

**DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTÁICA PARA  
EL EDIFICIO DEL PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**OSCAR LEONARDO ZÁRATE HURTADO  
EDUARD ALBERTO SANDOVAL ZAMBRANO**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, DE FÍSICA Y  
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PEREIRA  
2009**

**DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTÁICA PARA  
EL EDIFICIO DEL PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**OSCAR LEONARDO ZÁRATE HURTADO  
EDUARD ALBERTO SANDOVAL ZAMBRANO**

**Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Electricista**

**Director:**

**Ing. RICARDO HINCAPIE MsC.**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, DE FÍSICA Y  
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PEREIRA  
2009**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

**Firma del presidente del jurado**

---

**Firma del jurado**

Pereira, junio del 2009

## AGRADECIMIENTOS

*Queremos dar gracias en primer lugar a Dios y a nuestros padres por habernos dado la oportunidad de estudiar y por la paciencia que nos tuvieron durante todo este tiempo, también a todos los amigos que de alguna u otra forma estuvieron apoyándonos a lo largo de toda la carrera, y a Ricardo por habernos colaborado como director en el momento que más lo necesitábamos.*

## DEDICATORIA

*Este trabajo de grado lo queremos dedicar a una persona que en su momento nos dio las bases para iniciar el proyecto, pero lastimosamente esta persona ya no nos acompaña, en memoria al*

*Ing. Carlos Augusto Cano*

## TABLA DE CONTENIDO

|   |           |
|---|-----------|
| <b>LISTA DE FIGURAS</b>   | <b>5</b>  |
| <b>LISTA DE TABLAS</b>  | <b>7</b>  |
| <b>INTRODUCCIÓN</b>   | <b>8</b>  |
| <b>CAPITULO 1</b>   |           |
| <b>1. RADIACIÓN SOLAR</b>   | <b>9</b>  |
| <b>1.1 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE</b>                                   | <b>9</b>  |
| 1.1.1 Constante solar   | 9         |
| 1.1.2 Variación de la radiación solar extraterrestre                        | 9         |
| 1.1.3 Distribución espectral de la radiación extraterrestre                 | 10        |
| <b>1.2 RADIACIÓN SOLAR TERRESTRE</b>  | <b>12</b> |
| 1.2.1 Interacción de la radiación con la atmósfera                          | 12        |
| 1.2.2 Dirección de la radiación solar directa                               | 13        |
| 1.2.3 Definición de parámetros  | 14        |
| <b>1.3 DURACIÓN ASTRONÓMICA DEL DÍA Y RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE</b>    | <b>17</b> |
| 1.3.1 Duración astronómica del día  | 17        |
| 1.3.2 Radiación solar extraterrestre diaria                                 | 17        |
| <b>1.4 MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN Y EL BRILLO SOLAR</b>                       | <b>17</b> |
| 1.4.1 Radiación solar global sobre superficies horizontales                 | 18        |
| 1.4.2 Radiación solar sobre superficies inclinadas                          | 18        |
| 1.4.3 Irradiancia solar directa sobre superficies inclinadas                | 18        |
| <b>1.5 IRRADIACIÓN DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA SOBRE UN PLANO INCLINADO</b> | <b>18</b> |

## **1.6 ÁNGULO DE LA RADIACIÓN SOLAR DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA**

### **CAPITULO 2**

#### **2. ENERGÍA SOLAR 21**

##### **2.1 ENERGÍA SOLAR TERMICA 21**

###### **2.1.1 Definición 21**

###### **2.1.2 Aplicaciones 21**

###### **2.1.3 Captadores solares planos 21**

##### **2.2 CENTRALES TERMOSOLARES 22**

###### **2.2.1 Receptores 23**

###### **2.2.2 El campo concentrador 24**

##### **2.3 FOTOCATÁLISIS 26**

##### **2.4 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTÁICA 27**

###### **2.4.1 Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica 27**

###### **2.4.2 Bombeo de agua con energía solar fotovoltaica 28**

###### **2.4.2.1 Equipo de bombeo fotovoltaico 29**

### **CAPITULO 3**

#### **3. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTÁICOS 30**

##### **3.1 ARREGLO DE MODULOS SOLARES 30**

##### **3.2 EFECTO FOTOVOLTÁICO 31**

##### **3.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CÉLULA SOLAR 32**

###### **3.3.1 Curva característica I-V de iluminación real 33**

###### **3.3.2 Factor de forma (FF) 33**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>3.3.3 Eficiencia de conversión energética o rendimiento</b>            | <b>34</b> |
| <b>3.3.4 Efecto de la temperatura</b>                                     | <b>35</b> |
| <b>3.4 PANEL SOLAR</b>  | <b>35</b> |
| <b>3.5 DIODOS</b>   | <b>36</b> |
| <b>3.5.1 Diodo by-pass</b>  | <b>37</b> |
| <b>3.5.2 Diodo de bloqueo</b>   | <b>37</b> |
| <b>3.6 REGULADORES DE CARGA</b>   | <b>37</b> |
| <b>3.7 BATERIAS</b>   | <b>38</b> |
| <b>3.8 INVERSOR</b>   | <b>40</b> |
| <b>CAPITULO 4</b>   |           |
| <b>4. DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTÁICO</b>                     | <b>42</b> |
| <b>4.1 SISTEMA AISLADO DE LA RED ELÉCTRICA</b>                            | <b>43</b> |
| <b>4.1.1 Determinación de la demanda o carga</b>                          | <b>44</b> |
| <b>4.1.2 Especificación de la tensión de operación del sistema</b>        | <b>45</b> |
| <b>4.1.3 Corriente máxima del sistema</b>                                 | <b>45</b> |
| <b>4.1.4 Determinación de la energía solar disponible en la localidad</b> | <b>45</b> |
| <b>4.1.5 Determinación de la capacidad del generador fotovoltaico</b>     | <b>46</b> |
| <b>4.1.6 Determinación de los reguladores</b>                             | <b>46</b> |
| <b>4.1.7 Determinación de la capacidad del banco de baterías</b>          | <b>47</b> |
| <b>4.1.8 Determinación de la capacidad del inversor</b>                   | <b>48</b> |
| <b>4.2 INSTALACION CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA</b>                       | <b>49</b> |
| <b>4.2.1 Dimensionamiento</b>   | <b>50</b> |



|   |           |
|---|-----------|
| <b>4.3 DESCRIPCIÓN DEL ACONDICIONAMIENTO Y UBICACIÓN DE LA CUBIERTA</b> | <b>51</b> |
| <b>CAPITULO 5</b>   |           |
| <b>5. DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO</b>                                   | <b>52</b> |
| <b>5.1 DISEÑO</b>   | <b>52</b> |
| <b>5.1.1 Sistemas aislados de la red eléctrica</b>                      | <b>52</b> |
| <b>5.1.1.1 Corriente pico del sistema fotovoltaico</b>                  | <b>53</b> |
| <b>5.1.1.2 Dimensionamiento del generador</b>                           | <b>53</b> |
| <b>5.1.1.3 Dimensionamiento del regulador</b>                           | <b>54</b> |
| <b>5.1.1.4 Dimensionamiento del banco de baterías</b>                   | <b>54</b> |
| <b>5.1.1.5 Capacidad del inversor</b>                                   | <b>55</b> |
| <b>5.1.2 Sistema conectado a la red eléctrica</b>                       | <b>55</b> |
| <b>5.1.2.1 Corriente pico del sistema fotovoltaico</b>                  | <b>56</b> |
| <b>5.1.2.2 Dimensionamiento del generador</b>                           | <b>56</b> |
| <b>5.1.2.3 Capacidad del inversor</b>                                   | <b>57</b> |
| <b>5.2 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN</b>                                  | <b>57</b> |
| <b>5.3 ANÁLISIS DE COSTOS</b>   | <b>58</b> |
| <b>5.3.1 Aislado de la red eléctrica</b>                                | <b>58</b> |
| <b>5.3.2 Conectado a la red eléctrica</b>                               | <b>58</b> |
| <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>                                   | <b>60</b> |
| <b>BIBLIOGRAFIA</b>   | <b>62</b> |
| <b>ANEXOS</b>   | <b>63</b> |

## LISTA DE FIGURAS

### CAPITULO 1

|   |    |
|---|----|
| Figura 1.1 Curva Standard de la radiación solar extraterrestre                              | 10 |
| Figura 1.2 Balance de radiación solar   | 12 |
| Figura 1.3 Trayectoria de la radiación solar a través de la atmósfera                       | 13 |
| Figura 1.4 Espectro de la radiación solar bajo varias masas de aire y la de un cuerpo negro | 13 |
| Figura 1.5 Posiciones del sol a lo largo del año  | 14 |
| Figura 1.6 Situación espacial de diferentes ángulos   | 15 |
| Figura 1.7 Posición relativa del sol  | 15 |
| Figura 1.8 Angulo de incidencia   | 16 |
| Figura 1.9 Irradiación sobre un plano inclinado   | 18 |
| Figura 1.10 Angulo de inclinación y orientación de una superficie                           | 19 |
| Figura 1.11 Ángulos de la posición del sol  | 20 |

### CAPITULO 2

|  |    |
|--|----|
| Figura 2.1 Estructura de un colector solar plano     | 22 |
| Figura 2.2 Receptor central                          | 23 |
| Figura 2.3 Concentrador cilíndrico-parabólico        | 24 |
| Figura 2.4 Diagrama unifilar de un sistema de bombeo | 28 |

### CAPITULO 3

|   |    |
|---|----|
| Figura 3.1 Célula solar fotovoltaica                                | 31 |
| Figura 3.2 Principio del efecto fotovoltaico                        | 31 |
| Figura 3.3 Principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica   | 32 |
| Figura 3.4 Característica I-V de iluminación                        | 33 |
| Figura 3.5 Circuito equivalente de la célula solar                  | 34 |
| Figura 3.6 Factor de forma  | 34 |
| Figura 3.7 Efecto de la temperatura sobre el voltaje y la corriente | 35 |
| Figura 3.8 Elementos de un panel fotovoltaico                       | 36 |

## **CAPITULO 4**

|  |    |
|--|----|
| Figura 4.1 Esquema de un sistema fotovoltaico aislado            | 44 |
| Figura 4.2 Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red | 50 |

## **CAPITULO 5**

|   |    |
|---|----|
| Figura 5.1 Diagrama unifilar de un sistema aislado            | 52 |
| Figura 5.2 Diagrama unifilar de un sistema conectado a la red | 55 |
| Figura 5.3 Ubicación de los módulos en forma de cierra        | 57 |

## LISTA DE TABLAS

### **CAPITULO 1**

|  |    |
|--|----|
| Tabla 1.1 Radiación solar extraterrestre | 11 |
|--|----|

### **CAPITULO 5**

|   |    |
|---|----|
| Tabla 5.1 Consumo de artefactos                 | 53 |
| Tabla 5.2 Consumo de artefactos                 | 56 |
| Tabla 5.3 Costos del sistema aislado de la red  | 58 |
| Tabla 5.4 Costos del sistema conectado a la red | 58 |

## INTRODUCCIÓN

La energía solar eléctrica, es una energía limpia y renovable, de fácil instalación y mantenimiento, este tipo de energía está tomando gran importancia en todo el mundo. Por este motivo se hace este proyecto que pretende dar a conocer el estado de la tecnología y su desarrollo.

Aunque la energía solar fotovoltaica sólo representa el 0,001 por ciento del suministro de energía eléctrica que satisface las necesidades de consumo en todo el mundo, se prevé un rápido y significativo crecimiento de su implantación, basado en el actual desarrollo de la tecnología y el compromiso medioambiental de los países más desarrollados.

Aunque tradicionalmente el uso de la energía solar fotovoltaica ha sido en aplicaciones aisladas de la red eléctrica, desde hace unos años la incorporación de esta tecnología al entorno urbano está facilitando su difusión y desarrollo. Es necesario tener en cuenta que la generación eléctrica fotovoltaica es la única que puede producir, a partir de una fuente renovable, electricidad allí donde se consume, reduciendo la saturación de las redes y disminuyendo las pérdidas en el transporte de electricidad.

En Colombia hasta el momento solo se han hecho instalaciones que requieren pequeña demanda como es el caso de viviendas y torres de comunicaciones. Aunque cada vez se hacen instalaciones para pequeños poblados aislados de la red eléctrica, pero siguen siendo para pequeñas demandas ya que no se hacen instalaciones donde se integren todas las viviendas si no vivienda por vivienda.

En la región se ha venido utilizando la energía del Sol en otras aplicaciones como es energía solar térmica, la cual consiste en aprovechar la energía procedente del Sol para calentar agua.

En la universidad se cuenta con una instalación fotovoltaica de 500Wp la cual es utilizada para alimentar una pequeña carga en el planetario, aunque esta instalación tiene fines meramente académicos.

En el proyecto de grado se describirá la forma de dimensionar sistemas fotovoltaicos aislados como conectados a la red eléctrica, el sistema que se va a dimensionar es para el edificio del programa de ingeniería eléctrica, en el cual se especificara paso a paso los procedimientos a seguir para llegar a un buen diseño como también se hará el análisis económico para determinar la viabilidad económica del proyecto.

## CAPITULO 1

### 1. RADIACIÓN SOLAR

La tierra recibe anualmente  $1,5 \times 10^{18}$  Kwh de energía solar lo que corresponde a 10.000 veces el consumo mundial de energía en ese período. Este hecho indica que además de ser responsable por la manutención de vida en la tierra, la radiación solar constituye una inagotable fuente energética, habiendo un enorme potencial de utilización por medio de sistemas de captación y conversión en otra forma de energía (térmica, electricidad,...etc.). La radiación solar llega en forma desigual a las distintas partes de la tierra provocando diferencias de temperatura entre las distintas zonas, diferentes climas, y diferentes formas de incidencia. La radiación solar es definida como la energía emitida por el sol, la cual se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. Se mide en forma instantánea en unidades de  $w/m^2$ .

#### 1.1 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE

Es la radiación solar que incide en el límite de la atmósfera terrestre.

##### 1.1.1 Constante solar

La radiación emitida por el Sol y las relaciones espaciales con la Tierra conducen al concepto de intensidad de radiación en el límite exterior de la atmósfera; su valor es prácticamente constante y se conoce como constante solar, definiéndose como la energía solar por unidad de tiempo recibida sobre una superficie perpendicular a la radiación. Esta radiación al atravesar la atmósfera, es parcialmente absorbida y difundida por ciertos componentes de la misma; en las últimas décadas, al disponer de satélites artificiales, se han podido realizar mediciones directas de la intensidad solar, libres de la influencia de la atmósfera terrestre, habiéndose dado un valor estandar de la misma  $I_0(\text{ext})$  propuesto por Thekaekara y Drummond en 1979; por lo tanto el valor de la constante solar es  $I_0(\text{ext}) = 1,353 \text{ kW/m}^2$ , y cuyo valor fluctúa en un  $\pm 3\%$  debido a la variación periódica de la distancia entre la Tierra y el Sol.

##### 1.1.2 Variación de la radiación solar extraterrestre

Debido a que la intensidad de la radiación solar es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia, la variación de la distancia tierra-sol durante el año da lugar a una variación de la radiación solar extraterrestre  $G(n)$ .

$$G(n) = I_{sc} \left[ 1 + 0.333 \cos\left(\frac{360 \times n}{365}\right) \right] \quad (1.1)$$

En donde  $n$  es el numero del día ( $1 < n < 365$ ). Esta función tiene una variación de 3,3%, con el máximo de  $1412 \text{ w/m}^2$  el 1 de enero y el mínimo  $1322$  el 1 de julio [1].

### 1.1.3 Distribución espectral de la radiación extraterrestre

La Tierra, en su movimiento alrededor del Sol, describe una órbita elíptica de escasa excentricidad, de forma que la distancia entre el Sol y la Tierra varía aproximadamente un  $\pm 3\%$ .

La distancia media Tierra-Sol es  $d = 149$  millones de Km. En el solsticio de verano La Tierra está alejada una distancia máxima del Sol  $d_{\text{máx}} = 1,017d$ . En el solsticio de invierno La Tierra se halla a la distancia mínima del Sol  $d_{\text{mín}} = 0,983d$ .

Con estos datos, un observador terrestre situado sobre un círculo en el cual el Sol ocupase el centro, vería a éste bajo un ángulo de 32 minutos.

Resulta importante conocer la distribución espectral de la radiación solar ya que la interacción de la misma con los distintos medios materiales va a ser función de la longitud de onda de la radiación incidente. En la Fig. 1.1 se puede observar el espectro de la radiación extraterrestre correspondiente a la distribución de energía que llegaría a la Tierra en ausencia de atmósfera.

La curva Standard de la distribución espectral de la radiación extraterrestre está basada en medidas hechas en el espacio exterior a gran altitud, en la que el promedio de energía para una anchura de banda de longitud de onda media  $\lambda$  y la energía integrada para longitudes de onda inferiores a  $\lambda$  vienen dadas en la Tabla 1.1 (Thekaekara). En ella  $E_\lambda$  es el promedio de radiación solar comprendido sobre una pequeña banda del espectro centrada en la longitud de onda  $\lambda$  expresada en  $\text{W}/\text{cm}^2\mu\text{m}$  y  $\Delta\lambda$  es el % de la constante solar asociada a longitudes de onda menores que  $\lambda$ .

A partir de estos valores se calcula la radiación solar extraterrestre y la magnitud de dicha radiación para diferentes longitudes de onda:

- ◆ Región ultravioleta ( $\lambda > 0,38 \mu\text{m}$ ).
- ◆ Región visible ( $0,38 < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$ ).
- ◆ Región infrarroja ( $\lambda > 0,78 \mu\text{m}$ ).

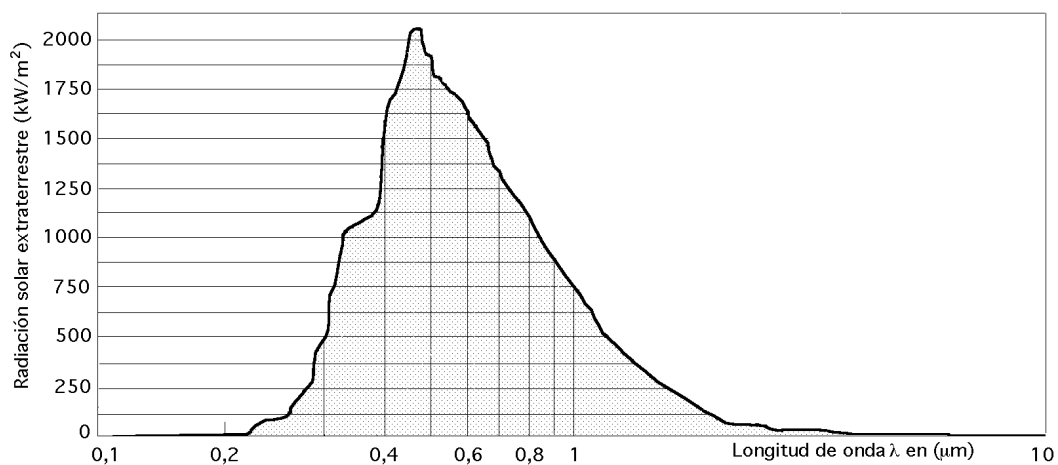


Figura 1.1 Curva Standard de la radiación solar extraterrestre

Tabla 1.1 Radiación solar extraterrestre

| $\lambda$ | $E_\lambda$ | $\Delta\lambda$ | $\lambda$ | $E_\lambda$ | $\Delta\lambda$ | $\lambda$ | $E_\lambda$ | $\Delta\lambda$ |
|-----------|-------------|-----------------|-----------|-------------|-----------------|-----------|-------------|-----------------|
| 0,115     | 0,007       | 0,0001          | 0,43      | 1639        | 12,47           | 0,9       | 891         | 63,37           |
| 0,14      | 0,03        | 0,0005          | 0,44      | 1810        | 13,73           | 1         | 748         | 69,49           |
| 0,16      | 0,23        | 0,0006          | 0,45      | 2006        | 15,14           | 1,2       | 485         | 78,4            |
| 0,18      | 1,25        | 0,0016          | 0,46      | 2066        | 16,65           | 1,4       | 337         | 84,33           |
| 0,2       | 10,7        | 0,0081          | 0,47      | 2033        | 18,17           | 1,6       | 245         | 88,61           |
| 0,22      | 57,5        | 0,05            | 0,48      | 2074        | 19,68           | 1,8       | 159         | 91,59           |
| 0,23      | 66,7        | 0,1             | 0,49      | 1950        | 21,15           | 2         | 103         | 93,49           |
| 0,24      | 68          | 0,14            | 0,5       | 1942        | 22,6            | 2,2       | 79          | 94,83           |
| 0,25      | 70,9        | 0,19            | 0,51      | 1882        | 24,01           | 2,4       | 62          | 95,86           |
| 0,26      | 130         | 0,27            | 0,52      | 1833        | 25,38           | 2,6       | 48          | 96,67           |
| 0,27      | 132         | 0,41            | 0,53      | 1842        | 26,74           | 2,8       | 39          | 97,31           |
| 0,28      | 222         | 0,56            | 0,54      | 1783        | 28,08           | 3         | 31          | 97,83           |
| 0,29      | 482         | 0,81            | 0,55      | 1725        | 29,38           | 3,2       | 22,6        | 98,22           |
| 0,3       | 514         | 1,21            | 0,56      | 1695        | 30,65           | 3,4       | 16,6        | 98,5            |
| 0,31      | 689         | 1,66            | 0,57      | 1712        | 31,91           | 3,6       | 13,5        | 98,72           |
| 0,32      | 830         | 2,22            | 0,58      | 1715        | 33,18           | 3,8       | 11,1        | 98,91           |
| 0,33      | 1059        | 2,93            | 0,59      | 1700        | 34,44           | 4         | 9,5         | 99,06           |
| 0,34      | 1074        | 3,72            | 0,6       | 1666        | 35,68           | 4,5       | 5,9         | 99,34           |
| 0,35      | 1093        | 4,52            | 0,62      | 1602        | 38,1            | 5         | 3,8         | 99,51           |
| 0,36      | 1068        | 5,32            | 0,6       | 1544        | 40,42           | 6         | 1,8         | 99,72           |
| 0,37      | 1181        | 6,15            | 0,66      | 1486        | 42,66           | 7         | 1           | 99,82           |
| 0,38      | 1120        | 7               | 0,68      | 1724        | 44,81           | 8         | 0,59        | 99,88           |
| 0,39      | 1089        | 7,82            | 0,7       | 1369        | 46,88           | 10        | 0,24        | 99,94           |
| 0,4       | 1429        | 8,73            | 0,72      | 1314        | 48,86           | 15        | 0,048       | 99,98           |
| 0,41      | 1751        | 9,92            | 0,75      | 1235        | 56,69           | 20        | 0,015       | 99,99           |
| 0,42      | 1747        | 11,22           | 0,8       | 1109        | 56,02           | 50        | 0,00039     | 100             |



La radiación emitida desde el núcleo del Sol está localizada en la zona del espectro de rayos gamma y rayos X, aumentando la longitud de onda a medida que la temperatura desciende al alejarnos del núcleo solar.

El estudio detallado de este espectro indica que el 7% de la energía (95 W/m<sup>2</sup>) corresponde al intervalo de longitudes de onda inferiores a 0,038 μm; el 47,3% (640 W/m<sup>2</sup>) a longitudes de onda comprendidas entre 0,38 y 0,78 μm y el 45,71% restante a longitudes de onda superiores a 0,78 μm, a partir de los cuales se puede determinar la energía de la banda para I<sub>0</sub> (ext)= 1,353 kW/m<sup>2</sup> [2].

## 1.2 RADIACIÓN SOLAR TERRESTRE

### 1.2.1 Interacción de la radiación con la atmósfera

La atmósfera terrestre es la capa gaseosa de la Tierra que se mantiene alrededor de ella por la acción de la fuerza gravitacional. La Fig. 1.2 muestra esquemáticamente los diferentes procesos que sufre la radiación en su interacción con la atmósfera.

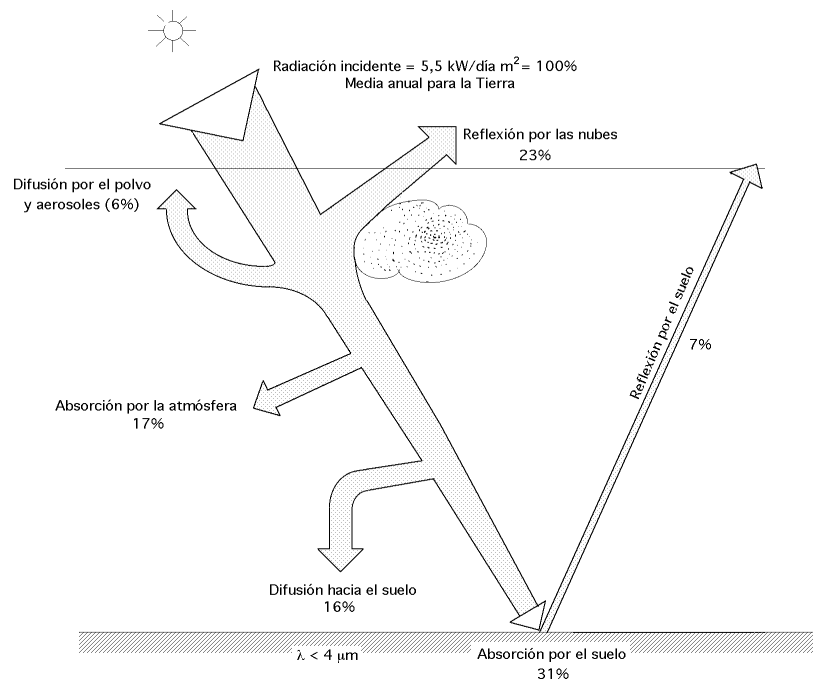


Figura 1.2 Balance de radiación solar

Parte de la radiación directa incidente se transforma en difusa debido al fenómeno de la dispersión el cual se debe a la presencia en la atmósfera de vapor de agua, moléculas que componen el aire y las películas de polvo. Otra parte de la radiación solar es absorbida en la atmósfera. La absorción del ultravioleta se debe predominantemente al ozono, la de infrarrojo al vapor de agua y dióxido de carbono y la del visible nuevamente al ozono.

Como resultado de la interacción con la atmósfera, la radiación solar recibida sobre la superficie horizontal terrestre se compone de radiación solar directa y radiación solar difusa.

La atenuación y el cambio del espectro dependen de la masa de aire atravesada. Esta se suele designar por  $AM_n$  (Air Mass  $n$ ). Está dada por:

$$AM_n = AM(\text{Sec}\theta_z) \quad (1.2)$$

Donde  $\theta_z$  es el ángulo cenital.

(atmósfera no refractiva)

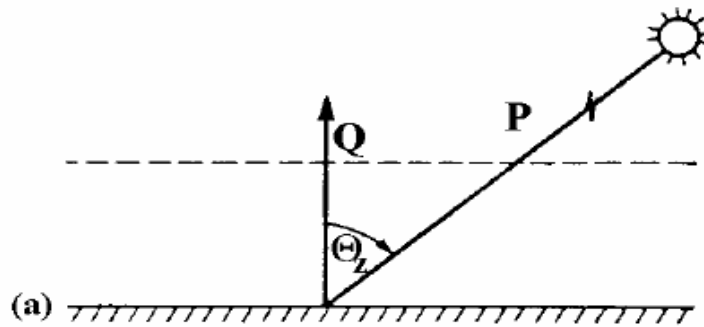


Figura 1.3 Trayectoria de la radiación solar a través de la atmósfera

Así,  $AM_0$  corresponde a la radiación solar extraterrestre,  $AM_1$  a la masa atravesada por la radiación cuando el Sol está en el cenit y el observador al nivel del mar a presión atmosférica de 760 mmHg. La Fig. 1.4 muestra el espectro solar bajo diferentes masas de aire  $AM$ .

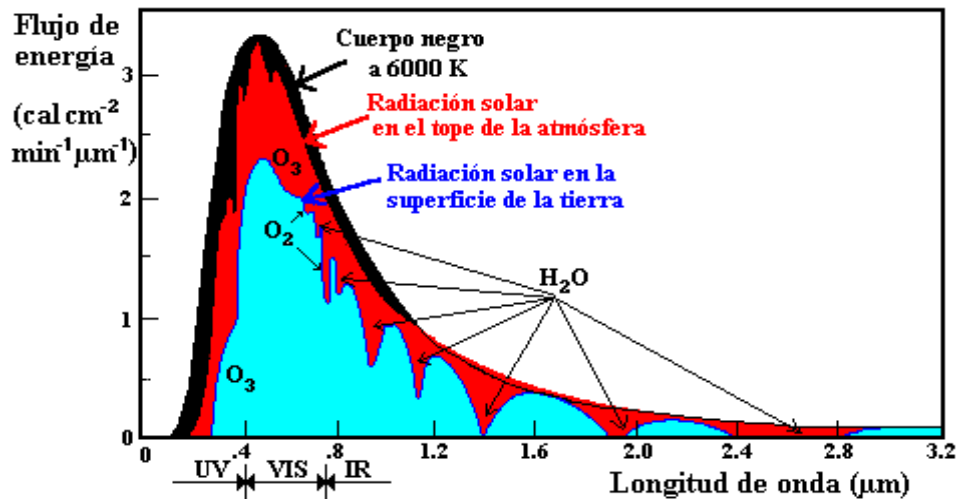


Figura 1.4 Espectro de la radiación solar bajo varias masas de aire y la de un cuerpo negro

### 1.2.2 Dirección de la radiación solar directa

**Movimiento de la tierra:** El movimiento de la Tierra alrededor del Sol se llama traslación y lo hace describiendo una órbita elíptica de muy poca excentricidad llamada Eclíptica, estando el Sol situado en uno de sus focos. La duración del recorrido es de 365 días, 5 horas y 48 minutos a una velocidad de 108.000 Km/hora, aproximadamente. Esta órbita está inclinada con respecto

al plano del Ecuador un ángulo de  $23^{\circ}45'$  y ello hace que sobre un punto determinado de la Tierra los rayos del Sol caigan unas veces más perpendicularmente que en otros y, por lo tanto, que la radiación incidente  $I_0$  sobre la misma sea diferente (Ver Figura 1.5)

Por otra parte, la Tierra tiene un movimiento de rotación alrededor de su eje en el que emplea 24 horas. Ahora bien, debido a la inclinación del eje de rotación y del movimiento orbital de la Tierra, la duración del día y de la noche varía según la latitud  $\lambda$  del lugar. Así, en el Ecuador terrestre el día y la noche son iguales, es decir, de doce horas, pero esa igualdad se va perdiendo a medida que se pasa del Ecuador hacia los Polos, ya que progresivamente van apareciendo los inviernos de noches más largas en contraposición con los veranos de noches más cortas, incluso hasta en las regiones polares en donde duran medio año.

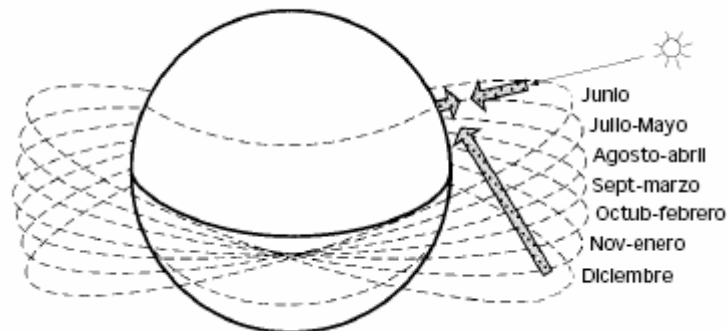


Figura 1.5 Posiciones del sol a lo largo del año

### 1.2.3 Definición de parámetros

Para calcular la radiación solar incidente sobre una superficie que tiene una determinada inclinación y orientación, es necesario definir algunos términos, cuyas representaciones se han hecho en las Figuras 1.6, 1.7, 1.8.

**-El ángulo cenital solar ( $\theta_s$ ):** es el ángulo que forma la radiación directa del Sol y la vertical del lugar, en un punto cualquiera de la Tierra. Este ángulo varía continuamente a lo largo del día y depende también de la latitud del lugar y de la declinación.

**-El ángulo acimutal del Sol ( $\beta_s$ ):** es el ángulo que forma la componente horizontal de la radiación solar directa, con la dirección Norte-Sur, en el hemisferio norte. Se mide sobre el plano horizontal que pase por el lugar.

**-La declinación ( $\delta$ ):** es la posición angular del Sol al mediodía solar, respecto al plano del Ecuador terrestre; el valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de  $23^{\circ}45'$  respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre  $\pm 23^{\circ}45'$  a lo largo del año. La declinación al Norte del Ecuador se considera positiva.

**-El ángulo horario ( $t$ ):** es el desplazamiento angular del Sol respecto al mediodía, que es el instante en que el Sol se encuentra más alto en el cielo y se corresponde con un ángulo cenital solar mínimo, es decir, con un ángulo horario igual a 0. Cada hora es igual a  $15^{\circ}$  de longitud, tomando un valor (+) por las mañanas y (-) por las tardes.

**-La latitud (L):** es su desplazamiento angular por encima o por debajo del Ecuador, medido desde el centro de la Tierra de un lugar cualquiera sobre la superficie de la Tierra. Se considera positiva al Norte del Ecuador.

**-La longitud del lugar (f):** es el ángulo que forma el semiplano que pasa por los polos en un lugar de la superficie de la Tierra y el semiplano que pasa por Greenwich. Este semiplano es un cero arbitrario y la línea que corta sobre la superficie terrestre se denomina meridiano de Greenwich. La longitud y la latitud son coordenadas que localizan un punto cualquiera sobre la superficie de la Tierra.

**-Angulo cenital de la superficie ( $\Psi$ ):** es el ángulo que forma el terreno (o la superficie que se considere) con la horizontal del lugar, y por lo tanto, el ángulo que forma la normal a la superficie con la vertical del lugar.

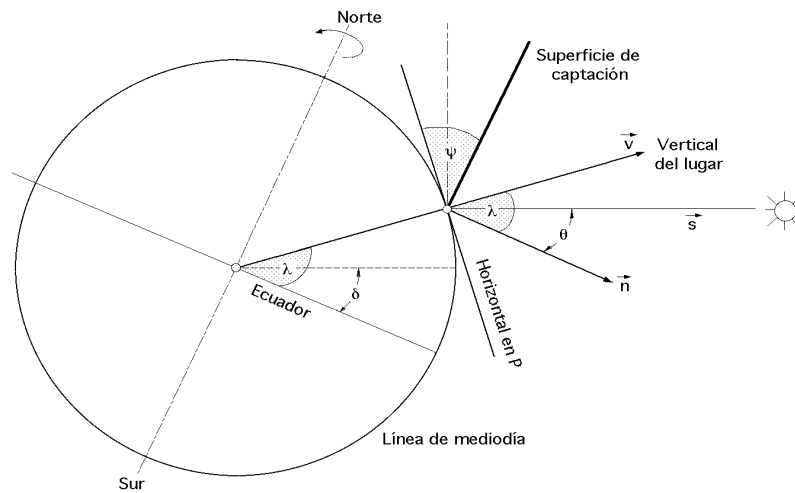


Figura 1.6 Situación espacial de diferentes ángulos

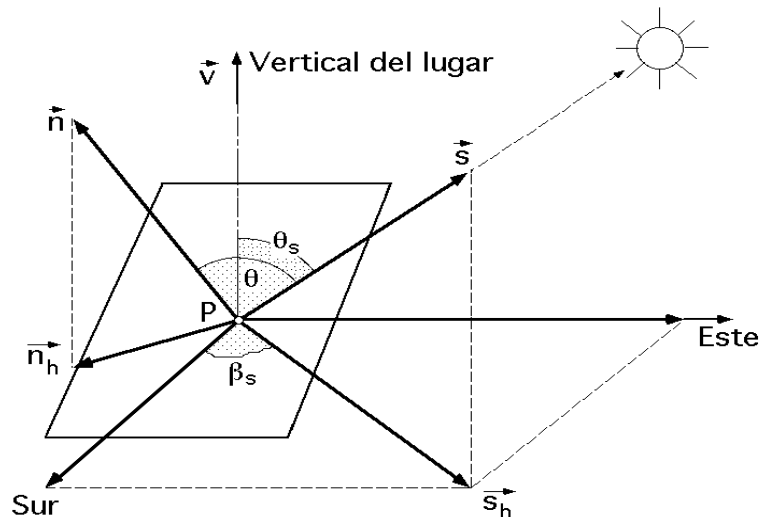


Figura 1.7 Posición relativa del sol

La altura solar o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte es importante porque a mayores alturas solares la radiación recorre una distancia más corta al atravesar la atmósfera, mientras que para alturas solares más bajas la radiación procedente del Sol es forzada a

recorrer una masa de aire mucho mayor,  $m > 1$ . Los efectos atenuantes de la masa de aire implicados reducen la radiación solar y las mayores alturas solares proporcionan más horas de luz, lo que permite mejores insolaciones.

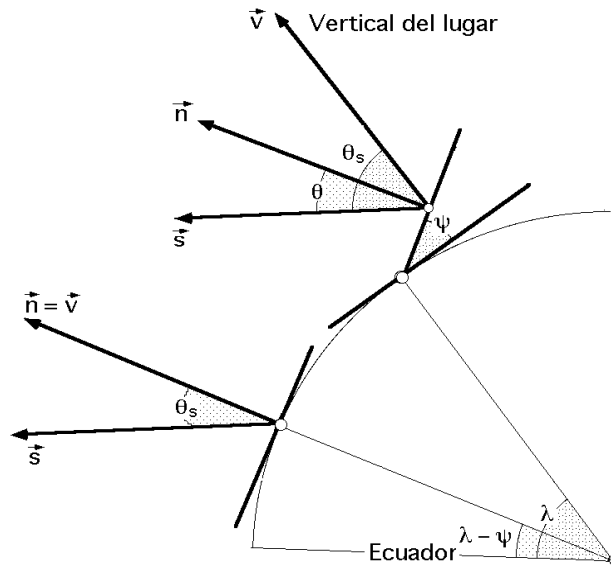


Figura 1.8 Ángulo de incidencia

La dirección de la radiación solar directa que incide sobre una superficie de cualquier orientación con respecto a las coordenadas locales puede ser calculada mediante la siguiente expresión (Benford y Book) [3].

$$\cos \theta = \text{sen} \delta \times \text{sen} \lambda \times \cos \psi - \text{sen} \delta \times \cos \lambda \times \text{sen} \psi \times \cos \beta + \cos \delta \times \cos \lambda \times \cos \psi \times \cos t + \cos \delta \times \text{sen} \lambda \times \text{sen} \psi \times \cos \beta \times \cos t + \cos \delta \times \text{sen} \psi \times \text{sen} \beta \times \text{sen} t \quad (1.3)$$

En la que  $\Psi$  es el ángulo que forma el terreno con la horizontal del lugar.

Cuando el plano del terreno coincide con el horizontal,  $\Psi = 0$ , el ángulo cenital de la radiación solar directa  $\theta = \theta_s$ , es:

$$\cos \theta_s = \text{sen} \delta \times \text{sen} \lambda + \cos \delta \times \cos \lambda \times \cos t \quad (1.4)$$

La ecuación anterior define el ángulo cenital solar en función de la latitud del lugar  $\lambda$ , del día del año definido por su declinación media  $\delta$  y la hora del día definida por el ángulo horario  $t$ .

El ángulo acimutal solar viene dado por la expresión:

$$\cot g(\beta_s) = \frac{(\tan \delta \times \cos \lambda - \text{sen} \lambda \times \cos t)}{\text{sen} t} \quad (1.5)$$

Mediante la ecuación del ángulo cenital solar se puede determinar el ángulo horario  $t_s$  de salida o puesta del Sol, haciendo  $\theta_s = 90^\circ$ .

$$\cos \theta_s = -\frac{(\text{sen} \lambda \times \text{sen} \delta)}{(\cos \lambda \times \cos \delta)} = -\tan \lambda \times \tan \delta \quad (1.6)$$

Para hallar la declinación  $\delta$  se toma el valor medio diario, al mediodía, dado por la ecuación:

$$\delta = 23,45 \text{sen} \left( 360 \times \frac{(284 + Z)}{365} \right) \quad (1.7)$$

Donde Z es el día del año considerado, contado a partir del 1 de Enero [3].

### 1.3 DURACIÓN ASTRONÓMICA DEL DÍA Y RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE

#### 1.3.1 Duración astronómica del día

La duración astronómica del día puede calcularse para cualquier latitud mediante la ecuación

$$\cos \theta_s = \text{sen} \delta \times \text{sen} \lambda + \cos \delta \times \cos \lambda \times \cos t \quad (1.8)$$

Teniendo en cuenta que cuando el sol está en su máxima elevación,  $\Psi=0$  y  $\theta_s=90$

$$\cos \theta_s = 0 = \text{sen} \delta \times \text{sen} \lambda + \cos \delta \times \cos \lambda \times \cos t \quad (1.9)$$

$$\cos t = -\tan \lambda \times \tan \delta \quad (1.10)$$

La duración del día N esta dada entonces por:

$$N = \left( \frac{2}{15} \right) \times \text{Arc} \cos(-\tan \lambda \times \tan \delta) \quad (1.11)$$

#### 1.3.2 Radiación solar extraterrestre diaria

La radiación solar extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal puede calcularse así:

$$H_o(n) = \int G(n) \times \cos \theta_z dt \quad (1.12)$$

$$H_o(n) = \left( \frac{24}{\pi} \right) \times I_{sc} \left[ 1 + 0.033 \cos \left( \frac{360^\circ n}{365} \right) \right] \times [\cos \phi \times \cos \delta \times \text{sen} W_s + \text{sen} \phi \times \text{sen} \delta] \quad (1.13)$$

En donde n es el día del año.

### 1.4 MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN Y EL BRILLO SOLAR

Los instrumentos empleados en la medición de la radiación y el brillo solar son los siguientes:

a) Pirheliométricos para la medición de la radiación solar directa.

b) Piranómetros para la medición de la radiación solar global.

c) Instrumentos para la medición de la duración del brillo solar, esto es, para medir el tiempo durante el cual el sol no está tapado por las nubes (miden el número de horas al día durante el cual la intensidad de la radiación solar directa es superior a  $120\text{W/m}^2$ ) [4].

#### 1.4.1 Radiación solar global sobre superficies horizontales

La determinación de las características de la radiación solar en una localidad se puede hacer de manera directa, instalando aparatos de medición debidamente calibrados y durante largos periodos de tiempo. Los promedios horarios, diarios, mensuales, etc. se calculan estadísticamente.

#### 1.4.2 Radiación solar sobre superficies inclinadas

La radiación solar recibida por una superficie inclinada está compuesta por la radiación directa recibida del sol, la radiación difusa proveniente del cielo y la radiación reflejada por el piso y las superficies vecinas.

#### 1.4.3 Irradiancia solar directa sobre superficies inclinadas

La irradiancia solar directa recibida por una superficie inclinada  $G_{b,T}$ , depende tanto de las variaciones de radiación solar directa incidente durante el día  $G_{b,i}$ , como del ángulo  $\theta_i$  que forma esta con la normal de la superficie (Fig. 1.6).

$$G_{b,T} = G_{b,i} \times \cos \theta_i \quad (1.14)$$

El  $\cos \theta_i$  se debe expresar en las coordenadas de la localidad donde se encuentra la superficie, su inclinación y su orientación, y los ángulos que caracterizan la posición del sol en cualquier momento del día y en cualquier día del año.

### 1.5 IRRADIACIÓN DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA SOBRE UN PLANO INCLINADO

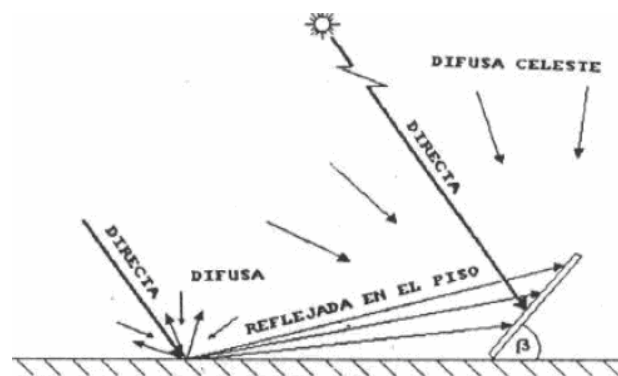


Figura 1.9 Irradiación sobre un plano inclinado

Para una superficie horizontal, la irradiancia solar directa  $G_b$  se expresa como:

$$G_b = G_{b,i} \times \cos \theta_z \quad (1.15)$$

Donde  $\theta_z$  es el ángulo que forma ésta con la normal a la superficie (Fig. 1.6), puesto que para una superficie horizontal la irradiancia global  $G$  esta dada por:

$$G = G_b + G_d \quad (1.16)$$

En donde  $G_d$  es la irradiancia difusa, eliminando  $G_{b,i}$  entre (1.11) y (1.12) se tiene:

$$G(b,T) = \frac{((G - G_d) \times \cos \Theta_i)}{\cos \Theta_z} \quad (1.17)$$

### 1.6 ÁNGULO DE LA RADIACIÓN SOLAR DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA

Una superficie cualquiera en una localidad determinada se puede caracterizar por medio de los siguientes ángulos (Fig.1.10)

**$\beta$** : Inclinación de la superficie mirando hacia el sur en ambos hemisferios. Es el ángulo entre la superficie en consideración y la horizontal ( $0 \leq \beta \leq 180$ ).

**T**: Ángulo acimutal que corresponde a la desviación de la proyección de la normal de la superficie del meridiano local ( $-180 \leq T \leq 180$ ). ( $0^\circ = \text{Sur}$ ,  $90^\circ = \text{Oeste}$ ,  $180^\circ = \text{Norte}$ ).

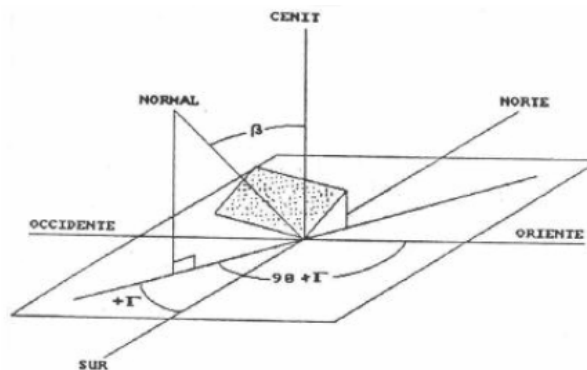


Figura 1.10 Angulo de inclinación y orientación de una superficie

La posición del sol en cualquier época del año y para cualquier localidad se puede caracterizar por medio de los siguientes ángulos (Fig.1.11)



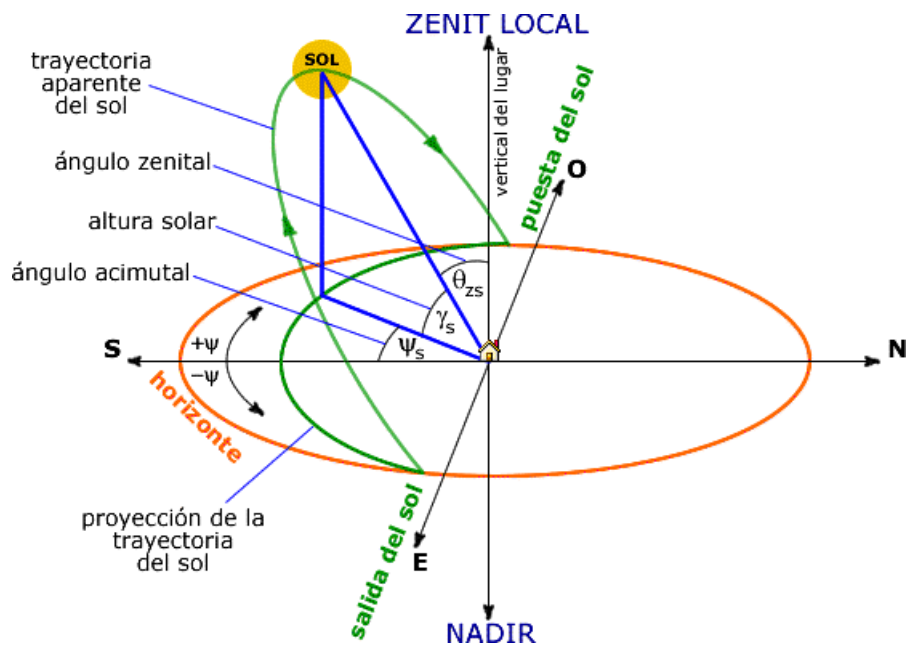


Figura 1.11 Ángulos de la posición del sol

## CAPITULO 2

### 2. ENERGÍA SOLAR

En la actualidad hay muchas formas de aprovechar la energía proveniente del sol, tanto para producir energía eléctrica como para convertirla en otro tipo de energía. A continuación se describen algunas de las aplicaciones que tiene la energía solar:

#### 2.1 ENERGÍA SOLAR TERMICA

##### 2.1.1 Definición

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la energía procedente del sol para transferirla a un medio portador de calor, generalmente agua o aire. La tecnología actual permite también calentar agua con el calor solar hasta producir vapor y posteriormente obtener energía eléctrica.

##### 2.1.2 Aplicaciones

Producción de agua caliente sanitaria (ACS): La principal aplicación de la energía solar térmica es la producción de agua caliente sanitaria (ACS) para el sector doméstico y de servicios sanitarios. El agua caliente sanitaria se usa a una temperatura de 45 °C, temperatura a la que se puede llegar fácilmente con captadores solares planos que pueden alcanzar como temperatura media de 80 °C. Se considera que el porcentaje de cubrimiento del ASC anual es aproximadamente del 60%; se habla de este porcentaje y no superior, para que en la época de mayor radiación solar no sobre energía. La energía aportada por los captadores debe ser tal que en los meses más favorables aporte el 100%. El resto de las necesidades que no aportan los captadores se obtienen de un sistema auxiliar, que habitualmente suele ser por medio de cualquier forma de energía. Con este porcentaje de cubrimiento los periodos de amortización son reducidos.

Calefacción de baja temperatura: La energía solar térmica puede ser un complemento al sistema de calefacción, sobre todo para sistemas que utilicen agua de aporte a menos de 60 °C. Para calefacción con aporte solar, el sistema que mejor funciona es el de suelo radiante (circuito de tuberías por el suelo), ya que la temperatura del fluido que circula a través de este circuito es de unos 45 °C, ya que son fácilmente alcanzables con captadores solares [5].

##### 2.1.3 Captadores solares planos

Un colector solar transforma la energía solar incidente en otra forma de energía útil. Difiere de un intercambiador de calor convencional en que en éstos se realizan intercambios térmicos entre fluidos con elevados coeficientes de transferencia térmica, y en los que la radiación es un factor sin apenas importancia; en un colector solar, la transferencia térmica se realiza desde una fuente energética, en este caso el sol, a un fluido sin concentración de energía solar, por lo que el fluido incidente puede ser del orden de 1 KW/m<sup>2</sup> variable con una especie de parámetros.

La gama de longitudes de onda que se aprovechan está comprendida entre 0,3µm y 3,0µm, que

es una franja de radiación considerablemente más pequeña que la radiación emitida por la mayoría de las superficies que absorben energía.

El análisis de los colectores solares implican problemas de flujos de energía, bajos y variables, así como una gran relevancia de los fenómenos de radiación.

En los colectores de placa plana, la superficie que absorbe la radiación solar es igual a la superficie de la capa.

Se pueden diseñar colectores de placa plana para trabajar con temperaturas de placa absorbente comprendidas entre 40°C y 130°C.

Estos colectores utilizan tanto la radiación solar directa como la difusa. No requieren de sistemas de seguimiento solar y prácticamente no precisan de mantenimiento.

Sus aplicaciones van enfocadas a sistemas de calentamiento de agua, calefacción de edificios y aire acondicionado.

El costo de la energía obtenida en un colector de placa plana depende del rendimiento del sistema, de sus vidas medias y de los costos de fabricación.

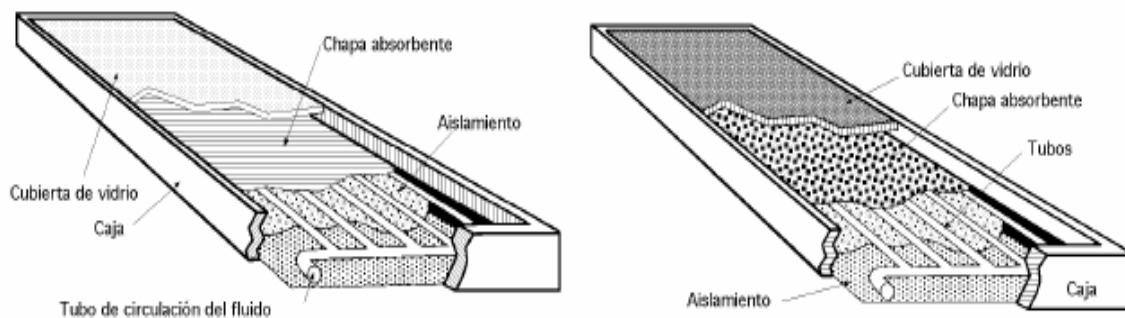


Figura 2.1 Estructura de un colector solar plano

## 2.2 CENTRALES TERMOSOLARES

Las centrales de potencia termosolares de alta temperatura para la transformación de la energía solar en eléctrica, mediante un ciclo termodinámico, consisten en general, en un adecuado ordenamiento de espejos, llamados heliostatos, situados sobre un terreno, ordenados y orientados automáticamente, para que en todo momento reflejen la radiación solar directa que incide sobre ellos, en un receptor situado a gran altura sobre el terreno en el que van ubicados los espejos, de forma que toda la energía se transporte al mismo tiempo por radiación.

En el diseño de una central de energía solar para la obtención de electricidad mediante un ciclo termodinámico recorrido por vapor de agua, se pueden considerar dos partes perfectamente diferenciadas:

- a) El concentrador de energía solar.
- b) El receptor de energía que se comporta como calentador del ciclo termodinámico.

La característica más notable de las centrales de potencia de energía solar, radica posiblemente, en que todos sus subsistemas utilizan tecnologías conocidas; así, el subsistema de conversión de la energía térmica del vapor en energía cinética de rotación en la turbina, y en electricidad en el alternador, son de tipo convencional, evitándose así la necesidad de un trabajo de investigación, al mismo tiempo que se reduce la posibilidad de un error [5].

### 2.2.1 Receptores

El receptor puede ir instalado en el centro del campo especular, o bien, desplazado hacia el sur, dando lugar a los campos norte de helióstatos; el receptor debe estar situado en el campo visual de los espejos, lo cual se cumplirá tanto mejor, cuanto más elevado se encuentre, minimizándose así los problemas de interferencia y solapamiento entre espejos vecinos.

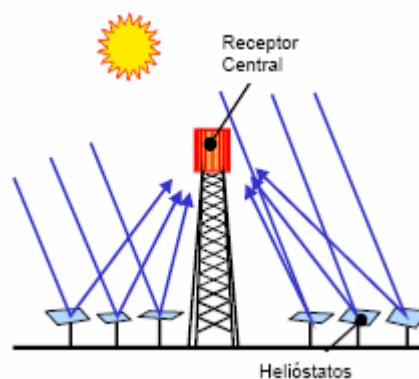


Figura 2.2 Receptor central

Desde un punto de vista relativo a la absorción de energía, los receptores pueden ser de dos tipos,

- a) De cavidad.
- b) De recepción energética exterior.

Los de cavidad pueden ser de eje vertical o de eje horizontal. Tiene una abertura por la que penetran los rayos solares reflejados, que deben tener unas dimensiones mayores que las de los espejos más alejados, teniendo presente la dispersión de la luz reflejada. Dentro de la cavidad se puede conseguir una absorción de luz de hasta un 95%, y relaciones de concentración comprendidas entre  $300 \text{ KW}/(\text{h.m}^2)$  y  $3500 \text{ KW}/(\text{h.m}^2)$ ; esta absorción se puede lograr mediante una conveniente disposición de tubos negros, por cuyo interior circula un flujo que se quiere calentar, que deben adaptarse lo mejor posible a la forma de la cavidad, para evitar pérdidas de energía al exterior.

Los receptores de cavidad de eje vertical, parecen ofrecer mayores ventajas para cuando la altura de la torre es pequeña; en cambio, cuando los helióstatos estén muy próximos a la torre, se utilizan cavidades de eje vertical.

Los receptores que no son de cavidad y que por lo tanto absorben la energía solar por su parte exterior, se diseñan generalmente como volúmenes de revolución, pudiendo ser su eje de simetría vertical u horizontal, dependiendo esto de la forma del campo de helióstatos. Los tubos absorbentes se disponen externamente formando la superficie lateral del receptor; su principal

inconveniente radica en que las pérdidas térmicas al exterior, por convección y radiación, son mucho mayores que en los receptores de cavidad, pudiéndose mitigar en parte con una adecuada preparación de los tubos absorbentes, en los que el fluido motor se calienta, aumenta su entalpía, y se podrá vaporizar o no; si no se vaporiza, se le lleva a un intercambiador de calor donde en contracorriente se vaporiza otro fluido a expensas del calor cedido en la refrigeración del primero que procede del receptor.

Si el fluido que circula por los tubos absorbentes se vaporiza y recalienta en ellos, podrá utilizarse directamente en una turbina apropiada, acoplada convenientemente a un alternador.

El vapor se condensará a la salida de la turbina y mediante un sistema de bombeo se introduce de nuevo al fluido en el receptor, cerrándose así un ciclo termodinámico.

De esta forma pueden lograrse vapores recalentados a presiones comprendidas entre 100 Atm y 150 Atm, y temperaturas del orden de 550 °C, como en cualquier central térmica convencional.

El receptor puede diseñarse de forma que sus tubos absorbentes de energía cumplan condiciones parecidas a las que soportarían en la cámara de combustión y radiación de una central térmica.

La liberación de calor durante la conversión termodinámica presenta un problema especial y es el de la refrigeración, pues por cada 100 MW de potencia obtenida se necesitarían 20000 m<sup>3</sup> de agua refrigerada por hora; como es muy probable que las futuras centrales de potencia solares se instalen en desiertos o en tierras semiáridas, se comprende la necesidad de obtener un adecuado caudal de agua, lo cual restringirá notoriamente la elección de estos lugares [5].

## 2.2.2 El Campo Concentrador

El campo concentrador está conformado por los helióstatos que están formados por una serie de espejos planos, dispuestos convenientemente sobre una estructura soporte; pueden tener diversas geometrías, dependiendo fundamentalmente del tipo de receptor; en todo momento deben seguir el movimiento aparente del sol, bien en forma individual mediante células ópticas, o en forma colectiva mediante software, en el que su programa puede ser modificado diariamente, permitiendo a su vez seguir el sol aún con el cielo nublado.

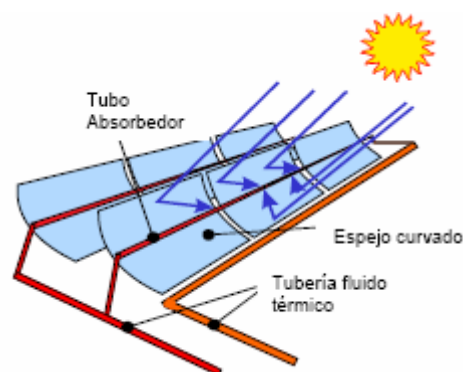


Figura 2.3 Concentrador cilíndrico-parabólico

La energía consumida para la dirección y orientación de los helióstatos es relativamente baja, ya que para un solo helióstato de 50 m<sup>2</sup> de superficie especular y 2 Tm de peso medio se ha calculado que son suficientes 60 W.

El concentrador de energía se puede diseñar de muchas formas, pero una muy cómoda es la de corona circular en la que los helióstatos irían dispuestos según un ordenamiento de anillos concéntricos; en principio se pueden suponer de forma que no dejase entre sí ningún espacio vacío, dando por lo tanto, en todo momento, la sensación de un campo especular continuo; es decir, la superficie de los espejos sería igual a la del terreno sobre la que iría ubicado el concentrador, solución que daría lugar a un rendimiento máximo desde el punto de vista energético, pero no del económico.

Por lo tanto, los helióstatos deben ir en una disposición que mantengan entre ellos unas distancias determinadas, fijadas por un factor de rendimiento especular y de utilización del campo.

Para que toda la energía solar que llegue a este terreno pueda ser reflejada por el concentrador, existe el inconveniente de que la superficie del mismo no se puede utilizar al máximo, debido a fenómenos de solapamientos de sombras de unos helióstatos sobre otros; el modelo de campo continuo tiene la ventaja fundamental, de que todos los cálculos relativos a las propiedades del concentrador y a las densidades de energía reflejadas por el mismo, pueden hacerse por integración; sin embargo esto no supone ninguna restricción a los demás campos, que perfectamente pueden simular su funcionamiento mediante software.

Para tener una idea de la energía reflejada, consideraremos el campo colector de espejos como una disposición de anillos planos concéntricos, plateando los siguientes modelos de concentrador:

a) Modelo especular continuo de espejos infinitesimales: en este el campo colector consiste en un círculo especular con centro en la base de la torre, hasta un ángulo máximo que define la circunferencia del círculo. Cada espejo está perfectamente individualizado para que pueda cumplir con las leyes de la reflexión.

b) Modelo especular de dimensiones finitas: considerando espejos planos cuadrados, dispuestos en anillos circulares; cada uno estará formado por un conjunto de helióstatos de forma que cuando todos estén horizontales, las distancias entre sus bordes serán nulas, constituyendo un campo continuo de espejos. Con esta disposición consideraremos dos casos:

- ◆ Campo continuo desde la base de la torre hasta un ángulo periférico máximo.
- ◆ Campo continuo, para dos ángulos cenitales, comprendido entre los círculos de radios  $R_m$  y  $R_M$  respectivamente.

c) Modelo especular discontinuo de anillos de helióstatos: en los que la distancia radial  $r$  entre anillos es mayor que la de anchura  $L$  de cada uno.

d) Se puede considerar también concentradores formados por bandas de anillos especulares, que se corresponda con la anchura de un helióstato: según sea la posición del sol, los helióstatos pueden interferirse mutuamente en el sentido en que uno de ellos puede servir de pantalla de la radiación solar directa a uno o más que estén detrás, produciendo un efecto de sombra, o bien, bloquear la radiación solar reflejada por los helióstatos contiguos posteriores, reduciendo de esta forma la energía que es posible enviar sobre el receptor.

Para reducir estos efectos conviene situar el receptor lo más alto posible sobre el terreno horizontal, que contiene el campo de helióstatos, al tiempo que los helióstatos se distancian entre sí [5].

## 2.3 FOTOCATÁLISIS

Es un proceso catalítico promovido por energía de determinada longitud de onda, capaz de excitar a un semiconductor (catalizador) al grado de hacer que se comporte como un material conductor, en la superficie del cual se desarrollarán reacciones de oxidación-reducción las cuales generan radicales libres muy reactivos los cuales reaccionarán con las especies a su alrededor, rompiendo algunos enlaces moleculares y reduciendo u oxidándolas hasta convertirlas en especies menos complejas. Esta reducción en la complejidad molecular generalmente se traduce en una reducción del grado de contaminación o peligrosidad de la especie que se esté tratando.

La tecnología Fotocatalítica es relativamente nueva. Su investigación comienza alrededor de los años 70's. En la reacción fotocatalítica interviene: un catalizador, un semiconductor (generalmente óxido metálico), radiación con la suficiente energía (de origen natural como la radiación Solar, o de origen artificial como lámparas de luz) y el medio en que se lleva a cabo puede ser gas, líquido o sólido.

Esta tecnología tiene muchas aplicaciones, la mayoría de ellas enfocadas a procesos amigables con el medio ambiente, como lo es la degradación fotocatalítica de contaminantes, siendo estos de diversos tipos, como plaguicidas, detergentes, explosivos, metales pesados, residuos tóxicos, peligrosos y en ocasiones biológicos infecciosos.

Para llevar a cabo el proceso químico de fotocátalisis se necesitan sistemas basados en la tecnología de colectores. En la actualidad se utiliza fundamentalmente la tecnología de colectores cilindro-parabólicos los cuales concentran la luz Solar sobre un tubo transparente de vidrio que se usa como receptor; dentro de este motorreactor la porción ultravioleta del espectro Solar activa un catalizador en un proceso que acaba produciendo radicales hidroxilo con una exposición suficiente a dichos radicales, donde los contaminantes sufren una descomposición hasta concluir en compuestos no tóxicos como agua o dióxido de carbono.

El colector Solar o reactor en el cual tiene lugar el proceso fotocatalítico es el encargado de proporcionar los fotones con energía suficiente para que la reacción tenga lugar.

Este colector es parte fundamental del sistema al ser el que posibilita el uso de la radiación Solar; se han dividido los diferentes sistemas de aprovechamiento Solar o colectores Solares, y esto es según el grado de concentración:

- ◆ Baja temperatura o sin concentración (hasta 150° C)
- ◆ Media temperatura o concentración (desde 150° C hasta 400° C)
- ◆ Alta temperatura o concentración (hasta temperaturas superiores a 1500° C)

Los colectores sin concentración son los colectores comunes planos normales. Su característica principal es que son colectores estáticos al tener una orientación fija y no poseer ningún dispositivo de seguimiento Solar. Su característica principal radica en su bajo costo pero debido a ser estáticos su eficiencia relativa es baja.

Los colectores Solares de media concentración son sistemas que van desde los 15 a 50 Soles de concentración.

La radiación Solar está compuesta por dos componentes: una componente directa y otra difusa, donde el porcentaje de cada una de ellas depende de las condiciones atmosféricas. La radiación

directa es la fracción de la radiación Solar que llega a la superficie de la tierra sin ser desviada por la atmósfera y por lo tanto su dirección está perfectamente definida y la difusa es la que ha sufrido cambios con las diversas partículas de la atmósfera sufriendo una alteración en su trayectoria. De las dos Solamente la primera posee una trayectoria conocida. Para que esto sea bien aprovechado los colectores deben ser de tipo dinámico, es decir, que posean algún dispositivo que les permita seguir al Sol a lo largo de su trayectoria.

Dentro de este grupo se encuentran los colectores cilindro-parabólicos (PTC) que consisten en una superficie reflectiva de forma parabólica que concentran la radiación directa sobre un receptor situado en el foco de la parábola; estos se pueden clasificar según el sistema de seguimiento que posean: movimiento en un eje de norte a sur o de este a oeste y el otro es la combinación de los dos que da como resultado el seguimiento en los dos ejes.

En los colectores Solares de alta concentración el foco es puntual a diferencia de los anteriores en los que el foco suele ser lineal. La única forma de conseguir una alta concentración en este grupo es con los hornos Solares y los discos parabólicos basándose ambos en el principio de paraboloide de revolución de gran área con seguimiento Solar y concentrando la radiación Solar directa en su foco, de reducidas dimensiones.

Como puede apreciarse casi toda la tecnología Solar existente ha sido concebida y desarrollada para un máximo aprovechamiento debido a que se necesita captar el mayor número de fotones. Esto ha llevado a las plantas de gran escala para detoxificación a utilizar colectores cilindro-parabólicos debido a la buena captación de los rayos UV [6].

## **2.4 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTÁICA**

La energía Solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación Solar de energía eléctrica. Esto se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las células fotovoltaicas. El material base para su fabricación suele ser el silicio. Cuando la luz del Sol (fotones) incide en una de las caras de la célula genera una corriente eléctrica que se suele utilizar como fuente de energía.

La fabricación de estas células resulta un proceso realmente costoso, tanto económicamente como en tiempo. Aunque el material con el que están fabricadas (silicio) es muy abundante en la tierra, su procesamiento es laborioso y complicado.

Se requieren procesos especiales para elaborar los lingotes de silicio, de los cuales se cortarán posteriormente las obleas (células), motivo por el cual resulta todavía un producto de costo elevado. El silicio reciclado a partir de la industria electrónica también sirve como materia prima para producir el silicio de grado Solar. En la actualidad se están preparando otros materiales de mayor rendimiento.

Es importante que todas las células que componen el panel Solar fotovoltaico tengan las mismas características, lo que significa que después de la fabricación de las mismas, hay que seguir un proceso de clasificación y selección [7].

### **2.4.1 Aplicaciones de la energía Solar fotovoltaica**

Una instalación Solar fotovoltaica tiene como objetivo producir energía eléctrica a partir de la energía Solar.



La energía Solar fotovoltaica tiene multitud de aplicaciones, desde la aeroespacial hasta juguetes pasando por las calculadoras, una estación repetidora de telecomunicación, bombeo de agua para riego y la producción de energía a gran escala para el consumo en general o a pequeña escala en pequeñas viviendas. Principalmente se diferencian dos tipos de instalaciones:

- ◆ Las de conexión a la red eléctrica, donde la energía que se produce se utiliza íntegramente para la venta a la red eléctrica de distribución.
- ◆ Las aisladas a la red, que se utilizan para autoconsumo, ya sea en una vivienda en el área rural, una estación repetidora de telecomunicación, bombeo de agua para riego, etc.

### 2.4.2 Bombeo de agua con energía Solar fotovoltaica

Actualmente hay miles de sistemas de bombeo con energía fotovoltaica en operación en fincas ganaderas y agrícolas alrededor del mundo. Los primeros sistemas se instalaron hace 30 años. Hoy en día los sistemas son confiables y económicamente competitivos para el productor rural.

Los sistemas Solares de bombeo pueden satisfacer un amplio rango de necesidades que van desde 1,000 litros diarios para abastecer pequeñas fincas ganaderas o para consumo humano, hasta 50,000 litros diarios para abastecer grandes fincas ganaderas e irrigación de fincas agrícolas. Estos sistemas son sencillos, confiables, requieren de poco mantenimiento y no usan combustible. Otra ventaja es que los sistemas son modulares, de manera que pueden optimizarse para las características específicas de cada proyecto. Otra ventaja es que cuando más se necesita de la irrigación de cultivos agrícolas es cuando mas energía Solar se presenta y donde la energía eléctrica convencional puede escasear o tener costos elevados.

Un sistemas Solar de bombeo es similar a los convencionales excepto por la fuente de potencia. Su operación es muy sencilla. Los componentes principales que lo constituyen son un arreglo de módulos FV, un controlador, un motor acoplado a una bomba y un tanque de almacenamiento.

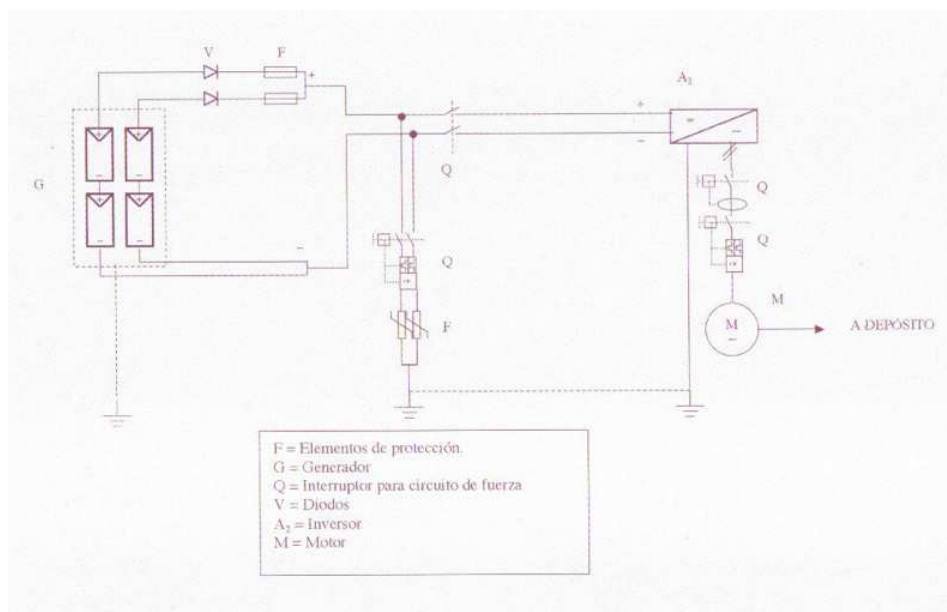


Figura 2.4 Diagrama unifilar de un sistema de bombeo

### 2.4.2.1 Equipo de bombeo fotovoltaico

La potencia que producen los módulos FV es directamente proporcional a la intensidad del Sol. Es decir, a medida que se varía la intensidad Solar durante el día, también cambia la disponibilidad de potencia para la bomba. Los equipos para bombeo Solar son diseñados especialmente para trabajar en estas condiciones de potencia variable.

Existen equipos de bombeo Solar con bombas centrífugas y volumétricas, sumergibles y no sumergibles. A continuación se mencionarán algunas características de cada tipo.

a) Bombas centrífugas superficiales: tienen la ventaja de tener un fácil acceso para reparaciones y mantenimiento. Sin embargo están limitadas en términos de capacidad de succión hasta siete metros. Son de bajo costo, larga durabilidad y toleran cierta cantidad de arena y otros sedimentos. Se recomiendan para aplicaciones que requieran grandes volúmenes de agua 20,000 a 40,000 litros de agua por día.

b) Centrífugas sumergibles: son las más comunes en sistemas de bombeo FV. Hay una gran variedad de modelos. Generalmente tienen varios impulsores y por ello, se les conoce como bombas de paso múltiple. Estas bombas no deben operarse en seco porque sufren daños por sobrecalentamiento. La mayoría son muy confiables y pueden durar más de diez años en servicio continuo, aunque su costo inicial es mayor que las bombas superficiales. Se recomienda para bombear cantidades moderadas de agua entre 5,000 y 20,000 litros de agua por día, a carga dinámica total media de 20 a 25 metros.

c) Volumétricas o de desplazamiento positivo: son adecuadas para el bombeo de bajas cantidades de agua entre 1,000 y 5,000 litros de agua por día. Son más eficientes que las bombas centrífugas, pues tienen mayor carga dinámica total. Algunas de estas bombas usan un cilindro y un pistón para mover el agua; otras utilizan diafragmas. Este tipo de bombas son menos resistentes a la arena. Los diafragmas y sellos se desgastan y deben ser reemplazados periódicamente. Existen modelos sumergibles y no sumergibles [8].

## CAPITULO 3

### 3. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTÁICOS

Los sistemas fotovoltaicos FTV pueden ser implementados para alimentar tanto cargas AC como DC. El sistema más simple es el DC el cual consta de:

- ◆ Arreglo de módulos Solares.
- ◆ Diodos by-pass y de bloqueo.
- ◆ Regulador de carga.
- ◆ Banco de baterías.
- ◆ Carga DC.

Los sistemas para alimentar cargas AC, tienen los mismos componentes de sistema DC, más un inversor DC-AC.

- ◆ Arreglo de módulos Solares.
- ◆ Diodos by-pass y de bloqueo.
- ◆ Regulador de carga.
- ◆ Banco de baterías.
- ◆ Inversor DC-AC.
- ◆ Carga AC.

Cabe destacar que hay dos sistemas AC; uno es como el que se describió anteriormente el cual se usa para alimentar cargas aisladas de la red eléctrica, y el otro sistema se utiliza para cargas conectadas a la red eléctrica y estos son sus componentes:

- ◆ Arreglo de módulos Solares.
- ◆ Diodos by-pass y de bloqueo.
- ◆ Regulador de carga.
- ◆ Inversor DC-AC.
- ◆ Carga AC.

#### 3.1 ARREGLO DE MODULOS SOLARES

Es el lugar donde se encuentran organizadas las celdas Solares, según la disposición y el diseño preconcebido.

Una célula Solar es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación Solar en energía eléctrica. La gran mayoría de las células Solares que actualmente están disponibles comercialmente son de Silicio mono o policristalino. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia.

Por otra parte, la experimentación con materiales tales como el Telurio de Cadmio o el Diseleniuro de Indio-Cobre están llevando a las células fabricadas con estas sustancias a situaciones próximas a aplicaciones comerciales, contándose con las ventajas de poder trabajar con tecnologías de láminas delgadas.

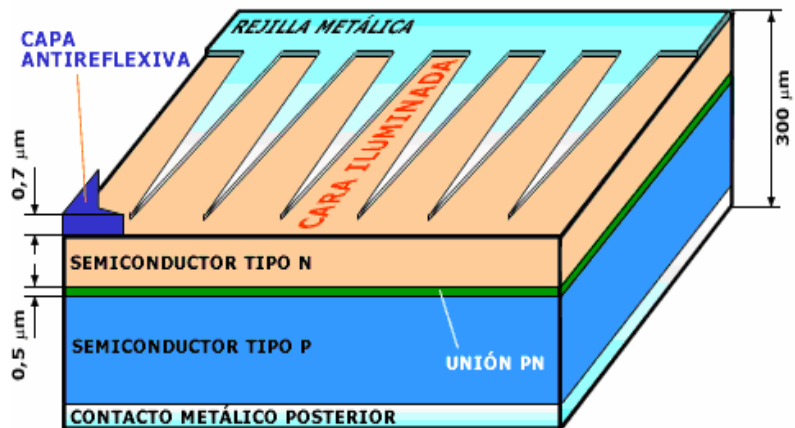


Figura 3.1 Célula Solar fotovoltaica

### 3.2 EFECTO FOTOVOLTÁICO

El efecto fotovoltaico (FV) es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz Solar en electricidad. La luz Solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro Solar.

Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a través de esta. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

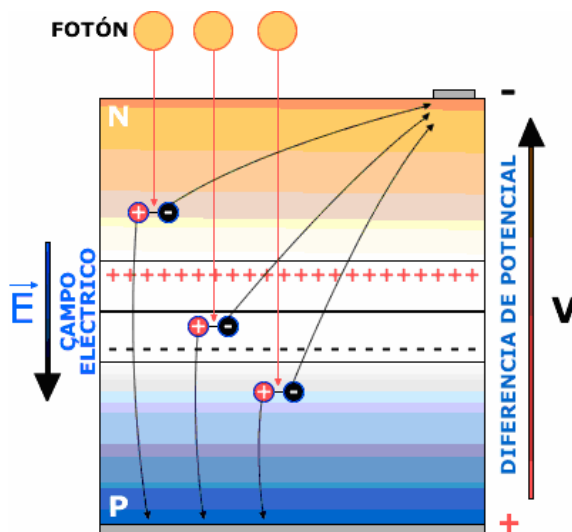


Figura 3.2 Principio del efecto fotovoltaico

### 3.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CÉLULA SOLAR

Cuando conectamos una célula Solar a una carga y la célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga y circula una corriente por ella (efecto fotovoltaico).

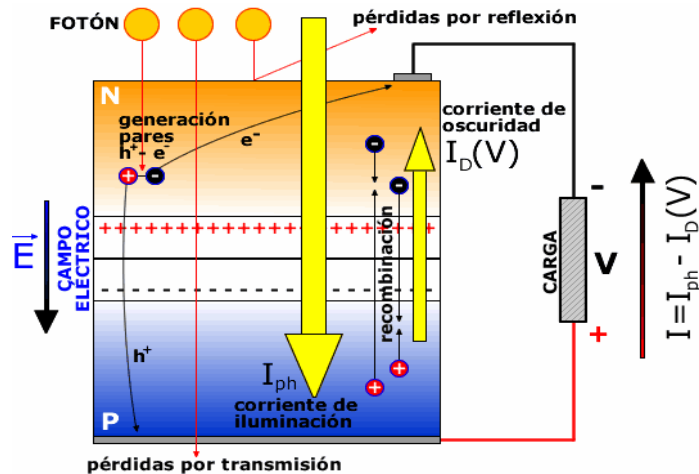


Figura 3.3 Principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica

La corriente entregada a una carga por una célula Solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

- ◆ Corriente de iluminación: debida a la generación que produce la iluminación.

$$I_{ph} = I_L \quad (3.1)$$

- ◆ Corriente de oscuridad: debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

$$I_D(V) = I_0 \left[ \exp \frac{eV}{KT_0} - 1 \right] \quad (3.2)$$

Los fotones serán los que forman, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y, debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N, se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y la carga aplicada.

Algunos fotones pueden o no ser aprovechados para la creación de energía eléctrica por alguna de las siguientes razones:

- ◆ Los fotones que tienen energía inferior al ancho de banda prohibida del semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.
- ◆ Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual al ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos.
- ◆ Además, los fotones pueden ser reflejados en la superficie de la célula.

### 3.3.1 Curva característica I-V de iluminación real

La curva I-V de una célula fotovoltaica representa pares de valores de tensión e intensidad en los que pueden encontrarse funcionando la célula. Los valores característicos son:

- ◆ Tensión de circuito abierto ( $V_{ac}$ ): es el máximo valor de tensión en bornes de la célula y se da cuando esta no tiene conectada ninguna carga.
- ◆ Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ): definido como el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica y se da cuando la célula esta en cortocircuito.

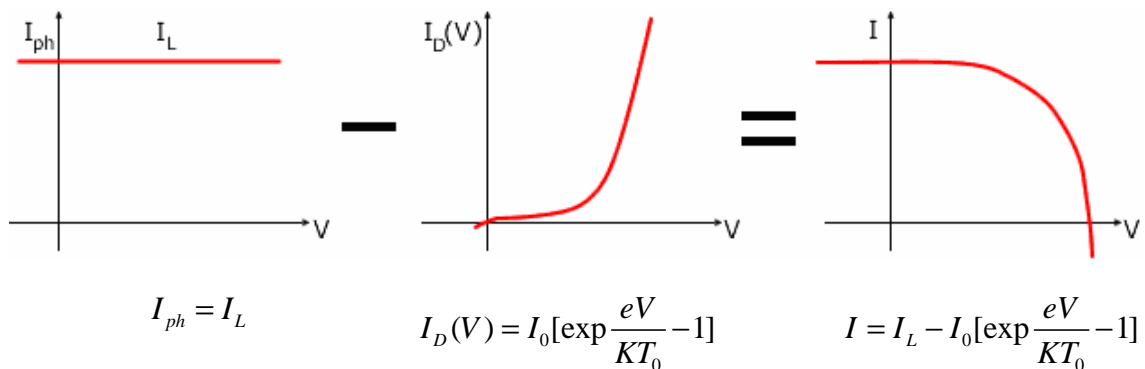


Figura 3.4 Característica I-V de iluminación

La siguiente ecuación representa todos los pares de valores (I/V) en que pueden trabajar una célula fotovoltaica.

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \frac{e(V + IR_s)}{KT_0} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (3.3)$$

Esta se puede también expresar de la siguiente forma

$$I = I_{sc} \left( 1 - e^{\frac{-e(V_{oc} - V)}{m \times K \times T}} \right) \quad (3.4)$$

Donde,

e: Es la carga del electrón e igual a  $1,602 \times 10^{-19} \text{c}$ .

m: Es un parámetro construido de la célula, normalmente igual a 1.

K: Es la constante de Boltzman.

Punto de máxima potencia "PMP" ( $P_M$ ): Es el producto de la tensión máxima ( $V_M$ ) e intensidad máxima ( $I_M$ ) para los que la potencia entregada a una carga es máxima.

### 3.3.2 Factor de forma (FF)

Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito, es decir:

$$FF = \frac{I_M \times V_M}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (3.5)$$

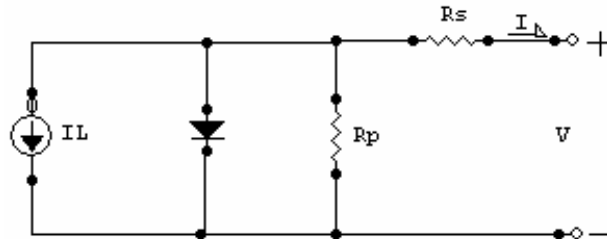


Figura 3.5 Circuito equivalente de la célula Solar

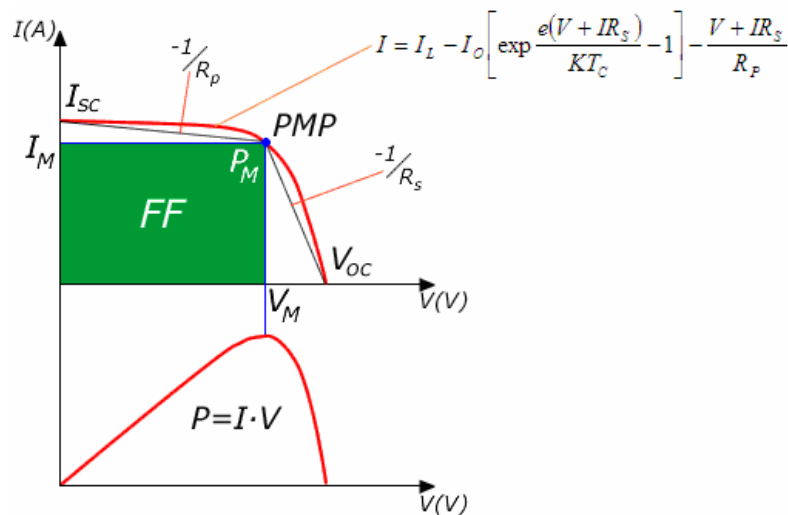


Figura 3.6 Factor de forma

### 3.3.3 Eficiencia de conversión energética o rendimiento

Se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga ( $P_M$ ) y la irradiancia incidente ( $P_L$ ) sobre la célula que es producto de la irradiancia incidente  $G$  por el área de la célula  $S$ :

$$n = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M \times V_M}{P_L \cdot W} \quad (3.6)$$

Dichos parámetros se obtienen en unas condiciones estándar de medida de uso universal según la norma EN61215 [9].

- ◆ Irradiancia: 1000W/m<sup>2</sup>
- ◆ Distribución espectral de la radiación incidente: AM1,5 (masa del aire)

- ◆ Incidencia: normal
- ◆ Temperatura de la célula 25°C
- ◆ Velocidad del viento: 1m/s

Otro parámetro es la TONC o Temperatura de Operación Nominal de la Célula; dicho parámetro se define como la temperatura que alcanzan las células Solares cuando se someten a las siguientes condiciones de operación:

- ◆ Irradiancia: 800W/m<sup>2</sup>
- ◆ Distribución espectral de la radiación incidente: AM 1,5 (Masa del aire)
- ◆ Temperatura ambiente: 20C
- ◆ Velocidad del viento: 1m/s

### 3.3.4 Efecto de la temperatura

La temperatura afecta la corriente y el voltaje de la célula Solar. La corriente aumenta mientras que el voltaje disminuye. El efecto combinado hace que la potencia de la célula Solar disminuya [9].

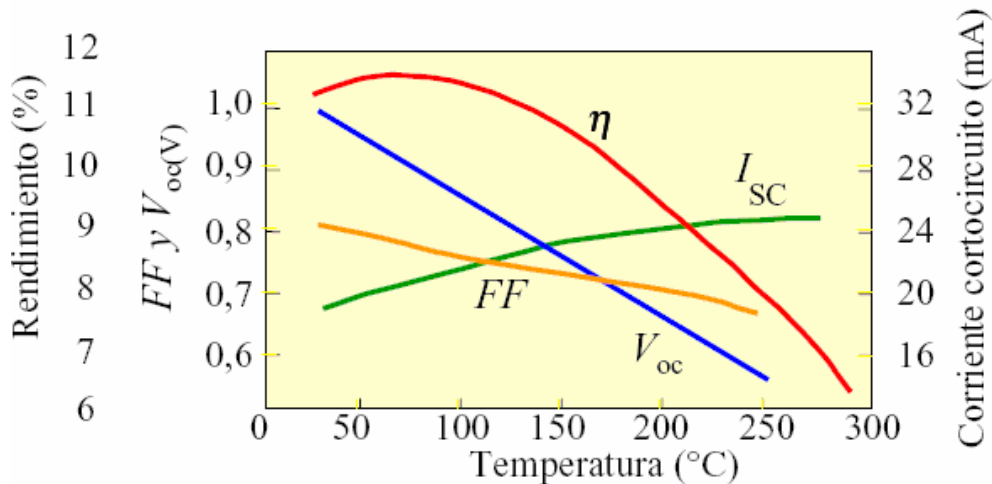


Figura 3.7 Efecto de la temperatura sobre el voltaje y la corriente

### 3.4 PANEL SOLAR

Un panel Solar está constituido por varias células iguales conectadas eléctricamente entre si, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles Solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos aparte de las células Solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una



rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

Estos elementos son:

- ◆ Cubierta exterior de cara al Sol: es de vidrio que debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación Solar. Se caracteriza por su resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
- ◆ Encapsulante: de silicona o más frecuentemente EVA (etilen-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al Sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- ◆ Protección posterior: igualmente debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características.
- ◆ Marco metálico: de Aluminio, que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el modulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
- ◆ Cableado y bornes de conexión: habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas herméticas.
- ◆ Diodo de protección: su misión es proteger contra sobrecargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento de panel.

Los paneles Solares tienen entre 28 y 40 células, aunque lo más típico es que cuenten con 36. La superficie del panel o módulo puede variar entre 0.1 y 0.5m<sup>2</sup> y presenta dos bornes de salida: una positiva y una negativa. A veces tienen alguna intermedia para colocar los diodos de protección.



Figura 3.8 Elementos de un panel fotovoltaico

### 3.5 DIODOS

### **3.5.1 Diodo by-pass**

Los diodos by-pass se emplean para proteger módulos individuales del daño que puede ocurrir por efecto del sombreado parcial.

Los diodos se colocan en la caja de conexiones de los módulos con 36 celdas. Se utiliza un diodo por cada grupo de 18 celdas. Estos diodos by-pass deben emplearse siempre en arreglos en los cuales los módulos estén conectados en serie, y en especial cuando se tienen niveles de tensiones iguales o superiores a 24VDC.

### **3.5.2 Diodo de bloqueo**

Los diodos de bloqueo previenen la descarga de los módulos durante la noche y la inversión de corriente que puede ocurrir en un arreglo de varias series en paralelo, cuando una serie de módulos estén parcialmente bajo sombra.

Estos diodos se emplean en sistemas con baterías y en arreglos con módulos conectados en serie.

Se utiliza en sistemas con baterías ya que durante la noche la tensión en bornes genera una corriente inversa en el módulo que disipa potencia y descarga la batería, y el encargado de bloquear este flujo es el diodo de bloqueo.

Cuando el arreglo de módulos está parcialmente bajo sombra, la tensión de los restantes induce una corriente inversa sobre la serie de módulos que se encuentran bajo la sombra, y nuevamente el encargado de bloquear esta corriente es el diodo de bloqueo.

## **3.6 REGULADORES DE CARGA**

Los sistemas fotovoltaicos pueden generar mas electricidad de la que pueden almacenar las baterías. Debido a esto se sobrecargan las baterías aumentando la pérdida de electrolito y al mismo tiempo disminuyendo la vida útil de estas; parte de lo mencionado anteriormente es también potencialmente peligrosa.

Otra función del regulador es la prevención de la sobredescarga. Con el fin de evitar que se agote en exceso la carga de la batería, puede provocar una sensible disminución en la capacidad de carga de la batería en sucesivos ciclos. Algunos reguladores incorporan una alarma sonora o luminosa previa a la desconexión para que el usuario pueda tomar medidas adecuadas, como reducción del consumo, u otras. Los reguladores más modernos integran las funciones de prevención de la sobrecarga y las sobredescargas en un mismo equipo, que además suministra información del estado de carga de la batería, la tensión existente en la misma además de ir provistos de sistemas de protección tales como fusibles, diodos, etc., para prevenir daños en los equipos debidos a excesivas cargas puntuales. Estos reguladores también pueden incorporar sistemas que sustituyan a los diodos encargados de impedir el flujo de electricidad de la batería a los paneles Solares en la oscuridad, con un costo energético mucho menor.

Los reguladores son generalmente de dos tipos: Shunt y Serie. Estos reguladores tienen un circuito que sensa la tensión y regula la corriente hacia la batería cuando la tensión excede el umbral determinado.

Los reguladores en serie desconectan la batería de los módulos si la tensión se eleva por encima del umbral. Cuando la batería se descarga, el regulador conecta de nuevo los módulos a la batería. Estos reguladores son simples pero tienen el problema que toda la energía generada no es empleada.

Los reguladores Shunt funcionan desviando la potencia hacia otra carga. Si la carga es una simple resistencia, estos disipan energía lo cual es mejor que sobrecargar la batería. Pero también existe la posibilidad de utilizar esta energía excedente en otros usos.

Adicionalmente, los reguladores de los sistemas fotovoltaicos pueden diseñarse para proteger las baterías de descargas profundas, que afecta la vida útil de estas.

### 3.7 BATERIAS

En las instalaciones fotovoltaicas lo más habitual es utilizar un conjunto de baterías asociadas en serie o paralelo para almacenar la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación. Hay que destacar que la fiabilidad de la instalación global de electrificación depende en gran medida de la del sistema de acumulación, siendo por ello un elemento al que hay que dar la gran importancia que le corresponde.

De cara a su empleo en instalaciones de electrificación fotovoltaica, es necesario conocer los siguientes conceptos:

- ◆ **Capacidad:** es la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperios-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga, es decir una batería de 130Ah es capaz de suministrar 130A en una hora o 13A en diez horas. Para acumuladores fotovoltaicos es usual referirse a tiempos de descarga de 100 horas. También al igual que para módulos Solares puede definirse el voltaje de circuito abierto y el voltaje en carga. Las baterías tienen un voltaje nominal que suele ser de 2, 6, 12, 24V, aunque siempre varíe durante los distintos procesos de operación. Es importante el voltaje de carga, que es la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador a ser cargado.
- ◆ **Eficiencia de carga:** es la relación entre la energía empleada para cargar la batería y la energía realmente almacenada. Una eficiencia del 100% significa que toda la energía empleada para la carga puede ser reemplazada para la descarga posterior. Si la eficiencia de carga es baja, es necesario dotarse de un mayor número de paneles para realizar las mismas aplicaciones.
- ◆ **Autodescarga:** es el proceso por el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.
- ◆ **Profundidad de descarga:** se denomina profundidad de descarga al valor en tanto por ciento de la energía que se ha sacado de un acumulador plenamente cargado en una descarga. Como ejemplo, si tenemos una batería de 100Ah y la sometemos a una descarga de 20Ah, esto representa una profundidad de descarga del 20%.

A partir de la profundidad de descarga podemos encontrarnos con descargas superficiales (de menos del 20%) o profundas (hasta 80%). Ambas pueden relacionarse con ciclos diarios y anuales. Es necesario recalcar que cuanto menos profundos sean los ciclos de carga/descarga, mayor será la duración del acumulador. También es importante saber que, para la mayoría de los tipos de baterías, un acumulador que queda totalmente descargado, puede quedar dañado seriamente y perder gran parte de su capacidad de carga.

Todos estos parámetros característicos de los acumuladores pueden variar sensiblemente con las condiciones ambientales, tal como ocurría en los módulos fotovoltaicos.

En diferentes fases de desarrollo se encuentran baterías de distintos tipos, algunos de los cuales son:

- ◆ Plomo ácido (Pb-ácido).
- ◆ Níquel-Cadmio (Ni-Cd).
- ◆ Níquel-Zinc (Ni-Zn).
- ◆ Zn-Cloro (Zn-Cl<sub>2</sub>).

De todos los acumuladores más del 90% del mercado corresponde a las baterías de plomo ácido y siempre que pueda realizarse un mantenimiento, son las que mejor se adaptan a los sistemas de generación fotovoltaica. Dentro de las baterías de plomo ácido se encuentran las de Plomo-Calcio (Pb-Ca) y las de Plomo-Antimonio (Pb-Sb). Las primeras tienen a su favor una menor autodescarga, así como un mantenimiento más limitado, mientras que las de Pb-Sb de tipo abierto y tubular se deterioran menos con la sucesión de ciclos y presentan mejores propiedades para niveles de baja carga. Este segundo tipo de baterías soporta grandes descargas y pueden durar atendiendo a las condiciones de uso, una vida media de diez o quince años.

Por su implantación a nivel comercial tiene también cierta importancia los acumuladores de Níquel-Cadmio, que entre otras ventajas frente a las de plomo ácido presentan la posibilidad de ser empleados sin elemento regulador, la posibilidad de permanecer largo tiempo con bajo estado de carga, la estabilidad en la tensión suministrada y un mantenimiento mucho más espaciado en el tiempo. Sin embargo, su costo se cuadruplica y su baja capacidad a régimen de descarga lenta, desaconseja su uso en gran parte de las aplicaciones fotovoltaicas.

Todas estas baterías pueden presentarse en forma estanca, conocidas como libres de mantenimiento o sin mantenimiento, lo que es beneficioso para algunas aplicaciones. No obstante, presentan una duración muy limitada frente a los acumuladores abiertos. No existen en el mercado acumuladores estancos de alta capacidad y son más caros que los abiertos.

El resto de baterías no presentan en la actualidad características que hagan recomendable su empleo en sistemas de electrificación fotovoltaica.

En relación a las baterías deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- ◆ Instalar las baterías en lugares ventilados, evitando la presencia de llamas cerca de las mismas.
- ◆ Ajustar el nivel del electrolito hasta la altura recomendada por el fabricante, utilizando siempre agua destilada, nunca agua del grifo y teniendo especial precaución para no tocarlo ni derramarlo.

- ◆ Una vez conectadas las baterías, los bornes deben cubrirse con vaselina.
- ◆ No utilizar las baterías de carro para sistemas fotovoltaicos.
- ◆ No debe utilizarse conjuntamente baterías de distintos tipos cuando no estén preparadas para ello.
- ◆ Con el fin de prevenir posibles cortocircuitos debe respetarse la polaridad, las herramientas deben estar adecuadamente protegidas y las baterías o los terminales deben estar cubiertos para prevenir cortocircuitos accidentales por caída de objetos.
- ◆ Las baterías deben estar colocadas por encima del nivel del suelo

Hay varios factores que favoreces o desfavorecen el uso de estas. A continuación se presentan algunos de estos factores.

Factores a favor:

- ◆ Demanda de potencia en períodos sin Sol.
- ◆ Cargas que requieren corrientes de arranque elevadas.
- ◆ Demanda a voltaje constante.
- ◆ Capacidad de almacenar energía generada en exceso a la demanda, reduciendo así las pérdidas de energía.

Factores en Contra:

- ◆ Elevado costo inicial.
- ◆ Requerimientos de espacio adicional.
- ◆ Dificultad de proteger las baterías de climas extremos.
- ◆ Pérdidas de energía debido a la eficiencia de las baterías.

### **3.8 INVERSOR**

La presencia del inversor es necesaria cuando se desea alimentar cargas que funcionan con corriente alterna.

Un inversor viene caracterizado principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar a la del generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

La eficiencia del inversor varía en función de la potencia consumida por la carga. Esta variación es necesario conocerla, sobre todo si la carga en alterna es variable a fin de que el punto de trabajo del equipo se ajuste lo mejor posible a un valor promedio especificado.

Algunos aspectos importantes que deben cumplir los inversores para instalaciones aisladas de la red eléctrica son:

- ◆ Tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga. No todos los inversores existentes en el mercado cumplen estas características. Sin embargo, es cada vez más sencillo equipos específicamente diseñados para cubrir plenamente estas aplicaciones.
- ◆ Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas.
- ◆ Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 200% de su potencia máxima.

En cualquier caso el tipo de inversor a utilizar debe seleccionarse en función de las características de la carga. En función de esta última se podrá acudir a equipos más o menos complejos.

Se recomienda acudir a inversores diseñados específicamente para aplicaciones fotovoltaicas.

Por otra parte, existen en el mercado tipos muy diferentes de inversores, con grados de complejidad y prestaciones muy variables. Según el tipo de cargas que se vaya a alimentar, es posible recurrir a inversores muy simples, de onda cuadrada o si así se requiere, inversores de señal senoidal, más o menos sofisticados [10].

Para instalaciones conectadas a la red eléctrica los inversores deben cumplir ciertas características eléctricas:

- ◆ Tensión de entrada  $V_{DC}$ .
- ◆ Potencia del inversor en Kw.
- ◆ Tensión de salida  $0,85 - 1,1 V_{AC}$ .
- ◆ Factor de potencia mayor a 0,95.
- ◆ Frecuencia entre 59 – 61 Hz.
- ◆ Tasa de distorsión armónica (tensión y corriente).
- ◆ Potencia trifásica mayor de 5 Kw.

Requisitos de los inversores para instalaciones conectados a red:

- ◆ Alta eficiencia.
- ◆ Baja distorsión armónica.
- ◆ Seguimiento del punto de máxima potencia.
- ◆ Bajo consumo.
- ◆ Protección contra sobretensiones.
- ◆ Aislamiento galvánico.
- ◆ Conexión/Desconexión automática.
- ◆ Sistema de medidas y monitorización.

## **CAPITULO 4**

### **4. DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTÁICO**

El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico consiste en determinar su capacidad con el fin de satisfacer una demanda de energía. En sistemas aislados, el sistema debe atender la

demanda con una alta confiabilidad, pero también existe la posibilidad de que se conecte cerca con la red de energía eléctrica, por lo cual se puede diseñar un sistema conectado a la red eléctrica.

En el caso en que el sistema no se conecte a la red eléctrica se requieren los siguientes elementos: módulos fotovoltaicos, regulador de carga/descarga, banco de baterías, inversor. La confiabilidad del sistema es el producto de la confiabilidad de cada uno de los elementos y por consiguiente, un mal índice de uno de ellos implica la pobre confiabilidad de todo el sistema.

El dimensionamiento se fundamenta en el balance de energía, esto quiere decir que la energía generada debe ser igual a la energía demandada más las pérdidas de energía propia de los sistemas fotovoltaicos.

Estas pérdidas se producen generalmente por:

- ◆ Pérdidas de tensión en cables de conducción.
- ◆ Pérdidas de potencia en los módulos por efecto de la temperatura que alcanza los módulos durante su operación.
- ◆ Pérdidas en el ciclo carga-descarga de las baterías.
- ◆ Pérdidas del regulador de carga e inversores.

#### **4.1 SISTEMA AISLADO DE LA RED ELÉCTRICA**

Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más recomendable instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

Como los paneles sólo producen energía en las horas de Sol y la energía se puede necesitar durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación.

Durante las horas de luz Solar hay que producir más energía de la que se consume para acumular el exceso y posteriormente poder utilizarlo cuando no se esté generando.

La cantidad de energía que se necesita acumular se calcula en función del clima y del consumo de energía. De tal manera que en una zona donde haya muchos días Soleados al año habrá que acumular poca energía. Si el periodo sin luz es muy largo, hay que acumular más energía.

El número de paneles a instalar debe calcularse teniendo en cuenta:

- ◆ La demanda energética.
- ◆ Las condiciones técnicas óptimas de orientación e inclinación, dependiendo del lugar de la instalación.

Para optimizar el sistema es necesario calcular correctamente la demanda con el fin de no sobredimensionar la instalación.

Conviene utilizar electrodomésticos e iluminación de bajo consumo, para que de esta manera el sistema sea más económico. Actualmente existen una gran variedad de productos de bajo consumo. Los sistemas aislados de la red eléctrica presentan la configuración mostrada en la figura 4.1 [11].



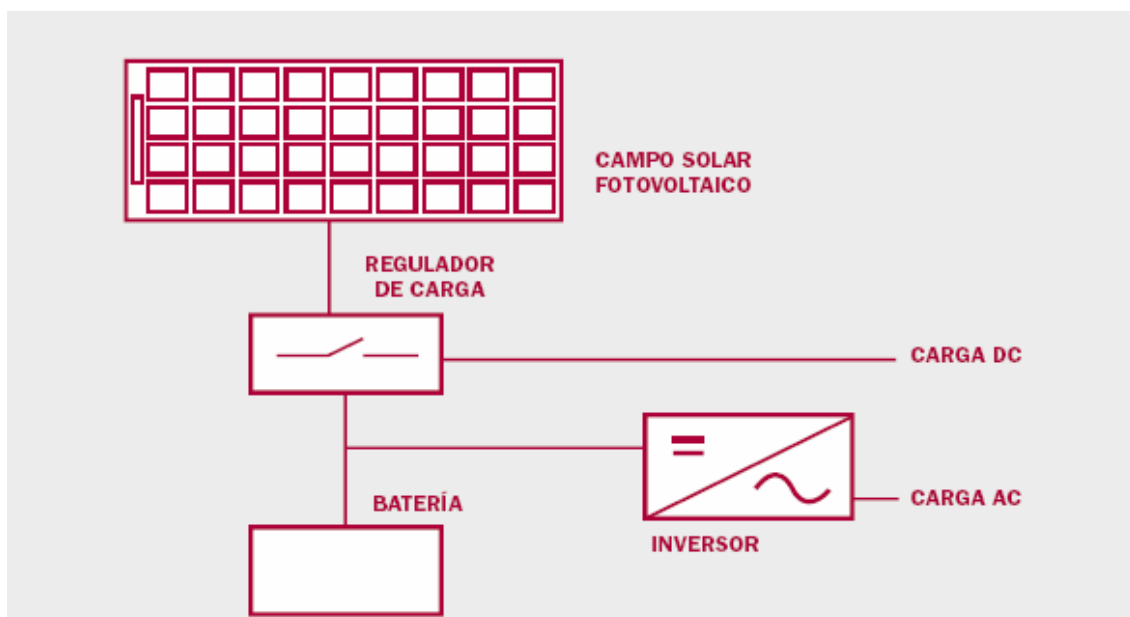


Figura 4.1 Esquema de un sistema fotovoltaico aislado

#### 4.1.1 Determinación de la demanda o carga

Consiste en conocer las características de la demanda, equipos, potencia requerida, horas/día de operación, demanda diaria o semanal de energía.

Para los equipos AC se considera también el pico de demanda que se presenta cuando, por ejemplo, se enciende un motor. Es necesario conocer la máxima corriente al momento del arranque, así como también la carga máxima continua AC para especificar el inversor.

La energía total diaria se puede calcular determinando la carga de cada artefacto. Para eso se cuenta con los datos de placa de estos o con bases de datos donde se encuentran varios electrodomésticos y sus respectivas cargas. Luego se determinan las horas de uso diario y se multiplica por la cantidad de estos mismos.

Por último se hace una sumatoria de todos los elementos que se van a alimentar dando con esto la energía que se debe suplir diariamente.

$$E_{ele} = Cantidad \times Carga[w] \times \frac{Horas}{día} \quad (4.1)$$

$$E_{Total} = \sum E_{ele} \quad (4.2)$$

Donde,

$E_{ele}$  : energía consumida por los elementos [kW-h].

$E_{Total}$  : energía total consumida [kW-h].

También es usual que se empleen “data loggers”; estos se conectan en la línea del medidor de energía de la casa, se dejan un periodo de tiempo y luego se obtiene un estimado de energía anual basándose en estadísticas sobre el uso de energía durante los diferentes periodos del año [12].

#### 4.1.2 Especificación de la tensión de operación del sistema

La tensión de operación del sistema es generalmente múltiplo de 12 VDC. Para cargas pequeñas, la tensión es de 12 VDC, mientras que para aplicaciones y demandas mayores se emplean tensiones a 24 VDC. Es importante tener en cuenta la tensión de operación de los equipos individuales, como son de las baterías y el inversor [12].

#### 4.1.3 Corriente máxima del sistema

Teniendo la tensión DC del sistema se procede a determinar la corriente máxima del sistema.

Partiendo de la energía diaria que el sistema debe suplir, la cual esta dada en [Watts-hora/día], se divide por el valor de tensión del sistema y así de esta manera se puede obtener el valor de la corriente. El resultado que se obtiene es:

$$I_{sis} = \frac{E_{Total}}{V_{sis}} \quad (4.3)$$

Donde,

$I_{sis}$  : corriente del sistema fotovoltaico [A-h].

$V_{sis}$  : tensión del sistema fotovoltaico [V].

Es necesario tener en cuenta un factor de seguridad el cual se usa para compensar las pérdidas del sistema, tanto por cableado como por la eficiencia del inversor; por lo tanto se estima un factor de 1,2. Esta nueva corriente se denomina corriente corregida [10].

$$I_{corregida} = I_{sis} \times 1,2 \quad (4.4)$$

#### 4.1.4 Determinación de la energía Solar disponible en la localidad

Con frecuencia se emplea la energía Solar diaria promedio anual, determinada a partir de información local o de mapas de radiación, con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema. Es mejor emplear como dato la radiación Solar correspondiente al mes de más baja energía Solar.

Los datos de la radiación Solar también son utiles para determinar las horas de Sol efectivo, que para el caso de Pereira es 6 horas. El promedio de radiación Solar en Pereira es de 5KW/m<sup>2</sup>.

Teniendo las horas de Sol efectivo ya se puede calcular la corriente pico del sistema dada en Amperios [12].

$$I_{pico} = \frac{I_{corregida}}{Horas} \quad (4.5)$$

Donde,

*Horas* : horas de Sol al día.

#### 4.1.5 Determinación de la capacidad del generador fotovoltaico

Se determina el número de arreglos de módulos en paralelo y el número de ramales en series. Dichos valores dependen del modelo de módulo fotovoltaico a utilizar y del margen de tensiones de entrada en las que el inversor busca la máxima potencia del generador fotovoltaico. Así mismo se ha de cuidar el no sobrepasar la máxima tensión de circuito abierto que el inversor es capaz de soportar.

El número de módulos en serie (NRS) debe ser tal que la suma de todos los módulos se encuentren en el margen del nivel de tensión del sistema, que a la vez es el nivel de tensión donde el inversor busca el punto de máxima potencia.

$$NRS = \frac{V_{sis}}{V_M} \quad (4.6)$$

$V_{sis}$  : nivel de tensión del sistema [V].

$V_M$  : tensión en el punto de máxima potencia del módulo (dato de placa) [V].

Se deben añadir tantos módulos en paralelo (NMP) como sean necesarias hasta completar la corriente pico del sistema fotovoltaico [12].

$$NMP = \frac{I_{pico}}{I_M} \quad (4.7)$$

$I_{pico}$  : corriente máxima del sistema [A].

$I_M$  : corriente en el punto de máxima potencia del módulo (dato de placa) [A].

El número total de módulos que se deben emplear es el producto del número de módulos en paralelo por el número de ramas en series.

$$NTM = NRS \times NMP \quad (4.8)$$

Donde,  $NTM$  es el número total de módulos.

#### 4.1.6 Determinación de los reguladores

El cálculo del regulador depende del número de módulos a regular, lo cual se determina con la corriente máxima del módulo y la cantidad de módulos en paralelo.

Se debe tener en cuenta un margen de potencia; este margen hace referencia a la diferencia de potencia entre el generador y el regulador. Se recomienda que la potencia del regulador sea mayor que la del sistema. Este valor oscila entre el 15% y el 20% [13].

$$I_{MAX} = I_M \times NMP(1 + M_p) \quad (4.9)$$

Donde,

$I_{MAX}$  : corriente máxima del Regulador [A].

$NMP$  : número de módulos en paralelo.

$M_p$  : margen de potencia.

$I_M$  : corriente en el punto de máxima potencia del módulo (dato de placa) [A].

El número total de reguladores es:

$$NTR = \frac{I_{MAX} \times NRS}{I_R} \quad (4.10)$$

Donde,

$I_R$  : corriente del regulador (dato de placa) [A].

#### 4.1.7 Determinación de la capacidad del banco de baterías

Para determinar la capacidad del banco de baterías, se parte de la corriente diaria del sistema, la cual está dada en [Amperios-hora]. Luego se determina cual es el número de días de reserva para prevenir cuando se presentan días de mucha nubosidad o fallas eléctricas en el generador fotovoltaico. Para sistemas lejos de centros urbanos se estiman tres días de reserva, debido a que ante una falla eléctrica el tiempo que se toma en reparar el daño sería mayor que si estuviera cerca de los centros urbanos.

Mientras más cerca se encuentre la instalación fotovoltaica de los centros urbanos, se disminuyen los días de reserva hasta llegar a un Solo día; este criterio lo determina la persona que diseñe el sistema. Teniendo claro los días de reserva y la corriente diaria se determina la capacidad del banco de baterías.

$$C_{Bateria} = I_{Diaria} \times D_{reserva} \quad (4.11)$$

Donde,

$C_{Bateria}$  : capacidad de las baterías [A-h].

$I_{Diaria}$  : corriente diaria del sistema [A-h].

$D_{reserva}$  : días de reserva.

A esta capacidad hay que hacerle una corrección más, ya que hasta el momento no se ha tenido en cuenta la profundidad de descarga de las baterías. Esto es la máxima descarga que

soporta la batería sin que se afecte su vida útil. Cada fabricante recomienda la capacidad de descarga para sus baterías.

$$C_{\text{corregida}} = \frac{C_{\text{Baterías}}}{C_{\text{Descarga}}} \quad (4.12)$$

Donde,

$C_{\text{corregida}}$  : capacidad de la batería corregida [A-h].

$C_{\text{Descarga}}$  : capacidad de descarga de las baterías.

Ahora se pasa a determinar la forma de conectar las baterías, ya que al igual que los módulos se deben conectar tanto en paralelo como en serie, esto para garantizar la corriente y el nivel de tensión del sistema respectivamente.

Para determinar el número de baterías en paralelo, se calcula con la capacidad corregida del banco y con los Amperios-hora de la batería. Los Amperios-hora es la cantidad de corriente que puede dar una batería por hora.

$$NBP = \frac{C_{\text{corregida}}}{Ah} \quad (4.13)$$

Donde,

$NBP$  : número de baterías en paralelo.

$Ah$  : amperios hora de la batería (Dato de placa).

El número de baterías en serie se emplean para garantizar el nivel de tensión del sistema. Se calculan de la siguiente forma:

$$NBS = \frac{V_{\text{sis}}}{V_B} \quad (4.14)$$

Donde,

$NBS$  : número de baterías en serie.

$V_B$  : voltaje nominal de la batería (Dato de placa) [V].

El número total de baterías es el producto del número de baterías en paralelo por el número de baterías en serie [12].

$$NTB = NBP \times NBS \quad (4.15)$$

Donde,

$NTB$  : número total de baterías.

#### 4.1.8 Determinación de la capacidad del inversor

El inversor se especifica por las cargas máximas continuas y el nivel de tensión del sistema. En este momento el sistema fotovoltaico puede garantizar el suministro de energía requerido, esto se ha logrado desde el balance elemental de carga hasta la simulación horaria del comportamiento del sistema. Este dimensionamiento se hace empleando balance de carga y considerando las pérdidas en los denominados factores de seguridad.

El número de inversores depende a su vez de la potencia del inversor y de la potencia del sistema (Watts). Hay que tener en cuenta también si se encuentra en el mercado un inversor con la potencia requerida [10].

$$NTI = \frac{P_{sis}}{P_{inv}} \quad (4.16)$$

Donde,

$P_{sis}$  : potencia del sistema fotovoltaico [W].

$P_{inv}$  : potencia del inversor (Dato de placa) [W].

## 4.2 INSTALACION CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la electricidad, ya que el momento en que más energía generan los paneles es cuando más electricidad se demanda.

Al instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red, se dispone de una minicentral eléctrica que inyecta [W-h] a la red para que se consuman donde sean demandados lo que elimina pérdidas en transporte de electricidad.

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- ◆ La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión a una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- ◆ Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes.

En las instalaciones conectadas a la red el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio, lo que simplifica enormemente su diseño. Para dimensionar la instalación es necesario conocer el espacio disponible y la inversión inicial.

Es importante recordar que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. Las instalaciones conectadas a la red presentan la configuración mostrada en la Figura 4.2 [11].

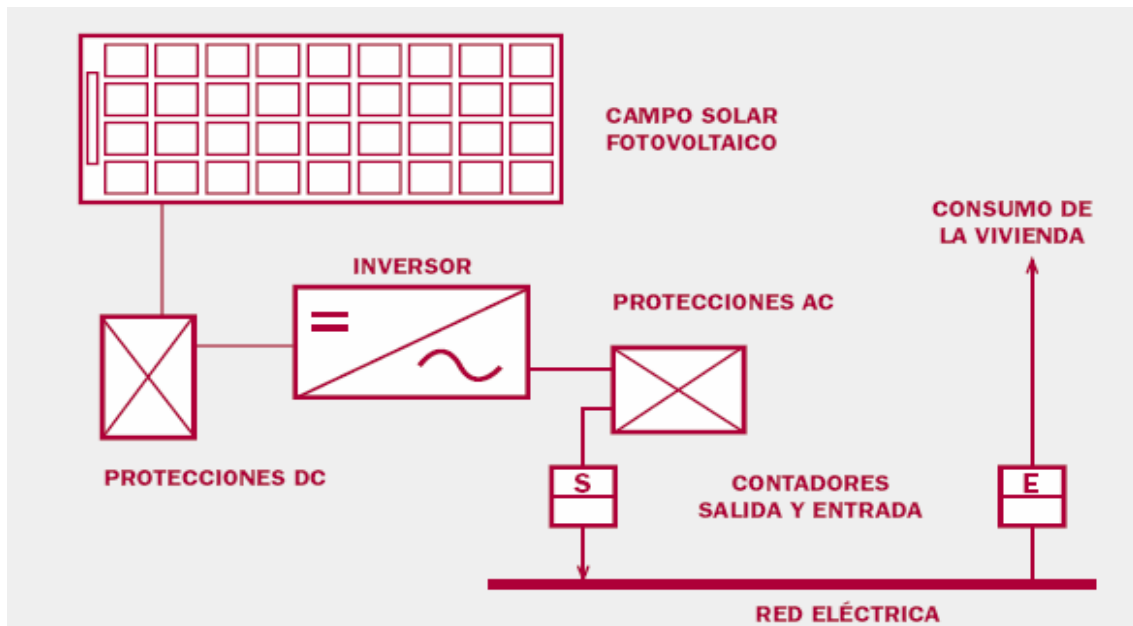


Figura 4.2 Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red

#### 4.2.1 Dimensionamiento

Al igual que las instalaciones aisladas de la red, consiste en conocer las características de la demanda, equipos, potencia requerida, horas/día de operación, demanda diaria o semanal de energía. Para esto se utilizan las ecuaciones (4.1) y (4.2).

Se determina el nivel de tensión DC del sistema, en múltiplos de 12 VDC. Entre más grande sea la instalación se va subiendo el nivel de tensión hasta llegar a 48 VDC. Una vez determinado el nivel de tensión se determina la corriente máxima del sistema en [Amperios-hora]. Cuando se trabaja con sistemas conectados a la red eléctrica o sistemas de generación paralela, se pueden usar módulos con voltajes alrededor de 45VDC; en este caso lo que se intenta es llevar el voltaje de los módulos al rango de operación de los inversores. Con la ecuación (4.3) se puede hallar la corriente del sistema.

Luego se determinan las horas de Sol efectivo y con esto se puede calcular la corriente corregida en Amperios y la corriente pico, a partir de las ecuaciones (4.4) y (4.5) respectivamente.

Para el dimensionamiento de la capacidad del generador fotovoltaico y del regulador de carga, se sigue el mismo procedimiento que se hizo para la instalación aislada. En este punto cabe destacar que no siempre hay que determinar los reguladores de carga, ya que hay inversores para este tipo de instalaciones que hacen la función de regular y de invertir la corriente.

La diferencia más importante entre los dos sistemas radica en el banco de baterías, pues en los sistemas conectados a la red eléctrica no se utilizan ya que la confiabilidad del sistema no es tan trascendente debido a que en caso de que falte energía, la red eléctrica puede suplir este faltante de energía.

### **4.3 DESCRIPCIÓN DEL ACONDICIONAMIENTO Y UBICACIÓN DE LA CUBIERTA**

La Solución constructiva adoptada se basa en la ubicación de una cubierta plana la cual se debe ubicar en un lugar donde no se presenten sombras u objetos que puedan obstruir la radiación Solar. Para esto se recomiendan las terrazas o sitios despejados. Otra consideración que hay que tener en cuenta es la distancia de la carga ya que a mayores distancias más pérdidas se presentan en el cableado.

La orientación de los módulos depende de la ubicación geográfica del lugar. Para lugares ubicados arriba de la línea del Ecuador se deben instalar con la cara hacia el sur y para los ubicados por debajo se deben instalar con la cara hacia el norte. Otra consideración que hay que tener en cuenta es cuantos grados está por encima o por debajo del Ecuador, para de esta forma saber con que inclinación se ubican los módulos para aprovechar la mayor energía del Sol.

Para el caso de Pereira que esta ubicada a 5° arriba del Ecuador los módulos deben quedar con una inclinación de 5° mirando hacia el sur.



## CAPITULO 5

### 5. DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO

El diseño de la central fotovoltaica se hace con base en lo descrito en el capítulo 4. Se debe determinar la energía que debe generar la central para abastecer cierta carga del edificio de eléctrica la carga que se va alimentar esta ubicada en el segundo piso, también se debe tener en cuenta los elementos necesarios para la instalación de un sistema aislado y un sistema conectada a la red eléctrica.

El análisis económico se hace con base en el diseño dependiendo de los elementos necesarios y de su costo en el mercado nacional o internacional y de una comparación entre el costo total de un sistema conectado a la red eléctrica y un sistema aislado.

#### 5.1 DISEÑO

##### 5.1.1 Sistemas Aislados de la red eléctrica

El diseño para un sistema aislado de la red eléctrica se basa principalmente en el cálculo de la cantidad y capacidad de cada uno de los elementos del sistema necesarios para abastecer una carga determinada (figura 4.1), teniendo en cuenta los datos de placa de cada uno de los elementos escogidos por el diseñador.

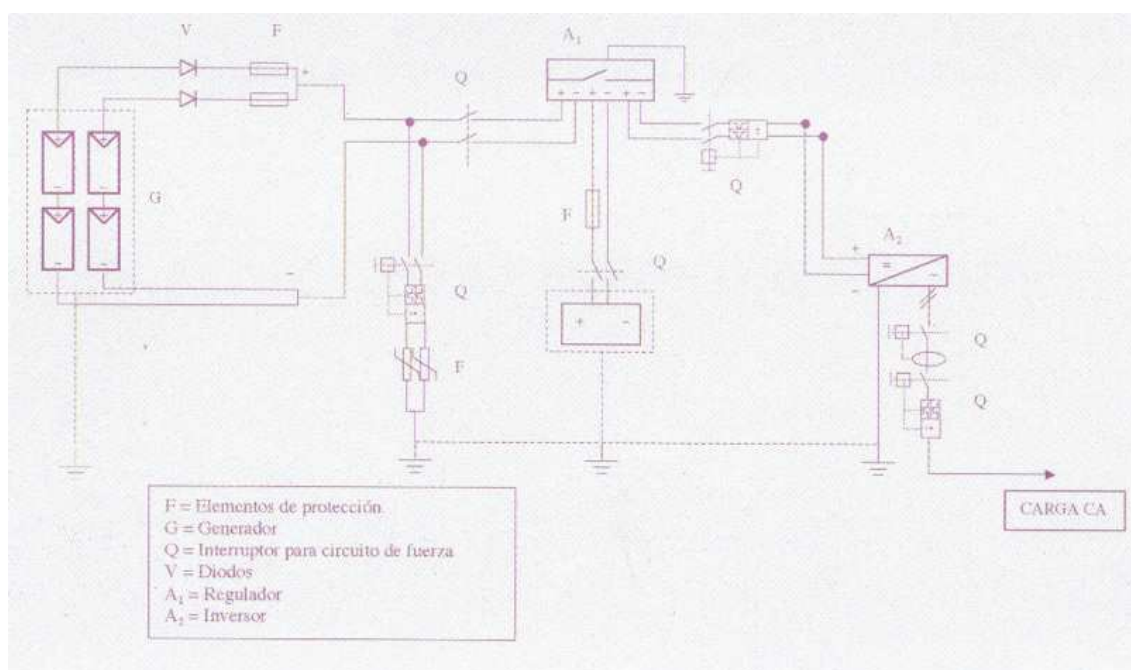


Figura 5.1 Diagrama unifilar de un sistema aislado

### 5.1.1.1 Corriente pico del sistema fotovoltaico

Paso 1. Energía total. La carga que se va alimentar la comprenden las oficinas del programa de ingeniería eléctrica las cuales están entre la oficina E224 y la oficina E237, a si como también los salones E245, E246, E247, E248, E249 y E250 la carga instalada en estas oficinas esta comprendida por computadores y luminarias. Para obtener la energía se obtiene aplicando las ecuaciones (4.1) y (4.2).

Tabla 5.1 Consumo de artefactos

| <i>Elementos AC</i> | <i>Carga [W]</i> | <i>Cantidad</i> | <i>Uso de horas día</i> |
|---------------------|------------------|-----------------|-------------------------|
| Computador          | 200              | 20              | 12                      |
| Lámparas            | 80               | 100             | 16                      |

$$E_{ele1} = 20 \times 200 \times 12 = 48000 [W - h]$$

$$E_{ele2} = 100 \times 80 \times 16 = 128000 [W - h]$$

$$E_{Total} = E_{ele1} + E_{ele2} = 48000 + 128000 = 176000 [W - h]$$

Paso 2. Se especifica el nivel de tensión DC del sistema. En este caso va ser 24 VDC.

Paso 3. Corriente máxima. Se obtiene empleando la ecuación (4.3)

$$I_{sis} = \frac{176000}{24} = 7333,33 [A - h]$$

Paso 4. Se define el factor de seguridad el cual tiene en cuenta las diversas pérdidas. Este factor por lo general es 1,2.

Paso 5. Se corrige la corriente. Eso se logra aplicando un factor de seguridad según la ecuación (4.4):

$$I_{corregida} = I_{sis} \times 1,2 = 8800 [A - h]$$

Paso 6. Horas de Sol efectivo. En este caso se obtuvo que las horas de Sol efectivo son seis, esto se logró obtener por medio de datos recolectados de la estación meteorológica de la Universidad Tecnológica de Pereira.

Paso 7. Corriente pico del sistema fotovoltaico. Se calcula con la ecuación (4.5):

$$I_{pico} = \frac{8800}{6} = 1466,66 [A]$$

### 5.1.1.2 Dimensionamiento del generador

Paso 8. Número de módulos en paralelo. Se obtiene partiendo de la ecuación (4.7) y con los valores conocidos de la corriente pico y con el dato de corriente a plena carga del módulo seleccionado (dato de placa), que para este caso es el módulo de Kyocera KC130GT.

$$NMP = \frac{1466,66}{5,94} = 246,91 \approx 247$$

Paso 9. Número de ramas en serie (ecuación 4.6). Se calcula con la tensión nominal del sistema fijada en 24 VDC y con la tensión nominal del módulo seleccionado (dato de placa).

$$NRS = \frac{24}{15,5} = 1,54 \approx 2$$

Paso 10. Número total de módulos, ecuación (4.8):

$$NTM = 2 \times 247 = 494$$

### 5.1.1.3 Dimensionamiento del regulador

Paso 11. Se define un margen de potencia entre el generador y el regulador. Para este caso se utilizó un margen de 20%.

Paso 12. Corriente máxima del regulador (ecuación 4.9). se obtiene con el margen de potencia seleccionado y con los valores de corriente nominal del módulo (dato de placa) y el número de módulos en paralelo.

$$I_{MAX} = 5,94 \times (245 + 0,20 \times 245) = 1760,61[A]$$

Paso 13. Número de total de reguladores (ecuación 4.10). Se halla con el valor de corriente máxima del regulador. Se empleará un regulador Steca ST12/24-30 el cual tiene un valor de corriente nominal de 30[A].

$$NTR = \frac{1760,61 \times 2}{30} = 117,37 \approx 118$$

### 5.1.1.4 Dimensionamiento del banco de baterías

Paso 14. Capacidad de las baterías. (ecuación 4.11), con el valor de la corriente DC diaria del sistema y los días de reserva. Como la universidad está en el área urbana, los días de reserva se limitan Solo a uno:

$$C_{Bateria} = 8800 \times 1 = 8800[A - h]$$

Paso 15. Se define el valor de la profundidad de descarga de las baterías. Este valor es dado por el fabricante y para este caso es igual a 0,9.

Paso 16. Capacidad corregida del banco de baterías (ecuación 4.12):

$$C_{corregida} = \frac{8800}{0,9} = 9777,77[A - h]$$

Paso 17. Número de baterías en paralelo (ecuación 4.13). Se determina con la capacidad corregida y la capacidad nominal de la batería seleccionada (dato de placa). La batería seleccionada es la Fullriver HGL220-12.

$$NBP = \frac{9777,77}{200} = 48,88 \approx 49$$

Paso 18. Número de baterías en serie (ecuación 4.14). Se obtiene con la tensión del sistema 24VDC y la tensión nominal de la batería (dato de placa):

$$NBS = \frac{24}{12} = 2$$

Paso 19. Número total de baterías (ecuación 4.15). Se obtiene al multiplicar los valores obtenidos en los dos pasos anteriores.

$$NTB = 49 \times 2 = 98$$

### 5.1.1.5 Capacidad del inversor

Paso 20. Potencia máxima del sistema. Se deben tener en cuenta la potencia del módulo seleccionado (dato de placa) y el número de módulos:

$$P_{sis} = 494 \times 130 = 64220 [W]$$

Paso 21. Número de inversores (ecuación 4.16). Se halla con el valor de potencia nominal del inversor seleccionado (dato de placa) y la potencia del sistema. Se usará un inversor marca Steca Solaris 550-4400W.

$$NTI = \frac{64220}{4400} = 14,59 \approx 15$$

### 5.1.2 Sistema conectado a la red eléctrica

El diseño para un sistema conectado a la red eléctrica no varía mucho del diseño para un sistema aislado.

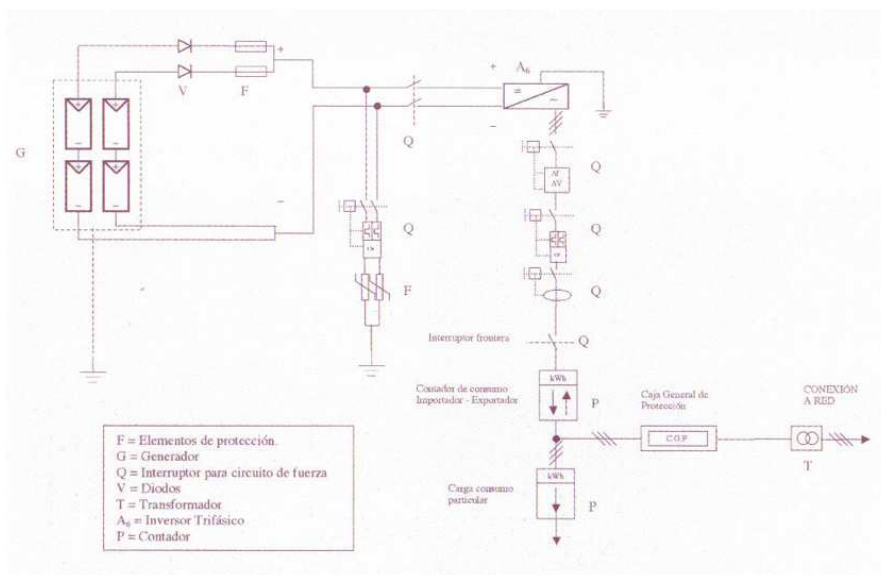


Figura 5.2 Diagrama unifilar de un sistema conectado a la red

### 5.1.2.1 Corriente pico del sistema fotovoltaico

Paso 1: Energía total. Esta se obtiene aplicando las ecuaciones (4.1) y (4.2):

Tabla 5.2 Consumo de artefactos

| <i>Elementos AC</i> | <i>Carga [W]</i> | <i>Cantidad</i> | <i>Uso de horas día</i> |
|---------------------|------------------|-----------------|-------------------------|
| Computador          | 200              | 20              | 12                      |
| Lámparas            | 80               | 100             | 16                      |

$$E_{ele1} = 20 \times 200 \times 12 = 48000 [W - h]$$

$$E_{ele2} = 100 \times 80 \times 16 = 128000 [W - h]$$

$$E_{Total} = E_{ele1} + E_{ele2} = 48000 + 128000 = 176000 [W - h]$$

Paso 2. Se especifica el nivel de tensión DC del sistema; para este caso va ser 24 VDC:

Paso 3. Corriente máxima.

$$I_{sis} = \frac{176000}{24} = 7333,33 [A - h]$$

Paso 4. Se define el factor de seguridad el cual tiene en cuenta las diversas pérdidas, este factor por lo general es de 1,2.

Paso 5. Se corrige la corriente, eso se logra con el factor de seguridad:

$$I_{corregida} = I_{sis} \times 1,2 = 8800 [A - h]$$

Paso 6. Horas de Sol efectivo. En este caso se obtuvo que las horas de Sol efectivo son seis. Esto se logra obtener por medio de datos recolectados de la estación meteorológica de la Universidad Tecnológica de Pereira.

Paso 7. Corriente pico del sistema fotovoltaico, ecuación (4.5)

$$I_{pico} = \frac{8800}{6} = 1466,66 [A]$$

### 5.1.2.2 Dimensionamiento del generador

Paso 8. Número de módulos en paralelo, partiendo de la ecuación (4.7), con la corriente pico, y con el dato de corriente a plena carga del módulo seleccionado (dato de placa), que para este caso es el módulo de Kyocera KC130GT.

$$NMP = \frac{1466,66}{5,94} = 246,91 \approx 247$$

Paso 9. Número de ramas en serie, ecuación (4.6), con la tensión nominal del sistema fijada en 24 VDC y con la tensión nominal del módulo seleccionado (dato de placa).

$$NRS = \frac{24}{15,5} = 1,54 \approx 2$$

Paso 10. Número total de módulos, ecuación (4.8)

$$NTM = 2 \times 247 = 494$$

### 5.1.2.3 Capacidad del inversor

Paso 11. Potencia máxima del sistema, se debe tener en cuenta la potencia del módulo seleccionado (dato de placa) y el número de módulos:

$$P_{sis} = 494 \times 130 = 64220 [W]$$

Paso 12. Número de inversores, ecuación (4.16), con el valor de potencia nominal del inversor seleccionado (dato de placa) y la potencia del sistema, el inversor a utilizar es el Steca Solarix 550-4400

$$NTI = \frac{64220}{4400} = 14,59 \approx 15$$

## 5.2 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación de los módulos requiere un área aproximada de 600m<sup>2</sup>. La ubicación ideal es la terraza del edificio administrativo (bloque A). Su ubicación debe ser en forma de sierra con una inclinación de 5° hacia el sur; esta es la mejor ubicación ya que no hay nada que obstaculice la radiación Solar, y además se encuentra cerca del edificio del programa de Ingeniería Eléctrica. De esta manera se presentan menos pérdidas por conducción de la energía.



Figura 5.3 Ubicación de los módulos en forma de sierra

### 5.3 ANÁLISIS DE COSTOS

La inversión necesaria para adquirir un sistema fotovoltaico depende de los siguientes factores: los precios nacionales o internacionales del mercado fotovoltaico, la disponibilidad local de distribuidores e instaladores de equipos fotovoltaicos y la ubicación y demanda energética de los usuarios. Las características particulares de todos los equipos necesarios para satisfacer la demanda energética (en calidad, cantidad y capacidad) son factores que determinan en gran medida la cantidad de dinero que el usuario final invertirá.

En este análisis se enfatiza únicamente en el costo inicial de la instalación; es decir, Solo en los elementos que conforman el sistema ya sea conectado o aislado de la red eléctrica debido a que los costos de cableado, protecciones, transporte y mantenimiento son mínimos comparados con los costos de los elementos de la instalación.

#### 5.3.1 Aislado de la red eléctrica

Para el análisis de costos del sistema aislado de la red eléctrica se parte de la cantidad de elementos necesarios para la instalación y de su valor unitario [\$] actual en el mercado nacional o internacional. Los elementos son escogidos por el diseñador de la instalación según su eficiencia y calidad.

El costo total [\$] de la instalación representa la suma total de la cantidad de elementos por su valor unitario [\$]. Estos se describen en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Costos del sistema aislado de la red

| <i>Elemento</i> | <i>Modelo</i>           | <i>Cantidad</i> | <i>Valor Unitario [\$]</i> | <i>Valor Total [\$]</i> |
|-----------------|-------------------------|-----------------|----------------------------|-------------------------|
| Módulo          | Kyocera KC130GT         | 494             | 2'088.000=                 | 1.031'472.000=          |
| Regulador       | Steca ST12/24-30        | 118             | 360.992=                   | 42'597.056=             |
| Batería         | Fullriver HGL200-12     | 98              | 928.000=                   | 90'944.000=             |
| Inversor        | Steca Solarix 550-4400W | 15              | 990.000=                   | 14'850.000=             |
|                 |                         |                 | <b>Costo Total</b>         | <b>\$1.179'863.056=</b> |

#### 5.3.2 Conectado a la red eléctrica

Para el análisis de costos del sistema conectado a la red al igual que el análisis anterior se parte de la cantidad de elementos necesarios para la instalación y de su valor unitario [\$] actual en el mercado nacional o internacional.

El costo total [\$] de la instalación representa la suma total de la cantidad de elementos por su valor unitario [\$]. Estos valores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.4 Costos del sistema conectado a la red

| <i>Elemento</i> | <i>Modelo</i>           | <i>Cantidad</i> | <i>Valor Unitario [\$]</i> | <i>Valor Total [\$]</i> |
|-----------------|-------------------------|-----------------|----------------------------|-------------------------|
| Módulo          | Kyocera KC130GT         | 494             | 2'088.000=                 | 1.031'472.000=          |
| Inversor        | Steca Solarix 550-4400W | 15              | 990.000=                   | 14'850.000=             |
|                 |                         |                 | <b>Costo Total</b>         | <b>1.046'322.000</b>    |

La diferencia entre costos de las instalaciones es de \$133'541.056 y radica en que el sistema conectado a la red no necesita baterías, además el inversor escogido es diferente ya que este

cumple a su vez con la función de regular, lo que hace que la instalación conectada a la red eléctrica sea mas práctica teniendo en cuenta que la ubicación de esta central fotovoltaica esta dentro del área urbana de la ciudad de Pereira.

Según el costo del kWh cobrado por la empresa prestadora del servicio de energía local se puede encontrar la amortización de esta instalación, es decir, los años en los cuales se puede recuperar la inversión.

Para este caso la central fotovoltaica se ubicaría en la Universidad Tecnología de Pereira en la que el valor del kWh es \$295 como la energía total consumida en el edificio del programa de ingeniería eléctrica es generalmente 176[kW-h], entonces:

$$Valor_{mes} = (Valor_{[kW-h]} \times 176[kW-h] \times 30días)[\$] \quad (5.1)$$

$$Valor_{año} = (Valor_{mes} \times 12meses)[\$] \quad (5.2)$$

$$Años_{rec} = \frac{Valor_{instalacion}}{Valor_{año}} \quad (5.3)$$

Se calcula que la inversión se recuperaría en 56 años aproximadamente.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ◆ Se pueden hacer otros tipos de instalaciones en donde llevar la red eléctrica sea muy costoso, lo cual hace que una opción viable sea la de hacer una instalación aislada, aunque el costo de esta puede estar por los mismos niveles de costo de llevar la red; pero la ventaja que tiene frente a llevar la red es que con el sistema fotovoltaico no se vuelve a pagar por la energía que se consume, lo cual hace que desde el inicio se empiece a recuperar la inversión.
- ◆ Para suministrar energía a las torres de comunicación los sistemas fotovoltaicos son una opción viable pues en dichas torres solo se alimentan cargas DC y por lo tanto no es necesario utilizar inversores ocasionando la disminución de costos. Otra ventaja de emplear estos sistemas en estos elementos es que algunas torres de comunicación están ubicadas en lugares con difícil acceso ocasionando que sea más caro llevar hasta allí la red eléctrica que los costos que tendría instalar los paneles solares en dichos sitios.
- ◆ Una de las ventajas de emplear sistemas fotovoltaicos es su fácil implementación e instalación debido a que estos se hacen de forma modular. Para suplir una potencia se requiere de una determinada cantidad de paneles configurados adecuadamente, y si se desea aumentar o disminuir la carga solo es necesario aumentar o disminuir la cantidad de módulos instalados.
- ◆ En el diseño de una central fotovoltaica hay que tener mucho cuidado con el cálculo de la demanda que se desea abastecer debido a que un sobredimensionamiento del sistema se ve reflejado en altos costos de instalación y un bajo cálculo de la demanda puede ocasionar que durante el período de funcionamiento, el sistema no pueda abastecer la carga correspondiente.
- ◆ Colombia cuenta con zonas donde la radiación solar por metro cuadrado presenta índices adecuados para la instalación de sistemas fotovoltaicos. La desventaja que tienen algunas de estas regiones es que pueden presentar altas temperaturas lo cual puede afectar la eficiencia de los módulos. Pereira debido a su ubicación geográfica y altitud es apta para la implementación de estos sistemas pues presenta buenos índices de radiación y la temperatura no es muy alta.
- ◆ Con los resultados obtenidos en este proyecto se puede observar que la amortización del costo de inversión inicial tarda mucho tiempo en recuperarse debido a que en Colombia se cuenta con abundancia de recursos hídricos y esto favorece los bajos costos del kW-h. Por otro lado, la Universidad Tecnológica de Pereira tiene tarifas de energía más bajas de lo normal comparado con el sector residencial que la rodea, lo

cual ayuda a que la amortización sea más demorada, ocasionando que el proyecto no sea viable económicamente.

- ◆ El mercado nacional presenta muchas limitaciones con respecto a sistemas fotovoltaicos de gran escala ya que los elementos que se encuentran actualmente en el mercado son en la gran mayoría para sistemas aislados de la red, los cuales generalmente son empleados en instalaciones domésticas y no representan una gran demanda. Si se contara con un mercado más grande se podrían conseguir un mayor número de elementos ya que en el diseño que se realizó se utilizaron algunos elementos los cuales no son los más idóneos para instalaciones de gran escala.
- ◆ Otro factor que influye en que las instalaciones solares fotovoltaicas sean costosas y su tiempo de amortización sea largo, es que el gobierno no se ha interesado por implementar grandes centros fotovoltaicos en las áreas urbanas, ya que solo lo ha interesado en las regiones aisladas de la red eléctrica.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] C. Frohlich y R.W. Brusa, "Solar Radiation and its Variation in Time"
- [2] M Iqbal, An Introduction to Solar Radiation.
- [3] Manual de Radiación Solar en Colombia (Sobre superficies Horizontales).
- [4] J.A. Duffie y W. Beckman, Solar Engineering Thermal Processes.
- [5] Fernández Díez Pedro, Procesos TermoSolares en Baja, Media y Alta Temperatura.
- [6] Tecnología de Fotocatalisis Solar.
- [7] Cano Jaramillo Carlos Augusto, Fundamento de la Energía Solar Fotovoltáica
- [8] Rochín Garcés Jaime, Energía Solar Para Bombeo de Agua
- [9] [www.ujaen.es/investiga/Solar/](http://www.ujaen.es/investiga/Solar/)
- [10] Krauter Stefan, Solar Electric Power Generation-Photovoltaic Energy Systems.
- [11] Guía de la Energía Solar.
- [12] Manual Sobre Energía Renovable-Solar Fotovoltáica.
- [13] Messa Issa Juan David, Descripción y Análisis del Efecto Fotovoltáico.

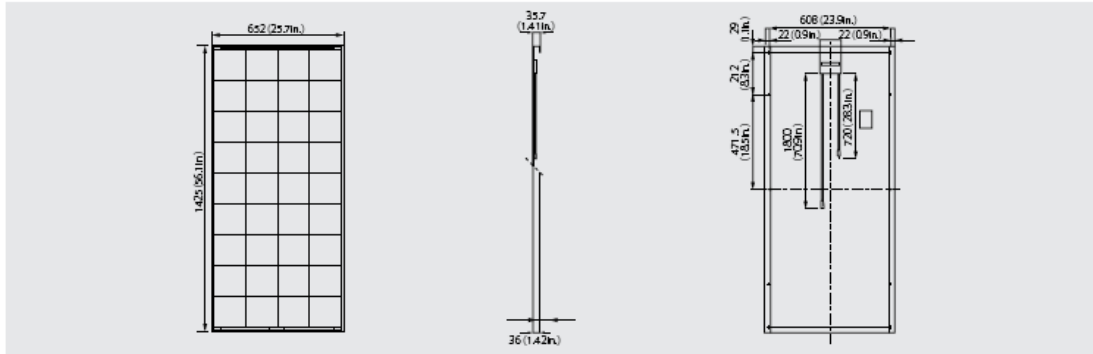
## ANEXOS

### ESPECIFICACIONES

KC130GT

#### ◆ Dimensiones

Unit : mm (in.)



#### ESPECIFICACIONES

| Características Eléctricas bajo Condiciones Estandar de Ensayo (* STC)       |                             |
|--|-----------------------------|
| Potencia Máxima (P <sub>máx</sub> )  | 130W (+10%/-5%)             |
| Voltaje a Potencia Máxima (V <sub>mpp</sub> )                                | 17.6V                       |
| Corriente a Potencia Máxima (I <sub>mpp</sub> )                              | 7.39A                       |
| Voltaje de Circuito Abierto (V <sub>oc</sub> )                               | 21.9V                       |
| Corriente de Circuito Abierto (I <sub>sc</sub> )                             | 8.02A                       |
| Voltaje Máximo del Sistema   | 600V                        |
| Coefficiente de Temperatura del V <sub>oc</sub>                              | -8.21×10 <sup>-2</sup> V/°C |
| Coefficiente de Temperatura de la I <sub>sc</sub>                            | 3.18×10 <sup>-3</sup> A /°C |
| * STC: Irradiación 1000 W/m <sup>2</sup> , AM1.5, Temperatura de Celda 25 °C |                             |
| Características Eléctricas a 800 W/m <sup>2</sup> , NOCT, AM1.5              |                             |
| Potencia Máxima (P <sub>máx</sub> )  | 92W                         |
| Voltaje a Potencia Máxima (V <sub>mpp</sub> )                                | 15.5V                       |
| Corriente a Potencia Máxima (I <sub>mpp</sub> )                              | 5.94A                       |
| Voltaje de Circuito Abierto (V <sub>oc</sub> )                               | 19.9V                       |
| Corriente de Circuito Abierto (I <sub>sc</sub> )                             | 6.47A                       |
| * Temperatura Nominal de Operación de Celda : 47 °C                          |                             |

| Celdas   |  |
|--|--|
| Cantidad por Módulo  | 36   |
| Peso y Medidas del Módulo  |  |
| Largo x Ancho x Espesor  | 1425mm(56.1in.)x652mm(25.7in.)x36mm(1.4in) |
| Peso   | 11.9kg(26.8lbs.)                           |
| Características de la Caja de Conexiones                                     |  |
| Largo x Ancho x Espesor  | 113.6mm(4.5in.)x76mm(3.0in.)x9mm(0.4in)    |
| Grado IP   | IP65                                       |
| Reducción de Eficiencia a Baja Irradiación                                   |  |
| Reducción  | 4.3%                                       |
| * STC: Irradiación 1000 W/m <sup>2</sup> , AM1.5, Temperatura de Celda 25 °C |  |



Figura A.1 módulo fotovoltaico Kyocera KC130GT



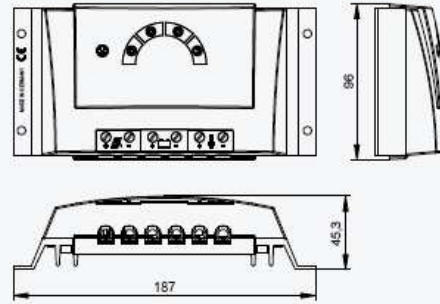
## Steca Solarix PRS

El nuevo regulador de carga Steca Solarix PRS impresiona tanto por su sencillez como por su potencia, y combina un diseño moderno e intuitivo con un precio irresistible.

Varios LED de diversos colores simulan un indicador de barra que proporciona información sobre el estado de carga de la batería. Aquí entran en acción los algoritmos ultramodernos de Steca, que aseguran un óptimo cuidado de la batería. Los reguladores de carga Solarix PRS están equipados con un fusible electrónico que garantiza una protección inmejorable. Trabajan en serie y separan el módulo solar de la batería para proteger a esta última contra sobrecargas.

Los Solarix PRS son reguladores de carga universales, por lo que se pueden usar baterías de plomo y gel sin costosos ajustes de configuración.

Además, se pueden equipar con funciones especiales para proyectos mayores. Ejemplos de ello son la función de iluminación nocturna y las tensiones seleccionables, tanto al final de la carga como en la descarga total.

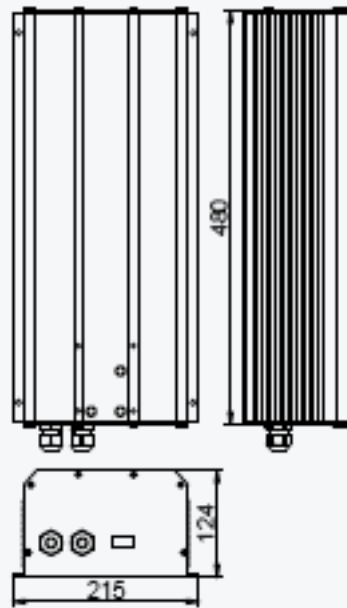


| Regulador Fotovoltaico con LED                        | PRS 1010                                | PRS 1515 | PRS 2020 | PRS 3030 |
|---|---|----------|----------|----------|
| Tensión del sistema                                   | 12 V (24 V)                             |          |          |          |
| Rango de tensión de la batería                        | 9,0 V - 17,0 V (17,1 V - 34,0 V)        |          |          |          |
| Tensión de entrada Máx. del módulo                    | 47 V                                    |          |          |          |
| Corriente Máx. de cortocircuito de entrada del módulo | 10 A                                    | 15 A     | 20 A     | 30 A     |
| Corriente Máx. de salida del consumidor               | 10 A                                    | 15 A     | 20 A     | 30 A     |
| Consumo propio Máx.                                   | < 4 mA                                  |          |          |          |
| Tensión final de carga (float)                        | 13,9 V (27,8 V)                         |          |          |          |
| Tensión de carga reforzada; 2 h                       | 14,4 V (28,8 V)                         |          |          |          |
| Carga de compensación; 2 h                            | 14,7 V (29,4 V)                         |          |          |          |
| Tensión de reconexión (SOC / LVR)                     | > 50 % / 12,5 V (25,0 V)                |          |          |          |
| Protección contra descarga profunda (SOC / LVD)       | < 30 % / 11,1 V (22,2 V)                |          |          |          |
| Temperatura ambiente admisible                        | -25 °C...+50 °C                         |          |          |          |
| Tamaño del terminal (cable fino / único)              | 16 mm <sup>2</sup> / 25 mm <sup>2</sup> |          |          |          |
| Tipo de protección de la caja                         | IP 32                                   |          |          |          |
| Peso  | ca. 350 g                               |          |          |          |
| Dimensiones: L x A x a                                | 187 x 96 x 45,3 mm                      |          |          |          |

Detalles técnicos a 25 °C / 77 °F

Figura A.2 Regulador Steca Solarix PRS

## Datos técnicos



Steca Compact  
1600-12, 2600-24

| Inversor cargador Compact                                | 1600-12   | 2600-24 | 4000-48 |
|--|---|---------|---------|
| Tensión nominal de entrada (V)                           | 12  | 24      | 48      |
| Rango de tensión de entrada (V)                          | 9,5 - 16  | 19 - 32 | 38 - 64 |
| Tensión de salida  | 230 V +0 / -10 % (onda senoidal pura)   |         |         |
| Frecuencia de salida                                     | 50 Hz +/-0,05 %   |         |         |
| Potencia continua (VA)                                   | 1300  | 2300    | 3500    |
| Potencia Máx. por 30 min. (VA)                           | 1600  | 2600    | 4000    |
| Max. power 5 sec. (VA)                                   | 3900  | 6900    | 10500   |
| Eficiencia máxima (%)                                    | 94  | 95      | 95      |
| Consumo en standby (W)                                   | 0,6   | 0,9     | 1,4     |
| Detección de consumidor (standby)                        | ajustable: 1 - 25 W   |         |         |
| Corriente de carga ajustable (A)                         | 0 - 55  | 0 - 55  | 0 - 50  |
| Tensión min. de entrada                                  | ajustable de 150 a 230 VAC  |         |         |
| Monitorización de la batería                             | Descarga profunda, tensión final de carga, no contacto a tierra y tensión de compensación ajustables por el usuario |         |         |
| Corriente Máx. / potencia en el sistema de transferencia | 16 A / 3,7 kVA  |         |         |
| Tiempo de conmutación                                    | < 20 ms   |         |         |
| Largo del cable de la batería                            | 165 cm  |         |         |
| Temperatura de trabajo                                   | -20 °C bis +55 °C   |         |         |
| Tipo de protección                                       | IP 20 / con cubierta opcional: IP 23  |         |         |
| Peso(kg)   | 16,0  | 17,1    | 29,4    |
| Dimensiones L x 215 x 124 (mm)                           | 480   | 480     | 670     |

Datos técnicos a 25 °C / 77 °F

Figura A.3 Inversor Steca Solarix 550-4400W