manera la corriente máxima de cortocircuito está dada por la ecuación (10):

$$I_{Sc,max} = I_{Sc} + \left( \frac{\partial I}{\partial T} \times (T_{max,mod} - 25) \right) = \quad (10)$$

$$I_{Sc,max} = 6.46 + (0.0035 \times (61.3 - 25)) = 6.58 \text{ A}$$

### **3.8.4 NÚMERO MÁXIMO Y MINIMO DE MODULOS EN SERIE**

El número de módulos conectados en serie está condicionado por el valor máximo de la tensión del rango de operación del inversor, en este caso 600 V, de forma que el Número máximo de Módulos en Serie (NMS) está dado por la ecuación (11) y el Número mínimo de Módulos en Serie está dado por la ecuación (12):

$$NMS < \frac{V_{max,inv}}{V_{max,mod}} = \quad (11)$$

$$\frac{600 \text{ V}}{53.18} = 11.28 \rightarrow NMS < 11$$

$$NMS > \frac{V_{max,inv}}{V_{min,mod}} = \quad (12)$$

$$\frac{315 \text{ V}}{48.52} = 6.49 \rightarrow NMS > 6$$

### **3.8.5 NÚMERO DE MÓDULOS EN PARALELO**

El Número de Módulos en Paralelo (NMP) se calcula con la ecuación (13) y está condicionado por el inversor, de forma que se ha de cumplir que la corriente de cortocircuito de cada módulo, por el número de módulos en paralelo sea inferior a la corriente máxima admisible en el inversor.

Por lo tanto:

$$NMP < \frac{I_{cc,inv}}{I_{sc,max}} = \quad (13)$$

$$\frac{248 A}{6.58 A} = 37.68 \rightarrow NMP < 37$$

### 3.9 CONFIGURACIÓN Y TOTAL DE MÓDULOS REQUERIDOS

A partir de los cálculos realizados en la sección 3.8 se determinó que:

- El número de módulos en serie debe ser mayor a 6 piezas y menor a 11 piezas.

$$6 < NMS < 11$$

- El número de módulos en paralelo tiene que ser menor a 37 piezas.

$$NMP < 37$$

- La potencia pico ( $P_p$ ) a instalar es de 328.9 KW la cual fue dividida en 6 sub-arreglos de 54.8 KW y se utilizarán módulos de 327 W por lo tanto, cada sub-arreglo contara con un aproximado de 167 módulos.

Debido que la tensión de operación a circuito abierto de cada sub-arreglo no debe ser mayor a 600 V se opta por elegir que se instalaran 8 módulos en serie y se procede a comprobar la tensión máxima alcanzable a circuito abierto mediante la ecuación (14).

$$Tensión\ Maxima\ Alcanzable_{oc} = NMS \times Potencia\ Nominal \quad (14)$$

$$Tensión\ Maxima\ Alcanzable_{oc} = (7)(63.74 V) = 446.18 V$$

La tensión de funcionamiento es menor a 600V.

La corriente máxima de operación del inversor es de 248 A por lo tanto se instalaran 24 módulos en paralelo con lo cual se obtiene una corriente menor a 248 A por lo tanto sustituimos la ecuación (10) en la ecuación (15):

$$I_{max,op} = (NMP)(I_{sc,max}) \quad (15)$$

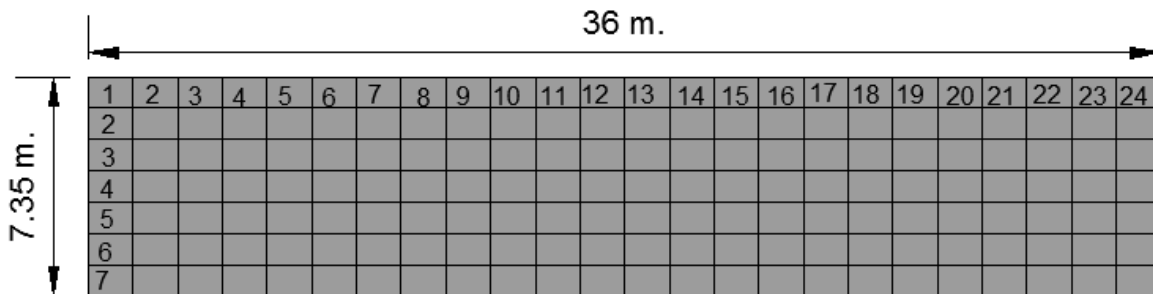
$$Por\ lo\ tanto: I_{max,op} = (24)(6.64 A) = 159.36 A < 248 A$$

La **Tabla 11** muestra el resumen de la configuración definitiva del Sistema Fotovoltaico.+

*Tabla 11 Configuración final del SF*

Potencia pico a instalar	N <sub>o</sub> de sub-arreglos	NMS por sub-arreglo	NMP Sub-arreglo	V <sub>min</sub> Sub-arreglo	V <sub>max</sub> Sub-arreglo	V <sub>max,oc</sub> Sub arreglo	I <sub>max,op</sub> Sub arreglo
328.9 W <sub>p</sub>	6 de ( 54.8 W <sub>p</sub> ) cada uno	7 pzs	24 pzs	339.64 V	372.26 V	443.66 V	159.36 A

En total se instalarán 1008 módulos, los cuales estarán divididos en 6 sub-arreglos de 168 módulos cada uno, como se muestra en la **Fig. 23**.

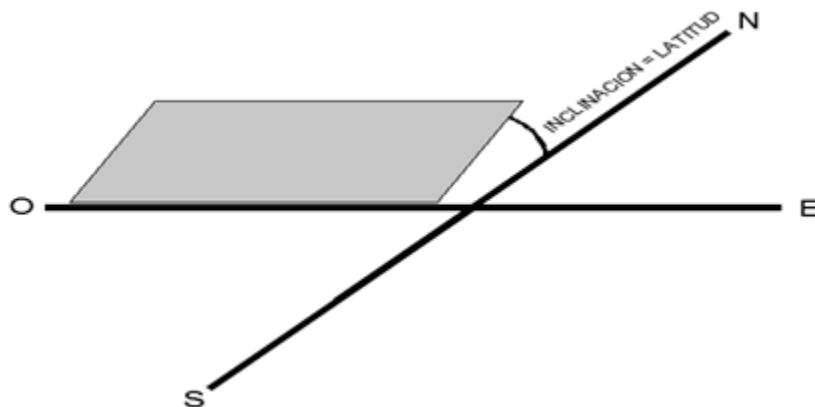


**Fig. 23** Arreglo del Panel Fotovoltaico

### 3.10 INCLINACIÓN CÁLCULO DE SOMBRAS Y DISTANCIA ENTRE LOS PANELES

#### 3.10.1 INCLINACIÓN

Teniendo en cuenta la trayectoria del Sol en el sitio durante un día es de Este a Oeste y la trayectoria durante un año que es de Norte a Sur, se requiere que los paneles se coloquen con una orientación Sur. El ángulo óptimo que garantiza la mayor captación de radiación Solar es el mismo que la latitud del sitio  $18.5^\circ$ , la **Fig. 24** muestra que la inclinación óptima del SF es igual a la latitud del sitio.

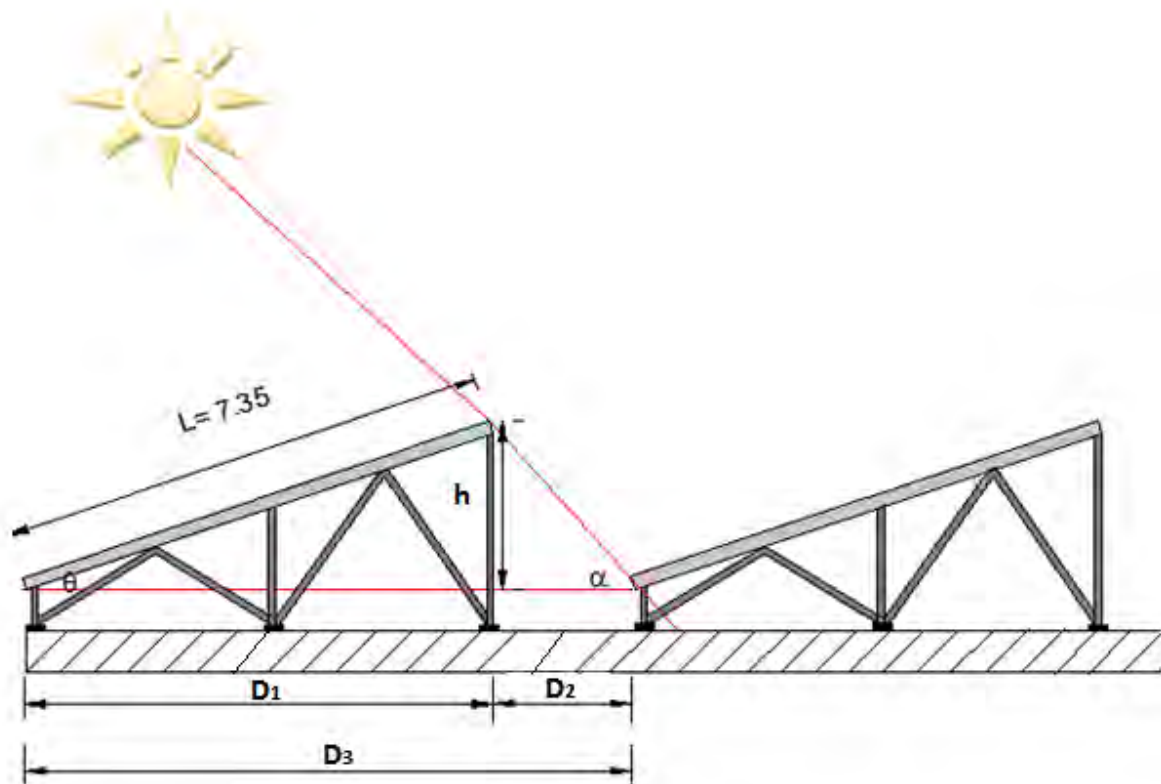


**Fig. 24** Inclinación óptima de Panel

### ***3.10.2 CALCULO DE SOMBRAS***

Teniendo en consideración el movimiento del Sol a lo largo del año, el Sol se encuentra en el punto más bajo en el solsticio de invierno y la radiación solar llega con un ángulo  $\alpha$  de  $48^\circ$ , con las dimensiones del panel y el ángulo de inclinación  $\theta = 18.5^\circ$  se determina la distancia mínima de espacio entre cada Panel como se muestra en la Fig. 25





**Fig. 25** Distancia mínima entre cada Panel

Donde:

$L = 7.35$  m (Longitud del Panel; columna de módulos en paralelo).

$\theta = 18.5^\circ$  (Ángulo de inclinación del Panel; latitud del lugar).

$h$  = (Componente vertical; altura de la estructura de soporte del Panel).

$D_1$  = (Componente Horizontal; ancho de la estructura de soporte del Panel).

$D_2$  = (Distancia mínima entre cada Panel).

$\alpha$  = (Altura solar al medio día; ángulo de inclinación del Sol respecto a la Horizontal).

$D_3$  = (Distancia total entre las aristas inferiores de cada Panel).

Para el cálculo de la componente vertical (h) y horizontal ( $D_1$ ) del soporte del panel se utilizan las ecuaciones (16), (17):

$$h = \text{seno } \theta * L \quad (16)$$

$$h = \text{seno } (18.5) * 7.35 \text{ m.}$$

$$h = 2.33 \text{ m.}$$

$$D_1 = \text{coseno } \theta * L \quad (17)$$

$$D_1 = \text{coseno } (18.5) * 7.35 \text{ m.}$$

$$D_1 = 6.97 \text{ m.}$$

Una vez obtenidos estos datos se procede a calcular  $D_2$  sustituyendo el resultado de la ecuación (16) en la ecuación (18):

$$D_2 = \frac{h}{\tan \alpha} \quad (18)$$

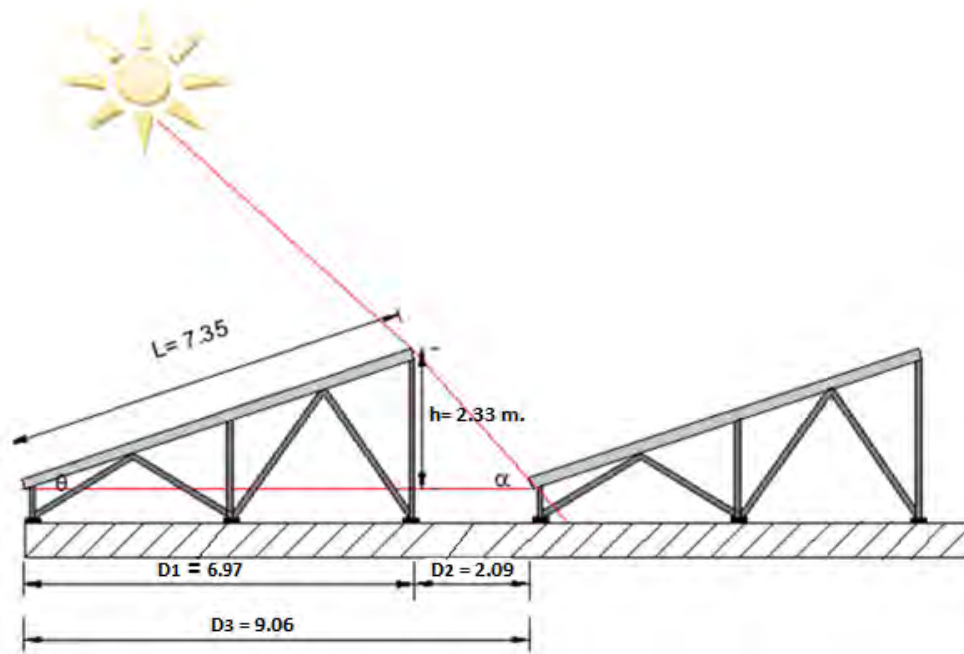
$$D_2 = \frac{2.33 \text{ m.}}{\tan 48} =$$

$$D_2 = 2.09 \text{ m.}$$

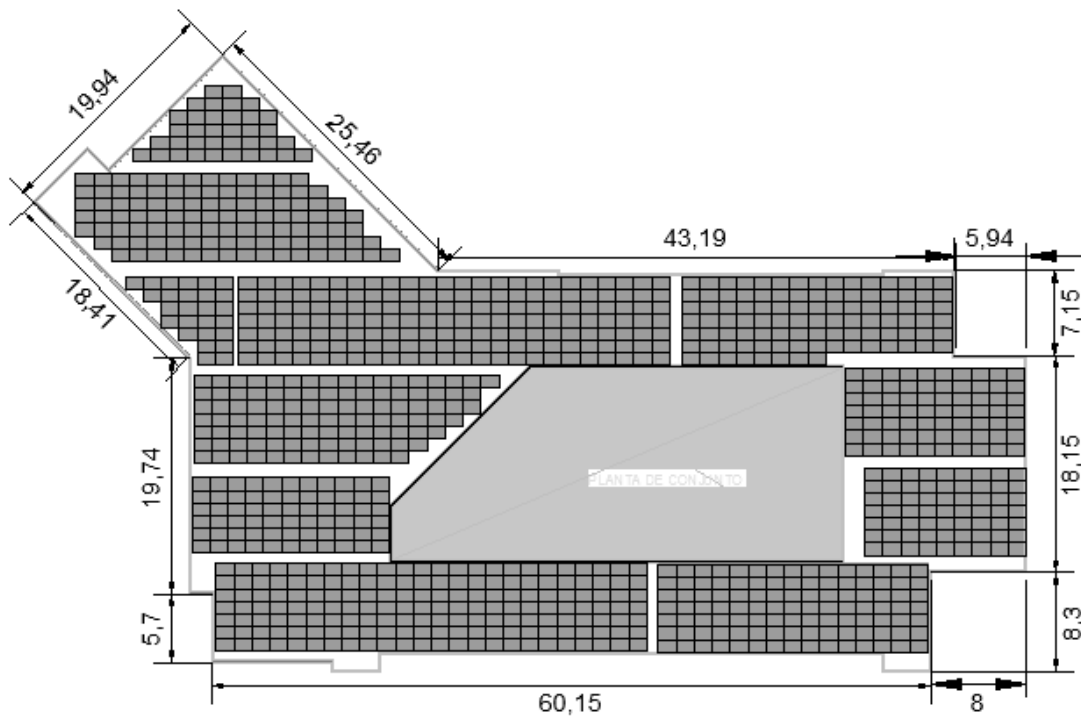
$$\text{Por lo tanto } D_3 = D_1 + D_2$$

$$D_3 = 6.97 \text{ m.} + 2.09 \text{ m.} = 9.06 \text{ m.}$$

Las distancias calculadas se representan en la **Fig. 26** y se muestra cual será la distancia mínima de separación entre cada Panel. Sin embargo en la **Fig. 27** se muestra la distribución de los 6 paneles se realiza tomando en consideración la distancia entre cada panel y aprovechando al máximo el área disponible.



**Fig. 26** Representación de la distancia mínima entre cada Panel



**Fig. 27** Distribución de los Paneles en el área útil

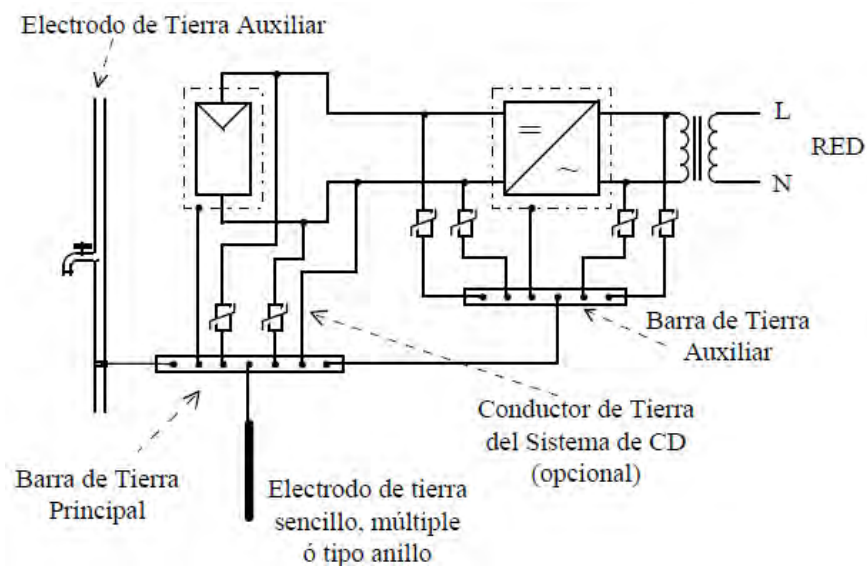
### 3.11 INSTALACION

#### 3.11.1 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE ACUERCO AL ART.690 DE LA NOM-001-SEDE-2005

Los aspectos de seguridad y protección son de vital importancia en la planeación, diseño, instalación, operación y mantenimiento de un sistema FV (autónomo o conectado a red). Los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados con otras fuentes de energía como la red eléctrica, requieren de medidas de seguridad adicionales a las de los sistemas aislados. La interfaz con la red representa algunos riesgos potenciales para los equipos de la red, para los del sistema FV, y para las personas involucradas en la operación y mantenimiento de ambos. Se deben eliminar condiciones inseguras que pueden originar accidentes u operaciones incorrectas, y que a su vez pueden causar lesiones a las personas o daños a los equipos de la red o del sistema FV.

#### 3.11.2 CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA

En la instalación de un sistema de tierras para un sistema FV es conveniente proveer una barra de tierras que sirva como referencia a tierra tanto al sistema de CD como a todos los equipos que se conectan a tierra como se muestra en la **Fig. 28**.



**Fig. 28** Puesta a tierra de un Sistema Fotovoltaico

La localización más conveniente para esta barra de tierra en sistemas aterrizados es la caja de conexión principal del generador FV. Para sistemas flotantes, la barra de tierra deberá colocarse lo más cerca posible de los equipos que van a ser aterrizados, los electrodos de tierra deberán conectarse sólidamente a esta barra con un conductor cuyo calibre sea por lo menos el calibre del conductor de tierra del sistema FV.

Se deben conectar a tierra todas las partes metálicas que no están designadas para conducir corriente eléctrica; como son marcos de módulos, gabinetes metálicos y estructuras metálicas en general. La puesta a tierra de los equipos es una medida de protección a las personas; mantiene todas las partes metálicas que normalmente no están energizadas al potencial de tierra; aún en caso de que entren accidentalmente en contacto con algún circuito energizado. Con ello se evitan descargas eléctricas a las personas que puedan tener contacto con dichas partes. Para clarificar la conexión a tierra de equipos y sistema de CD, se recomienda atender los siguientes puntos en la conexión a tierra de los equipos:

- El conductor de tierra de los equipos es el que conecta las partes metálicas con la barra de tierras o con el electrodo de tierras.
- La conexión a tierra de los equipos no deberá interrumpirse al remover cualquier módulo el arreglo FV.
- El calibre del conductor de tierra de los equipos deberá ser por lo menos igual al del conductor de mayor calibre del equipo en cuestión.
- Si el sistema de CD está aterrizado, se debe utilizar el mismo electrodo de tierra para equipos y sistema de CD del generador FV. Dos o más electrodos unidos de manera efectiva se consideran como un solo electrodo para este propósito.
- Si la tierra de la red está presente, se debe conectar el sistema de tierras del generador FV a ésta. Es decir, la tierra del sistema de CA y de los equipos debe ser común.
- Para detalles sobre el electrodo de tierra ver artículo 250 de NOM-001-SEDE-2012

### **3.11.3 CABLEADO**

La selección e instalación apropiadas de los conductores en un sistema eléctrico evitan riesgos de cortocircuito y fallas a tierra; con ello se reduce la probabilidad de formación de arcos eléctricos y en consecuencia de incendios. Los métodos de cableado y la selección apropiada de los conductores son importantes para la seguridad de una instalación FV, la durabilidad y la facilidad del mantenimiento.

Algunos puntos a considerar son:

- Método de cableado
- Selección del tipo de conductores
- Código de colores
- Cajas de conexiones
- Terminales
- Conectores

#### **3.11.3.1 Método de cableado**

- El uso de cable unifilar reduce la probabilidad de corto circuito
- Separar los conductores positivo y negativo en las cajas de conexión minimiza la posibilidad de cortocircuito en ellas.
- Considerar los esfuerzos mecánicos a que puedan estar sujetos los conductores incluyendo ciclos térmicos, cargas de viento, hielo, etc. La instalación de soportes apropiados reducen significativamente los efectos de estos factores.
- Si es posible, instalar los cables de diferente polaridad en ductos independientes o en ductos con barrera divisoria.

#### **3.11.3.2 Selección del tipo de conductores**

En la selección de los conductores a utilizar en la instalación de un sistema FV, se deben considerar las siguientes recomendaciones:

- Seleccionar el cable de acuerdo a las condiciones a las que va a ser sometido; considerando particularmente la estabilidad mecánica, la estabilidad térmica y la degradación por radiación UV, la exposición a ambientes húmedos, etc. Usar en todos los casos cable para intemperie en el arreglo FV.
- El voltaje del aislamiento no debe ser menor que 125% del voltaje de circuito abierto del generador FV en condiciones STC.
- Para seleccionar la temperatura nominal del aislamiento es importante considerar que en climas moderados la temperatura del arreglo FV puede llegar hasta unos 60 °C. En climas extremos como los de las zonas desérticas y tropicales de nuestro país esta temperatura puede alcanzar unos 75 °C al medio día.
- Cuando haya paneles con seguimiento en el arreglo, se deben seguir las siguientes recomendaciones, adicionalmente a las expuestas arriba: utilizar conductores flexibles, elegir cables para uso extra rudo e intemperie (marcados como "WA"), no instalarlos en conduit y utilizar factores de corrección por temperatura conservadores.

### ***3.11.3.3 Código de colores***

La mayoría de las instalaciones eléctricas en nuestro país utilizan el código de colores de la NOM-001-SEDE 2012. Este código establece que para sistemas aterrizados, el color del aislamiento de todos los conductores con potencial de tierra debe ser blanco o gris; si el calibre es mayor que 6 AWG, se puede usar cualquier color excepto verde si se coloca pintura o cinta blanca en ambos extremos del conductor. Los conductores para aterrizar equipos deben ser desnudos, o con aislamiento color verde, o verde con franjas amarillas. No hay ningún requerimiento de color para el conductor no aterrizado; la convención en sistemas de potencia es usar negro y rojo para los primeros dos conductores.

### ***3.11.3.4 Caja de conexiones***

Las cajas de conexión deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- Estar aprobadas por organismos como NEMA para el tipo de uso que se requieren.

- Los conductores de otros sistemas eléctricos no deben colocarse en la misma caja a menos que ésta esté dividida, o que en esa caja se lleve a cabo la interconexión de los sistemas.
- Deben ser instaladas de tal forma que el acceso a las conexiones sea fácil.
- Cerrar todas las aberturas no utilizadas con el mismo material de la caja o similar.
- Conectar las cajas de metal al sistema de tierras.
- Evitar el uso de materiales flamables.
- Proveer un medio de sujeción adicional a los tornillos de sujeción de las terminales para evitar cortocircuito. El uso de aliviadores de tensión en los orificios para entrada de cables es una alternativa si no están cableados en conduit
- Utilizar cajas de conexión con barreras de aislamiento entre polos para evitar cortocircuitos.

#### ***3.11.3.5 Terminales***

Las terminales de los cables utilizados en la instalación deben ser para uso eléctrico, preferentemente sin aislamiento. Evitar el uso de terminales para uso electrónico o automotriz.

Usar terminales troqueladas tipo anillo. Si se usan tornillos estriados se pueden utilizar terminales tipo tenedor, pero solamente una en cada tornillo.

Usar pinzas para engarzar para uso pesado. En ambientes húmedos, se recomienda engarzar y soldar las terminales

#### ***3.11.3.6 Conectores***

Los conectores en un sistema FV se pueden utilizar como medios de desconexión. Deben ser seleccionados con los mismos criterios de temperatura y capacidad de corriente que los conductores del sistema, y cumplir con las siguientes condiciones:

- Ser polarizados y no intercambiables con receptáculos de otros sistemas eléctricos en el inmueble.
- Proveer protección contra contacto accidental con partes vivas.
- Contar con mecanismo de seguro para evitar alguna desconexión accidental.



- En sistemas aterrizados, el elemento de tierra debe ser el primero en hacer contacto y el último en romperlo.
- Ser capaces de interrumpir la corriente del circuito sin riesgos para el operador.

# CAPITULO 4 ANÁLISIS DE COSTOS DEL SISTEMA

## FV

### 4.1 MATERIAL A UTILIZAR

Una vez definido la configuración de Sistema Fotovoltaico se procede a determinar el costo aproximado de los materiales a utilizar en la **Tabla 12** en el Sistema Fotovoltaico.

*Tabla 12 Costo de los materiales a utiliza.*

MATERIAL	CANTIDAD P/PANEL	UNIDAD	CANTIDAD TOTAL	PRECIO UNL	TOTAL
Modulo de 327 W Mod.SPR-327NE-WHT-D	168	PZA	1008	\$ 8,887.20	\$ 8,958,297.60
Inversor Fronius CL 55.5 Delta	1	PZA	6	\$ 230,000.00	\$ 1,380,000.00
Caja de Conexiones	1	PZA	6	\$ 900.00	\$ 5,400.00
Estructura	24	PZA	144	\$ 4,700.00	\$ 676,800.00
Fusible de Desconexión	24	PZA	144	\$ 175.00	\$ 25,200.00
Conectores	48	PZA	288	\$ 38.00	\$ 10,944.00
Cable 4/0	100	m.l	600	\$ 195.00	\$ 117,000.00
Cable # 14	760	m.l	4560	\$ 49.00	\$ 223,440.00
Varistor	1	PZA	6	\$ 690.00	\$ 4,140.00
Electrodo de Tierra	1	PZA	6	\$ 80.00	\$ 480.00
Taquete Expansible	200	PZA	1200	\$ 28.00	\$ 33,600.00
Tornillo 3/8" x 2" inox	200	PZA	1200	\$ 20.00	\$ 24,000.00
Rondanas 3/8" inox	200	PZA	1200	\$ 0.50	\$ 600.00
				<b>TOTAL</b>	\$ 11,459,901.60

### 4.2 MANO DE OBRA

Ya que está definido el costo aproximado de los materiales, se determina el costo de la mano de obra de todos los elementos que van a integrar la ejecución del proyecto tomando en cuenta que el tiempo estimado para la ejecución será de tres meses y el personal que se requiere será el siguiente:

- 3 Herreros estructurales
- 3 Ayudantes de herreros
- 4 Electricistas
- 4 Ayudantes de electricistas
- 4 Ayudantes generales
- 1 Ingeniero

*Tabla 13 Costo de la mano de obra*

OFICIO	CANTIDAD	PAGO SEMANAL	TIEM. DE EJECUCION	TOTAL
Herreros estructurales	3	\$ 2,500.00	8	\$ 60,000.00
Ayudantes de Herrero	3	\$ 1,800.00	8	\$ 43,200.00
Electricistas	3	\$ 2,500.00	12	\$ 90,000.00
Ayudantes de Electricistas	3	\$ 1,800.00	12	\$ 64,800.00
Ayudantes Generales	2	\$ 1,500.00	12	\$ 36,000.00
Ingeniero	1	\$ 3,500.00	12	\$ 42,000.00
			<b>TOTAL</b>	\$ 336,000.00

Para tener el costo total aproximado del sistema se suma el costo de los materiales, el costo de la mano de obra y aplicamos el 12% por mantenimiento y misceláneos del costo total

**Tabla 14.**

*Tabla 14 Costo total del Sistema Fotovoltaico.*

COSTO DE MATERIALES	COSTO DE MANO DE OBRA	TOTAL	12%	COSTO TOTAL
\$ 11,459,901.60	\$ 336,000.00	\$ 11,795,901.60	\$ 1,391,916.39	\$ 13,187,817.99

De esta manera el costo total aproximado del sistema es de quince millones doscientos cincuenta y siete mil doscientos setenta y siete tres pesos M.N.

### 4.3 COSTO DE LA ENERGÍA CONSUMIDA POR EL EDIFICIO

Como el edificio cuenta con tarifa HM el costo aproximado de 1300 kWh de consumo de energía es de \$ 61,752.66 mensual. Este costo se estimó con base en el consumo promedio

en cada periodo (base, intermedia y punta) como se muestra en la **Tabla 15**, al año el edificio paga aproximadamente \$ 741,031.92

*Tabla 15 Costo de consumo de energía*

TARIFA	PERIODO	CONSUMO (kWh)	COSTO	COSTO MENSUAL	COSTO ANUAL
HM	Base	12334.2	\$ 1.06	\$ 13,074.25	\$ 156,891.02
	Intermedia	22756.4	\$ 1.28	\$ 29,128.19	\$ 349,538.30
	Punta	9221.8	\$ 2.12	\$ 19,550.22	\$ 234,602.59

Por lo tanto se tiene un ahorro en el consumo de \$ 741,031.92 al año.

#### **4.4 DIMENSIONAMIENTO CON RETS creen 4**

Con la finalidad de contar con un dimensionamiento del SFV utilizando herramientas informáticas se utilizó el software RETScreen. El dimensionamiento del SFV con este software también permite realizar una comparación con el método de dimensionamiento presentado anteriormente en este trabajo.

El programa RETScreen ha sido desarrollado por el Departamento de Recursos Naturales de Canadá (Natural Resources Canadá, [www.nrcan.gc.ca](http://www.nrcan.gc.ca)) y cuenta con el apoyo del GEF (Global Environmental Fund), la NASA y otros organismos desarrolladores.

Es una **herramienta** que sirve para el estudio y análisis de sistemas energéticos. **No** es un programa de simulación, pero sí es una herramienta clave que **ayuda** en el proceso de diseño de sistemas en que la energía es una variable importante.

Además es un proyecto en marcha. Esto significa que aproximadamente una vez al año el programa tiene mejoras significativas que hacen que se pongan a disposición de los usuarios versiones nuevas. Este software es de fácil acceso, gratuito y sencillo de utilizar; para ello se necesitan los parámetros que hemos utilizado en anteriores secciones de este trabajo.

RETScreen es similar en su manejo a un procesador de hoja de cálculo, en donde los diferentes parámetros que intervienen en el dimensionamiento del SFV se van introduciendo en los diferentes apartados que RETScreen lo organiza en hojas. A continuación se describen las hojas de cada uno de estos apartados.

#### 4.4.1 HOJA 1; DATOS GENERALES

En este apartado se introducen los datos generales del proyecto, tipo de proyecto, idioma, tipo de moneda, unidades métricas. La **Fig.29** muestra la interfaz gráfica de este apartado.

The screenshot shows the 'Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia' interface. The main section is titled 'Información del proyecto' and includes a link 'Ver la base de datos del proyecto'. The form contains the following fields:

Nombre del Proyecto	SISTEMA FV EDIFICIO L
Ubicación del Proyecto	CHETUMAL Q.ROO MÉXICO
Preparado para	EDIFICIO L UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO
Preparado por	MIGUEL SANTIAGO PICAZO NOH
Tipo de proyecto	Generación de electricidad
Tecnología	Fotovoltaico
Tipo de red	Red-Central
Tipo de análisis	Método 2
Poder calorífico de referencia	Poder Calorífico Superior (PCS)
Mostrar parámetros	<input checked="" type="checkbox"/>
Idioma	Spanish - Español
Manual de usuario	English - Anglais
Moneda	México
Unidades	Unidades métricas

**Fig. 29** Parámetros generales del proyecto

En este mismo apartado se seleccionan los datos meteorológicos de la ciudad donde se ubicará el proyecto; esto para poder conocer los parámetros que se necesita para el cálculo de la potencia pico a instalar, como se muestra en la **Fig. 30**

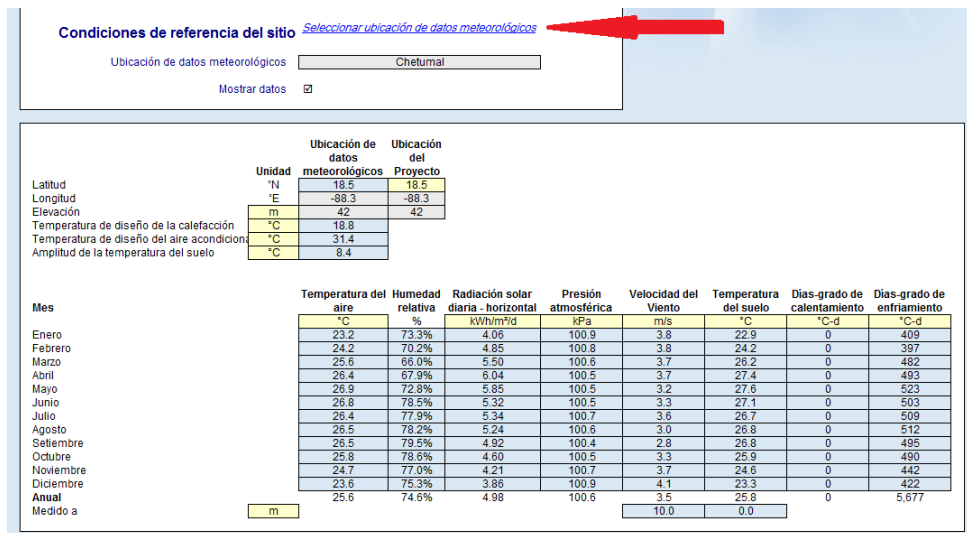


Fig. 30 Datos Meteorológicos

#### 4.4.2 HOJA 2; MODELO DE ENERGÍA

En la hoja del apartado modelo de energía se elige el modo de la instalación que hemos definido, ya sea fijo o móvil en uno o dos ejes como muestra la Fig. 31

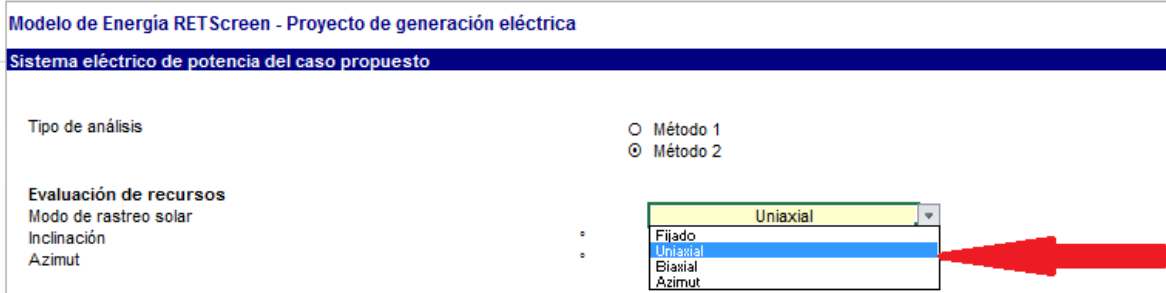


Fig. 31 Diferentes métodos de instalación del Sistema Fotovoltaico

Por cuestiones de costo la mayoría de las instalaciones suelen ser fijas y con ángulo de inclinación de acuerdo a la latitud del lugar como lo es en este caso, este parámetro también puede ser elegido como lo muestra la Fig.32

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tipo de análisis

Método 1

Método 2

Evaluación de recursos

Modo de rastreo solar

Inclinación

Azimut



Fijado
18.5

Mostrar datos

Fig. 32 Selección del modo de instalación del Sistema Fotovoltaico.

El consumo de energía aproximado del edificio es de 1.3 MWh en un periodo de 24h como lo muestra la Fig. 20, 21, 22 este dato es importante para saber el costo aproximado de la energía consumida que es de \$ 2,056 cada día y como lo muestra la tabla 15 \$ 61,752.66 cada mes, se introduce el costo de producción de 1.3 MWh en cada uno de los 12 meses como se muestra en la Fig.33

Mes	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m <sup>2</sup> /d	Radiación solar diaria - inclinado kWh/m <sup>2</sup> /d	Tarifa de exportación de electricidad MXN/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	4.06	4.72	2,056.0	#DIV/0!
Febrero	4.85	5.38	2,056.0	#DIV/0!
Marzo	5.50	5.74	2,056.0	#DIV/0!
Abril	6.04	5.93	2,056.0	#DIV/0!
Mayo	5.85	5.49	2,056.0	#DIV/0!
Junio	5.32	4.92	2,056.0	#DIV/0!
Julio	5.34	4.98	2,056.0	#DIV/0!
Agosto	5.24	5.05	2,056.0	#DIV/0!
Setiembre	4.92	4.99	2,056.0	#DIV/0!
Octubre	4.60	4.96	2,056.0	#DIV/0!
Noviembre	4.21	4.83	2,056.0	#DIV/0!
Diciembre	3.86	4.50	2,056.0	#DIV/0!
Anual	4.98	5.12	#DIV/0!	#DIV/0!



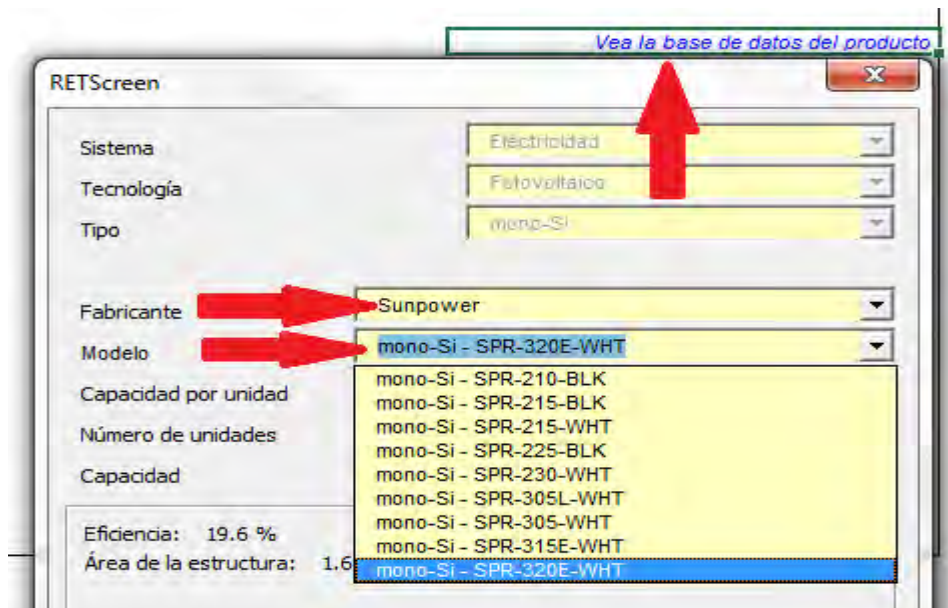
Fig. 33 Introducción del costo de la electricidad en MWh

Como la potencia pico a instalar es de 328.9 kWp a partir de este dato se determina la tecnología a utilizar de las diferentes que existen en el mercado como lo muestra la Fig.34

Fotovoltaico		
Tipo	mono-Si	
Capacidad de generación eléctrica	kW	
Fabricante	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">             mono-Si              poliSi              a-Si              CdTe              CIS              esférico-Si              Otro           </div>	
Modelo		
Eficiencia	%	0.40%
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	0
Coefficiente de temperatura	% / °C	
Área del colector solar	m²	
Pérdidas varias	%	13.0%
<b>Inversor</b>		
Eficiencia	%	95.0%
Capacidad	kW	55.0
Pérdidas varias	%	5.0%
<b>Resumen</b>		
Factor de utilización	%	0.0%
Electricidad exportada a la red	MWh	#DIV/0!

**Fig. 34** Elección de la tecnología Fotovoltaica

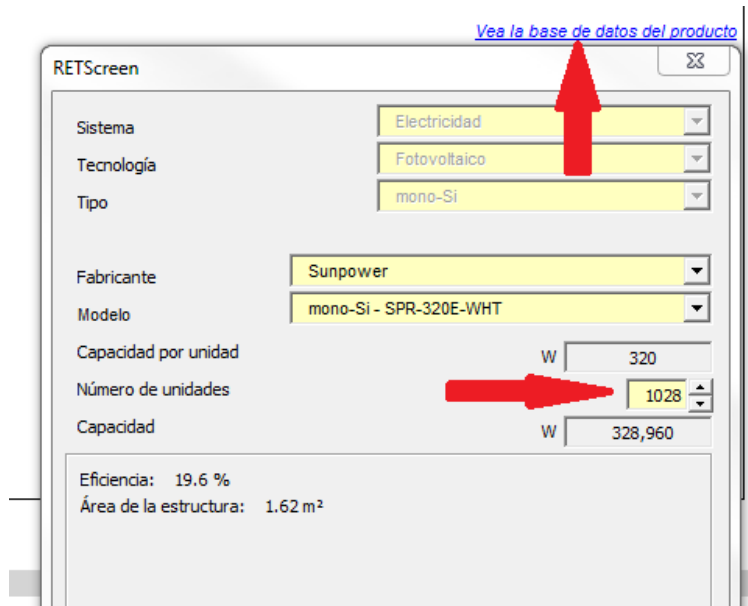
Elegimos el fabricante del módulo con la potencia deseada como muestra la figura **Fig.35**



**Fig. 35** Elección del fabricante y la potencia del módulo



Posteriormente la cantidad de módulos para cubrir la potencia pico que se necesita instalar como muestra la figura **Fig.36**



**Fig. 36** Cantidad de módulos necesarios

La potencia pico a instalar y la cantidad de módulos se determinó en la sección 3.6, una vez instalado el SFV este exporta energía a la red eléctrica pero durante el proceso de exportación existen varias pérdidas de energía tanto en los módulos como en el inversor por diversos factores, estas pérdidas pueden ser consideradas en este software y se introducen como muestra la **Fig. 37**.

<b>Fotovoltaico</b>			
Tipo		mono-Si	
Capacidad de generación eléctrica	kW	328.96	
Fabricante		Sunpower	
Modelo		mono-Si - SPR-320E-WHT	1028 unidad(es)
Eficiencia	%	19.6%	
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45	
Coefficiente de temperatura	% / °C	0.40%	
Área del colector solar	m²	1,677	
Pérdidas varias	%	13.0%	
<b>Inversor</b>			
Eficiencia	%	95.0%	
Capacidad	kW	55.0	
Pérdidas varias	%	5.0%	
<b>Resumen</b>			

Fig. 37 Pérdidas de los módulos e Inversor

Habiendo considerado las pérdidas del SFV ahora se puede conocer la energía exportada a la red tanto mensual como al año como muestra la Fig. 38

Mostrar datos

Mes	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m²/d	Radiación solar diaria - inclinado kWh/m²/d	Tarifa de exportación de electricidad MXN/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	4.06	4.72	2,056.0	35.10
Febrero	4.85	5.38	2,056.0	35.76
Marzo	5.50	5.74	2,056.0	41.90
Abril	6.04	5.93	2,056.0	41.71
Mayo	5.85	5.49	2,056.0	40.11
Junio	5.32	4.92	2,056.0	34.92
Julio	5.34	4.98	2,056.0	36.59
Agosto	5.24	5.05	2,056.0	37.10
Setiembre	4.92	4.99	2,056.0	35.39
Octubre	4.60	4.96	2,056.0	36.43
Noviembre	4.21	4.83	2,056.0	34.49
Diciembre	3.86	4.50	2,056.0	33.47
<b>Anual</b>	<b>4.98</b>	<b>5.12</b>	<b>2056.00</b>	<b>442.98</b>

Fig. 38 Cantidad de energía exportada a la red mensual y anual

#### 4.4.3 HOJA 3: ANÁLISIS DE COSTO

La hoja del apartado análisis de costos nos permite introducir detalladamente cada uno de los costos que se deben considerar durante el proceso de ejecución del proyecto tales como:

- Estudio de factibilidad
- Desarrollo
- Ingeniería

- Sistema eléctrico de potencia
- Balance del sistema y misceláneos

Para ello, en esta hoja se deben desglosar los costos de ejecución del proyecto y de esta forma estima el costo total del proyecto, como se muestra en la **Fig. 39**

Selección - opciones					
<input type="radio"/> Método 1	<input type="radio"/> Notas/Rango	Notas/Rango			
<input type="radio"/> Método 2	<input type="radio"/> Segunda moneda	Ninguno			
	<input type="radio"/> Reparto de costos				
Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	Costos relat.
<b>Estudio de factibilidad</b>					
Estudio de factibilidad	costo	1	MXN 80,000	MXN 80,000	
Subtotal:				MXN 80,000	0.6%
<b>Desarrollo</b>					
Desarrollo	costo	1	MXN 238,000	MXN 238,000	
Subtotal:				MXN 238,000	1.8%
<b>Ingeniería</b>					
Ingeniería	costo	1	MXN 336,000	MXN 336,000	
Subtotal:				MXN 336,000	2.5%
<b>Sistema eléctrico de potencia</b>					
Fotovoltaico	kW	322.56	MXN 28,850	MXN 9,305,856	
Caminos-accesos	km	7	MXN -	MXN -	
Línea de transmisión	km	5	MXN 49,000	MXN 220,500	
Subestación	proyecto	6	MXN 230,000	MXN 1,380,000	
Mediciones de eficiencia energética	proyecto			MXN -	
Definido por el usuario	costo			MXN -	
Subtotal:				MXN 10,906,356	82.7%
<b>Balance del sistema y misceláneos</b>					
Repuestos	%	10.5%	MXN 12,478,172	MXN 1,310,208	
Transporte	proyecto	1	MXN 100,000	MXN 100,000	
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d	1	MXN 50,000	MXN 50,000	
Definido por el usuario	costo			MXN -	
Contingencias	%		MXN 13,020,564	MXN -	
Intereses durante la construcción	10.00%	3 mes(es)	MXN 13,020,564	MXN 162,757	
Subtotal:				MXN 1,622,965	12.3%
<b>Costos iniciales totales</b>				MXN 13,183,321	100.0%

**Fig. 39** Costo total del proyecto

#### 4.4.4 HOJA 4: ANÁLISIS DE EMISIONES

Esta hoja permite estimar el análisis de las emisiones del sistema de generación de energía. Para realizar este análisis de emisiones se debe especificar el país o región donde se desarrollará el proyecto como muestra la **Fig. 40** y automáticamente se nos mostrara el factor de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) el cual es comparado por el software entre:

**Caso base:** las emisiones de GEI por el consumo de 434 MWh suministrados por CFE

**Caso propuesto:** las emisiones de GEI por el consumo de 434 MWh suministrados por el Sistema fotovoltaico como se muestra en la **Fig. 41**

Caso base del sistema eléctrico (Línea de base)				
País - Región	Tipo de combustible	Factor emisión de GEI (excl. T y D)	Pérdidas T y D	Factor emisión de GEI
		tCO2/MWh	%	tCO2/MWh
Mexico	Todos los tipos	0.455	2.0%	0.464
Micronesia, Fed. States of				
Moldova, Rep. of				
Monaco				
Mongolia				
Montenegro				
Montserrat				
Morocco				

Fig. 40 Elección del país para saber el factor emisión de GEI

Resumen del sistema GEI en caso base (Línea de base)					
Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Consumo de combustible MWh	Factor emisión de GEI		Emisiones GEI tCO2
			tCO2/MWh	tCO2/MWh	
Electricidad	100.0%	434	0.464		201.6
Total	100.0%	434	0.464		201.6

Resumen sistema GEI caso propuesto (Proyecto de generación eléctrica)					
Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Consumo de combustible MWh	Factor emisión de GEI		Emisiones GEI tCO2
			tCO2/MWh	tCO2/MWh	
Solar	100.0%	434	0.000		0.0
Total	100.0%	434	0.000		0.0
Electricidad exportada a la red	MWh	434		Pérdidas T y D 3.0%	6.0
			13	0.464	6.0
				Total	6.0

Resumen de reducción de emisiones GEI					
Proyecto de generación eléctrica	Caso base emisiones de GEI tCO2	Caso propuesto emisiones GEI tCO2	Reducción anual bruta de emisiones GEI tCO2	Derechos de transacción por créditos GEI %	Reducción de emisiones GEI anual neta tCO2
	Proyecto de generación eléctrica	201.6	6.0	195.5	3%
Reducción de emisiones GEI anual neta	190	tCO2	es equivalente a 34.8	Autos y camiones livianos no utilizados	

Fig. 41 Comparación del consumo entre caso base y caso propuesto

#### 4.4.5 ANÁLISIS FINANCIERO

En el apartado de análisis financiero se introducen los datos correspondientes al tiempo de vida del proyecto, tasa de inflación, tasa de escalonamiento del combustible y si existen donaciones o incentivos de igual manera podrá introducirse este valor para la corrida financiera como lo muestra la Fig. 42

Análisis Financiero RETScreen - Proyecto de generación eléctrica			
Parámetros financieros			
<b>General</b>			
Tasa escalamiento de combustibles	%		1.0%
Tasa de inflación	%		3.5%
Tasa de descuento	%		10.0%
Tiempo de vida del proyecto	año		25
<b>Finanza</b>			
Incentivos y donaciones	MXN		
Relación de deuda	%		

Fig. 42 Datos para la corrida financiera

Como el precio de los combustibles año con año va en aumento existe un escalonamiento en las tarifas de exportación de la electricidad que es aproximadamente el 4.5% del costo actual, como se muestra en la Fig. 43.

Renta anual			
<b>Renta por exportación de electricidad</b>			
Electricidad exportada a la red	MWh		434
Tarifa de exportación de electricidad	MXN/MWh		2,056.00
Renta por exportación de electricidad	MXN		893,040
Tasa de escalamiento de exportación de	%		4.5%
<b>Renta por reducción de GEI</b>			
		<input type="checkbox"/>	
Reducción neta GEI	tCO2/año		0
Reducción neta GEI - 25 años	tCO2		0

Fig. 43 Tasa de escalamiento de exportación de electricidad

Con los datos de diferentes apartados que se han ingresado, el software RETScreen nos presenta un resumen detallado de los costos, ahorros e ingresos del proyecto. El resultado obtenido para el proyecto del SFV del edificio de la DCI, que es el caso de estudio de este trabajo, se observa que el costo mayor de inversión se encuentra en el sistema eléctrico de potencia como muestra la Fig. 44 debido principalmente a los costos de materiales.

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto			
<b>Costos iniciales</b>			
Estudio de factibilidad	0.6%	MXN	80,000
Desarrollo	1.8%	MXN	238,000
Ingeniería	2.5%	MXN	336,000
Sistema eléctrico de potencia	82.7%	MXN	10,906,356
Balance del sistema y misc.	12.3%	MXN	1,622,965
<b>Costos iniciales totales</b>	<b>100.0%</b>	<b>MXN</b>	<b>13,183,321</b>
<b>Costos anuales/pagos de deuda</b>			
Operación y Mantenimiento		MXN	0
Costo de combustible - caso propuesto		MXN	0
<b>Costos anuales totales</b>		<b>MXN</b>	<b>0</b>
<b>Costos periódicos (créditos)</b>			
<b>Ahorros y renta anuales</b>			
Costo de combustible - caso base		MXN	0
Renta por exportación de electricidad		MXN	893,040
<b>Total renta y ahorros anuales</b>		<b>MXN</b>	<b>893,040</b>

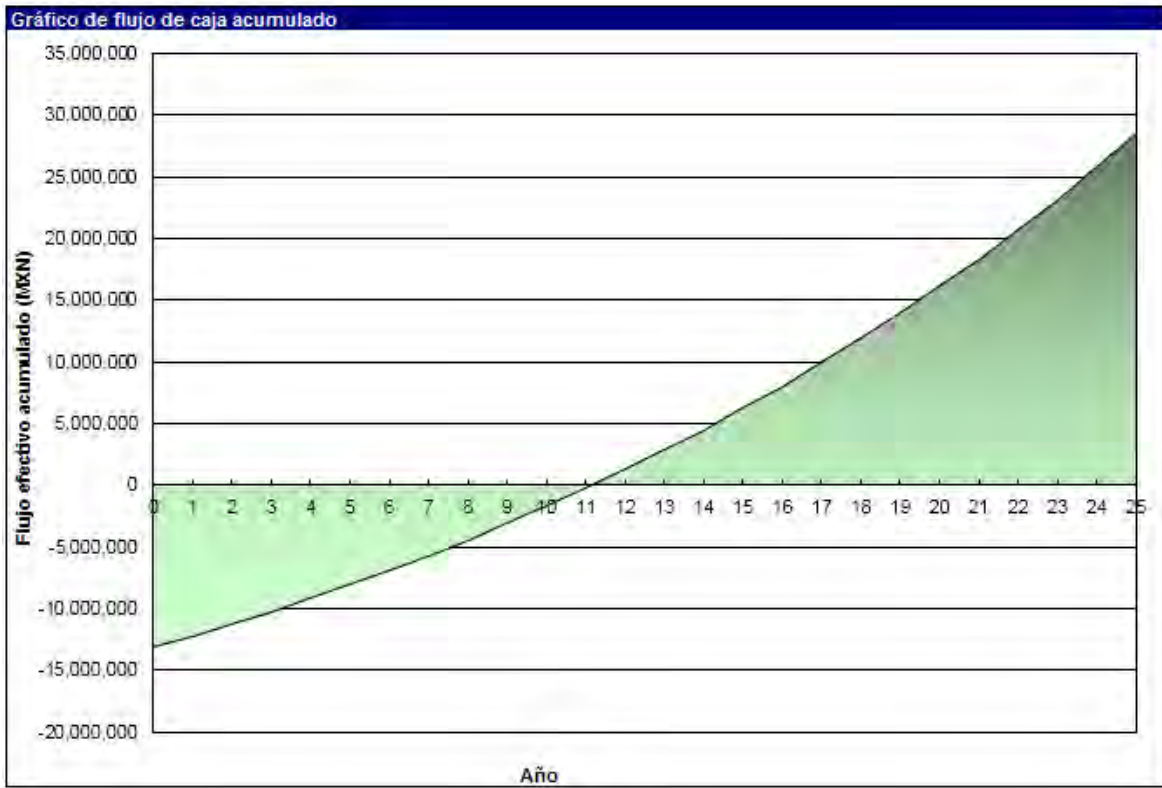
**Fig. 44** Resumen de costos, ahorros e ingresos

De igual forma, el software REETScreen nos proporciona el resumen de los flujos de caja anuales, la **Fig. 45** se observa el tiempo en el cual será pagada la inversión que es después del año 11 para el proyecto del SFV del edificio de la DCI.

Flujos de caja anuales			
Año #	Antes-impuestos MXN	Después-impuestos MXN	Acumulado MXN
0	-13,183,321	-13,183,321	-13,183,321
1	933,227	933,227	-12,250,094
2	975,222	975,222	-11,274,872
3	1,019,107	1,019,107	-10,255,765
4	1,064,967	1,064,967	-9,190,798
5	1,112,891	1,112,891	-8,077,907
6	1,162,971	1,162,971	-6,914,936
7	1,215,304	1,215,304	-5,699,632
8	1,269,993	1,269,993	-4,429,639
9	1,327,142	1,327,142	-3,102,496
10	1,386,864	1,386,864	-1,715,632
11	1,449,273	1,449,273	-266,359
12	1,514,490	1,514,490	1,248,131
13	1,582,642	1,582,642	2,830,773
14	1,653,861	1,653,861	4,484,634
15	1,728,285	1,728,285	6,212,919
16	1,806,058	1,806,058	8,018,977
17	1,887,330	1,887,330	9,906,308
18	1,972,260	1,972,260	11,878,568
19	2,061,012	2,061,012	13,939,580
20	2,153,758	2,153,758	16,093,338
21	2,250,677	2,250,677	18,344,014
22	2,351,957	2,351,957	20,695,971
23	2,457,795	2,457,795	23,153,766
24	2,568,396	2,568,396	25,722,162
25	2,683,974	2,683,974	28,406,136

**Fig. 45** Tiempo de pago de la inversión

Un panorama más amplio de la tasa de retorno de la inversión se muestra en la **Fig. 46**



**Fig. 46** Tasa de retorno de la inversión

# CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

---

## 5.1 CONCLUSIONES

En esta tesis se ha presentado una propuesta para el suministro de energía del edificio L de la Universidad de Quintana Roo en cual tiene un consumo de 1.3 MWh/día. La propuesta consiste en utilizar un SFV como medio de producción de energía limpia para no contribuir con el calentamiento global debido a la quema de combustibles fósiles para la producción de electricidad que pueda tener un ahorro económico considerable en un periodo de tiempo y que se vea reflejado al momento de recuperación de la inversión. Se determinó utilizar la tecnología fotovoltaica como fuente de energía limpia ya que hoy en día está teniendo mucha aceptación como tecnología alternativa para el suministro de energía tanto a pequeña como a mediana escala aunque hace algunos años la implementación de este tipo de alternativas era cara hoy en día los costos han ido disminuyendo, la eficiencia de los módulos FV ha ido aumentando, son de fácil instalación, requieren un mantenimiento mínimo y la principal ventaja es que en la región de Chetumal contamos con el recurso solar suficiente para ser aplicada.

Los resultados obtenidos en esta tesis muestran que para el proyecto bajo estudio la inversión del Sistema Fotovoltaico es de \$ 13,187,817.99 pesos M.N. Estos costos incluyen tanto material, la mano de obra y toda lo logística para la instalación y mantenimiento del Sistema Fotovoltaico. Este sistema aportará a la red eléctrica aproximadamente y en condiciones optimes de radiación solar 1.3 MWh al día que es igual a \$ 2,056 pesos M.N. al día, esto representa un ahorro de 741,031.92 peso M.N. al año. El tiempo de recuperación de la inversión de este proyecto es de 11 años y dos meses considerando una tasa de inflación del 4.5% anual y un tiempo de vida de 25 años del SFV.

Durante el proceso de logística para la propuesta se realiza la comparación entre el método convencional y el método con ayuda del software RETS creen 4.



Para el dimensionamiento del SFV del edificio de la DCI se utilizaron dos métodos de cálculo: El método de dimensionamiento convencional y el método utilizando RETScreen.

Con el dimensionamiento convencional se realizan todos los cálculos necesarios para el desarrollo del proyecto tales como:

- Potencia pico a instalar (kWp).
- Temperatura máxima y mínima que alcanza el modulo.
- Tensión máxima y mínima que alcanza el módulo.
- Corriente máxima y mínima que alcanza el módulo.
- Número máximo de módulos conectados en serie.
- Número máximo de módulos conectados en paralelo.
- Cálculos de conductores.
- Cálculos de dispositivos de protección.
- Costo de materiales
- Costo de mano de obra
- Indirectos
- Utilidades

Así mismo como toda la logística que incluye el proyecto tanto en su desarrollo, instalación y mantenimiento, este trabajo presenta algunos puntos importantes de los cálculos realizados los cuales fueron utilizados para determinar el costo aproximado del proyecto.

Por su parte, con los datos obtenidos utilizando el software RETScreen se pudo observar que también es necesario contar con ciertos parámetros técnicos y financieros para poder alimentar las hojas de cálculo dentro de los parámetros técnicos se necesita: ubicación del proyecto, inclinación óptima, potencia pico a instalar (kWp), tipo de tecnología, potencia del módulo deseado (W), perdidas existentes y eficiencia del inversor. Dentro de los parámetros económicos se necesita: costo por desarrollo del proyecto, costo por la ingeniería, costo del sistema eléctrico de potencia, costos por misceláneos, costos por mantenimiento costo de exportación de energía a la red eléctrica, contar con ciertos

parámetros, tiempo de vida del proyecto, inflación y costo de exportación de electricidad a la red eléctrica.

Al alimentar las hojas de cálculo con estos parámetros el software proporciona un resumen detallado de los costos por cada rubro como también un resumen de los costos de ahorro que se tendrá a lo largo del tiempo de vida del proyecto así como el tiempo de retorno de la inversión.

Por otra parte al comparar los dos métodos de dimensionamiento FV ambos métodos requieren de cálculos convencionales. El software por su parte, necesita los diferentes parámetros necesita los parámetros de sus apartados. Por esta razón como conclusión el software es una herramienta de análisis que complementa el método convencional y al utilizar ambos se puede obtener un proyecto mejor dimensionado y con parámetros más exactos para el adecuado funcionamiento del SFV.

# BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] F. S. JOSÉ, «COMPENDIO DE ENERGIA SOLAR:Fotovoltaica, Térmica, Termoeléctrica.,» de *COMPENDIO DE ENERGIA SOLAR:Fotovoltaica, Térmica, Termoeléctrica.*, MADRID, MUNDI-PRENSA, 2008, pp. 1-3.
- [2] J. R. P. R. M.IBÁÑEZ PLANA, *Tecnología Solar*, MEXICO D.F.: MUNDI-PRENSA, 2005.
- [3] L. MERINO y P. MOSQUERA, «SOLAR TERMOELÉCTRICA.ESPAÑA, PROTAGONISTA MUNDIAL,» *ENERGÍAS RENOVABLES*, nº 102, p. 17, 2011.
- [4] O. GUILLÉN SOLÍS, «ENERGÍAS RENOVABLES,» de *UNA PERSPECTIVA INGENIERIL*, MEXICO, TRILLAS, 2004, p. 11.
- [5] T. PERALES BENITO, «GUÍA DEL INSTALADOR DE ENERGÍAS RENOVABLES,» de *ENERGÍA FOTOVOLTAICA,ENERGÍA TÉRMICA, ENERGÍA EOLICA,CLIMATIZACIÓN*, MEXICO, LIMUSA, 2007, p. 25.
- [6] O. P. LAMIGUEIRO, «Energía Solar Fotovoltaica,» de *Energía Solar Fotovoltaica* , 2013, pp. 25-26.
- [7] P. A. Lynn, de *Electricity from Sunlight:An Introduction to Photovoltaics*, United Kingdom, 2010, p. 8.
- [8] M. A. SANCHEZ, de *ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA* , MEXICO, LIMUSA, 2008, pp. 21-25.
- [9] N. ARTEAGA, «GENERADORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELECTRICA,» MOLRELOS, 1996.
- [10] M. POBLET, de *ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*, BARCELONA,MEXICO , MARCONBO , 1985, pp. 40-41.

- [11] L. PERPIÑÁN, *ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*, ESPAÑA: CREATIVE COMMONS, 2013.
- [12] J. A. SANCHEZ, *CURSO DE ESPECIALIZACIÓN, SISTEMAS INTERCONECTADOS A LA RED*, TEMIXCO, CUERNAVACA, 2013.
- [13] J. Aguilar, "Sistemas FV interconectados a la red," *Solar Energy*, vol. 34, no. 23, p. 12, 2012.
- [14] J. Aguilar, "Celdas Solares monocristalinas," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 2, no. 1, pp. 45-56, 23 Nov 2011.
- [15] F. Chan, "Thermal performance of PV systems," *Energy*, vol. 2, no. 2, p. 14567, 2015.
- [16] J. MOMPÍN POBLET, «ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA,» BARCELONA, MARCOMBO,S.A., 1985, p. 10.

## Anexos

### ANEXO 1

#### LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos. - Presidencia de la República.

FELIPE DE JESÚS CALDERÓN HINOJOSA,  
Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, a sus habitantes sabed:

Que el Honorable Congreso de la Unión, se ha servido dirigirme el siguiente:

#### DECRETO

"EL CONGRESO GENERAL DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS, D E C R E T A:

**ARTÍCULO ÚNICO.** Se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, para quedar como sigue:

#### LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA<sup>1</sup>

##### Capítulo I.- Disposiciones Generales

**Artículo 1o.-** La presente Ley es de orden público y de observancia general en toda la República Mexicana. Tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

Se excluye del objeto de la presente Ley, la regulación de las siguientes fuentes para generar electricidad:

- I. Minerales radioactivos para generar energía nuclear;
- II. Energía hidráulica de fuentes con capacidad de generar más de 30 megawatts;
- III. Residuos industriales o de cualquier tipo cuando sean incinerados o reciban algún otro tipo de tratamiento térmico, y
- IV. Aprovechamiento de rellenos sanitarios que no cumplan con la normatividad ambiental.

**Artículo 2o.-** El aprovechamiento de las fuentes de energía renovable y el uso de tecnologías limpias es de utilidad pública y se realizará en el marco de la estrategia nacional para la transición energética mediante la cual el Estado mexicano promoverá la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de los hidrocarburos como fuente primaria de energía.

El Reglamento de esta Ley establecerá los criterios específicos de utilización de las distintas fuentes de energías renovables, así como la promoción para la investigación y desarrollo de las tecnologías limpias para su aprovechamiento.

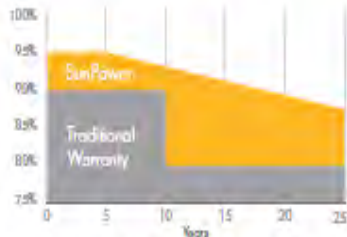
**Artículo 3o.-** Para los efectos de esta Ley se entenderá por:

- I. Comisión.- La Comisión Reguladora de Energía;
- II. Energías renovables.- Aquellas reguladas por esta Ley, cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que se enumeran a continuación:

## ANEXON 2

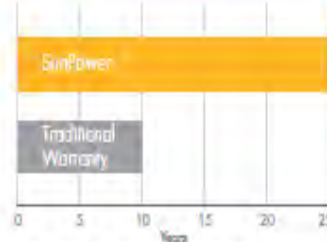
### SUNPOWER OFFERS THE BEST COMBINED POWER AND PRODUCT WARRANTY

#### POWER WARRANTY



More guaranteed power: 95% for first 5 years, -0.4%/yr. to year 25.<sup>8</sup>

#### PRODUCT WARRANTY



Combined Power and Product Defect 25 year coverage that includes panel replacement costs.<sup>9</sup>

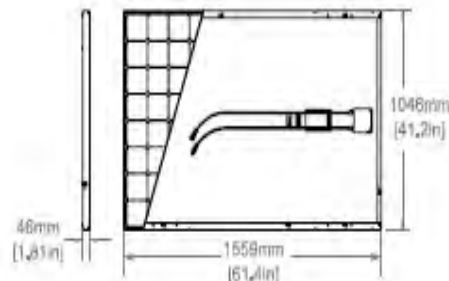
	ELECTRICAL DATA	
	E20-327-COM	E19-310-COM
Nominal Power <sup>12</sup> (P <sub>nom</sub> )	327 W	310 W
Power Tolerance	+5/-3%	+5/-3%
Avg. Panel Efficiency <sup>13</sup>	20.4%	19.3%
Rated Voltage (V <sub>mpp</sub> )	54.7 V	54.7 V
Rated Current (I <sub>mpp</sub> )	5.98 A	5.67 A
Open-Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	64.9 V	64.4 V
Short-Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	6.46 A	6.05 A
Maximum System Voltage	1000 V UL ; 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	20 A	
Power Temp. Coef. (P <sub>mpp</sub> )	-0.38% / °C	
Voltage Temp. Coef. (V <sub>oc</sub> )	-176.6 mV / °C	
Current Temp. Coef. (I <sub>sc</sub> )	3.5 mA / °C	

OPERATING CONDITION AND MECHANICAL DATA	
Temperature	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)
Max load	Wind: 50 psf, 2400 Pa, 245 kg/m <sup>2</sup> front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa, 550kg/m <sup>2</sup> front
Impact resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class B
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen II Cells
Tempered Glass	High Transmission Tempered Anti-Reflective
Junction Box	IP-65 Rated
Connectors	MC4 Compatible
Frame	Class 2 silver anodized
Weight	41 lbs (18.6 kg)

TESTS AND CERTIFICATIONS	
Standard tests	UL 1703, IEC 61215, IEC 61730
Quality tests	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free
Ammonia test	IEC 62716
Salt Spray test	IEC 61701 (passed maximum severity)
PID test	Potential-Induced Degradation free: 1000V <sup>10</sup>
Available listings	CEC, JET, KEMCO, MCS, FSEC, CSA, UL, TUV

#### REFERENCES:

- All comparisons are SPR-E20-327 vs. a representative conventional panel: 240W, approx. 1.6 m<sup>2</sup>, 15% efficiency.
- PVEvolution Labs "SunPower Shading Study," Feb 2013.
- Typically 7-9% more energy per watt, BEW/DNV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
- SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Oct 2012.
- "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, Feb 2013. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
- Out of all 2600 panels listed in Photon International, Feb 2012.
- 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies), Photon International, March 2013.
- Compared with the top 15 manufacturers. SunPower Warranty Review, Feb 2013.
- Some exclusions apply. See warranty for details.
- 5 of top 8 panel manufacturers were tested by Fraunhofer ISE. "PV Module Durability Initiative Public Report," Feb 2013.
- Compared with the non-stress-tested control panel. Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
- Standard Test Conditions (1000 W/m<sup>2</sup> irradiance, AM 1.5, 25° C).
- Based on an average of measured power values during production.



See <http://www.sunpowercorp.com/facts> for more reference information.

For further details, see extended datasheet: [www.sunpowercorp.com/datasheets](http://www.sunpowercorp.com/datasheets). Read safety and installation instructions before using this product.

Designed in California

