



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y  
MECÁNICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO**

**TEMA: DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO DE 36W, CON ORIENTACIÓN NORTE  
SUR PARA CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO  
SOLAR EN LA ESPE**

**AUTOR: FELICITA QUISHPE, JAIME ANDRES**

**DIRECTOR: ING. GUASUMBA JOSE, MSc.  
CODIRECTOR: ING. IBARRA ALEXANDER, MSc.**

**SANGOLQUÍ**

**2015**

## **CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO**

El presente proyecto titulado “**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 36W, CON ORIENTACIÓN NORTE SUR PARA CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN LA ESPE**” fue realizado en su totalidad por Jaime Andrés Felicita Quishpe como requisito de grado previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico.

---

MSc. José Guasumba  
Director

---

MSc. Alexander Ibarra  
Codirector

**Sangolquí, 2015-08-04**

## **AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD**

Yo, Jaime Andrés Felicita Quishpe

DECLARO QUE:

El proyecto de grado titulado “**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 36W, CON ORIENTACIÓN NORTE SUR PARA CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN LA ESPE**”, se ha desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan al pie de las paginas correspondientes y cuya bibliografía está incluida en este documento.

Por tal razón, las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo, son exclusiva responsabilidad del autor.

---

Jaime Andrés Felicita Quishpe

CI: 171930789-2

**Sangolquí, 2015-08-04**

## AUTORIZACIÓN

Yo, Jaime Andrés Felicita Quishpe

Autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE la publicación en la biblioteca virtual de la institución del proyecto de grado titulado: **“DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 36W, CON ORIENTACIÓN NORTE SUR PARA CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN LA ESPE”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

---

Jaime Andrés Felicita Quishpe

CI: 171930789-2

**Sangolquí, 2015-08-04**

## DEDICATORIA

El presente proyecto de grado se lo dedico con mucho cariño a mi familia, en especial en memoria del Dr. Galo Felicita, quien fue un ejemplo a seguir y gracias a sus consejos y apoyo incondicional supo guiarme por el camino correcto.

A mis padres Jaime Hugo Felicita y Elena Quishpe, quienes desde mi infancia me han inculcado los mejores valores, los cuales me han servido de mucho para ser una persona útil a la sociedad. Mis padres quienes con amor me han apoyado en lo que necesite, económica y emocionalmente.

A mis hermanas Paola Felicita y Evelyn Felicita quienes con cariño me dieron los mejores consejos en el momento que los necesitaba.

A mi novia Valeria Espinel y a mi hijo Leonel Felicita, quienes son mi fortaleza y fuente de inspiración para superarme día a día.

A mi abuelo Valentín Quishpe, por enseñarme que la humildad te hace grande.

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar quiero agradecer a mi Dios por la sabiduría y bendiciones recibidas, ya que gracias a él he podido cumplir con los objetivos que me he propuesto a lo largo de mi vida; uno de ellos, culminar mi carrera universitaria.

A mis padres, ya que gracias a sus sacrificios pude estudiar en tan prestigiosa universidad. Ellos que siempre tuvieron las palabras indicadas para motivarme a seguir adelante y no decaer en el largo camino universitario.

A mis hermanas que de una u otra manera supieron ayudarme para poder alcanzar el tan anhelado sueño de ser un profesional.

A mi novia por ser un apoyo incondicional y a mi hijo que se ha convertido en el motor que mueve mi vida y me impulsa a seguir adelante pese a cualquier adversidad.

A mi abuelo Valentín Quishpe porque siempre ha estado pendiente de mí y gracias a su apoyo he logrado cumplir con el objetivo.

A la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE, al Departamento de Ciencias de la Energía y Mecánica que por medio de sus docentes me impartieron los conocimientos necesarios para desenvolverme sin problemas en el diario vivir como profesional.

Un especial agradecimiento a mi Director MSc. Ing., José Guasumba y Codirector MSc. Ing., Alexander Ibarra por brindarme su tiempo y conocimientos en la realización del presente proyecto.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO</b> .....	ii
<b>AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD</b> .....	iii
<b>AUTORIZACIÓN</b> .....	iv
<b>DEDICATORIA</b> .....	v
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	vi
<b>ÍNDICE DE CONTENIDO</b> .....	vii
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	ix
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	x
<b>RESUMEN</b> .....	xi
<b>ABSTRACT</b> .....	xii
<b>CAPITULO 1</b> .....	1
<b>GENERALIDADES</b> .....	1
1.1 Antecedentes .....	1
1.2 Definición del problema .....	3
1.3 Objetivos .....	3
1.3.1 Objetivo General .....	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Alcance .....	4
1.5 Justificación e importancia .....	4
<b>CAPITULO 2</b> .....	5
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	5
2.1 Datos de radiación solar de satélite NASA y GOES, $\beta=0$ .....	5
2.2 Anuarios Meteorológicos INAMHI .....	8
2.3 Medición de la radiación solar con piranómetros y heliógrafo .....	8
2.4 Método de corrección de la radiación solar para superficies inclinadas .....	10
2.5 Método del amperaje para predicción de la irradiancia solar .....	13
<b>CAPITULO 3</b> .....	15
<b>DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b> .....	15
3.1 Componentes Mecánicos.....	15

3.2	Diseño Fotovoltaico .....	16
3.2.1	Parámetros de diseño .....	21
3.2.2	Curva característica .....	21
3.2.3	Orientación del sistema .....	22
<b>CAPÍTULO 4</b>	.....	<b>23</b>
<b>IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO</b>	.....	<b>23</b>
4.1	Especificaciones técnicas de componentes .....	23
4.2	Procesos tecnológicos de fabricación .....	25
4.3	Estructura soporte .....	26
4.4	Ensamblaje de componentes.....	28
4.5	Instrumentos y equipos de medición.....	29
<b>CAPÍTULO 5</b>	.....	<b>31</b>
<b>DESARROLLO EXPERIMENTAL</b>	.....	<b>31</b>
5.1	Alineación del sistema fotovoltaico .....	31
5.2	Toma de datos variando el ángulo de inclinación $\beta$ .....	32
5.3	Análisis de resultados .....	33
5.4	Comparación con datos de NASA y CONELEC.....	33
5.5	Caracterización de la irradiancia por la temperatura del panel .....	35
5.6	Caracterización de la irradiancia por el método del amperaje .....	38
<b>CAPÍTULO 6</b>	.....	<b>42</b>
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO</b>	.....	<b>42</b>
6.1	Costos directos.....	42
6.2	Costos indirectos .....	44
6.3	Presupuesto del proyecto.....	45
<b>CAPÍTULO 7</b>	.....	<b>46</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	.....	<b>46</b>
7.1	Conclusiones .....	46
7.2	Recomendaciones .....	49
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	.....	<b>50</b>



**ÍNDICE DE TABLAS**

<b>Tabla 1</b> Datos de radiación de la Nasa, Latitud $-0.33^{\circ}$ ; Longitud $-78^{\circ}$ .....	6
<b>Tabla 2</b> Ángulos de inclinación recomendados para latitud $0^{\circ}$ .....	13
<b>Tabla 3</b> Variación del voltaje por efecto de la temperatura .....	19
<b>Tabla 4</b> Ángulos de inclinación para latitud $0^{\circ}$ .....	22
<b>Tabla 5</b> Datos del panel fotovoltaico .....	23
<b>Tabla 6</b> Especificaciones técnicas del tubo estructural cuadrado .....	26
<b>Tabla 7</b> Características de los instrumentos .....	29
<b>Tabla 8</b> Datos de radiación solar de la NASA para la ESPE .....	34
<b>Tabla 9</b> Promedios de Irradiancia medida y estimada en función de la temperatura .....	35
<b>Tabla 10</b> Promedios de irradiancia medida y estimada por la corriente del PFV .....	38
<b>Tabla 11</b> Personal de ejecución del proyecto .....	42
<b>Tabla 12</b> Materiales y equipos .....	43
<b>Tabla 13</b> Otros costos directos .....	43
<b>Tabla 14</b> Personal asesor .....	44
<b>Tabla 15</b> Insumos de oficina .....	44
<b>Tabla 16</b> Presupuesto del proyecto .....	45

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> Imágenes de satélite GOES.....	7
<b>Figura 2</b> Mapa de radiación solar del Ecuador .....	8
<b>Figura 3</b> Instrumentos de medición de irradiancia solar .....	9
<b>Figura 4</b> Bóveda celeste y zona de exclusión de aporte de irradiancia .....	14
<b>Figura 5</b> Esquema básico del sistema fotovoltaico.....	16
<b>Figura 6</b> Panel fotovoltaico con células de silicio mono cristalino .....	24
<b>Figura 7</b> Organigrama de operaciones tecnológicas .....	25
<b>Figura 8</b> Tubo estructural cuadrado .....	26
<b>Figura 9</b> Estructura soporte del panel fotovoltaico de 43 Wp.....	27
<b>Figura 10</b> Esquema del panel y soporte estructural .....	27
<b>Figura 11</b> Panel fotovoltaico de 43 Wp .....	28
<b>Figura 12</b> Ensamblaje de componentes .....	29
<b>Figura 13</b> Mapa de radiación solar para la ESPE .....	35
<b>Figura 14</b> Temperatura del panel fotovoltaico .....	36
<b>Figura 15</b> Voltaje del panel para cada ángulo de inclinación del PFV .....	37
<b>Figura 16</b> Irradiancia medida y estimada por temperatura del panel.....	38
<b>Figura 17</b> Temperatura del panel.....	39
<b>Figura 18</b> Irradiancia medida y estimada por la corriente .....	40
<b>Figura 19</b> Linealidad entre irradiancia solar e intensidad de corriente del PFV.....	41

## RESUMEN

En el desarrollo de proyectos para el uso de la energía solar en aplicaciones térmicas o fotovoltaicas, la determinación del recurso solar es uno de los aspectos más importantes. De allí que, es necesario conocer la irradiancia solar, irradiación y horas de sol pico. En forma tradicional para el estudio de la energía irradiante proveniente del sol, se pueden utilizar métodos como el de medición directa mediante heliógrafos, piranómetros y célula calibrada. También, se utilizan datos de satélite, NASA y GOES. En cuanto a los métodos informáticos se dispone del ISOCAD, ISOL, CENSOLAR, entre otros. Los procedimientos descritos anteriormente involucran altos costos para el funcionamiento de equipos de medición, o la adquisición de software, donde no se considera las condiciones climáticas del entorno. Por lo que en esta investigación se propone implementar los métodos de estimación indirecta de la irradiancia solar, utilizando la corriente y la temperatura de un panel fotovoltaico de 43Wp; además, se miden los valores de voltaje para  $0^\circ$ ,  $+20^\circ$  y  $-25^\circ$ . Con el propósito de determinar en qué ángulo de inclinación se puede producir la mayor captación de energía solar. Por otra parte, en cuanto a los resultados de los métodos utilizados, la irradiancia estimada por el método del amperaje es de  $440 \frac{W}{m^2}$  y por el efecto de la temperatura  $558,41 \frac{W}{m^2}$ . Al comparar con la irradiancia solar medida donde su valor es de  $527 \frac{W}{m^2}$ . Este procedimiento permite obtener aproximaciones en los valores del recurso solar local y se recomienda utilizarlo como referencia en el diseño básico de instalaciones de energía solar térmica o fotovoltaica.

### **PALABRAS CLAVE:**

- **ESTIMACIÓN**
- **IRRADIANCIA SOLAR**
- **MÉTODO DEL AMPERAJE**
- **MÉTODO DE LA TEMPERATURA**

## ABSTRACT

In the development of projects for the use of solar energy in thermal and photovoltaic applications, the determination of the solar resource is one of the most important aspects. Hence, it is necessary to know the solar irradiance, irradiation and peak sun hours. In traditional way to study the radiant energy from the sun, you can use methods such as direct measurement by heliographs, pyranometers and calibrated cell. Also, satellite data, NASA and GOES are used. As computational methods are available from ISOCAD, ISOL, CENSOLAR, among others. The procedures described above involve high costs for the operation of measuring equipment, or acquiring software, which is not considered climatic conditions of the environment. So in this research it is proposed to implement the methods of indirect estimation of solar irradiance, using the current and temperature of a photovoltaic panel 43Wp; furthermore, the voltage values for 0 °, + 20 ° and -25 ° are measured. In order to determine which angle can produce as solar energy. Moreover, as to the results of the methods used, estimated irradiance by the method of amperage it is  $440 \frac{W}{m^2}$  and the effect of temperature  $558,41 \frac{W}{m^2}$ . Compared to measure solar irradiance where its value is  $527 \frac{W}{m^2}$ . This procedure allows for approximations in the values of local solar resource and is recommended for use as a reference in the basic system design solar thermal and photovoltaic energy.

### KEY WORDS:

- ESTIMATE
- SOLAR IRRADIANCE
- METHOD AMPERAGE
- TEMPERATURE METHOD

# CAPITULO 1

## GENERALIDADES

### 1.1 Antecedentes

En forma tradicional, los paneles fotovoltaicos, se calibran utilizando condiciones de pruebas normalizadas. Los parámetros son: irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ ; distribución espectral de la radiación solar AM 1.5G, temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Sin embargo, estas condiciones, raramente se encuentran en la actualidad, debido a los cambios los aspectos ambientales varían cada minuto. Adicionalmente, en cuanto a la oferta y la demanda de este tipo de tecnologías, se realizan sus transacciones tomando en consideración el costo del kWh. Para evaluar la energía de salida se utiliza módulos fotovoltaicos, siempre es necesario determinar la corriente producida por el panel fotovoltaico de acuerdo con la irradiancia solar que recibe. Los factores de impacto ambiental son diferentes y dependen del tipo de panel fotovoltaico.

El sol es una fuente de energía eterna, silenciosa y libre de contaminación. Es el responsable de todas las formas de vida existentes en el planeta, la energía generada por el sol llena en menor proporción a la superficie de la tierra en forma de luz y calor.

La energía solar es una de las energías alternativas más promisorias. Conociendo el recurso solar disponible en un área, se puede instalar sistemas fotovoltaicos de tal manera que permita determinar el crecimiento de la demanda en el transcurso de cada día, por lo que es importante obtener datos históricos concernientes a la radiación solar (energía incidente en una determinada área y un cierto periodo de tiempo), estos datos han sido obtenidos en pocos lugares, otro problema es que muchos de estos datos solo están disponibles para superficie horizontal mientras que los módulos fotovoltaicos se instalan con un ángulo de inclinación específico para captar de la mejor manera la energía solar.

Por otra parte los instrumentos para medir la irradiancia son costosos haciendo que su compra sea prácticamente no recomendable para pequeños sistemas fotovoltaicos. En la literatura técnica hay pocos estudios recientes que describen algoritmos para estimar la irradiancia y temperatura a través de sistemas fotovoltaicos (Rivera y Peng., 2006). Un artículo escrito por (Da Costa, 2010) describe la irradiancia local solar mediante la medición de corriente y voltaje de un panel fotovoltaico.

Los inversionistas en sistemas fotovoltaicos se beneficiarían cuando se logre predecir el campo de energía solar y la respuesta interna del panel, en la generación de voltaje y corriente cuando se realizan mediciones sobre superficie horizontal la predicción es incierta, esta situación puede involucrar mayores costos de inversión en instalaciones térmicas o fotovoltaicas, debido a que estas se las instala tomando en cuenta un ángulo de inclinación.

## **1.2 Definición del problema**

La determinación del recurso solar local, es uno de los aspectos principales, que se debe considerar, en el dimensionamiento básico de instalaciones térmicas o fotovoltaicas. Para medir en sitio la radiación, se pueden utilizar piranómetros para radiación directa y difusa, heliógrafo para medir las horas de máxima insolación (HSP). Sin embargo son instrumentos, de alto costo de adquisición y requieren ser instalados en forma fija, es decir empotrados en la terraza de cualquier edificación. Por parte, en el Laboratorio de Energías Renovables, perteneciente al Departamento de Ciencias de la Energía y Mecánica, de la ESPE, no existe un instrumento de medición de la irradiancia solar, que permita caracterizar este recurso, por lo que en esta investigación, se propone realizar, el dimensionamiento, implementación y pruebas de un panel fotovoltaico portátil para la medición indirecta de la irradiancia, utilizando las técnicas del amperaje y temperatura del panel.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo General**

Realizar el diseño y construcción de un instrumento de medición indirecta de la irradiancia solar, mediante el uso de un panel fotovoltaico con orientación norte sur, para caracterizar el recurso solar en el Laboratorio de Energías Renovables, de la ESPE, mediante los métodos del amperaje y temperatura.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Determinar los parámetros de funcionamiento del panel fotovoltaico
- Realizar el dimensionamiento básico del equipo

- Implementar el sistema fotovoltaico para la medición indirecta de la radiación solar de acuerdo a los parámetros eléctricos del panel.
- Realizar las pruebas de medición de la irradiancia solar por los métodos del amperaje y temperatura.

## **1.4 Alcance**

En el presente se propone realizar la implementación de un equipo fotovoltaico, compuesto por células de silicio monocristalino colocadas en serie, acoplado a una estructura metálica de soporte; entre el panel y la estructura debe instalarse un mecanismo de giro para variar el ángulo de inclinación del panel, de tal manera que se oriente hacia el sur o hacia el norte geográfico, y pueda captar la mayor cantidad de radiación solar para convertirla en corriente continua mediante el efecto fotovoltaico que se produce en la célula. Un instrumento de medición debe indicar el voltaje y amperaje generado por el panel. A partir de la lectura del amperaje se obtiene la irradiancia instantánea recibida por el equipo. Además, con la temperatura del panel, también se puede estimar la irradiancia solar.

## **1.5 Justificación e importancia**

Este proyecto relacionado con el desarrollo de una nueva técnica para la determinación del recurso solar por el método del amperaje utilizando un panel fotovoltaico, es de vital importancia, para la ejecución de proyectos académicos, de investigación, y vinculación, que la ESPE, pueda ejecutar para beneficio de la sociedad, en vista de que con solo utilizar la respuesta eléctrica del panel, ya se conoce la radiación solar en sitio. Además, permitirá reducir costos de investigación del recurso solar, evitando con ello, la utilización de métodos tradicionales que requieren instrumentos y tecnología de alto costo y que en la mayoría de casos, no se encuentran en el mercado nacional.



## CAPITULO 2

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Datos de radiación solar de satélite NASA<sup>1</sup> y GOES, $\beta=0$

Para determinar la irradiación, sobre superficie horizontal, se pueden utilizar datos o imágenes satelitales. En el primer caso, la NASA, suministra este tipo de información, en el segundo, a partir del satélite GOES.

##### **Datos de radiación de la Nasa:**

Uno de los criterios más importantes, que hay que tomar en cuenta, en el diseño de instalaciones térmicas o fotovoltaicas, está relacionado con determinación del mes peor. Es decir, aquel mes que da la menor insolación en media diaria mensual. Para obtener este valor, se puede utilizar los datos de satélite de la NASA, de acuerdo con el siguiente procedimiento: se debe conocer la latitud y longitud de la localidad. Para su estimación, se toma como referencia el sitio donde está ubicado el Campus Universitario de la ESPE.

- Latitud  $-0.33^\circ$
- Longitud  $-78^\circ$

---

<sup>1</sup> National Aeronautics and Space Administration

Es importante indicar que, para zonas geográficas, que se encuentran bajo la línea ecuatorial, la latitud es negativa y para las zonas que se encuentran sobre esta línea, la latitud es positiva. En el caso de la longitud, hacia el oeste del meridiano de Greenwich, la longitud es negativa y hacia el este, su signo es positivo.

A continuación, para la ESPE, en la tabla 1, se presentan los datos de radiación solar, temperatura ambiente, humedad relativa, presión atmosférica, velocidad del viento y temperatura del suelo, Estos valores son medidos con una referencia de 100 metros de altura con respecto a la superficie horizontal y es necesario tomar en cuenta que no considera los microclimas circundantes.

**Tabla 1**

***Datos de radiación de la Nasa, Latitud -0.33 °; Longitud -78°***

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature
	°C	%	kWh/m <sup>2</sup> /d	kPa	m/s	°C
January	20.4	74.6%	3.86	88.3	1.4	21.4
February	20.2	76.7%	3.66	88.3	1.3	21.2
March	20.6	74.1%	3.64	88.3	1.4	21.6
April	20.3	73.5%	3.71	88.3	1.4	21.3
May	20.3	67.0%	3.75	88.4	1.6	21.2
June	19.8	63.2%	3.76	88.5	2.0	20.5
July	19.8	54.6%	3.82	88.5	2.1	20.6
August	20.7	48.6%	4.04	88.5	2.1	21.7
September	21.8	48.5%	4.11	88.4	1.9	23.1
October	22.4	52.3%	4.11	88.3	1.6	23.9
November	21.6	63.5%	4.15	88.2	1.6	23.1
December	20.6	73.6%	3.95	88.2	1.6	21.7
<b>Annual</b>	20.7	64.2%	3.88	88.4	1.7	21.8
Measured at (m)					10.0	0.0

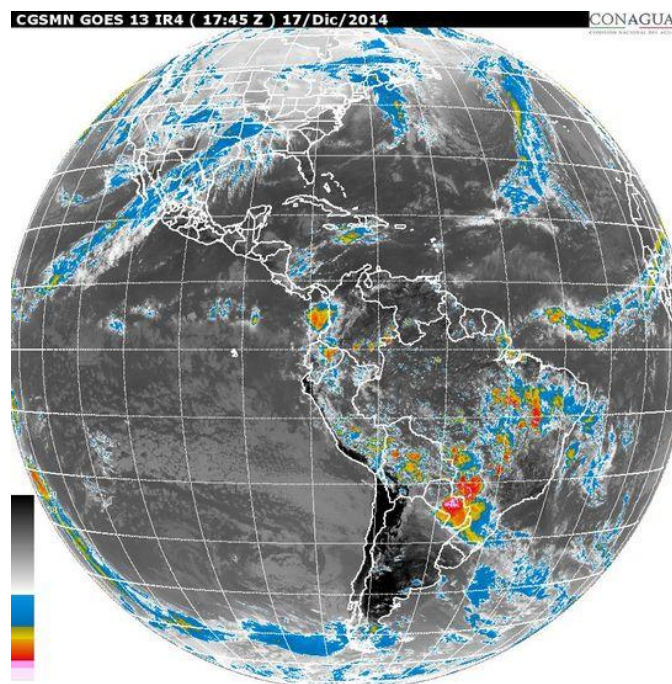
**Fuente:** (NASA., 2008)

Considerando los datos anteriormente indicados se puede definir que el peor mes, corresponde a Abril, con un valor de irradiación solar de 3.71 KWh/m<sup>2</sup>día.

## Imágenes satelitales con GOES:

Los Estados Unidos de América a través de sus agencias federales NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) y NASA (National Aeronautics and Space Administration) desarrollaron en los años 70 el programa de satélites GOES para obtener imágenes meteorológicas en tiempo reducido que cubren el 60% de la superficie del planeta.

Los satélites GOES (Geostationary Operational Environment Satellite) proporcionan datos continuos para pronósticos meteorológicos mediante intenso análisis de datos, estos satélites están ubicados a 35 800 km de altura manteniéndose en una órbita geoestacionaria.

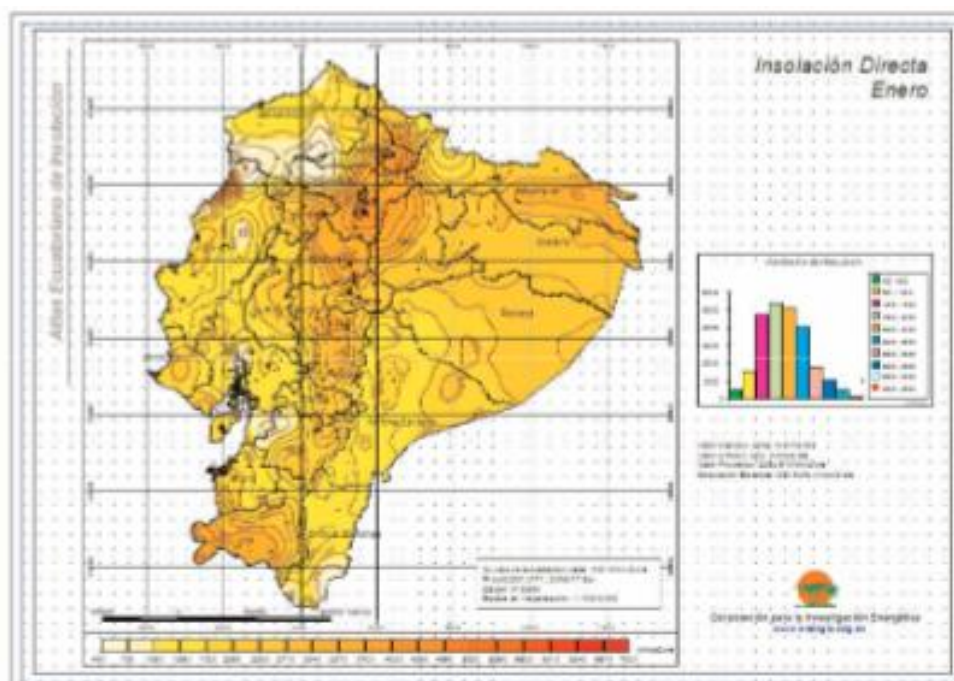


**Figura 1** Imágenes de satélite GOES

**Fuente:** Servicio Meteorológico Nacional, México

## 2.2 Anuarios Meteorológicos INAMHI

El INAMHI y el CONELEC, son las instituciones que proveen información con respecto al recurso solar del Ecuador. En el caso del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI). Los datos fueron tomados en el período 1990-2000, utilizando 80 actinógrafos. En el año 2008, el CONELEC, desarrolla el Mapa Solar del Ecuador, basándose en información satelital.



**Figura 2** Mapa de radiación solar del Ecuador

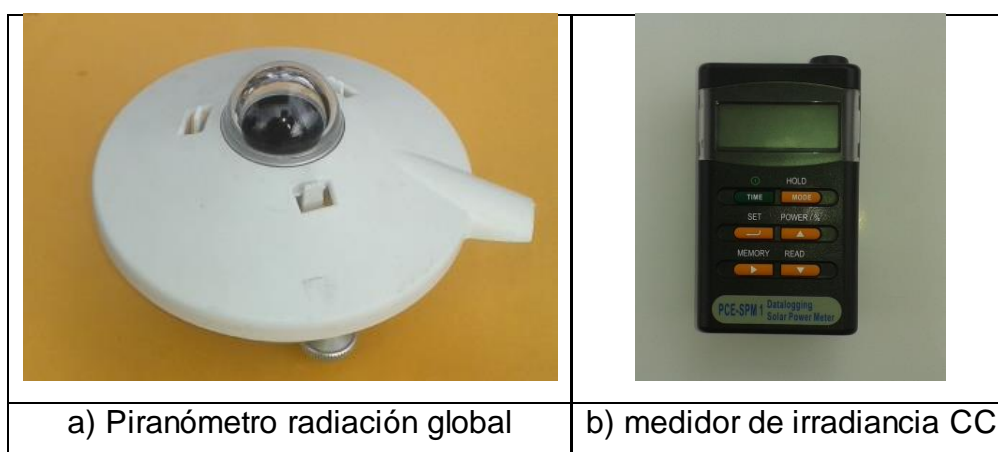
**Fuente:** (CONELEC, 2008)

## 2.3 Medición de la radiación solar con piranómetros y heliógrafo

Existen instrumentos especiales para la determinación de la radiación solar sobre una superficie horizontal, tal es el caso de los pirómetros para medir radiación directa, difusa y global. El principio de funcionamiento de

estos equipos se base en el efecto SEEBECK, que consiste en la generación de voltaje, en el orden de los milivoltios, debido al incremento de temperatura entre dos materiales bimetálicos. Estos instrumentos son muy costosos y no son, desde el punto de vista de inversión, aplicables para pequeños proyectos de implementación térmica o fotovoltaica. Existen otras alternativas como es el caso de los piranómetros de célula calibrada, que permiten medir la irradiancia solar en un punto determinado. Por otra parte, para medir las horas de sol pico. Es decir, aquel rango de tiempo en el que se produce la máxima insolación, se utiliza el Heliógrafo. Este instrumento está compuesto por una esfera de cuarzo de aproximadamente 100 mm., que concentra la radiación solar en una cartulina colocada en forma curvada, en el papel, por efecto de la alta temperatura, se marca una huella, que representa las horas de brillo solar. En el estado del arte, se conoce que el valor mínimo de insolación directa se produce cuando se supera los  $200 \frac{W}{m^2}$

Para medir la irradiancia solar se pueden utilizar piranómetros para radiación global y el de célula calibrada.



**Figura 3** Instrumentos de medición de irradiancia solar

**Fuente:** (Felicita, 2015)

## 2.4 Método de corrección de la radiación solar para superficies inclinadas

### Método de page para superficie horizontal:

En este método, como primer paso es necesario determinar la radiación solar extraterrestre utilizando la siguiente expresión:

$$H_e = \frac{24}{\pi} I_{sc} \left( \left( \left[ 1 + 0.033 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right] \right) \left[ \cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{2\pi\omega_s}{360} \sin \varphi \sin \delta \right] \right) \quad (2.1)$$

Dónde:  $H_e$  radiación extraterrestre, en  $Wh/m^2$  día;  $I_{sc}$  constante solar,  $1367 W/m^2$ ;  $n$  número de día del año que varía entre 1 y 365 días;  $\varphi$  latitud del lugar,  $\delta$  ángulo de declinación,  $\omega_s$  ángulo horario de la puesta de sol para superficie horizontal.

Posteriormente con la fórmula de Page, se obtiene la radiación sobre superficie horizontal.

$$H = H_e \left( a + b \frac{\bar{n}}{N} \right) \quad (2.2)$$

Dónde:

$a$  y  $b$  son coeficientes climáticos de la localidad, para el caso de la Sierra del Ecuador se tienen valores de 0,25 y 0,45;  $\bar{n}$  horas de máxima insolación, u horas de sol pico;  $N$  duración del día.

Obtenida la radiación solar sobre superficie horizontal, se requiere corregir la radiación para superficie inclinada.

Se puede estimar la irradiancia directa sobre superficie inclinada, utilizando el siguiente procedimiento.

**Irradiancia directa:**

Sobre una superficie inclinada es igual a la cantidad ( $I_N$ ) que recibiría la superficie si fuera normal a los rayos solares, multiplicada por el coseno del ángulo de incidencia de la radiación (Wilson, Energía solar, p.23)

$$I_b = I_N \cos \theta \quad (2.3)$$

**Irradiancia difusa:**

Sobre una superficie inclinada viene dada aproximadamente por la cantidad recibida por una superficie horizontal, ( $I_H$ ) multiplicada por el cuadrado del coseno del ángulo de inclinación de la superficie, dividido por dos.

$$I_d = I_H \cos^2 \left( \frac{\beta}{2} \right) \quad (2.4)$$

**Irradiancia de albedo:**

$$I_a = (I_d + I_b) \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \rho_{suelo} \quad (2.5)$$

Dónde:

$\rho_{suelo} = 0.4$  Reflectividad del suelo

La irradiancia total sobre una superficie inclinada es:

$$I_T = I_d + I_b + I_a \quad (2.6)$$

En función del ángulo de incidencia de la radiación solar y de inclinación

$$I_T = I_N \cos \theta + I_H \cos^2 \left( \frac{\beta}{2} \right) + (I_d + I_b) \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \rho_{suelo} \quad (2.7)$$

El ángulo de incidencia de la radiación directa sobre superficie inclinada se calcula con la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \text{sen } \delta \text{ sen } \varphi \cos \beta - \text{sen } \delta \cos \varphi \text{ sen } \beta \cos \gamma & (2.8) \\ & + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \text{ sen } \varphi \cos \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \text{ sen } \beta \text{ sen } \gamma \text{ sen } \omega \end{aligned}$$

$\omega$ : ángulo horario: mañana (-), tarde (+)

$\delta$ : declinación

$\varphi$ : latitud del lugar: (+) norte, (-) sur

$n$ : día del año  $1 \leq n \leq 365$

$\gamma$ : Ángulo acimutal de la superficie

$\beta$ : Ángulo de inclinación de la instalación

El ángulo de declinación está dado por la fórmula de COOPER (1969):

$$\delta = 23,45 \text{ sen } \left[ 360 \frac{284+n}{365} \right] \quad (2.9)$$

Un método alternativo para determinar la radiación sobre superficie inclinada es aquel que considera los factores A y B, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Gdm(\beta) = AGdm(0^\circ) + B[Gdm(0^\circ)]^2 \quad (2.10)$$

Dónde:

$Gdm(\beta)$  Radiación sobre superficie inclinada, en  $\frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$ ; A es un coeficiente que depende de la reflectividad del suelo y del ángulo de inclinación., el coeficiente B depende del mes del año, de la latitud del lugar y del ángulo de inclinación.



En cuanto al signo del ángulo de inclinación, se puede indicar que, si la cara del panel se oriente hacia el Ecuador es positivo; y negativo cuando la superficie del panel se oriente al polo más próximo.

**Tabla 2**

**Ángulos de inclinación recomendados para latitud 0°**

LATITUD	ÁNGULO DE INCLINACION DEL PANEL FOTOVOLTAICO						
0°	0°	± 5°	±10°	±15°	± 20°	± 25°	

**Fuente:** (Ingeniería Sin Fronteras)

Para instalaciones fotovoltaicas se recomienda que el ángulo de inclinación  $\beta \geq 15^\circ$

## 2.5 Método del amperaje para predicción de la irradiancia solar

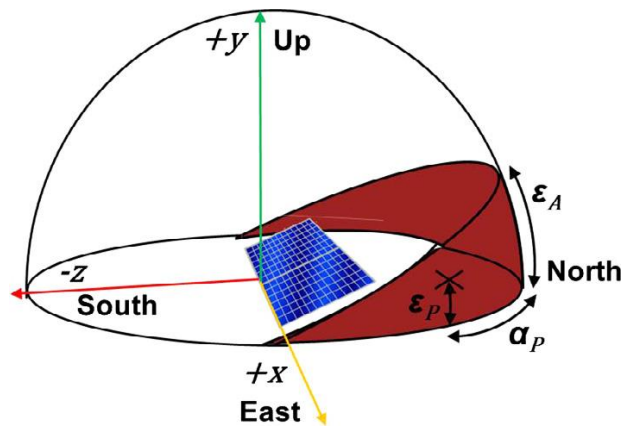
La estimación de la irradiancia solar, utilizando un módulo fotovoltaico, es posible considerando, que la corriente a la salida del panel, tiene relación directa con la irradiancia y una pequeña influencia de la temperatura. La expresión matemática es la siguiente:

$$G_c = \frac{G_r I}{I_{scr}} \quad (2.11)$$

Dónde:

$G_c$  Valor de la irradiancia estimada, en W/m<sup>2</sup>;  $G_r$  irradiancia de referencia, que puede tener un valor de 1000 W/m<sup>2</sup>, medida a un temperatura del panel de 25 °C;  $I_{scr}$  intensidad de cortocircuito de referencia, en A;  $I$  intensidad de corriente medida.

A continuación, en la figura 4, se puede observar que solo una parte de la bóveda celeste, emite radiación electromagnética que capta el panel fotovoltaico. Es decir, la parte posterior del panel no recibe radiación solar.



**Figura 4** Bóveda celeste y zona de exclusión de aporte de irradiancia

**Fuente:** (Goss Brian, 2014)

## **CAPITULO 3**

### **DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

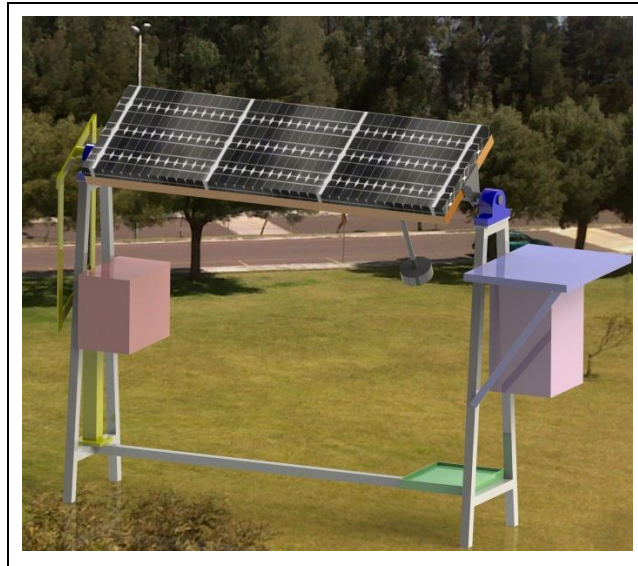
#### **3.1 Componentes Mecánicos**

Los diversos elementos mecánicos que conforman el dispositivo para medir de manera indirecta la irradiancia solar, por el método del amperaje, no están sometidos a ningún esfuerzo importante por cargas dinámicas o estáticas, por lo que no es necesario el diseño mecánico de partes y piezas. Sin embargo, se debe tomar en cuenta el peso del panel, y sus dimensiones para determinar la estructura adecuada al proyecto que se quiere realizar. Además, se debe tomar en cuenta la estética y la disponibilidad de materiales existentes en el mercado local.

La estructura metálica que soporta el panel, se la debe construir con tubo estructural cuadrado de acero, de dimensiones acordes a las del panel fotovoltaico en cuanto a largo y ancho. En la parte lateral, se ensamblan soportes, que tienen la forma de un trapecio, y constituyen el bastidor principal. Sobre esto, se colocan dos chumaceras de piso, que soportan al eje de giro del panel. Es decir, los componentes principales del prototipo de medición de irradiancia son:

- Panel fotovoltaico
- Eje y chumaceras
- Estructura metálica soporte

A continuación, en la figura 5 se pueden observar cada uno de los componentes del dispositivo fotovoltaico.



**Figura 5** Esquema básico del sistema fotovoltaico

**Fuente:** (Felicita, 2015)

### 3.2 Diseño Fotovoltaico

#### Parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico:

La incidencia de la luz, tiene el efecto de mover la curva I-V, hacia abajo, en el cuarto cuadrante, no obstante por acuerdo, la curva I-V suele representarse en el primer cuadrante, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{\left(\frac{qV}{mkT}\right)} - 1 \right] \quad (3.1)$$

Dónde:

$I_L$  es la corriente fotogenerada,  $I_0$  corriente de saturación de oscuridad,  $m$  es un factor de idealidad que varía de 1 a 2, típicamente aumenta cuando

decrece la corriente. El potencial térmico  $\frac{kT}{q}$ , conocido como  $vt = 25,7$  mV a  $25$  °C.

Los parámetros que caracterizan la curva I-V de un módulo fotovoltaico son los mismos que para la célula fotovoltaica, esto es,  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $M_i$ ,  $V_m$ ,  $P_m$  y FF. La curva I-V está dada por la ecuación:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+Ir_s}{m vt}\right) - 1 \right] - \frac{V+Ir_s}{r_p} \quad (3.2)$$

Dónde:

$I_L$ ,  $I_0$ ,  $m$ ,  $r_s$ , y  $r_p$  son los parámetros característicos para el modulo en cuestión.

Si consideramos que el modulo fotovoltaico está formado por  $N_s$  células conectadas en serie y  $N_p$  en paralelo y suponemos que todas son idénticas, esto es, despreciamos las pérdidas de interconexionado y mismatch, entonces la anterior ecuación también se puede escribir como:

$$I = N_p \left( I_L - I_0 \left( \exp\left(\frac{V/N_s+Ir_s/N_p}{m vt}\right) - 1 \right) \right) - \frac{V/N_s+Ir_s/N_p}{r_p} \quad (3.3)$$

Tanto la célula, el módulo y el generador fotovoltaico pueden ser caracterizados eléctricamente por ecuaciones como la 3.1. La curva I-V de un generador FV depende de sus características constructivas (número de tipo de células) y por las condiciones ambientales (irradiancia, temperatura y espectro de la radiación). Normalmente los parámetros característicos se dan en unas determinadas condiciones que permiten la inter comparación universal de distintos tipos de módulos, estas son:

– Condiciones estándar de medida (STC) definidas por:

Irradiancia       $1000 \text{ W/m}^2$

Espectro Solar AM1.5G (incidencia normal)

Temperatura de célula 25 °C

– Condiciones estándar de operación:

Irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>

Espectro solar AM1.5G (incidencia normal)

Temperatura ambiente 20 °C

Velocidad del viento 1 m/s

La temperatura alcanzada por las células en estas condiciones se denomina temperatura de operación nominal, TONC.

### **El generador fotovoltaico:**

Una célula FV genera un voltaje de circuito abierto entorno a los 0.6 V y una corriente de cortocircuito que depende del área de célula (3 A para área de 100 cm<sup>2</sup>). Debido a su pequeña potencia, las células se asocian en serie y en paralelo en módulos FV, que además aportan un soporte rígido y una protección contra los efectos ambientales. Si la potencia suministrada por un módulo FV no es suficiente para una aplicación determinada se realizan asociaciones serie y paralelo de módulos para formar un generador FV.

Cuando las células se asocian en serie, circula la misma corriente a través de ellas, y el voltaje resultante es la suma de los voltajes de cada una.

La curva I-V del módulo se puede obtener a partir de la curva de célula. Para la conexión en serie, se suman las tensiones y para la conexión en paralelo se suman las corrientes.

Un módulo FV es un conjunto de células conectadas en serie y en paralelo. Los módulos típicos, utilizados para cargar una batería de 12 V, están formados por 30, 33 o 36 células conectadas en serie. Si se necesita

más voltaje o corriente que el que puede producir un módulo, estos también se pueden conectar en serie y paralelo para obtener la potencia necesaria.

### **Efecto de la variación de la irradiancia:**

Cuando varía la irradiancia incidente, varía la generación de portadores, dando como resultado un cambio en la corriente y en el voltaje de salida. La corriente de cortocircuito varía linealmente con la irradiancia, mientras que el voltaje de circuito abierto se ve menos afectado siguiendo una dependencia logarítmica.

### **Efecto de la variación de la temperatura:**

El principal efecto del aumento de la temperatura de la célula es una reducción del voltaje de circuito abierto. La corriente de cortocircuito aumenta en una proporción muy pequeña. La variación de los parámetros de célula es diferente para cada tecnología y para cada fabricante.

**Tabla 3**

#### ***Variación del voltaje por efecto de la temperatura***

Parámetros	Variación por °C	% de variación por °C
$V_{OC} (\beta)$	-2.15 mV/°C	-0.36
$V_{mp}$	-2.19 mV/°C	-0.45
$I_{sc} (\alpha)$	1.20 mA/°C	0.04
$I_{mp}$	-3.23 mA/°C	-0.10
$P_{max} (\gamma)$	-7.08 mW/°C	-0.45

**Fuente:** Especificaciones técnicas de PFV, Curva característica.

La variación de la corriente de cortocircuito, del voltaje de circuito abierto y del rendimiento con la irradiancia con la irradiancia,  $G$ , y con la temperatura,  $T$ , pueden ponerse como:

$$I_{sc} = I_{sc}^{\circ} \frac{G}{1.000} + \alpha(T_c - 25) \quad (3.4)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^{\circ} + m v_t \ln \frac{I_{sc}}{I_{sc}^{\circ}} - \beta(T_c - 25) \quad (3.5)$$

$$n_g = n_{go} [1 - \gamma(T_c - 25)] \quad (3.6)$$

Donde los superíndices “o” indican valores en las condiciones nominales,  $\alpha$  es el coeficiente de variación de la  $I_{sc}$  con la temperatura ( $\alpha$  es positivo, esto es a mayor temperatura mayor  $I_{sc}$ ),  $\beta$  es el coeficiente de variación de la  $V_{oc}$  con la temperatura ( $\beta$  es negativo), y  $\gamma$  es el coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura ( $\gamma$  es negativo).

Un módulo típico consta de 36 células conectadas en serie para dar:

$$I_{sc} = 3 \text{ A}, \quad V_{oc} = 21 \text{ V}, \quad I_m = 2.9 \text{ A}, \quad V_m = 17 \text{ V} \text{ y } P_m = 50 \text{ W}.$$

La temperatura de la célula depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia. Una ecuación para la estimación de la temperatura de la célula en función de la temperatura ambiente y de la irradiancia es:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G \quad (3.7)$$

Siendo,  $T_c$  la temperatura de la célula,  $T_a$  la ambiente, TONC la temperatura de operación nominal y  $G$  la irradiancia solar en ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

Otro método para determinar la temperatura de trabajo del panel, tiene relación con la temperatura ambiente y la irradiancia solar.

$$T_t = T_a + kR \quad (3.8)$$



Dónde:

$T_a$  temperatura ambiente, en °C;  $k$  coeficiente que depende de la velocidad del viento, este valor se encuentra en el rango de 0,02 a 0,04 °Cm<sup>2</sup>/W; y  $R$  la irradiancia solar.

### 3.2.1 Parámetros de diseño

Para determinar la irradiancia solar en función de los parámetros eléctricos del panel fotovoltaico. Se selecciona el voltaje y amperaje como variables de medición. En lo referente en la parte ambiental es necesario determinar la velocidad del viento, temperatura ambiente y temperatura del panel. Por otra parte, para analizar la desviación de los valores de irradiancia por el método del amperaje, se realiza la medición de irradiancia solar local.

En la geometría de la instalación debe incidir las mediciones de voltaje que se realizan variando el ángulo de inclinación  $0^\circ$ ,  $+20^\circ$ ,  $-20^\circ$ . Cuando el panel se pone en posición horizontal  $\beta=0^\circ$ ; si la cara del panel se orienta hacia la línea ecuatorial  $\beta=+20^\circ$ ; por otra parte si la cara del panel se orienta al polo más cercano en este caso  $\beta=-20^\circ$ .

### 3.2.2 Curva característica

La curva característica de un panel fotovoltaico, es aquella que determina las condiciones de funcionamiento del panel. En este caso, se incluyen los siguientes parámetros:

- Potencia pico:  $W_p=43$  Wpico a  $25^\circ\text{C}$
- Corriente de corto circuito:  $I_{sc}= 3,68$  A a  $47^\circ\text{C}$
- Voltaje de Circuito abierto:  $V_{oc}= 20$  VDC a  $0^\circ\text{C}$
- Potencia máxima:  $41.7$  W a  $47^\circ\text{C}$
- Corriente de operación :  $I_{op}=3.26$  A a  $47^\circ\text{C}$

- Voltaje de operación:  $V_{op}=12.8 \text{ V}$  a  $47 \text{ }^\circ\text{C}$
- Potencia real del panel:  $36 \text{ W}$

A continuación se describen la intensidad de cortocircuito **Isc** y el voltaje de circuito abierto **Voc**

### A. Corriente de cortocircuito

Es la máxima intensidad de corriente que proporciona el panel y corresponde a la corriente que entrega cuando se conectan directamente los dos bornes Isc suele rondar los 3 A.

### B. Voltaje de circuito abierto

Es el máximo voltaje que proporciona el panel en que los bornes están al aire Voc, suele ser menos de 22 V, para módulos que operan a 12 V.

### 3.2.3 Orientación del sistema

Tabla 4

#### *Ángulos de inclinación para latitud $0^\circ$*

LATITUD	ÁNGULO DE INCLINACIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO						
$0^\circ$	$0^\circ$	$\pm 5^\circ$	$\pm 10^\circ$	$\pm 15^\circ$	$\pm 20^\circ$	$\pm 25^\circ$	

**Fuente:** (Ingeniería Sin Fronteras)

Para instalaciones fotovoltaicas se recomienda que el ángulo de inclinación  $\beta \geq 15^\circ$ . Para el caso de zonas de latitud  $0^\circ$ ; el ángulo de inclinación óptimo es de  $\pm 20^\circ$ , por lo utilizando un transportador, debe marcarse  $70^\circ$  y  $100^\circ$  respectivamente. El ángulo de inclinación es positivo, cuando la superficie del panel se orienta hacia el Ecuador y negativo cuando se orienta al polo más cercano.

## CAPÍTULO 4

### IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

#### 4.1 Especificaciones técnicas de componentes

El elemento principal de este proyecto, es el panel fotovoltaico, para lo cual es necesario conocer sus características eléctricas y térmicas que permitan determinar la capacidad del equipo y su rango de trabajo. Los parámetros del panel de 43 Wp, se presentan a continuación en la tabla 5.

**Tabla 5**

***Datos del panel fotovoltaico***

RATED POWER AT 25°C

**43 WATTS**

MAX. AMPS AT 47°C & SHORT CKT.

**20 VOLTS DC**

FIELD WIRING

**COPPER ONLY. 14 AWG MIN.**

**INSULATED FOR 75°C MIN.**

BYPASS DIODE

**INSTALLATION GUIDE**

**233-701500-20**

MAX.SYSTEM OPEN CKT. VOLT.		SERIES
600V		5A
FIRE RATING	MAX. PWR.AT 47°C	
CLASS C	41.7 W	
OPERATING VOLTS & AMPS AT 47°C		
12.8V	3.26 A	

**Fuente:** (Felicita, 2015)

El panel fotovoltaico anteriormente indicado, tiene una potencia real de 36 W, voltaje de 12 V, y una corriente de operación de 3 A. Está construido con 36 células colocadas en serie, con lo que se consigue aumentar el voltaje, y mantener la corriente constante. Cada célula de silicio mono cristalino, dopada con boro y fósforo, tiene un área de 100 cm<sup>2</sup>, genera 0.6 V y 3 Amperios. La superficie de las células está cubierta con material anti reflejante, para reducir las pérdidas de la radiación incidente. La estructura del panel, comprende: Vidrio, kevlar, célula, kevlar y base de aluminio, esto permite proteger las células que son muy frágiles. Además, protegen de la humedad y los efectos de la intemperie. La eficiencia del sistema fotovoltaico puede alcanzar el 13%. Sin embargo, este valor puede afectarse por el incremento de temperatura de las células.



**Figura 6** Panel fotovoltaico con células de silicio mono cristalino

**Fuente:** (Felicita, 2015)

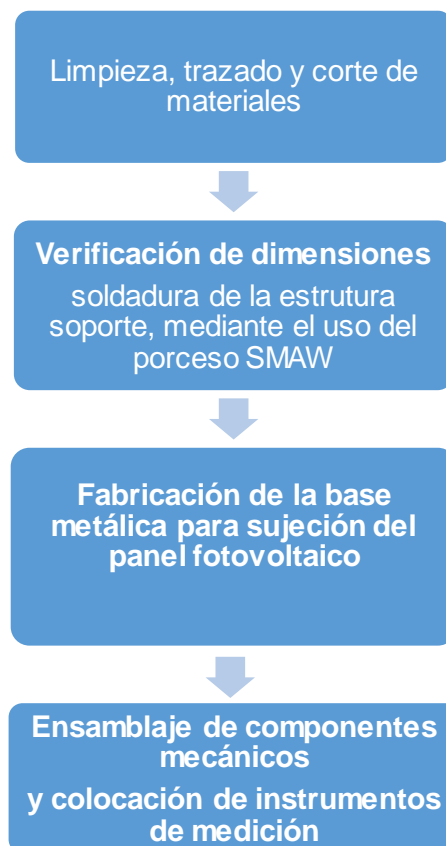
En cuanto a las dimensiones del panel fotovoltaico, se tienen los siguientes valores:

- Largo: 108 cm
- Ancho: 33 cm
- Espesor de 3 cm

Este componente tiene un peso de 4,763 Kg.

## 4.2 Procesos tecnológicos de fabricación

Para la fabricación de este prototipo, se utiliza la metodología y procedimiento técnico que se describe a continuación.



**Figura 7** Organigrama de operaciones tecnológicas

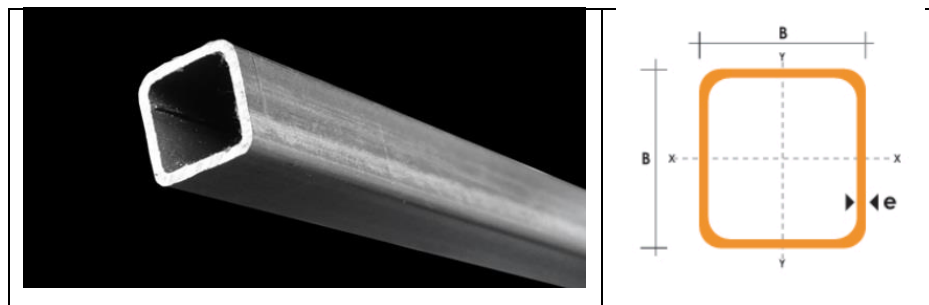
**Fuente:** (Felicita, 2015)

### 4.3 Estructura soporte

La estructura soporte, estará compuesta de tubo estructural cuadrado de 25.4 mm, ASTM A36, con espesor de pared del tubo de 1.5 mm. ASTM A36 (resistencia a la tracción de 36000 PSI).

Dimensiones del bastidor principal:

Largo x Ancho = 108 cm x 33 cm



**Figura 8** Tubo estructural cuadrado

**Fuente:** DIPAC, Productos de Acero, Catálogo tubería.

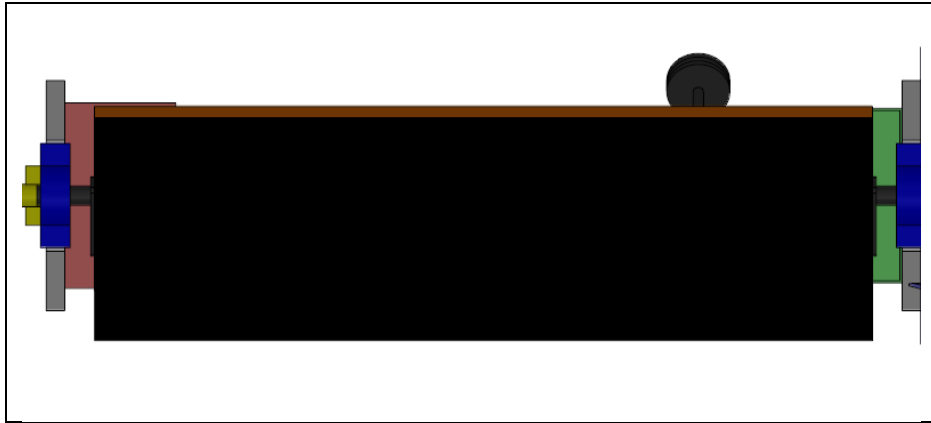
**Tabla 6**

#### *Especificaciones técnicas del tubo estructural cuadrado*

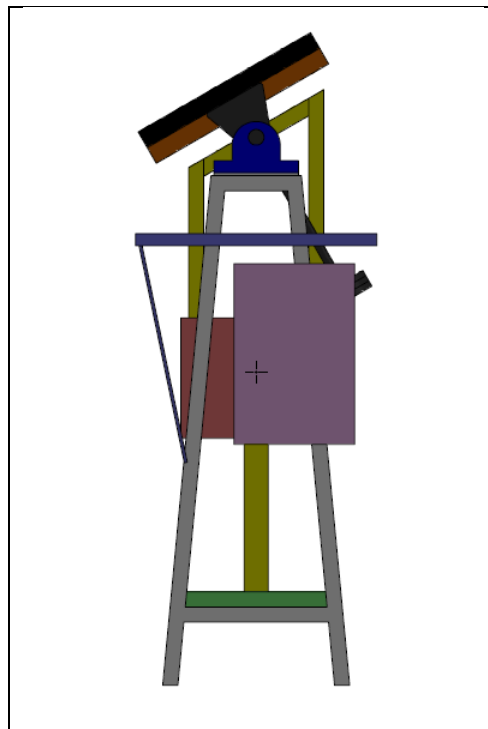
DIMENSIONES			AREA	EJES X-X <sub>e</sub> Y-Y		
A	ESPELOR	PESO	AREA	I	W	i
mm	mm	Kg/m	cm <sup>2</sup>	cm <sup>4</sup>	cm <sup>3</sup>	cm
20	1,2	0,72	0,90	0,53	0,53	0,77
20	1,5	0,88	1,05	0,58	0,58	0,74
20	2,0	1,15	1,34	0,69	0,69	0,72
25	1,2	0,90	1,14	1,08	0,87	0,97
25	1,5	1,12	1,35	1,21	0,97	0,95

**Fuente:** DIPAC, Productos de Acero, Catálogo tubería.

Para las uniones soldadas, se utilizará el proceso de soldadura SMAW (Shielded Metal Arc Welding)



**Figura 9** Estructura soporte del panel fotovoltaico de 43 Wp  
**Fuente:** (Felicita, 2015)



**Figura 10** Esquema del panel y soporte estructural  
**Fuente:** (Felicita, 2015)

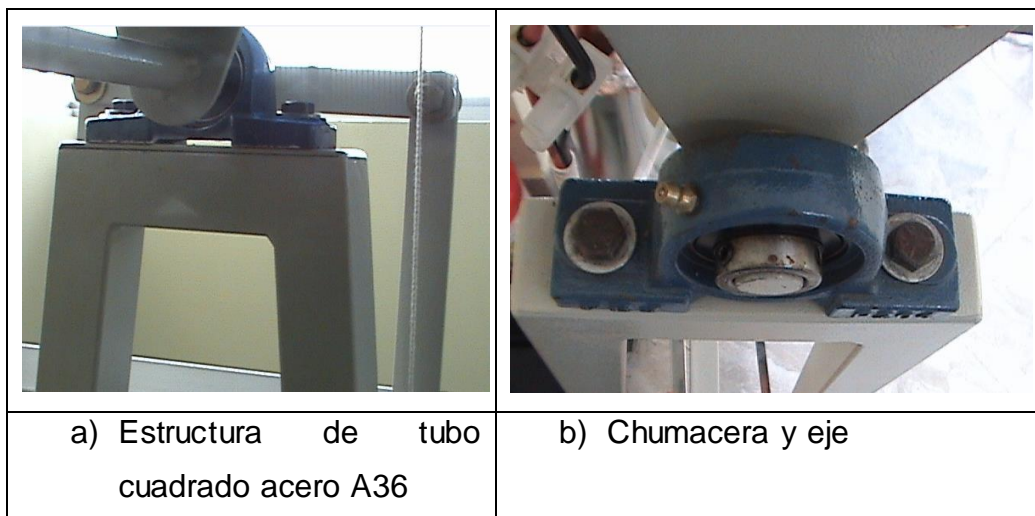
#### 4.4 Ensamblaje de componentes

Los elementos a ensamblar son: Panel fotovoltaico que se coloca en la parte superior de la estructura, dos chumaceras de piso, eje soporte, estructura principal o bastidor.

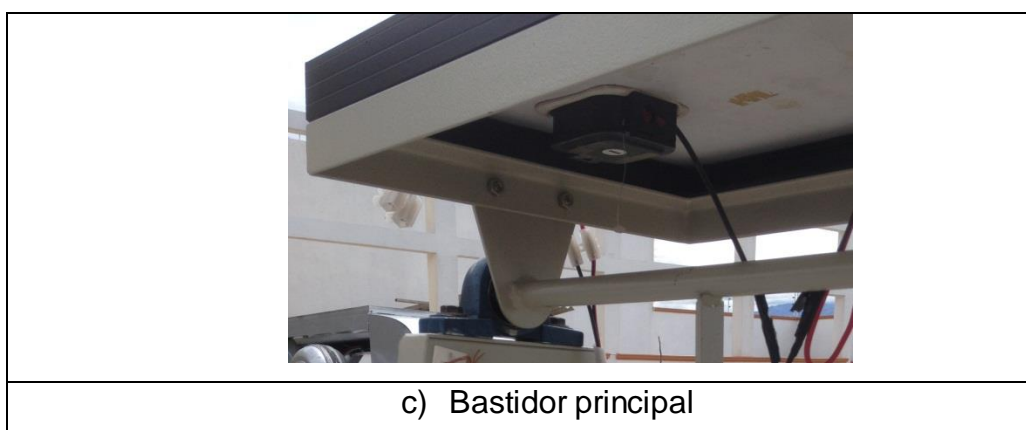
A continuación, se observa cada uno de los elementos principales que permiten implementar el dispositivo de estimación Indirecta de la irradiancia solar.



**Figura 11** Panel fotovoltaico de 43 Wp







**Figura 12** Ensamblaje de componentes





Fuente: (Felicita, 2015)

## 4.5 Instrumentos y equipos de medición

**Tabla 7**

**Características de los instrumentos**

EQUIPO	CARACTERÍSTICAS
 <p data-bbox="456 1554 772 1590">– Medidor de Voltaje</p>	<p data-bbox="983 1211 1409 1570">Con este instrumento se mide el voltaje que genera el panel fotovoltaico: El indicador se instala en la lectura de 20VDC, debido a que el voltaje puede variar de 0 VDC a 17 VDC</p>
 <p data-bbox="456 1906 954 2042">– Indicador para lectura de voltaje, amperaje, potencia y Ah</p>	<p data-bbox="983 1641 1409 1899">Este instrumento permite la lectura de valores de voltaje del panel (V), amperaje (A), potencia de consumo (W), amperios hora de batería(Ah)</p> <p data-bbox="1134 1966 1398 2002">Continúa →</p>

 <p>– Medidor de irradiación solar</p>	<p>Este instrumento mide la irradiación solar global, para lo cual utiliza una fotocélula: Rango de medición de 0 a 1000 W/m<sup>2</sup></p>
 <p>– Medidor de temperatura ambiental</p>	<p>Este instrumento mide la temperatura del entorno (ambiente). Rango de medición de 0 a +50°C.</p>
 <p>– Medidor de temperatura del panel fotovoltaico</p>	<p>Este instrumento mide la temperatura superficial del panel fotovoltaico de forma fiable y con una velocidad impresionante. El cabezal de medición con banda termopar flexible lo hace posible. Rango de medición de -50 a +350°C.</p>
 <p>– Anemómetro</p>	<p>Este instrumento permite la medición de la velocidad del viento.</p>

## CAPÍTULO 5

### DESARROLLO EXPERIMENTAL

#### 5.1 Alineación del sistema fotovoltaico

Se establecen dos procedimientos para la determinación del recurso solar local, el uno mediante el uso de un panel fotovoltaico que rota 20° al Norte, 20° al Sur a partir de la horizontal, con este método se mide las variaciones de voltaje de acuerdo con la inclinación del panel y la temperatura, con lo cual se estima la Irradiancia solar mediante la siguiente expresión:

$$I_{est} = \frac{T_p - T_a}{k} \quad (5.1)$$

Dónde:

$I_{est}$  es la irradiancia estimada;  $T_p$  temperatura del panel fotovoltaico, en °C;  $T_a$  temperatura del ambiente circundante, en °C;  $k$  es un factor que varía de 0,02 a 0,04.

A continuación, se realiza una metodología experimental para determinar la irradiancia solar utilizando como patrón de referencia la intensidad de corriente que genera el sistema, sometido a una carga. En este ensayo el

panel se lo coloca en sentido horizontal. Para realizar la lectura de la corriente y voltaje, se debe reducir el voltaje hasta 13 voltios, éste valor comprende el voltaje de operación. La expresión matemática que permite linealizar la variación de la intensidad de corriente con la irradiancia solar es:

$$I_{est} = \frac{i_{med} * 1000}{i_{op}} \quad (5.2)$$

Dónde:

$I_{est}$  irradiancia estimada por el método del amperaje, en  $\frac{W}{m^2}$ ;  $i_{med}$  intensidad de corriente generada por el panel, en A;  $i_{op}$  intensidad de operación normal del panel, en A. El valor de  $1000 \frac{W}{m^2}$ , corresponde a la media mundial de irradiancia, y es el valor al cual se ha calibrado el panel en fábrica, utilizando simuladores solares, que producen en laboratorio la irradiancia solar.

## 5.2 Toma de datos variando el ángulo de inclinación $\beta$

La zona requerida para el estudio de la irradiancia solar local está ubicada a  $-0.3145^\circ$  latitud y  $-78.44^\circ$  de longitud, por lo tanto, de acuerdo con ISF (Ingeniería sin fronteras) se toma los valores de inclinación del panel, en  $+20^\circ$  con cara a la línea ecuatorial y  $-25^\circ$  con cara al polo sur. Además, con el propósito de conocer los valores de voltaje en superficie horizontal, se coloca el panel en posición  $\beta = 0^\circ$ . Los parámetros medidos en función del tiempo son la irradiancia solar, mediante el uso de un piranómetro de célula calibrada, los valores de voltaje  $VP(\beta = +20^\circ)$ ,  $VP(\beta = 0^\circ)$ ,  $VP(\beta = -25^\circ)$ ; además, se mide la velocidad del viento, temperatura ambiente y temperatura del panel. Con estos valores se puede calcular la irradiancia solar.

Las tablas de datos y gráficas correspondientes a los ensayos realizados se encuentran en los Anexos 1 al 4. Por otra parte, para la estimación de la

irradiancia solar por el método del amperaje se sigue el siguiente procedimiento:

En función del tiempo se toman los datos de irradiancia global; intensidad de corriente, voltaje, temperatura del panel y temperatura ambiente. Para este caso, se utiliza como parámetro principal la corriente generada por el panel fotovoltaico.

### 5.3 Análisis de resultados

Los valores de irradiancia promedio medida y estimada por efecto de la temperatura e intensidad de corriente se encuentran en el Anexo 3. Para el caso del mes de abril se tiene una irradiancia medida de  $I_g=554,39 \frac{W}{m^2}$ ; una irradiancia estimada en función de la temperatura del panel fotovoltaico de  $I_{est}(temp)=558,41 \frac{W}{m^2}$ ; y una irradiancia estimada por el método del amperaje de  $I_{est}(i)=440,32 \frac{W}{m^2}$ . Estos valores están dados en media mensual.

### 5.4 Comparación con datos de NASA y CONELEC

De acuerdo con los datos de radiación solar de la NASA descritos en la Tabla 8, en el mes de Abril el valor de la irradiación solar es de  $4,33 \frac{kWhr}{m^2 \text{ día}}$ , esto corresponde a un valor de 4,33 horas de sol pico (HSP), considerando una media mundial de la irradiancia de  $1000 \frac{W}{m^2}$ . Esta conversión se sustenta en la siguiente expresión:

$$\text{Irradiación} \left( \frac{kWhr}{m^2 \text{ día}} \right) = \text{HSP} * I_m \left( \frac{kW}{m^2} \right) \quad (5.3)$$

Tabla 8

## Datos de radiación solar de la NASA para la ESPE



NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data

Latitude -0.315 / Longitude -78.444 was chosen.

	Unit	Climate data location											
Latitude	°N	-0.315											
Longitude	°E	-78.444											
Elevation	m	1686											
Heating design temperature	°C	12.61											
Cooling design temperature	°C	23.09											
Earth temperature amplitude	°C	10.87											
Frost days at site	day	0											
Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation - horizontal kWh/m <sup>2</sup> /d	Atmospheric pressure kPa	Wind speed m/s	Earth temperature °C	Heating degree-days °C-d	Cooling degree-days °C-d					
January	17.5	80.2%	4.14	83.3	1.7	19.2	21	232					
February	17.6	80.3%	4.35	83.3	1.5	19.2	16	217					
March	18.0	78.7%	4.55	83.3	1.4	19.8	10	250					
April	17.9	76.6%	4.33	83.3	1.5	19.8	12	239					
May	17.8	70.9%	4.12	83.4	1.7	19.8	14	243					
June	17.3	66.8%	4.02	83.5	2.1	19.2	26	218					
July	17.5	57.8%	4.27	83.5	2.3	19.9	24	233					
August	18.6	51.4%	4.46	83.5	2.3	21.8	8	264					
September	19.3	53.8%	4.27	83.4	2.1	22.9	4	276					
October	19.3	60.3%	4.24	83.3	1.9	23.1	4	288					
November	18.3	71.2%	4.30	83.3	1.9	21.3	10	251					
December	17.6	79.8%	3.98	83.3	1.8	19.6	17	237					
<b>Annual</b>	18.0	69.0%	4.25	83.4	1.9	20.5	166	2948					
Measured at (m)												10.0	0.0

Fuente: (NASA., 2008)

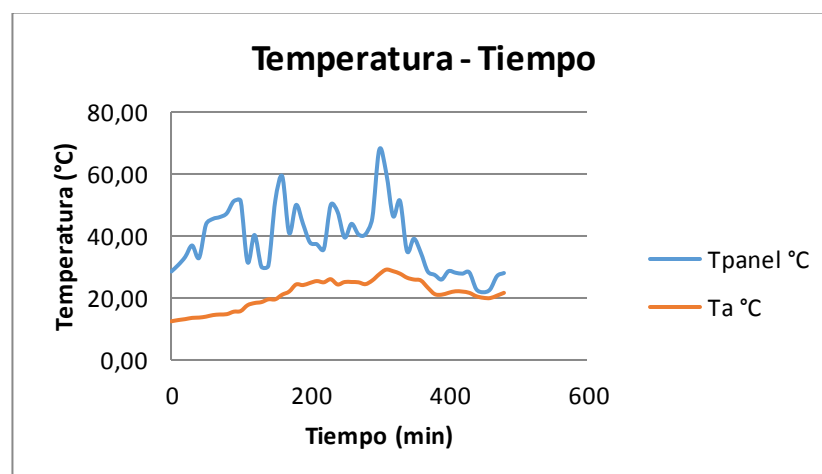




Esto indica que una metodología adecuada para estimación del recurso solar, corresponde al uso de la temperatura del panel, la misma que permite estimar la Irradiancia solar local, de manera indirecta. Es necesario indicar que para aplicar este procedimiento, el valor de  $k$  debe ser seleccionado con los siguientes criterios: 1) Al graficar la Irradiancia medida y estimada, tengan una tendencia que en lo posible sea uniforme. 2) Al realizar la diferencia entre el promedio diario se consiga un error inferior al 5%.

La temperatura promedio del panel es de  $38,68\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; mientras que la temperatura de operación normal de la célula (TONC) es de  $47^{\circ}\text{C}$ , es decir, existe un  $\Delta T$  de  $8,32^{\circ}\text{C}$  lo que indica que la eficiencia energética del panel fotovoltaico no se ha visto afectada por el efecto de la temperatura. Por otra parte, al realizar un análisis respecto al voltaje generado por el PFV, se observa que cuando  $\beta = 0^{\circ}$  se obtiene un voltaje de  $16,18\text{ V.}$ , superior a los valores de voltajes cuando el panel está orientado hacia la línea ecuatorial ( $\beta = 20^{\circ}$ ; voltaje de  $16,10\text{ V.}$ ); y cuando la cara del panel se orienta al sur ( $\beta = -25^{\circ}$ ; voltaje de  $16,11\text{ V.}$ )

A continuación, en las siguientes figuras se pueden observar la variación de parámetros energéticos en función del tiempo de duración del ensayo.



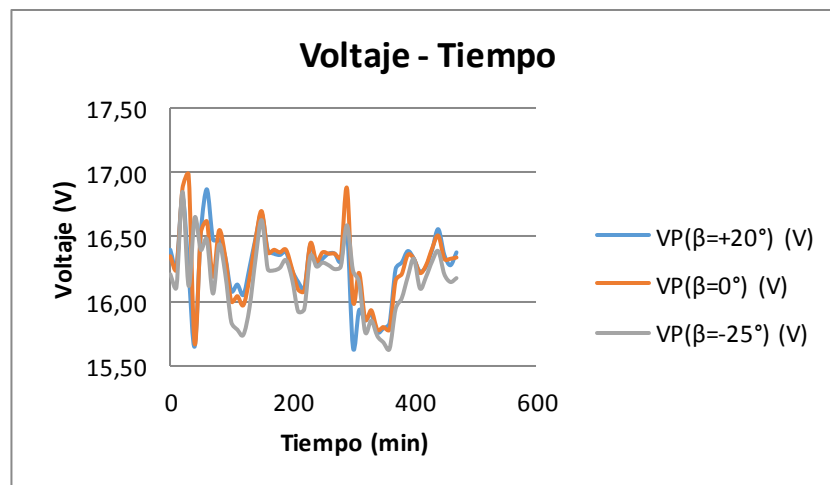
**Figura 14** Temperatura del panel fotovoltaico

**Fuente:** (Felicita, 2015)



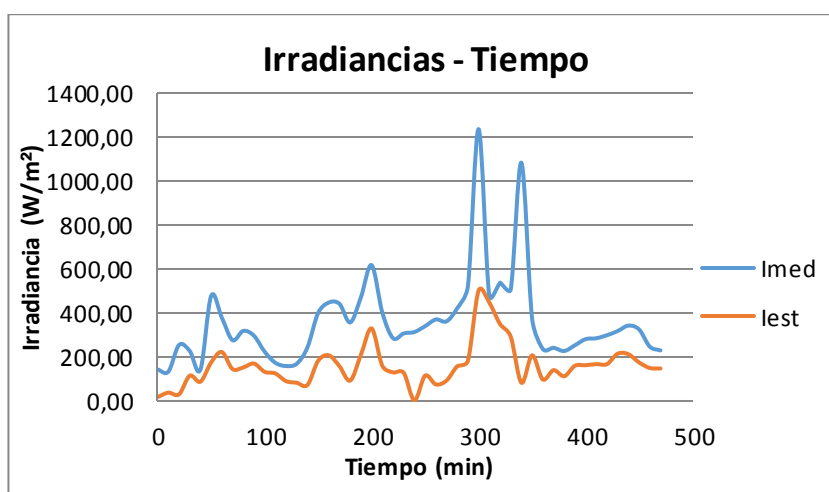
En la figura anterior se observa la temperatura del panel y la del ambiente donde la diferencia del promedio entre estos dos parámetros es de 17,53°C. En cuanto a la temperatura del panel, se tiene un valor pico de 67,80°C, éste valor es superior a la TONC en 20,8°C. Esta condición térmica del panel afecta su eficiencia energética. El valor mínimo es de 20°C, ocurrido en el atardecer.

Otro de los aspectos importantes analizados en estos ensayos corresponde a la medición del voltaje, variando el ángulo de inclinación del panel. Como se puede observar en la figura 15, un mayor voltaje se consigue colocando el panel en posición horizontal. Es decir, a 90° respecto a la vertical. En este caso, el valor máximo de voltaje es de 17V. y el mínimo de 15.4V.



**Figura 15** Voltaje del panel para cada ángulo de inclinación del PFV

**Fuente:** (Felicita, 2015)



**Figura 16** Irradiancia medida y estimada por temperatura del panel

**Fuente:** (Felicita, 2015)

Para un error de 0,16% entre la irradiancia medida y la estimada por temperatura, se puede indicar que existe una desviación importante entre los 300 y 400 minutos del ensayo, debido a que la radiación solar, por efecto de la nubosidad varía de segundo a segundo, muchas veces es difícil determinar la medición en el instante previsto. Además, la curva correspondiente a la irradiancia estimada por temperatura tiene picos moderados debido a que existen un retardo en el proceso de calentamiento del panel que es más lento comparado con la variación de irradiancia solar.

## 5.6 Caracterización de la irradiancia por el método del amperaje

**Tabla 10**

**Promedios de irradiancia medida y estimada por la corriente del PFV  
Abril 06, 2015**

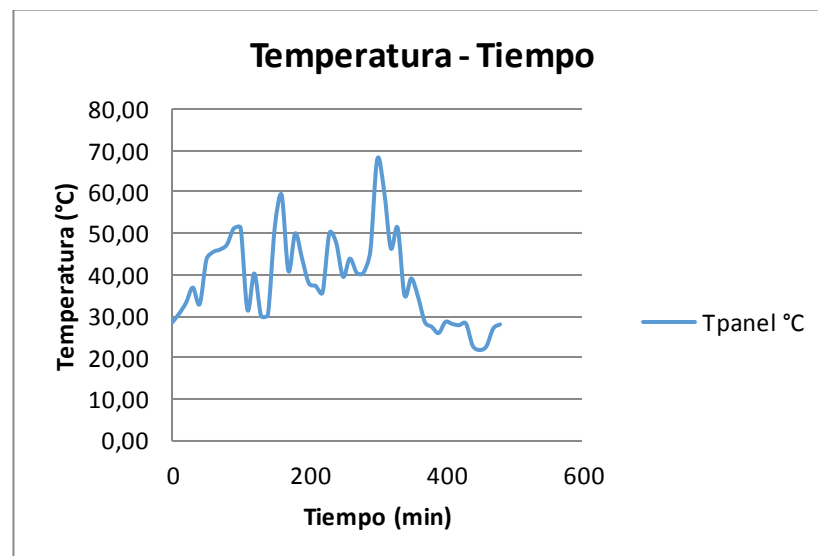
	Irradiación	PANEL FOTOVOLTAICO			Irradiancia estimada
		$I_{panel}$	$V_{panel}$	$T_{panel}$	
	$I_g$ (W/m <sup>2</sup> )	(A)	(V)	(°C)	$I_{est}$ (W/m <sup>2</sup> )
<b>PROMEDIO</b>	<b>531,98</b>	<b>1,23</b>	<b>13</b>	<b>38,68</b>	<b>511,14</b>

**Fuente:** (Felicita, 2015)

De acuerdo con la tabla 10 se tiene que la irradiancia medida es de  $531,98 \frac{W}{m^2}$  y la irradiancia estimada por la corriente que genera el panel  $511,14 \frac{W}{m^2}$ . Aquí, se establece la siguiente relación:

$$I_{est} = \frac{i_{med} * 1000 \frac{W}{m^2}}{i_{op}} \quad (5.4)$$

Se toma como corriente de operación del panel, a 47°C de temperatura, el valor de 2,4 A. En la relación anterior tomando en cuenta el valor medido y estimado se consigue un error de 3,917% en déficit. Para realizar estas mediciones se ha utilizado una carga que consume corriente hasta que el voltaje del panel se aproxime a un valor de 13 V. que corresponde al de operación normal del PFV.

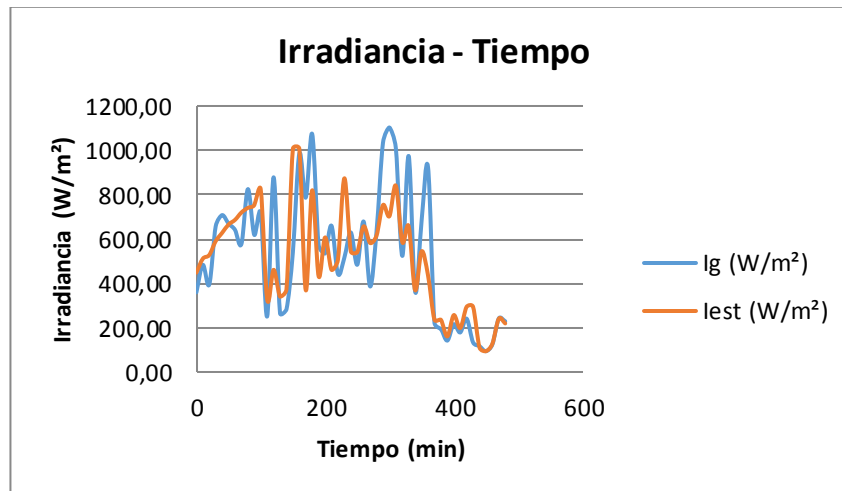


**Figura 17** Temperatura del panel

**Fuente:** (Felicita, 2015)

Como se había manifestado anteriormente al aumentar la irradiancia aumenta la temperatura del panel. En este ensayo el PFV colocado en forma horizontal, alcanza una temperatura máxima de 67,80°C, a las 13:00 horas. El valor medido es superior a la TONC en 20,8°C.

Para el caso de la determinación de la irradiancia solar por el método del amperaje, se presenta la figura 18 que se observa a continuación.

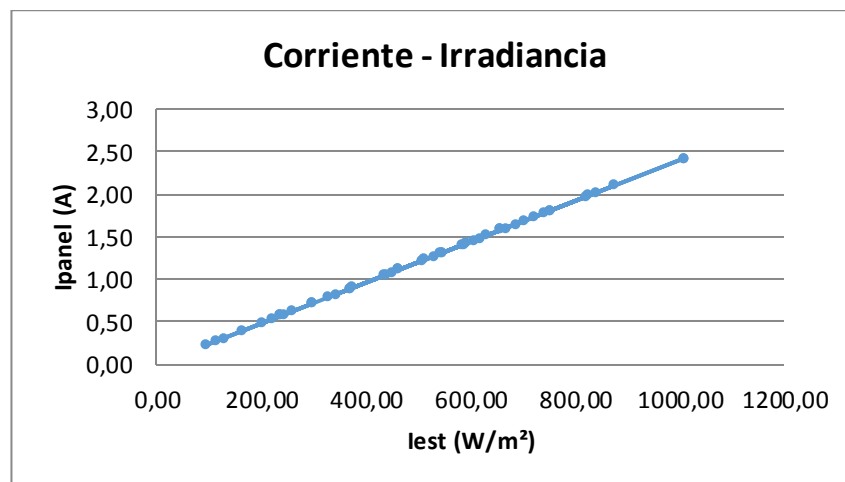


**Figura 18** Irradiancia medida y estimada por la corriente

**Fuente:** (Felicita, 2015)

De acuerdo con la figura anterior se puede observar que las curvas de irradiancia medida y estimada siguen una misma tendencia, excepto en el rango de tiempo de 200 y 300 minutos que corresponden a horas aproximadas al medio día solar donde la variación de la radiación solar es continua, es decir de segundo a segundo. Mientras que la respuesta eléctrica del panel comparada con la variación de irradiancia es lenta.

Para demostrar la relación directa que existe entre la variación de irradiancia con respecto a la variación de corriente que genera el panel, se realiza el gráfico de la figura 19, que se muestra a continuación.



**Figura 19** Linealidad entre irradiación solar e intensidad de corriente del PFV  
**Fuente:** (Felicita, 2015)

En la figura 19 se puede observar que la pendiente de la recta es positiva, y la ordenada en el origen tiende a cero, por lo que la expresión matemática más aproximada para esta recta es la siguiente:

$$i(\text{A}) = 0,0024I \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right) \quad (5.5)$$

Dónde:

$I$  irradiación, en  $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ ;  $i$  intensidad de corriente producida por el panel, en A; el ángulo de inclinación de la recta es de  $0,14^\circ$ .

## CAPÍTULO 6

### ANÁLISIS ECONÓMICO

#### 6.1 Costos directos

Los costos incurridos en este proyecto de investigación sobre la determinación indirecta del valor de irradiancia solar a partir de la respuesta eléctrica del panel, comprenden rubros directos e indirectos. En los costos directos se debe incluir el personal de investigación, equipos y materiales necesarios para el desarrollo del experimento.

A continuación en la tabla 11 se explican los valores relacionados con la mano de obra directa.

**Tabla 11**

***Personal de ejecución del proyecto***

NOMBRE	CARGO	TIEMPO [h]	VALOR [USD/h]	TOTAL [USD]
Jaime Andrés Felicita Quishpe	Investigador	200	5	1000
<b>TOTAL</b>				<b>1000</b>

**Fuente:** (Felicita, 2015)

El valor de referencia es de USD 1000(Un mil dólares)

En materiales y equipos se debe considerar: la estructura soporte, el mecanismo de giro del panel, el panel fotovoltaico, instrumentos de medición de voltaje y amperaje, depreciación de equipos.

**Tabla 12**  
***Materiales y equipos***

Orden	Descripción de rubros	Unidad	Cantidad	Valor Unitario	Valor total
1	Estructura soporte	unidad	1	250	250
2	Mecanismo de giro del panel	unidad	1	300	300
3	Panel fotovoltaico	unidad	1	900	900
4	Instrumento de medición de amperaje Piranómetros	unidad	1	80	80
5	(valor de depreciación=200 USD)	unidad	3	200	600
<b>TOTAL</b>					<b>2130</b>

**Fuente:** (Felicita, 2015)

Otros costos directos comprenden la fabricación de los componentes mecánicos, transporte, movilización de equipo y personal.

**Tabla 13**  
***Otros costos directos***

Descripción	Valor [USD]
Fabricación de los elementos	250
Transporte y movilización de equipos y personal	150
<b>TOTAL</b>	<b>400</b>

**Fuente:** (Felicita, 2015)

## 6.2 Costos indirectos

Estos rubros inciden de manera indirecta en los procesos de desarrollo de la investigación. De allí que, se debe considerar al Asesor de proyecto, los insumos de oficina, entre otros.

**Tabla 14**

***Personal asesor***

NOMBRE	CARGO	TIEMPO [h]	VALOR [USD/h]	TOTAL [USD]
Asesor de proyecto	Tutor	30	30	900
			<b>TOTAL</b>	<b>900</b>

**Fuente:** (Felicita, 2015)

**Tabla 15**

***Insumos de oficina***

DESCRIPCION	COSTO [USD]
Útiles de oficina	100
Transporte	150
Servicios básicos	50
Impresiones	50
Varios	100
<b>TOTAL</b>	<b>450</b>

**Fuente:** (Felicita, 2015)



### 6.3 Presupuesto del proyecto

Luego de haber realizado la descripción detallada de cada costo, a continuación en la tabla 16 se puede observar el presupuesto del proyecto.

**Tabla 16**

***Presupuesto del proyecto***

Descripción	Valor [USD]
<b>COSTOS INDIRECTOS (CI):</b>	<b>1350</b>
Personal asesor	900
Gastos de oficina	450
<b>COSTOS DIRECTOS (CD):</b>	<b>3530</b>
Personal ejecutor	1000
Materiales, instrumentos y equipos	2130
Otros costos directos	400
<b>IMPREVISTOS: 3% (CD + CI)</b>	<b>147,90</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5077,90</b>

**Fuente:** (Felicita, 2015)

El presupuesto referencial para el desarrollo de este proyecto es de **USD 5077,90 (cinco mil setenta y siete, 90/100 dólares)**

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 7.1 Conclusiones

1. Para el estudio de la radiación solar existen diversos métodos directos e indirectos entre los más importantes se indican los siguientes: Mapa de radiación solar del INAMHI; mapa del CONELEC, datos de satélite de la NASA, imágenes satelitales GOES, software ISOCAD, ISOL, CENSOLAR, procedimientos matemáticos como el de AMSTRONG PAGE, y la medición en campo utilizando heliógrafos, piranómetros o célula calibrada. En la mayoría de casos los métodos de medición de radiación solar resultan muy costosos, debido a la complejidad de instrumentación utilizada. Es por estas razones que en la presente investigación se propone utilizar los métodos de amperaje y temperatura del panel para estimar la irradiancia solar y verificar la existencia de una relación directa.
2. En este proyecto de investigación se realizó la determinación del recurso solar local utilizando métodos indirectos como la temperatura del panel y el amperaje, con los cuales se pueden estimar los valores de irradiancia. En el primer caso se toma como referencia la temperatura ambiental y un coeficiente climático que varía de 0,02

hasta 0,04. La ecuación de esta recta se complementa con el valor de temperatura del panel fotovoltaico. Por otra parte, si se realiza la lectura de la corriente generada por el dispositivo y se divide para la corriente de operación, se puede obtener el valor de irradiancia solar estimada tomando en cuenta la media mundial.

3. Para latitud 0 de acuerdo con el ISF; los ángulos de inclinación recomendados varían desde 0 hasta 25° con sus respectivos signos positivo y negativo. Sin embargo, con los modelos teóricos el ángulo de inclinación debe ser la suma entre el valor absoluto de la latitud aumentado en 10°. Este criterio se complementa para regiones donde existen condiciones climáticas adversas, el ángulo de inclinación no debe ser inferior a 15°. Utilizando esta misma referencia para latitud 0, el ángulo máximo de inclinación es de 25°, por lo que aplicando aspectos relacionados con el mantenimiento y limpieza del panel, así como también el desplazamiento aparente del sol que gira hacia el Norte hasta 23,45° el 21 de Junio y -23,45° el 21 de Diciembre. Con lo explicado anteriormente en este estudio se considera un ángulo de inclinación de +20° y -25°.
4. El equipo utilizado para la estimación de la radiación solar por los dos métodos indirectos de temperatura y corriente, es de 43Wp, Vop de 12,8V a 47°C y una corriente de corto circuito I<sub>sc</sub> de 3,68A a 47°C, la potencia real del panel es de 36W.
5. Con los datos de radiación solar de la NASA, en el mes de Abril el valor de la irradiación solar es de  $4,33 \frac{\text{kWhr}}{\text{m}^2 \text{ día}}$ , esto corresponde a un valor de 4,33 horas de sol pico (HSP), considerando una media mundial de la irradiancia de  $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ .

6. El mapa del CONELEC, indica que para el sector de la ESPE localizada en la provincia de Pichincha, el valor de radiación está en un rango de  $4050 \frac{\text{Whr}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$ . Este valor comprende 4,05 HSP.
  
7. Al analizar la Irradiancia por el método de la temperatura, se puede indicar que el valor promedio de la Irradiancia medida es de  $531,98 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ ; y el dato correspondiente a la Irradiancia estimada de  $531,11 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ ; dando un error de aproximación de 0,16% en déficit. Esto indica que una metodología adecuada para estimación del recurso solar, corresponde al uso de la temperatura del panel, la misma que permite estimar la Irradiancia solar local, de manera indirecta. Es necesario indicar que para aplicar este procedimiento, el valor de k debe ser seleccionado con los siguientes criterios: Al graficar la Irradiancia medida y estimada, tengan una tendencia que en lo posible sea uniforme. Además, al realizar la diferencia entre el promedio diario se consiga un error inferior al 5%.
  
8. La temperatura promedio del panel es de  $38,68^\circ\text{C}$ ; mientras que la temperatura de operación normal de la célula (TONC) es de  $47^\circ\text{C}$ , es decir, existe un  $\Delta T$  de  $8,32^\circ\text{C}$  lo que indica que la eficiencia energética del panel fotovoltaico no se ha visto afectada por el efecto de la temperatura. Por otra parte, al realizar un análisis respecto al voltaje generado por el PFV, se observa que cuando  $\beta = 0^\circ$  se obtiene un valor de 16,18 V., superior a los valores de voltajes cuando el panel está orientado hacia la línea ecuatorial ( $\beta = 20^\circ$ ; voltaje de 16,10 V.); y cuando la cara del panel se orienta al sur ( $\beta = -25^\circ$ ; voltaje de 16,11 V.)
  
9. En la estimación de Irradiancia por la corriente generada, se tiene que la irradiancia medida es de  $531,98 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  y la irradiancia estimada por la corriente que genera el panel  $511,14 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ . Se toma como corriente de

operación del panel, a 47°C de temperatura, el valor de 2,4 A. En la relación anterior tomando en cuenta el valor medido y estimado se consigue un error de 3,917% en déficit. Para realizar estas mediciones se ha utilizado una carga que consume corriente hasta que el voltaje del panel se aproxime a un valor de 13 V. que corresponde al de operación normal del PFV.

## 7.2 Recomendaciones

- Para tener una mejor aproximación de los datos en la determinación indirecta de la irradiancia solar se requiere que se utilicen cargas de consumo, que puedan ser variables hasta que el voltaje del panel se sitúe en los 13 V. aproximadamente, en este instante es recomendable que se tomen las medidas de los parámetros energéticos.
- En esta investigación del recurso solar se ha podido observar que por la presencia de nubosidad los datos de radiación solar varían cada segundo, por lo que es necesario tomar las medidas de voltaje, amperaje, irradiancia solar en el menor tiempo posible.
- En cuanto a las aplicaciones que con estos métodos se pueden conseguir, se pueden indicar la estimación de la radiación solar local utilizando procedimientos menos costosos y que además permiten conocer los parámetros energéticos del panel.
- Se recomienda el uso de esta metodología en proyectos de implementación de paneles fotovoltaicos o colectores solares planos, en vista de que la aproximación de los valores estimados a los reales es adecuada, pudiendo alcanzar porcentajes de error inferior al 5%. Esta técnica evita el uso de instrumental científico de alto costo.

## BIBLIOGRAFÍA

- Abella, M. (2001). *Sistemas Fotovoltaicos* (Primera ed.). Madrid: Publicaciones Técnicas.
- Aranda, A. (2009). *Análisis de la Viabilidad Económico-financiero de un Proyecto de Energías Renovables* (Primera ed.). Zaragoza, España: Prensas Universitarias de Zaragoza.
- Bayod, Á. (2009). *Energías Renovables Sistemas Fotovoltaicos*. Madrid: Prensas Universitarias de Zaragoza.
- Castañer, L. (2002). *Modelling Photovoltaics Systems* (Primera ed.). Barcelona: John Wiley & Sons, Ltd.
- CONEELEC. (Agosto de 2008). *Datos de radiación solar*. Obtenido de [www.conelec.gob.ec/archivos\\_articulo/Atlas.pdf](http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf)
- De Juana, J. (2003). *Energías Renovables para el desarrollo* (Primera ed.). Madrid: Thomson Editores Spain Paraninfo S.A.
- Egido, G. (1999). *Energía Solar y Fotovoltaica y Cooperación al Desarrollo* (Primera ed.). Madrid: IEPALA Editorial.
- Engineering, C. C. (Febrero de 2013). *CANDES*. Obtenido de <http://www.cadcandes.blogspot.com/>
- Felicita, A. (2015). *Diseño y construcción de un sistema fotovoltaico de 36W, con orientación norte sur para caracterización del recurso solar en la ESPE*. Sangolquí.
- Fernández, J. (2008). *Guía Completa de la Energía Solar Fotovoltaica y Termoeléctrica* (Primera ed.). Madrid: A. Madrid Vicente Ediciones.
- Fernández, J. (2010). *Compendio De Energía Solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica* (Segunda ed.). Madrid: Térmica y Termoeléctrica, AMV Ediciones.
- González, J. (2009). *Energías Renovables* (Primera ed.). Madrid: Editorial Reverté, S.A.
- Goss Brian, C. I. (2014). Irradiance modeling for individual cells of shaded solar photovoltaic arrays. *Solar Energy*.
- I. (. (s.f.). *Energía Solar Fotovoltaica y Cooperación para el Desarrollo*. IEPALA.

- Jutglar, L. (2004). *Energía Solar* (Primera ed.). España: Ediciones Ceac.
- Labouret, A. (2008). *Energía Solar Fotovoltaica Manual Práctico* (Primera ed.). Madrid: AMV Ediciones Mundi Prensa.
- Madrid, A. (2009). *Curso de Energía Solar* (Primera ed.). Madrid: AMV Ediciones Mundi Prensa.
- Madrid, A. (2009). *Energías Renovables* (Primera ed.). Madrid: AMV Ediciones Mundi Prensa.
- Markvart, T. (2003). *Solar Electricity* (Second ed.). New York: John Wiley & Sons, Ltd.
- NASA. (Marzo de 2008). *Datos de radiación solar*. Obtenido de [www.eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/](http://www.eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/)
- Partain, L. (1995). *Solar Cells and Their Applications* (Primera ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Rodot, M. ((s.f)). *Électricité solaire au service du développement rural* (Primera ed.). Francia: Quadrichomie.
- Servicio Meteorológico Nacional, M. (s.f.). *CONAGUA: Comisión Nacional del Agua*. Obtenido de <http://smn.cna.gob.mx/>
- Shota Yoshida, S. U. (2013). Estimation of global tilted irradiance and output energy using meteorological data and performance of photovoltaic modules. *Solar Energy*.
- Teixeira da Costa, W. (2014). Estimation of irradiance and temperature using photovoltaic modules. *Solar Energy*.
- Wilson, J. (1982). *La Energía Solar* (Primera ed.). Madrid: Editorial Alhambra S.A.
- Zweibel, K. (1990). *Solar Power, The Photovoltaics Challenge* (Primera ed.). New York: Editorial Plenum Publishing Corporation.