

**UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**Diseño de un sistema fotovoltaico para cubrir la demanda eléctrica de sistema de riego en el centro poblado San Nicolás**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

**AUTOR**

**Harlin David Mejia Nuñez**

**ASESOR**

**Elmer Rolando Polo Briceño**

<https://orcid.org/0000-0002-5831-8818>

**Chiclayo, 2023**

**Diseño de un sistema fotovoltaico para cubrir la demanda eléctrica de sistema de riego en el centro poblado San Nicolás**

PRESENTADA POR

**Harlin David Mejia Nuñez**

A la Facultad de Ingeniería de la  
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo  
para optar el título de

**INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

APROBADA POR

Alexander Querevalu Morante  
PRESIDENTE

Hugo Walter Mundaca Guerra  
SECRETARIO

Elmer Rolando Polo Briceño  
VOCAL

## **Dedicatoria**

A mis padres, por todo el apoyo en todo momento dándome los valores, emociones, consejos para ser mejor cada día; siendo ellos el fundamento para la edificación de mi vida universitaria, cimentando en mi la responsabilidad y las aspiraciones de superación.

A mis hermanos fuentes de fortaleza, dedicación e inspiración.

## **Agradecimientos**

A Dios, por cuidarme en todo momento y privilegiarme a tener y gozar de mi familia. A mis maestros, por brindarme todos sus conocimientos y saberes para el crecimiento de mi desarrollo académico profesional. A mis amigos, los que siempre están ahí apoyándonos en las buenas y en las malas. Y a los Pimos Mamberos con los cuales he forjado una amistad duradera, siempre contarán conmigo.

## Mejia Nuñez

### INFORME DE ORIGINALIDAD

<b>20%</b> INDICE DE SIMILITUD	<b>20%</b> FUENTES DE INTERNET	<b>4%</b> PUBLICACIONES	<b>7%</b> TRABAJOS DEL ESTUDIANTE
-----------------------------------	-----------------------------------	----------------------------	--------------------------------------

### FUENTES PRIMARIAS

<b>1</b>	<b>repositorio.uss.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>6%</b>
<b>2</b>	<b>hdl.handle.net</b> Fuente de Internet	<b>2%</b>
<b>3</b>	<b>repositorio.upa.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>2%</b>
<b>4</b>	<b>tesis.usat.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>5</b>	<b>repositorio.unj.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>6</b>	<b>Submitted to Centro Europeo de Postgrado - CEUPE</b> Trabajo del estudiante	<b>1%</b>
<b>7</b>	<b>repositorio.iica.int</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>8</b>	<b>repositorio.ucv.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>9</b>	<b>Submitted to Universidad Ricardo Palma</b>	

## Índice

<b>Resumen .....</b>	<b>12</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>13</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>14</b>
<b>1. PROBLEMÁTICA.....</b>	<b>15</b>
<b>1.1. Formulación del problema .....</b>	<b>15</b>
<b>2. JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>16</b>
<b>2.1. Justificación Social.....</b>	<b>16</b>
<b>2.2. Justificación Ambiental.....</b>	<b>16</b>
<b>2.3. Justificación Económica .....</b>	<b>16</b>
<b>2.4. Justificación Tecnológica.....</b>	<b>16</b>
<b>3. OBJETIVOS.....</b>	<b>17</b>
<b>3.1. General.....</b>	<b>17</b>
<b>3.2. Específicos.....</b>	<b>17</b>
<b>4. ANTECEDENTES .....</b>	<b>18</b>
<b>5. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>20</b>
<b>5.1. Radiación Solar .....</b>	<b>20</b>
<b>5.2. Efecto de la Atmósfera.....</b>	<b>20</b>
<b>5.3. Coordenadas Geográficas .....</b>	<b>21</b>
<b>5.4. Trópicos de la Tierra .....</b>	<b>22</b>
<b>5.5. Horas Sol Pico .....</b>	<b>23</b>
<b>5.6. Inclinación y Orientación .....</b>	<b>24</b>
<b>5.7. Orientación Angular de Módulos .....</b>	<b>26</b>

<b>5.8.</b>	<b>Empleo de Datos Tabulados y Parámetros de Orientación .....</b>	<b>26</b>
<b>5.9.</b>	<b>Alineación de Módulos Solares .....</b>	<b>27</b>
<b>5.10.</b>	<b>Requerimiento Energético Eléctrico.....</b>	<b>29</b>
<b>5.11.</b>	<b>Principio Fotovoltaico .....</b>	<b>30</b>
<b>5.12.</b>	<b>Componentes del Sistema de Bombeo Fotovoltaico .....</b>	<b>30</b>
5.12.1.	Paneles o Módulos Fotovoltaicos.....	30
5.12.2.	Acumuladores o Baterías.....	31
5.12.3.	Acumuladores o Baterías.....	32
5.12.4.	Motor – Bomba Sumergido .....	33
<b>5.13.</b>	<b>Sistemas Fotovoltaicos para Sistemas de Riego.....</b>	<b>36</b>
5.13.1.	Emplazamiento de parcela de cultivo .....	36
5.13.2.	Estimación de Necesidades Hídricas .....	37
5.13.3.	Fuente de Agua.....	37
5.13.4.	Reservorio.....	38
5.13.5.	Caídas de Presión en la Instalación .....	38
<b>5.14.</b>	<b>Elección del Modelo de Sistema de Riego .....</b>	<b>38</b>
<b>5.15.</b>	<b>Técnica de Riego Localizado .....</b>	<b>39</b>
5.15.1.	Componentes del Sistema de Riego por Goteo .....	39
<b>5.16.</b>	<b>Evaluación Económica .....</b>	<b>40</b>
5.16.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	40
5.16.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	40
<b>6.</b>	<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>41</b>
<b>6.1.</b>	<b>Tipo de Investigación.....</b>	<b>41</b>
<b>6.2.</b>	<b>Variables de Estudio .....</b>	<b>41</b>
<b>6.3.</b>	<b>Operacionalización .....</b>	<b>42</b>
<b>6.4.</b>	<b>Herramientas Metodológicas .....</b>	<b>43</b>

6.4.1.	Método Aplicativo .....	43
6.4.2.	Métodos y Herramientas de Recolección de Datos .....	43
<b>6.5.</b>	<b>Diagrama de Flujo de Procesos .....</b>	<b>44</b>
<b>6.6.</b>	<b>Ubicación Geográfica.....</b>	<b>45</b>
6.6.1.	Coordenadas Geográficas.....	45
<b>6.7.</b>	<b>Caracterización de Recurso Solar Disponible.....</b>	<b>45</b>
<b>6.8.</b>	<b>Consumo Energético del Sistema de Bombeo .....</b>	<b>47</b>
6.8.1.	Determinación de Altura Total Equivalente ( $H_{TE}$ ).....	47
6.8.2.	Determinación del Recurso Hídrico Necesario (G).....	47
6.8.3.	Cálculo del Consumo Eléctrico de la Bomba (Wh/día).....	47
6.8.4.	Cálculo del Consumo Eléctrico de la Bomba (Wh/día).....	47
<b>6.9.</b>	<b>Configuración del Sistema Solar Fotovoltaica .....</b>	<b>48</b>
6.9.1.	Generador Fotovoltaico .....	48
6.9.2.	Regulador de Carga .....	48
6.9.3.	Baterías.....	48
6.9.4.	Convertidor.....	48
6.9.5.	Conductores Eléctricos .....	48
<b>7.</b>	<b>DESARROLLO.....</b>	<b>49</b>
<b>7.1.</b>	<b>Análisis de Radiación y Situación Energética en Zona del Proyecto .....</b>	<b>49</b>
7.1.1.	Electrificación Rural en el Perú.....	49
7.1.2.	Identificación del Sector Rural.....	50
7.1.3.	Estudio de Radiación en el Centro Poblado San Nicolás .....	51
<b>7.2.</b>	<b>Estimación y Caracterización de la Demanda Eléctrica del Sistema de Riego Agrícola .....</b>	<b>55</b>
7.2.1.	Cálculo de la Demanda del Recurso Hídrico.....	55
7.2.2.	Estimación de Altura Manométrica.....	58
<b>7.3.</b>	<b>Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Autónomo .....</b>	<b>61</b>
7.3.1.	Máxima Demanda de la Potencia de la Bomba.....	62

7.3.2.	Selección de Panel Fotovoltaico.....	63
7.3.3.	Dimensionamiento del Sistema del Acumulador .....	64
7.3.4.	Elección del Controlador de Carga .....	65
7.3.5.	Selección del Convertidor.....	66
7.3.6.	Inclinación de Módulos Solares.....	66
7.3.7.	Especificación de Conductores Eléctricos .....	66
7.3.8.	Cálculo de Distancias en los Módulos Solares.....	67
<b>7.4.</b>	<b>Sistema de Control Automatizado.....</b>	<b>69</b>
7.4.1.	Sistema de Fuerza.....	69
7.4.2.	Funcionamiento del Sistema Automatizado .....	69
7.4.3.	Detalle del Funcionamiento del Sistema Automatizado de Riego por Goteo.....	70
<b>7.5.</b>	<b>Evaluación Económica.....</b>	<b>71</b>
7.5.1.	Presupuesto del Proyecto .....	71
7.5.2.	Análisis VAN y TIR .....	73
<b>8.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>74</b>
<b>9.</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>75</b>
	<b>NORMATIVA .....</b>	<b>76</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>77</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>79</b>

## Índice de Figuras

Figura 1. Radiación directa, difusa y reflejada.....	21
Figura 2. Coordenadas de latitud y longitud .....	22
Figura 3. Paralelos y meridianos en la tierra .....	23
Figura 4. Concepto de horas pico .....	23
Figura 5. Parámetros angulares de posicionamiento .....	24
Figura 6. Posición del sol, ángulo cenital, altura solar y ángulo azimut .....	25
Figura 7. Declinación y ángulo de declinación .....	25
Figura 8. Inclinaciones según estación.....	26
Figura 9. Distancia mínima entre paneles solares .....	28
Figura 10. Distancia entre módulos y obstáculos.....	29
Figura 11. Distancia entre módulos solares .....	29
Figura 12. Factores de la altura total equivalente.....	35
Figura 13. Extensión del terreno .....	37
Figura 14. Diagrama de Flujo .....	44
Figura 15. Coordenadas del terreno para proyecto .....	45
Figura 16. Respuesta de la radiación solar a diversas inclinaciones (kWh/m <sup>2</sup> /día) .....	46
Figura 17. Datos del centro poblado San Nicolás obtenidos mediante MINEM.....	50
Figura 18. Parámetros a establecer en la plataforma NASA Surface Meteorology and Solar Energy .....	52
Figura 19. Curva de comportamiento de la radiación solar .....	53
Figura 20. Datos obtenidos en la plataforma Global Solar Atlas.....	54
Figura 21. Datos obtenidos en la plataforma Solargis – iMaps .....	54
Figura 22. Curvas de Caudal de Bomba Seleccionada.....	61
Figura 23. Distancias Mínimas.....	67

## Índice de Tablas

Tabla 1. Orientaciones Angulares Optimas.....	27
Tabla 2. Inclinaciones óptimas dependiendo la función de los módulos solares.....	27
Tabla 3. Necesidades hídricas de la yuca en cada fase fenológica .....	37
Tabla 4. Modalidades de Irrigación por Goteo .....	40
Tabla 5. Variables dependientes e independientes.....	42
Tabla 6. Radiación promedio mensual en el terreno (kWh/m <sup>2</sup> /día) .....	46
Tabla 7. Datos Obtenidos del Portal del MINEM para el CC.PP. San Nicolás .....	50
Tabla 8. Datos Obtenidos del portal del INEI.....	51
Tabla 9. Datos meteorológicos y de energía solar en el centro poblado San Nicolás.....	52
Tabla 10. Evapotranspiración del cultivo.....	55
Tabla 11. Rendimiento de Riego.....	56
Tabla 12. Volumen de Agua por Planta .....	56
Tabla 13. Periodo de Aplicación .....	57
Tabla 14. Puntos de emisión por planta .....	57
Tabla 15. Tiempo de aplicación (horas).....	57
Tabla 16. Accesorios y equipos a utilizar .....	58
Tabla 17. H de succión.....	59
Tabla 18. Accesorios y Materiales para salida de las bombas .....	59
Tabla 19. Altura manométrica a la salida de la bomba con tubería de 4” .....	59
Tabla 20. Altura manométrica a la salida de la bomba con tubería de 2” .....	59
Tabla 21. Accesorios y Materiales donde se produce mayor perdida.....	60
Tabla 22. Altura manométrica en puntos alejados tubería de 4” .....	60
Tabla 23. Altura manométrica en puntos alejados tubería de 3” .....	60
Tabla 24. Altura manométrica en cinta de 22 mm .....	60
Tabla 25. Radiaciones Solares de acuerdo a la plataforma .....	61
Tabla 26. Caída de Tensión del sistema fotovoltaico.....	67

Tabla 27. Factores del sistema automatizado .....	70
Tabla 28. Presupuestos del Sistema de Riego .....	71
Tabla 29. Presupuesto del Sistema Fotovoltaico.....	72
Tabla 30. Presupuesto del Sistema .....	72
Tabla 31. Análisis VAN y TIR.....	73

## Resumen

El estudio aborda el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para satisfacer la necesidad eléctrica de un sistema automatizado de riego agrícola por goteo para los terrenos de producción de yuca. Esto se realiza en un terreno de 06 hectáreas situado en el núcleo poblacional de San Nicolás, distrito de Saña, provincia de Chiclayo. El cual se obtuvo información de la necesidad del recurso hídrico en épocas de siembra, así como el caudal necesario.

El nivel de radiación de la zona del proyecto se logró obtener a través de diferentes softwares, los cuales fueron comprados arrojando valores similares, por lo que se optó por trabajar con un valor aproximado.

Para la operación de las bombas instaladas se tomó en cuenta la potencia necesaria, para ser producida por el sistema fotovoltaico autónomo y se calcularon los demás equipos a utilizar.

Se desarrolló una automatización del sistema de riego para optimizar aún más el consumo de agua, diseñando un sistema de control el cual dará para cada hectárea de cultivo, el tiempo necesario de riego.

Y por último se realizó una evaluación económica considerando los costos de mantenimiento e instalación de todo el proyecto.

**Palabras clave:** Sistema fotovoltaico autónomo, sistema de riego agrícola, bombeo fotovoltaico.

### **Abstract**

The study addresses the design of an autonomous photovoltaic system to meet the electrical needs of an automated agricultural drip irrigation system for cassava production land. This is done in a land of 06 hectares located in the population center of San Nicolas, district of Saña, province of Chiclayo. Information was obtained on the need for water resources during the planting season, as well as the necessary water flow.

The radiation level in the project area was obtained through different software programs, which were purchased with similar values, so it was decided to work with an approximate value.

For the operation of the installed pumps, the necessary power to be generated by the autonomous photovoltaic system was taken into account and the other equipment to be used was calculated.

An automation of the irrigation system was developed to further optimize water consumption, designing a control system which will give for each hectare of crop, the necessary irrigation time.

Finally, an economic evaluation was carried out considering the maintenance and installation costs of the whole project.

**Keywords:** Autonomous photovoltaic system, agricultural irrigation system, photovoltaic pumping.

## INTRODUCCIÓN

El crecimiento acelerado de la población, la inquietud por el entorno y la disminución de los suministros de energías que no se reponen como los hidrocarburos en todo el mundo han requerido una búsqueda urgente de fuentes de energía alternativas para cumplir con las demandas eléctricas actuales. Las alternativas de energías limpias, como la del sol y el viento, representan recursos con gran potencial. y aprovechables limpios e inagotables, que contribuyen con el medio ambiente. Por lo tanto, se ha dedicado más atención a los estudios que pueden conducir a avances donde se usa la energía renovable.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos son candidatos perfectos en los sectores agrícola y ganadero ya que estos necesitan el recurso hídrico para su utilización y producción. Estos sistemas de irrigación tienen la capacidad de proporcionar agua a los terrenos agrícolas, o pueden ser retenidos en depósitos.

En el sector a realizar este proyecto se necesita extraer agua del subsuelo para utilizarla en las parcelas del terreno y poder cultivar. Actualmente el centro poblado San Nicolás cuenta con energía eléctrica convencional, pero el terreno donde se encuentran las parcelas de cultivo no es abastecido por energía de la red eléctrica; por lo que se utilizan motobombas, que funcionan con combustibles fósiles, para sustraer el recurso hídrico necesario para sus cultivos.

Para desarrollar actividades agrícolas, el Perú posee una gran cantidad de diferentes tipos de suelo, pero no cuenta con fuentes de energía limpia y eficiente tanto como la energía convencional. Por lo que el acople del sistema fotovoltaico autónomo para producir energía hace que funcione el sistema por goteo de riego, siendo óptimo para aplicar en este tipo de terrenos.

Por lo cual, En este proyecto se llevan a cabo todas las investigaciones requeridas y los correspondientes cálculos eléctricos e hidráulicos para el diseño del sistema fotovoltaico autónomo que satisface la necesidad del sistema de riego agrícola por goteo.

## **1. PROBLEMÁTICA**

Actualmente a nivel nacional, la extracción de aguas subterráneas usualmente se lleva a cabo a través de motores de tipo interno que se colocan en pozos verticales o en minería de superficie, utilizando principalmente energía proveniente de hidrocarburos (petróleo, gasolina), generando elevados gastos en precio, funcionamiento y preservación de estos sistemas de bombeo. Además, se suma la polución del aire local ocasionada por la liberación de compuestos gaseosos nocivos generados por la combustión de estos recursos.

Ante esta problemática se presenta como alternativa la obtención de las aguas para el riego agrícola mediante la energía solar fotovoltaica. Pero esto tiene poca implementación en el Perú, lo cual se debe al poco conocimiento de la energía solar fotovoltaica y su ventaja que ofrece. Situación a la cual debe revertirse ya sea con charlas técnico-educativas que concienticen a los usuarios que es un sistema limpio, confiable, duradero y ecológico.

### **1.1. Formulación del problema**

¿Es viable emplear un sistema fotovoltaico en combinación con un sistema de riego por goteo para cubrir la necesidad de agua necesaria para los cultivos del núcleo poblacional San Nicolás, distrito de Saña, provincia de Chiclayo?

## **2. JUSTIFICACIÓN**

### **2.1. Justificación Social**

Esta tecnología da más posibilidades de poder ampliar la cobertura eléctrica a más agricultores y tendrá un impacto positivo con la población ya que al usar este tipo de sistemas para el uso agrícola, pueden obtener mejores beneficios en su producción y brindan una vida de mejor calidad.

### **2.2. Justificación Ambiental**

Impulsar la generación eléctrica fotovoltaica promoverá la reducción en la liberación de compuestos gaseosos con potencial de calentamiento global. Esto resulta a que esta investigación sea necesaria ya que se ve que en la zona de proyecto se utiliza para la impulsión de agua mediante un motor eléctrico que funciona con gasolina y que libera gases contaminantes, adicional al mal almacenamiento del combustible puede causar un derrame al cargar el motor, lo que lleva a la contaminación del suelo.

### **2.3. Justificación Económica**

La energía del sol que será utilizada por el sistema de riego es ilimitada y, lo más destacado, es que no tiene costo y está disponible durante todo el año. Así que, los únicos gastos serían los elementos necesarios para estos sistemas.

El sistema sugerido, al igual que cualquier iniciativa de ingeniería, requiere una inversión inicial algo elevada, sin embargo, tras la implementación del proyecto, los gastos de mantenimiento son escasos en comparación con las ventajas que se obtendrán.

### **2.4. Justificación Tecnológica**

Pocas formas de generar energía tienen un efecto ambiental tan bajo como el de la energía fotovoltaica. Gracias a esto permite innovar en nuevas tendencias y proyectos de energía que se renueva tanto en lo agrícola o eléctrico y también en otros sectores donde puede aprovecharse este recurso que es gratis y abundante.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1. General**

- Diseñar un sistema fotovoltaico autónomo para cubrir la demanda eléctrica de un sistema de riego agrícola en el Centro Poblado San Nicolás, distrito de Saña, provincia de Chiclayo.

#### **3.2. Específicos**

- Analizar el nivel de radiación solar y la situación energética en la zona del proyecto.
- Estimar la demanda eléctrica del sistema de riego agrícola.
- Dimensionar el sistema fotovoltaico autónomo.
- Caracterizar el sistema de riego por goteo.
- Evaluar económicamente el proyecto.

#### 4. ANTECEDENTES

##### **Ecuador**

##### **Construcción y diseño de un sistema de evacuación de agua utilizando energía solar fotovoltaica para el laboratorio de energías renovables del DECEM.**

El laboratorio de energías renovables desarrolló un sistema de bombeo hidráulico basado en energía solar fotovoltaica, dotado con un panel de 43Wp de potencia, capaz de operar con un flujo medio de 7 l/min y una altura de bombeo de 2m. La viabilidad técnica de esta aplicación es factible, teniendo en cuenta las especificidades geográficas y climáticas de la región. Además, es vital subrayar que la puesta en marcha de un sistema fotovoltaico requiere una considerable inversión con préstamos a largo plazo, lo que dificulta su viabilidad financiera en los primeros años. (RICARDO BERRU, DICIEMBRE DEL 2011).

##### **África**

##### **Riego con energía solar para tomates mediante goteo en Cavaco, Búnguela, Angola.**

Además, es vital subrayar que la puesta en marcha de un sistema fotovoltaico requiere una considerable inversión con préstamos a largo plazo, lo que dificulta su viabilidad financiera en los primeros años. La seguridad alimentaria se basa en optimizar el riego de pequeños agricultores que gestionan la mitad de la tierra fértil del planeta; no obstante, resulta crucial aumentar la eficiencia en la utilización del agua a través del riego por goteo, que se ajusta adecuadamente a sistemas fotovoltaicos en zonas pequeñas. Dado el acceso a la radiación solar y la falta de fuentes de energía tradicionales en Angola, resulta factible establecer un sistema de riego solar fotovoltaico de goteo para la producción de tomates en el valle de Cavaco, en un terreno experimental de 0.23 hectáreas. En esta ubicación, se realizaron cálculos acerca de la radiación solar en una superficie lisa y el ángulo del panel solar empleando modelos hoteleros y SOLENER. El sistema de riego solar fue creado para satisfacer la mayor necesidad de agua del cultivo, utilizando métodos de sistemas autónomos y riego solar fotovoltaico. (ROGERIO MOSSANDE, JUNIO DEL 2015).

## **Chile**

### **Bombeo hídrico para irrigación en el Cerro Calán con energía solar fotovoltaica**

El estudio expone una propuesta para incrementar el nivel de agua para riego en el Cerro Calán, ubicado en su cumbre, donde se encuentra el departamento de Astronomía de la Universidad de Chile. El proceso de recolección de recurso hídrico se realizará a través de bombas que emplean energía producida por paneles solares. Este documento también abarca una simulación de bombeo solar en tiempo real, la estimación de los gastos de los materiales y las obras requeridas, además de los diseños del proyecto, con el propósito de implementar esta propuesta en el año 2011 (MEDINA, OCTUBRE DEL 2010).

## **Ica**

Samacá es un fondo medioambiental ubicado en el desierto sur de Ica, y la red eléctrica más cercana está a más de 20 kilómetros, lo cual es considerablemente lejos. La agricultura en esta área es muy complicada debido a las dificultades para alcanzar las condiciones ideales para el cultivo, así como para cubrir costos y hacer que la producción agrícola sea rentable. Delta Volt SAC es una empresa con vasta trayectoria en instalaciones de energía solar fotovoltaica y otras energías renovables en general, que propuso un plan para reemplazar algunos de los generadores diésel existentes. El propósito de esto es disminuir los costos de mantenimiento y reparación, economizar en los gastos de combustible, ampliar la zona irrigada y desarrollar un sistema que sea adaptable y que pueda expandirse, garantizando la salvaguarda del medio ambiente y la disponibilidad de productos ecológicos certificados (Ibérica, 2014).

## **Lambayeque**

En el departamento de Lambayeque, se han plantado 370 hectáreas del refugio Bosque de Pómac con el árbol algarrobo mediante de un sofisticado sistema de riego que emplea energía solar. Esta tecnología posibilita realizar la reforestación incluso en los meses de sequía, representando una opción eficaz para mejorar el entorno natural. El sistema de irrigación, que utiliza energía sustentable, consta de 16 paneles solares de 50 vatios cada uno, que operan mediante una bomba solar sumergida ubicada en un pozo tubular para obtener agua durante todo el tiempo. Estas acciones se realizan en el marco del Proyecto 'Reforestación con sistemas tecnológicos de riego en áreas degradadas en el Santuario Histórico Bosque de Pomac', financiado por el Fondo de las Américas - Perú, en colaboración con el Sernanp (Peru21.pe, 2013).

## 5. MARCO TEÓRICO

### 5.1. Radiación Solar

El sol, que es fuente energética principal y el núcleo del sistema solar, alcanza temperaturas cercanas a los 5500 °C, donde ocurren diversas reacciones que transforman estas interacciones en energía, la cual se dispersa hacia el espacio. Esta energía que se emite se conoce como radiación solar.

La incidencia de la radiación solar en la parte exterior de la atmósfera en una superficie que se encuentra en sentido perpendicular a los rayos solares varía aproximadamente un 3% a causa de la trayectoria elíptica que describe la Tierra alrededor del Sol, alcanzando un promedio de 1353 W/m<sup>2</sup> de radiación solar. Este número se denomina constante solar. [1].

El flujo de energía solar que impacta sobre el planeta experimenta diferencias que se deben a las estaciones o al ciclo del día y noche, las cuales son causadas por los giros y el desplazamiento orbital del planeta tierra.

La radiación solar se manifiesta en la corteza terrestre expuesta de forma directa o difusa. Aunque la radiación directa incide en una superficie desde un ángulo concreto, la radiación difusa incide en el área desde diversos ángulos distintos.

### 5.2. Efecto de la Atmósfera

Cuando se cruza la atmósfera, se logra una intensidad de 1000 W/m<sup>2</sup> en la Tierra, lo que se debe a ciertas pérdidas provocadas por componentes gaseosos de la atmósfera como el nitrógeno, el vapor de agua y el oxígeno, entre otros [2]. La cuantificación de la radiación solar se realiza mediante el uso de dos conceptos conocidos como irradiancia e irradiación, cuya caracterización y unidades de medida se detallan a continuación:

- **Irradiancia:** Emisión de radiación o potencia por unidad de superficie. Define la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m<sup>2</sup>).
- **Irradiación:** Incorporación o inclusión de las radiaciones en un periodo de tiempo concreto. Esto hace referencia a la cantidad de energía del sol recolectada en un tiempo determinado. Se cuantifica en vatios-hora por metro cuadrado (Wh/m<sup>2</sup>), y el intervalo de tiempo puede ser por hora, día, semana, mes o años.

En función de cómo caen los rayos solares a la superficie terrestre se aprecian tres tipos de irradiancia incidente:

- **Irradiancia directa:** Es la que se recibe directamente del sol, sin que se vea afectada por la atmósfera.
- **Irradiancia difusa:** Es la que experimenta ciertos cambios de dirección a causa de los efectos atmosféricos.
- **Irradiancia reflejada:** Se trata de la radiación que llega directamente y la que se dispersa luego de ser reflejada en el suelo o en otras áreas cercanas.

Aunque los tres factores están presentes en la totalidad de la irradiancia que capta el planeta, la radiación directa o irradiancia es la que tiene mayor importancia y relevante en usos fotovoltaicos. Cuando una superficie no puede ser afectada por la radiación directa debido a un impedimento, la zona en sombra también se ve afectada por la radiación difusa (Figura 1) [2].

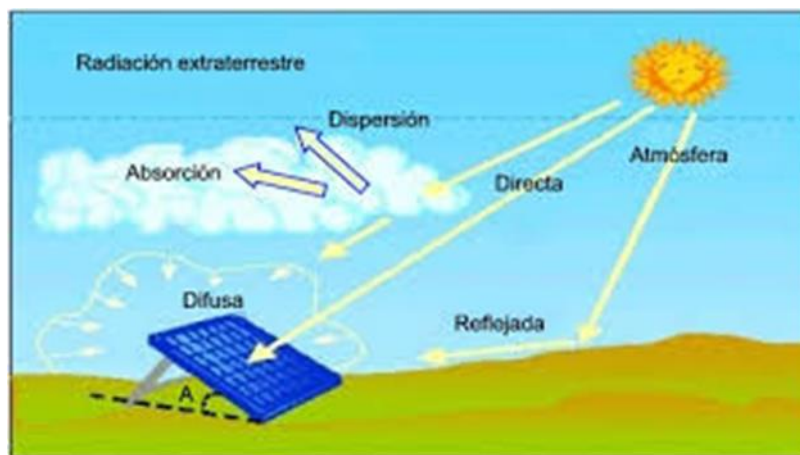


Figura 1. Radiación directa, difusa y reflejada

### 5.3. Coordenadas Geográficas

Para conocer la cantidad de irradiación solar que habrá en el área de instalación, es fundamental tener en cuenta la componente latitudinal de la ubicación terrestre, puesto que, al unirla con la longitud, podemos determinar la localización precisa de cualquier lugar en el mundo. El círculo más grande que se encuentra perpendicular al eje terrestre se denomina ecuador, donde los polos se encuentran a  $90^\circ$  del mismo. La superficie terrestre se divide en dos partes llamadas semiesferas o hemisferios, que son el norte y el sur, dependiendo del polo central que posea. Los paralelos se refieren a los círculos más pequeños que se encuentran paralelos al ecuador. De igual forma, los meridianos son círculos de mayor magnitud que atraviesan los polos, por lo que se encuentran perpendiculares al Ecuador [2].

- **Latitud ( $\Phi$ ):** Es la distancia angular entre un punto de la superficie terrestre y el ecuador, medida a lo largo de un meridiano. Cuando el lugar se ubica en el hemisferio norte, se le denomina Norte (N), mientras que el hemisferio sur se le denomina Sur (S).
- **Longitud (L):** Es la distancia angular medida desde el meridiano de Greenwich hasta un punto dado de la superficie terrestre, a lo largo del ecuador. Emplea la longitud oeste (LW) cuando el lugar se encuentra a la izquierda, mientras que la longitud este (LE) se aplica de forma opuesta.

En Figura 2, las coordenadas de longitud y latitud se presentan con sus correspondientes ángulos:

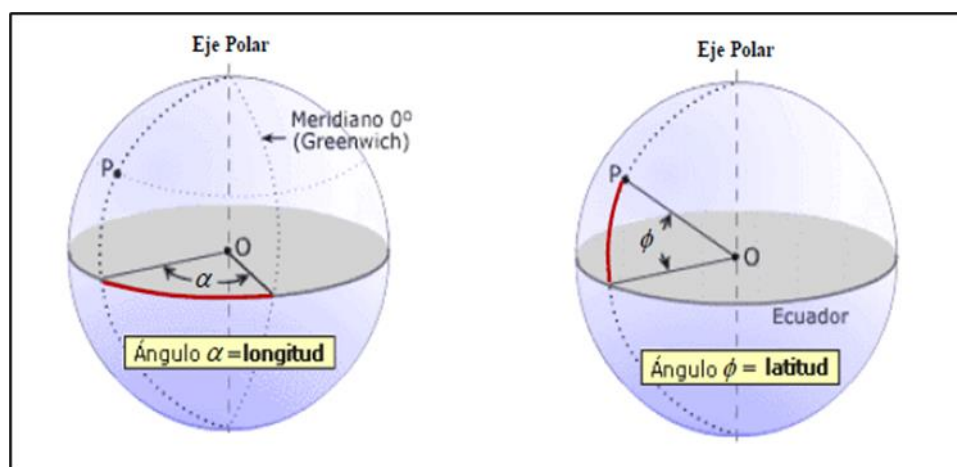


Figura 2. Coordenadas de latitud y longitud

#### 5.4. Trópicos de la Tierra

El trópico de cáncer se localiza en el hemisferio norte, a  $23,45^\circ$  N del ecuador; por otro lado, el trópico de capricornio se encuentra reflejando esto en el hemisferio sur, ubicado a  $23,45^\circ$  S del ecuador. Estos dos trópicos marcan las posiciones más al norte y al sur del ecuador en las que los rayos solares caen de forma vertical, siendo las latitudes máximas que el sol alcanza durante su recorrido. Además, el círculo polar Ártico se define como el paralelo que se ubica entre los polos norte y sur, a  $23,45^\circ$  N y  $66,55^\circ$  S del ecuador; en tanto que el círculo polar Antártico se sitúa entre los polos sur, ubicado a  $23,45^\circ$  S y  $66,55^\circ$  S del ecuador.

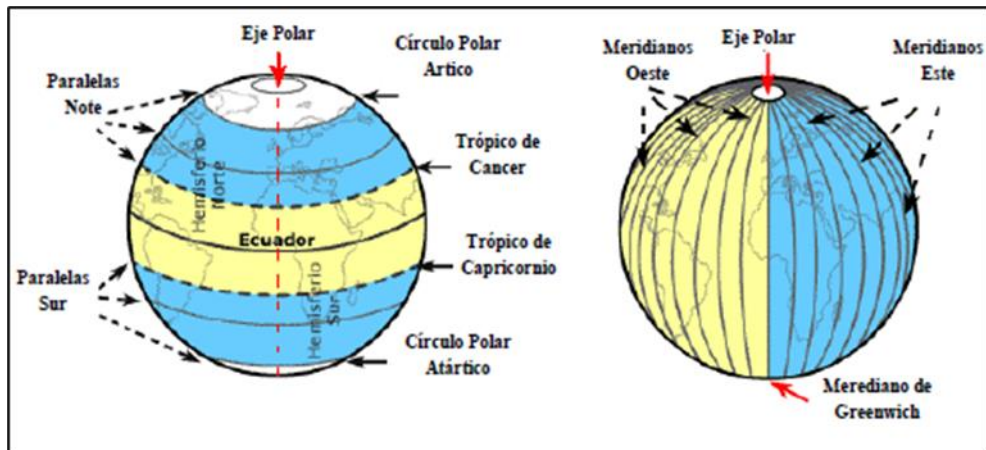


Figura 3. Paralelos y meridianos en la tierra

### 5.5. Horas Sol Pico

En ocasiones, también se conoce como "horas pico de sol" al promedio diario de horas de luz solar, calculado en kWh/m<sup>2</sup>/día. Esta frase alude al volumen de radiación solar que absorbería una zona específica si el sol emitiera su máxima intensidad durante un periodo determinado de horas. Dado que la radiación solar en su punto más alto es de 1 kW/m<sup>2</sup>, el número máximo de horas de sol se relaciona cuantitativamente con la media diaria de insolación solar.

Es beneficioso tener la habilidad de determinar las horas de máximo sol, ya que los paneles fotovoltaicos generalmente poseen una clasificación de entrada de 1kW/m<sup>2</sup>. Esta noción se manifiesta en la figura siguiente.

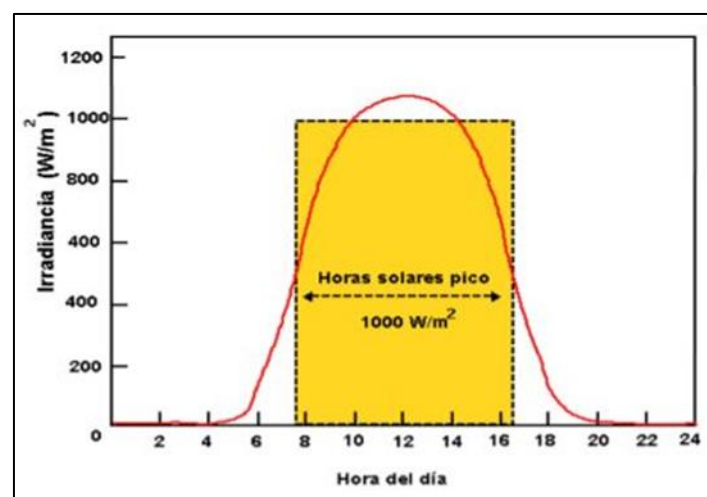


Figura 4. Concepto de horas pico

## 5.6. Inclinación y Orientación

Con el fin de optimizar la generación energética de un módulo fotovoltaico, debe estar dirigido directamente al sol. No obstante, desde la perspectiva de la Tierra, el sol no permanece estático en un único lugar, dado que cambia de acuerdo al horario. Una solución sería crear un dispositivo que permita que el panel ajuste su orientación solar, como se aplica en instalaciones de alto rendimiento [3]. Para una instalación habitual de paneles solares, es necesario seguir un patrón para orientar los módulos:

- **Ángulo de inclinación ( $\beta$ ):** Es la inclinación que se produce entre los paneles solares y el plano horizontal (Figura 5).

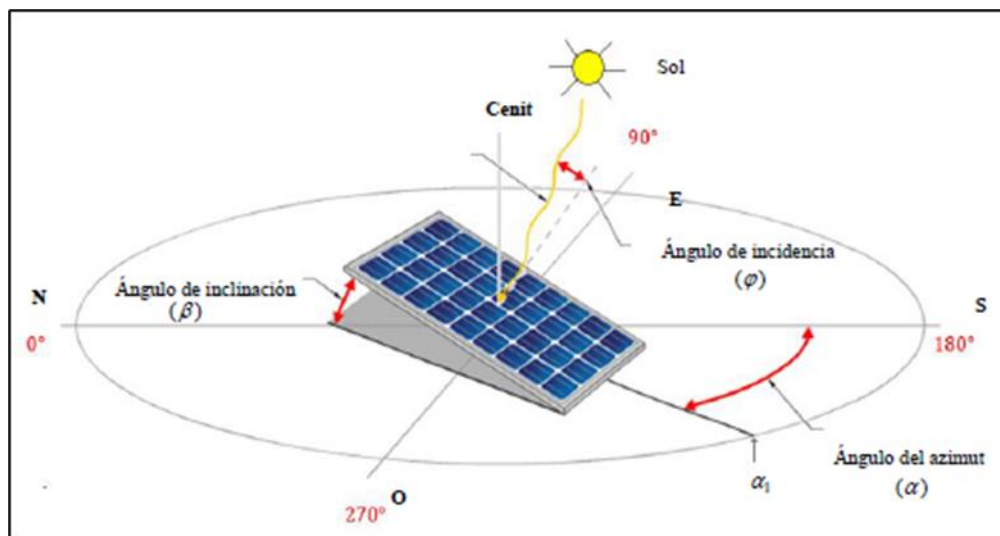


Figura 5. Parámetros angulares de posicionamiento

- **Ángulo de azimut ( $\alpha$ ):** El ángulo que diferencia la representación sobre la superficie horizontal del módulo del meridiano asignado al punto de referencia. (Figura 5).
- **Ángulo de incidencia ( $\varphi$ ):** El ángulo que genera la radiación en la superficie receptora, o sea, la línea que conecta al sol con el receptor y que genera un ángulo uniforme en relación al receptor. (Figura 5).
- **Altura solar ( $H$ ):** Se refiere al ángulo generado entre la localización solar aparente en la bóveda celeste y el plano horizontal de la región. Es sencillo calcular el punto angular de mayor altitud solar en su desplazamiento diario sobre el plano ecuatorial. Sin embargo, fluctúa durante todo el año debido a los fenómenos de translación y rotación del suelo (Figura 6).

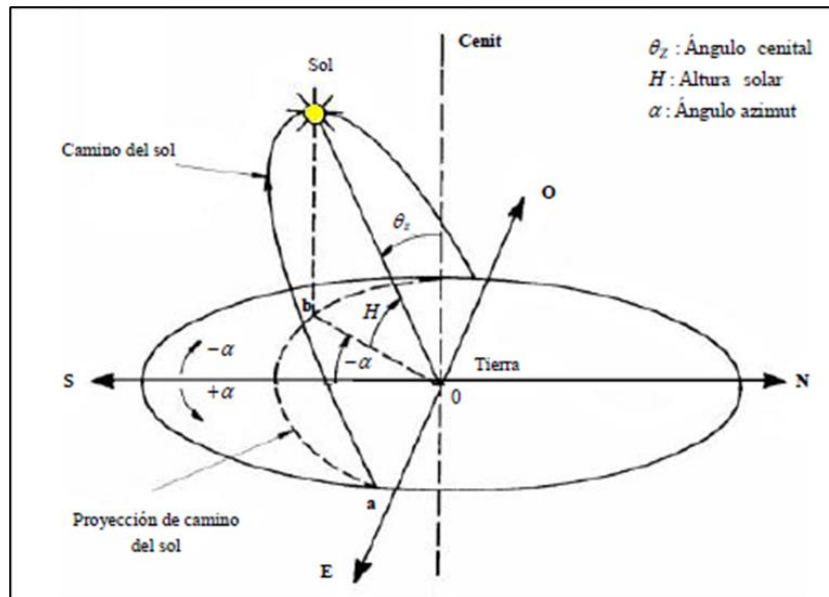


Figura 6. Posición del sol, ángulo cenital, altura solar y ángulo azimut

- Ángulo de declinación ( $\delta$ ):** La disposición del plano ecuatorial terrestre en relación con la incidencia de la luz solar. El ángulo de inclinación de la Tierra se calcula mediante el ángulo de declinación (Figura 7). Durante el recorrido que realiza la Tierra alrededor del sol, es posible identificar valores máximos en las estaciones de verano e invierno, y nulos en las estaciones de primavera y otoño ( $\delta=23.45^\circ$ ,  $\delta=-23.45^\circ$  y  $\delta=0^\circ$ ). Este ángulo cambia a lo largo del año y la fórmula aproximada que permite conocer su valor en cualquier día del año es la siguiente:

$$\delta = 23.45^\circ \text{Sen} \left[ \left( \frac{360}{365} \right) (N + 284) \right] \quad (1)$$

Donde  $\delta$  representa el ángulo de declinación, y N representa el número secuencial del día (N=1, el 1 de enero y N=365 el 31 de diciembre)..

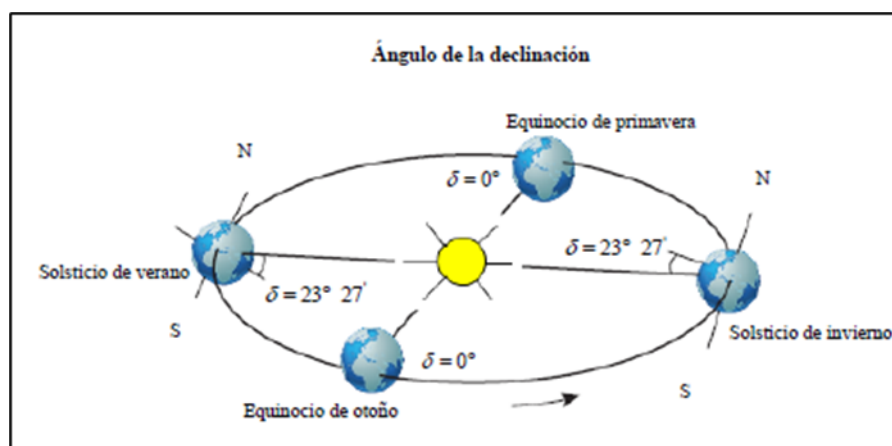


Figura 7. Declinación y ángulo de declinación

### 5.7. Orientación Angular de Módulos

Lo fundamental es que la radiación electromagnética emitida por el Sol se refleje en el panel solar que recibe la luz solar de forma perpendicular a las 12:00 del día. Si en las zonas tórridas (Cáncer y Capricornio) se obtiene una radiación en ángulo recto, para replicar esto en otra latitud será necesario ajustar los paneles solares de acuerdo con el ángulo de la latitud y considerar el ángulo de declinación ( $\delta$ ). Por lo tanto:

$$\beta = \phi - \delta \quad (2)$$

En donde  $\beta$  representa la pendiente del módulo (grados),  $\phi$  representa la latitud del sitio (grados), y  $\delta$  representa la disminución lumínica que alterará su índice (grados).

Los paneles deben presentar inclinaciones en un lugar específico con latitud ( $\phi$ ) que serán las siguientes:

$$\begin{array}{ll} \text{Verano} & : \beta = \phi - 23,45^\circ \\ \text{Primavera y otoño} & : \beta = \phi - 0^\circ \\ \text{Invierno} & : \beta = \phi - (-23,45^\circ) \end{array}$$

*Figura 8. Inclinaciones según estación*

Para determinar el ángulo perfecto de una superficie, se utiliza una ecuación basada en estudios estadísticos de la radiación solar anualmente en áreas con diferentes ángulos en lugares de variadas latitudes, la cual proporciona el ángulo ideal vinculado a la latitud del lugar. [4]; [5]; [6]. Esta fórmula establece el ángulo perfecto según la latitud local. Se puede aplicar esta ecuación en situaciones anuales donde se necesite la mejor recolección de radiación fotovoltaica a lo largo de todo el año.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\phi| \quad (3)$$

Donde  $\beta_{opt}$  es el ángulo de inclinación óptima (grados), y  $|\phi|$  es la latitud del lugar, sin signo (grados).

### 5.8. Empleo de Datos Tabulados y Parámetros de Orientación

Como se ha notado, en cada época del año, es necesario modificar la ubicación de los paneles (o utilizar sistemas de seguimiento solar). Por eso, se disponen de tablas que indican la colocación de los paneles conforme al tiempo que se desea aprovechar. El IDAE, Instituto para

la Diversificación y el Ahorro de Energía, presenta algunas sugerencias para lograr la mayor captación de radiación (Tabla 1).

*Tabla 1. Orientaciones Angulares Optimas*

Periodo de sitio	$\beta$ opt
Diciembre	$ \varnothing +10^\circ$
Julio	$ \varnothing -20^\circ$
Anual	$ \varnothing -10^\circ$

En la Tabla 2, se observa que la radiación solar es más usada para el bombeo hidráulico para riego de cultivos es en la estación de verano, ya que implica menor ángulo de inclinación y donde los rayos solares pueden llegar más perpendiculares al módulo.

*Tabla 2. Inclinaciones óptimas dependiendo la función de los módulos solares*

Tipo de instalación	Empleo	Máxima captación de energía	$\beta$ opt
Conectadas a la red	Anual	Anual	$ \varnothing -10^\circ$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$ \varnothing -20^\circ$
Autónomos de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$ \varnothing +10^\circ$

## 5.9. Alineación de Módulos Solares

Al realizar múltiples alineaciones de paneles solares, es necesario considerar las alineaciones y distancias de cada panel en sí mismo. La mínima separación entre dos o más placas solares es para maximizar el uso de la radiación solar con la incidencia más disminuida de regiones sombreadas entre ellas.

Un factor determinante para el espaciamiento entre los paneles solares son los días con condiciones solares más adversas, es decir, cuando el sol se encuentra en su posición más baja sobre el horizonte, típicamente durante los meses de noviembre, diciembre y enero. En equipamiento durante toda la estación invernal, el día más adverso corresponde al 21 de diciembre con un valor de: [3].

$$H_{min} = (90^\circ - \text{latitud de lugar}) - \text{declinación solar} \quad (4)$$

El descenso solar en diciembre es cerca de  $-23^\circ$ , por lo que la altura mínima del sol será:

$$H_{min} = (90^\circ - \text{latitud de lugar}) - 23^\circ \quad (5)$$

En el día con menor duración anual, las sombras alcanzan su máxima extensión debido a la trayectoria más baja del sol en el cielo. Este fenómeno ocurre durante la estación invernal, específicamente alrededor del 21 de diciembre.

Para dispositivos que se utilizan durante el verano, los días más adversos suelen ser el 21 de marzo o el 21 de septiembre, cuando la reducción solar alcanza cerca de  $0^\circ$ . En la actualidad, el nivel de luz solar más bajo al mediodía será:

$$H_{min} = (90^\circ - \text{latitud de lugar}) \quad (6)$$

La mínima separación entre las líneas de módulos para prevenir que la línea previa proyecte sombras en la próxima, se establece a través de la ecuación siguiente:

$$D_{min} = B \cos \beta + \frac{B \sin \beta}{\text{tg}(H_{min})} \quad (7)$$

De igual forma en la Figura 9, Se exhibe un diagrama de las mínimas separaciones de seguridad entre los paneles.

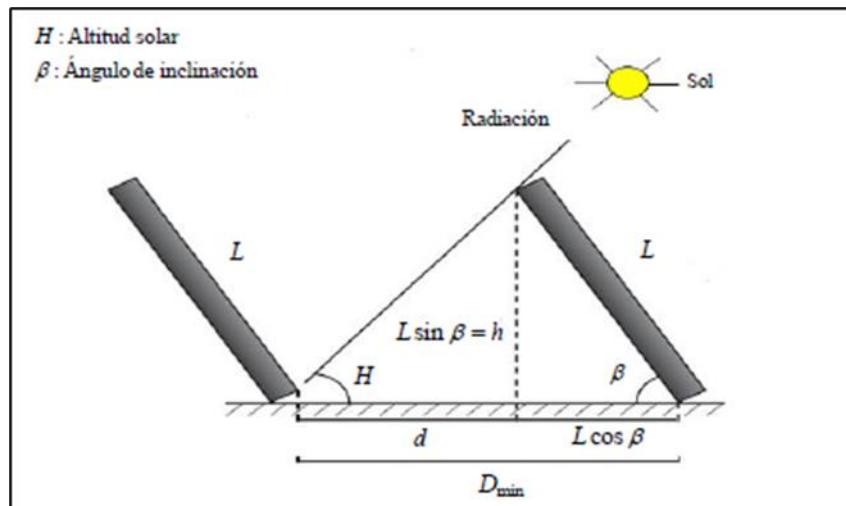


Figura 9. Distancia mínima entre paneles solares

La distancia ( $d$ ) medida sobre el plano horizontal. Esta distancia ( $d$ ) superará el valor adquirido de la expresión:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \text{latitud})} \quad (8)$$

La separación entre filas no debe ser inferior a la obtenida en la expresión anterior, según se evidencia en la Figura 10 y Figura 11).

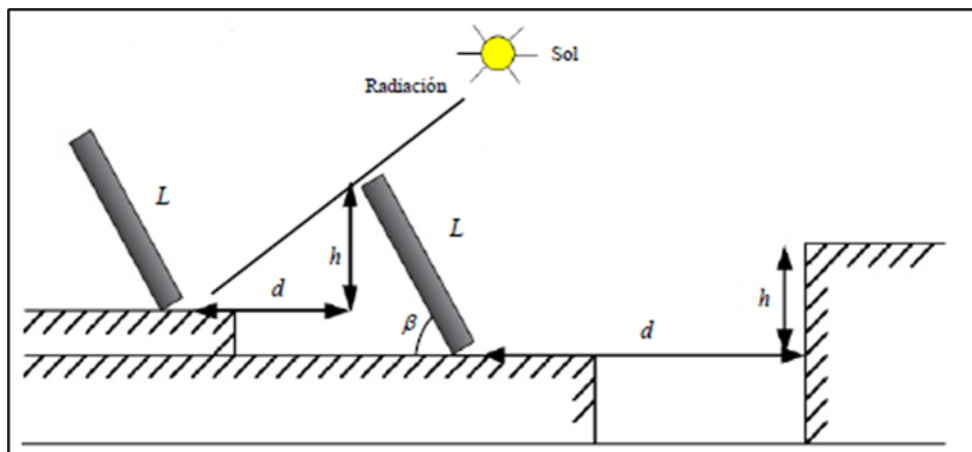


Figura 10. Distancia entre módulos y obstáculos



Figura 11. Distancia entre módulos solares

### 5.10. Requerimiento Energético Eléctrico

En un sistema de red eléctrica, Es esencial establecer la demanda para garantizar el abastecimiento de energía, además de permitir una correcta estimación de los momentos de mayor consumo. Asimismo, promueve una gestión más eficiente de la red, Así pues, resulta vital disponer de un modelo que permita representar la demanda energética de acuerdo a los criterios más apropiados, Con la finalidad de simular un consumo energético real en una instalación [7].

La demanda de energía de una instalación solar en una planta fotovoltaica estará influenciada por diferentes tipos de cargas. Las cargas esenciales, que requieren energía constantemente; las cargas ajustables, que pueden reducir su consumo en un porcentaje determinado, y por último,

las cargas temporales, que necesitan que se les asigne una cantidad definida de energía en ciertos momentos del día. [8].

### **5.11. Principio Fotovoltaico**

El fenómeno fotovoltaico es un proceso físico que transforma la luz en energía eléctrica mediante aparatos semiconductores denominados células fotovoltaicas [9]. La esencia de todo este procedimiento de transformación de la radiación en energía radica en el efecto fotovoltaico. La radiación solar se compone de fotones, que son unidades de energía. Estos fotones poseen diversas energías, que se alinean con los distintos rangos espectral de la radiación solar. Solo los fotones que son absorbidos producen electricidad [9].

Los materiales usados para los paneles fotovoltaicos, necesitan que la energía que llega a los electrones sea similar a la energía de radiación solar, por lo que deberían ser semiconductores [10].

### **5.12. Componentes del Sistema de Bombeo Fotovoltaico**

En esencia, los sistemas de bombeo con alimentación solar están formados por un panel solar, un dispositivo de control, una bomba eléctrica y un sistema de almacenamiento.

#### **5.12.1. Paneles o Módulos Fotovoltaicos**

Los Paneles fotovoltaicos son un conjunto de celdas que se conectan eficazmente de manera que se reúnan algunas óptimas condiciones para la compatibilidad en equipos y necesidades, con el cual logrará en su incorporación al sistema de generación de energía [10].

Los paneles solares se "ubicarán en una estructura de apoyo, que garantiza un adecuado soporte del generador solar, a la vez que ofrece no solo la dirección requerida, así como la inclinación adecuada para maximizar el uso de la radiación solar". [10].

#### **a. Vida Útil de Paneles**

La durabilidad de un módulo solar de silicio cristalino (mono o policristalino) puede evaluarse desde dos perspectivas: la primera es teórica, mediante la simulación de pruebas de envejecimiento anticipado, y la segunda desde la experiencia. Alcor (2008) sostiene, "que, tras múltiples pruebas realizadas en diferentes laboratorios, todo parece concordar en que el período de funcionamiento esperado del equipo de

estas particularidades se estimaría en varias décadas". De acuerdo con la experiencia, la durabilidad de los paneles solares puede exceder los 30 años si se realizan los mantenimientos necesarios.

#### **b. Tipos de Módulos Fotovoltaicos**

**Módulos de silicio Monocristalino:** Estas células están constituidas por fragmentos de silicio en su forma altamente pura, que se funden en un crisol mediante la adición de boro a aproximadamente 1500°C. En estado líquido, se introduce un lingote monocristalino de silicio que actúa como semilla para controlar la cristalización. Este proceso permite obtener un monocristal de silicio, el cual posteriormente se secciona en obleas mediante corte preciso. [11].

**Módulo de silicio Multicristalinas o policristalina:** Estas unidades se producen a partir de silicio derretido que posteriormente se enfría y se cristaliza en la forma de bloques. Las unidades policristalinas son más asequibles que las monocristalinas, ya que su método de fabricación es más directo. No obstante, su eficiencia es un poco menor, con promedios de eficiencia cercanos al 12% [11].

#### **c. Interconexión de Paneles Fotovoltaicos**

Como regla general, " Jamás conectaremos módulos de distintas propiedades ni de distintos productores", Tobajas (2005). Para la conexión tenemos tres posibilidades:

- Conexión en serie
- Conexión en paralelo
- Conexión mixto (serie-paralelo)

Tal como es conocido, en un arreglo en serie, el terminal positivo de un módulo se conecta eléctricamente al terminal negativo del módulo adyacente. Por otro lado, en un arreglo en paralelo, todos los terminales positivos se unen entre sí, al igual que todos los negativos. Y en la conexión mixto de paneles (serie – paralelo), participan los dos anteriores tipos de conexión teniendo en cuenta que los módulos deben tener las mismas características (número de modulo e igual conexión) [3].

### **5.12.2. Acumuladores o Baterías**

La radiación solar alcanza el suelo terrestre de una forma muy variable debido a las condiciones meteorológicas, época del año y nubosidad. Y cuando la necesidad de energía es constante haya

o no radiación solar, entonces la manera de satisfacer dicha necesidad es almacenando la energía. Este almacenamiento se hace en acumuladores o baterías.

El acumulador o baterías son dispositivos capaces de almacenar energía química, la cual, en procesos de carga o descarga, transforman la energía eléctrica a través de reacciones químicas.[10].

La amplitud de una batería se cuantifica en amperios-hora (Ah), para un tiempo específico de descarga.

#### **a. Ventajas de las baterías**

Las principales ventajas son:

- Suministrar energía durante tiempos donde no hay luz solar (noche).
- Voltaje estable para el sistema.
- Satisfacer los picos de demanda máxima.
- Capacidad para almacenar la energía sobrante hecha por los módulos solares.
- Reducción de pérdidas energéticas.

#### **b. Desventajas de las baterías**

- Aumenta el costo de instalación y mantenimiento.
- Añade complejidad.
- Reduce la fiabilidad del sistema.

Actualmente, existen dos categorías principales de baterías comercializadas:

- Baterías de plomo – ácido
- Baterías de níquel – cadmio [3].

### **5.12.3. Acumuladores o Baterías**

Su rol esencial es evitar la sobrecarga de los acumuladores, impidiendo que la batería permanezca admitiendo carga del panel solar una vez que esta haya logrado su máxima capacidad de carga, preservando así las características y la vida útil de estos el mayor tiempo posible. Generalmente, se opera con una fuente de energía de naturaleza variable y estacional por lo que la función principal del regulador es muy importante [10].

Los reguladores pueden ser del tipo serio o paralelo (shunt). La diferencia es la forma en que interrumpen el paso de la corriente. Mientras que el regulador con circuito paralelo disipa la corriente excedente por medio de una resistencia de disipación, el regulador con circuito serie corta la corriente dejando los paneles solares en circuito abierto.

**a. Regulador paralelo (shunt)**

Este regulador está basado en la disipación de la energía sobrante, en forma de calor; es decir mientras la batería está totalmente cargada y el panel solar sigue generando energía eléctrica no puede almacenarse y mediante un proceso hace que se disipe [3].

El regulador paralelo cuenta con un diodo de bloqueo, para que no se dea electricidad la batería al panel, supongamos el caso que sea de noche por lo tanto los paneles fotovoltaicos no general energía eléctrica, pero la batería está a su máxima capacidad, lo cual puede que la energía pueda retornar al panel lo que significaría un daño perjudicial.

**b. Regulador serie**

El principal beneficio de este sistema radica en que el regulador no disipa nada de energía, al contrario del regulador en paralelo la potencia que se absorbe se aprovecha en control y mando. Comúnmente una sola unidad puede trabajar con tensiones de 12 V y 24 V. Los resultados obtenibles gracias a un sistema de regulación interna [3].

En resumen, los reguladores son muy importantes para el control de las baterías y nos proporcionan una buena función y mayor tiempo de vida en los sistemas fotovoltaicos.

**5.12.4. Motor – Bomba Sumergido**

Las disposiciones empleando un motor eléctrico y una bomba varían en función de las propiedades de bombeo. El diseño de la bomba y el motor sumergidos es el predominante en el bombeo solar para el abastecimiento de agua [12].

Todo sistema de generación de agua se compone de un componente eléctrico (motor), que puede suministrar energía a un componente mecánico (bomba), responsable de transmitir su capacidad de movimiento a una determinada masa de agua.

**a. Motores**

Los motores designados a trabajar con sistemas de riego con sistemas fotovoltaicos deben ser de pequeña potencia, pero con buen rendimiento, los cuales se encuentran con costos más elevados. En las instalaciones fotovoltaicas se utilizan motores de corriente continua y de corriente alterna [13].

Uno de los problemas de los motores de corriente continua es el deterioro de sus escobillas, lo que requiere un mantenimiento regular. Sin embargo, incrementar la cantidad de escobillas disminuye considerablemente el desgaste de estas. Se ha comenzado a emplear motores de corriente continua sin escobillas, los cuales poseen imanes permanentes en el rotor y el inducido está ubicado en el estator, que está conmutado electrónicamente. El beneficio de estos motores radica en que pueden funcionar sumergidos, disminuyendo la necesidad de mantenimiento al no necesitar la sustitución de las escobillas [13].

Los motores de corriente continua se distinguen por su elevada eficiencia, la falta de inversores y su magnífica adaptabilidad para su conexión directa con el generador fotovoltaico. Sin embargo, suelen ser más caros que los motores de corriente alterna y resulta complicado localizarlos en grandes potenciales. Los motores con escobillas no son idóneos para el uso con bombas sumergidas debido a que necesitan un mantenimiento constante.

#### **b. Bombas solares sumergibles**

Una bomba es un equipo electromecánico que cambia la energía mecánica en energía hidráulica, permitiendo elevar agua de una zona inferior a una superior. Existen principalmente dos categorías de bombas: las de desplazamiento positivo y las dinámicas. Las predominantes son las bombas de pistón, que son ideales para elevaciones manométricas altas y caudales reducidos. [13].

Para pozos de diámetro limitado, las bombas solares sumergibles resultan más eficientes [13]. Bomba positiva de desplazamiento: Explotan un volumen específico. Estas bombas poseen un rasgo par-velocidad que no es adecuado para la conexión directa de los paneles fotovoltaicos. La corriente requerida debe ser constante dado que el par lo es, por ende, una mínima reducción en la irradiancia solar impediría el funcionamiento de la bomba. [13].

Bomba de transferencia de momento lineal: Las bombas dinámicas proporcionan al fluido un movimiento a través de álabes rotatorios, siendo las centrifugas las más empleadas, diseñadas para caudales usualmente superiores a los de las bombas volumétricas. La corriente en las bombas centrífugas cambia de manera proporcional con la velocidad de rotación. Los rendimientos generalmente son altos para alturas manométricas menores a 25 metros y por esta razón, para alturas superiores,

generalmente se recurre a bombas multietado que se componen de varios rodets próximos dispuestos en serie. [13].

### c. Determinación de la bomba

El etapa de elección de la bomba es dificultoso debido a las diversas marcas, ya que se tiene distintos rangos de operación, así como diversos modelos de bomba. Los cuatro factores a considerar para la elección de una bomba son:

- El volumen de agua diario requerido.
- El caudal máximo deseado.
- El caudal máximo que permite extraer la fuente de agua.
- La carga total con la que se debe operar la bomba.

La altura equivalente de la bomba es la presión efectiva que la bomba necesita para su correcto desempeño.

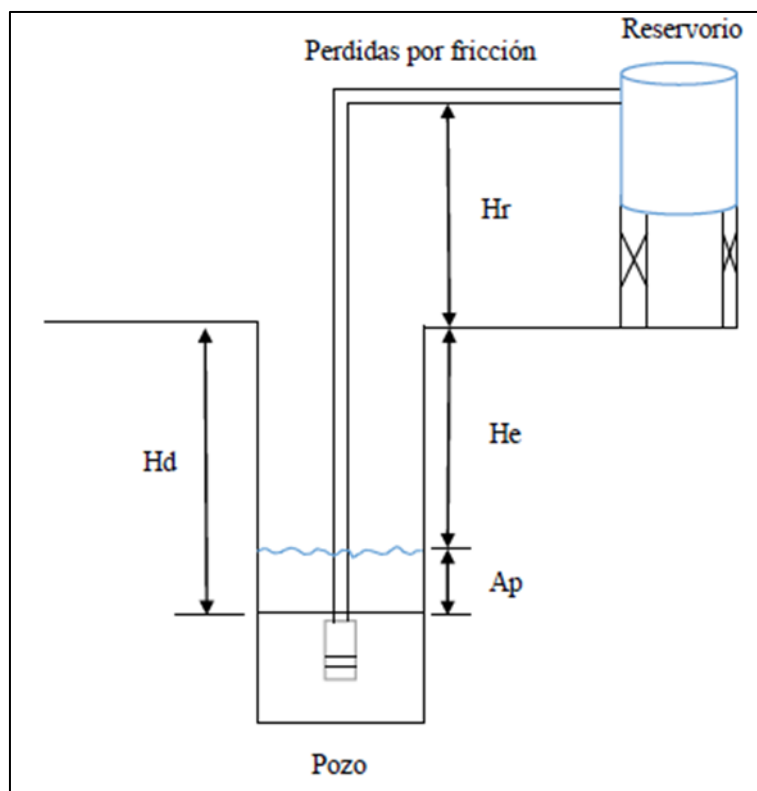


Figura 12. Factores de la altura total equivalente

$$H_{TE} = H_e + A_p + H_r + H_f \quad (9)$$

Donde se tiene que ( $H_{TE}$ ) Altura Total Equivalente (m) es igual a la sumatoria de ( $H_e$ ) Altura Estática (m); ( $A_p$ ) Abatimiento del pozo (m); ( $H_r$ ) Altura del Reservorio (m) y ( $H_f$ ) Altura por Pérdidas de Fricción (m).

#### d. Energía eléctrica consumida por la bomba

Tras determinar las necesidades de agua y determinar la altura total equivalente del montaje de bombeo, vamos a determinar la energía hidráulica requerida para bombear dicho fluido.

$$E_H = \frac{\rho g Q (H_{TE})}{3600} \quad (10)$$

Donde la energía hidráulica ( $E_H$ )(Wh/día) es igual a la división entre; la densidad del fluido ( $\rho$ ) (kg/m<sup>3</sup>), por la gravedad ( $g$ )(m/s<sup>2</sup>), por el caudal requerido ( $Q$ )(m<sup>3</sup>/día), por la altura total equivalente, hallada en la ecuación (9); entre 3600 segundos.

La energía hidráulica dividido entre el desempeño óptimo de la motobomba se calculará la energía consumida por la motobomba.

$$E_C = \frac{E_H}{\eta_{MB}} \quad (11)$$

Ecuación donde se halla la potencia eléctrica consumida por la motobomba ( $E_C$ )(Wh/día), dividiendo la energía hidráulica (Wh/día) entre la eficiencia de la bomba.

### 5.13. Sistemas Fotovoltaicos para Sistemas de Riego

#### 5.13.1. Emplazamiento de parcela de cultivo

Como se sabe, el objeto de esta investigación es elaborar un diseño un sistema de bombeo solar que sirva para suministrar electricidad a una motobomba de agua para el riego de un terreno de cultivo. Dicha parcela, donde se pretende hacer la investigación, se encuentra emplazada en el sector San Nicolás, distrito de Saña, Provincia de Chiclayo (Lambayeque – Perú). El área que ocupa la parcela es de 72 000 m<sup>2</sup> (7.2 ha. Aprox.). de las cuales se usarán para cultivo 60 000 m<sup>2</sup> (6 ha.).



Figura 13. Extensión del terreno

### 5.13.2. Estimación de Necesidades Hídricas

La necesidad de agua para la agricultura varía, del tipo de cultivo, del tipo de terreno, de estación del año en la cual se siembra, del cambio climático, entre otros factores.

En este caso se establecen requerimientos de agua para el cultivo de yuca 40 m<sup>3</sup>/Hectárea/día. A continuación, se detalla las etapas del desarrollo de la yuca y su respectiva necesidad hídrica.

Tabla 3. Necesidades hídricas de la yuca en cada fase fenológica

Etapas Fenológicas	días	ET <sub>o</sub> <sup>1</sup> (mm/día)	Kc <sup>2</sup>	Necesidades Hídricas litros/m <sup>2</sup> /día
Fase I o Brotación	30	5	0.3	1.5
Fase II o Crecimiento Vegetativo	120	5	0.3-0.8	1.5 - 4.0
Fase III o Acumulación de carbohidratos	90	5	0.8	4
Fase IV o Recolección	30	5	0.3	1.5

1 Evapotranspiración de referencia

2 Kc Coeficiente de cultivo de la yuca

Esto supone una necesidad total de agua para toda la parcela de 160 m<sup>3</sup>/días principalmente enfocados en los meses de verano, principalmente diciembre, enero, febrero y marzo; donde las necesidades hídricas serán mayores.

### 5.13.3. Fuente de Agua

Cualquier fuente de agua dulce en estado líquido se puede adaptar a un sistema de bombeo solar sumergibles, como puede ser ríos, lagos, agua subterránea, canales, etc. Para bombear agua

subterránea se debe contar con un pozo entubado y cementado, además tener una buena filtración para evitar el ingreso de partículas extrañas.

#### 5.13.4. Reservorio

El papel fundamental de los depósitos de agua es asegurar la operatividad adecuado del sistema hidráulico y garantizar la continuidad del servicio y eficaz, conforme a las demandas anticipadas de recurso hídrico y al desempeño apropiado de la fuente. Los tanques de almacenamiento hídrico pueden ser subterráneos, superficiales o elevados. Los subterráneos, como indica su nombre se hallan bajo el nivel del terreno y suelen tener una forma rectangular. Los superficiales se sitúan encima del suelo y normalmente tienen formas rectangulares o circulares. Por otro lado, los elevados se construyen sobre pilares, columnas, torres, etc., y generalmente presentan formas de paralelepípedos, esferas o cilindros.

#### 5.13.5. Caídas de Presión en la Instalación

Las reducciones de carga o de presión, siempre ocurre en toda instalación donde circula un fluido, esto se debe a la fricción que se da con las paredes de la tubería, también suele ocurrir cuando hay desviaciones en el libre transido del fluido como codos, tes, cruces, reducciones etc. Para poder disminuirlas se deberá alinear la tubería y evitar usar desviaciones.

### 5.14. Elección del Modelo de Sistema de Riego

La selección del sistema de riego más conveniente depende de los siguientes factores:

- **La topografía:** Es fundamental adecuar el terreno para el riego a nivel, ya que a veces suele perjudicar la tierra y resultar más oneroso que los sistemas requeridos en técnicas de riego que incluyen goteo y microaspersión.
- **Las propiedades físicas del terreno:** Sus propiedades son significativas porque, si el terreno tarda en captar la humedad, podrían aparecer inconvenientes de escurrimiento y erosión en el contexto de microaspersión, mientras que el riego superficial necesita terrenos con una invasión moderada. De esta manera, se consigue una gran eficiencia y no hay inconvenientes de acumulación de agua.
- **El tipo de cultivo:** Hay cultivos que prosperan muy bien en algunos tipos de riego, mientras que otras no se pueden adaptar a diferentes sistemas de riego.
- **Los recursos acuíferos almacenados:** Los sistemas más óptimos en una circunstancia específica resultan ser los más idóneos cuando la cantidad de hídrica sea limitada.

- **La condición del recurso hídrico:** El riego con agua de mala calidad tendrá un impacto más negativo en la agricultura, lo que reducirá la producción.
- **La excedencia de mano de obra:** Es un elemento importante por el aumento de personas trasladándose a los áreas urbanas.
- **El precio de implementación:** Este es un punto crucial, pese a que hoy en día los gastos iniciales de instaurar nuevos sistemas de riego pueden ser bastante parecidos.
- **Repercusión en el medio ambiente:** Los desafíos de escasa eficacia en el riego o los originados por el impacto ambiental, adquieren cada vez más relevancia al seleccionar el sistema de riego.

### **5.15. Técnica de Riego Localizado**

La Irrigación localizada, es un modo de riego ampliamente empleado en regiones secas, ya que permite maximizar el uso de agua y nutrientes. Se basa en el suministro directo de agua a la zona donde se encuentran las raíces mediante un conjunto de tubos y dispositivos (emisores).

La adopción de este sistema de riego contribuye al crecimiento saludable y eficiente del cultivo al asegurar un abastecimiento constante de agua, garantizando de esta manera lo que la planta requiere y evitando el derroche. Este mecanismo de irrigación automatizado por goteo permite una optimización del uso de agua y energía, así como una reducción del esfuerzo humano, lo que resulta en un ahorro económico en el futuro.

#### **5.15.1. Componentes del Sistema de Riego por Goteo**

Existen diversos componentes para la configuración del sistema de riego por goteo. Sin embargo, todo se basa en el uso que se le asignará y las explicaciones del productor.

El recurso hídrico producido por los goteros debe llegar a las bases de las plantas, considerando las distancias entre los emisores, la profundidad corporal y las raíces de las plantas, así como las características del terreno. Este sistema tiene una eficiencia del 85% al 95%.

Es necesario considerar los parámetros de presión y flujo al diseñar el sistema de riego. Para garantizar equidad en el uso del recurso acuático, se consideran la tipología de la cinta y su respectiva longitud.

Tabla 4. Modalidades de Irrigación por Goteo

Tipo de sistema	Diámetro interno (cm) (pulg.)	Grosor de pared (mm) (mil)	Distancia entre emisores (cm) (pulg.)	Tasa de flujo de emisores (L/h) (gall/h)
Cinta de goteo	0.955–3.495 0.375–1.375	0.1–0.9 4–35	5–91 2–36	0.25–3.20 0.07–0.84
Tubería de goteo con emisores interlineas	1.040–2.030 0.410–0.800	0.6–1.2 23–47	30–152 12–60	1.50–6.80 0.40–1.80
Mangueras duras con emisores a presión	0.32–3.8 0.125–1.5*	0.7–3.2 29–125	diseño especial	1.90–15.15 0.50–4.0*

\*Para los sistemas de mangueras duras, están disponibles mangueras de mayor diámetro y emisores micro rociadores con mayor tasa de flujo.

## 5.16. Evaluación Económica

### 5.16.1. Valor Actual Neto (VAN)

El valor neto actual representa la adición matemática de los flujos netos existentes en el estudio, en caso de ser positivo, es recomendable llevar a cabo el proyecto.

$$VAN = -I_{0+} + \sum_{t=1}^{t=n} BN / (1 + ti)^t \quad (12)$$

Donde:

$I_0$ : Inversión Inicial

$BN$ : Flujo de beneficios

$t$ : 1, 2, 3, ..., n (Periodo de Años)

$n$ : Horizonte del Proyecto

$td$ : Tasa de descuento

### 5.16.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de descuento que determina que el VAN = 0. Permite medir directamente la rentabilidad del proyecto. El TIR debe superar la tasa de interés. ( $TIR > td$ ), para que sea aprobado.

$$TIR = -I_{0+} + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{BN}{(1+r)^t} = 0 \quad (13)$$

Donde:

$r$ : Tasa de descuento

## **6. METODOLOGÍA**

### **6.1. Tipo de Investigación**

Línea de investigación: Energías Renovables

Sub línea de investiga: Energía Solar

Investigación: Aplicada

Proyecto de la investigación: Gabinete (no experimental)

Nivel de la investigación: Descriptiva

### **6.2. Variables de Estudio**

Variables Independientes:

- Radiación solar.
- Demanda del recurso hídrico.

Variables Dependientes:

- Sistema fotovoltaico autónomo para riego agrícola.

### 6.3. Operacionalización

Tabla 5. Variables dependientes e independientes

VARIABLES	DIMENSIÓN	INDICADORES	INDICE	MÉTODO DE RECOLECTACIÓN DE DATOS	HERRAMIENTA DE ACOPIO DE INFORMACIÓN	HERRAMIENTA DE MEDICIÓN
<b>VARIABLE INDEPENDIENTE</b>						
Radiación Solar	Potencia Solar	Radiación Solar	$\frac{w - h}{m^2}$	Análisis de datos	Hoja de acopio de datos	Plataformas virtuales
Demanda del recurso hídrico	Volumen de agua	Recurso hídrico	$m^3$	Análisis de documentos	Manual de investigación de documentos	Operaciones Matemáticas
	Caudal del agua	Caudal requerido	$\frac{m^3}{h}$	Análisis de documentos	Manual de investigación de documentos	Operaciones Matemáticas
<b>VARIABLE DEPENDIENTE</b>						
Sistema fotovoltaico autónomo para riego agrícola	Potencia del panel solar	Dimensionamiento FV	$W_p$	Nota, Evaluación de documentos.	Orientación para la observación y estudio de documentos	Operaciones Matemáticas
	Capacidad de la bomba	Dimensionamiento de la bomba	$H_p$	Nota, Evaluación de documentos.	Orientación para la observación y estudio de documentos	Operaciones Matemáticas
	Tiempo de funcionamiento	Automatización	min	Nota, Evaluación de documentos.	Orientación para la observación y estudio de documentos	Operaciones Matemáticas

## **6.4. Herramientas Metodológicas**

### **6.4.1. Método Aplicativo**

Acepta y acumula conocimientos fundamentales de ingeniería, al igual que materiales y dispositivos disponibles en relación a sistemas fotovoltaicos.

### **6.4.2. Métodos y Herramientas de Recolección de Datos**

#### **a. Métodos**

##### **Evaluación de Documentos**

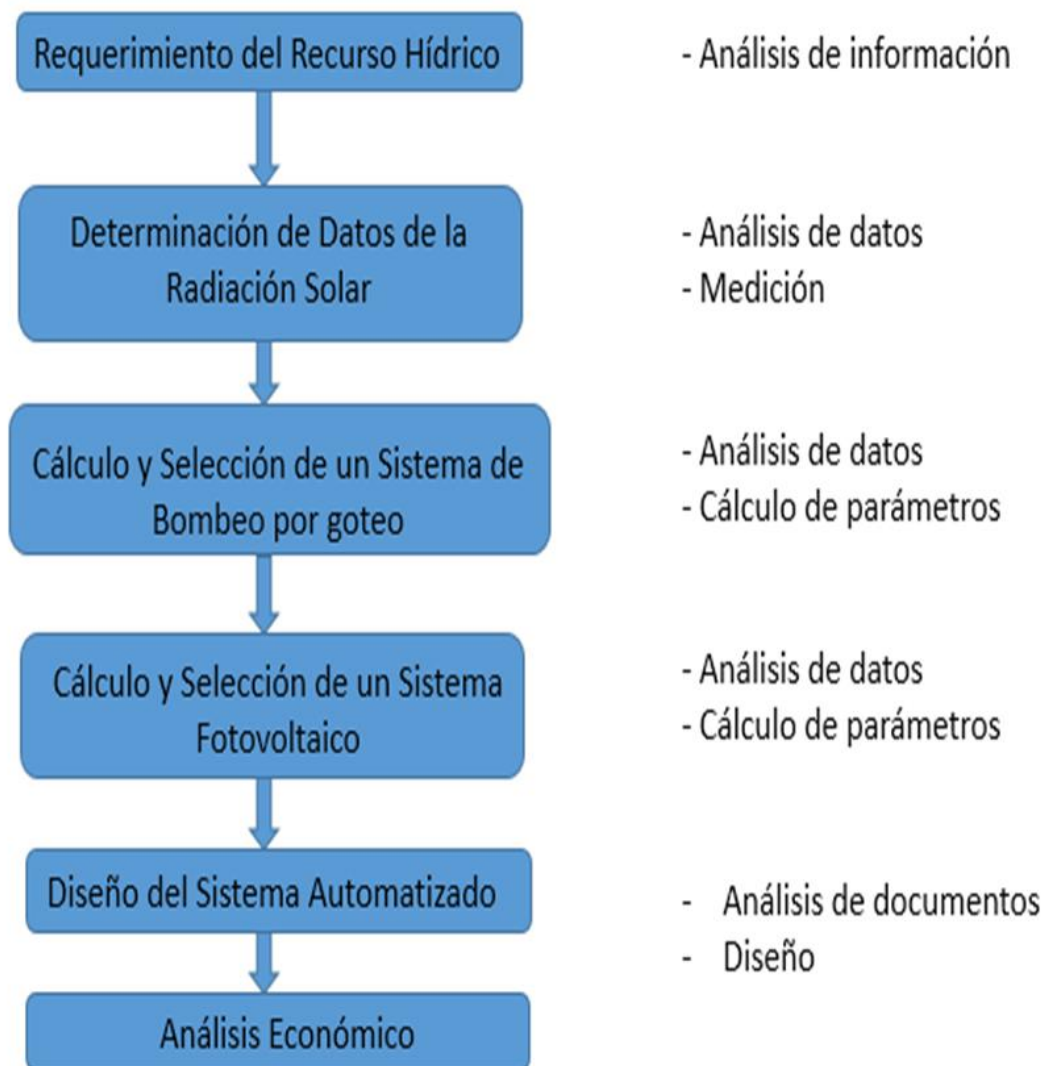
En esta situación, se contemplan basarse en catálogos, libros, tesis, revistas de investigación, informes, proyectos y más.

#### **b. Herramientas**

##### **Manual de análisis de documentos**

Este manual de documentos incluye una anotación de La procedencia y ubicación de la información bibliográfica y los recursos de recolección de información, además de los planos de ubicación y área del terreno en cuestión; contenido bibliográfico de diversas universidades, datos de catálogos, fichas técnicas y una revisión de las regulaciones legales proporcionadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) referentes a sistemas fotovoltaicos en Perú.

## 6.5. Diagrama de Flujo de Procesos



*Figura 14. Diagrama de Flujo*

## 6.6. Ubicación Geográfica

Esta investigación tiene aplicación en el centro poblado San Nicolás, perteneciente al distrito de Saña, provincia de Chiclayo, departamento de Lambayeque. Ubicado en Saña, 14710 (ubicación Google Maps).

### 6.6.1. Coordenadas Geográficas

Latitud: -6.923612

Longitud: -79.613861

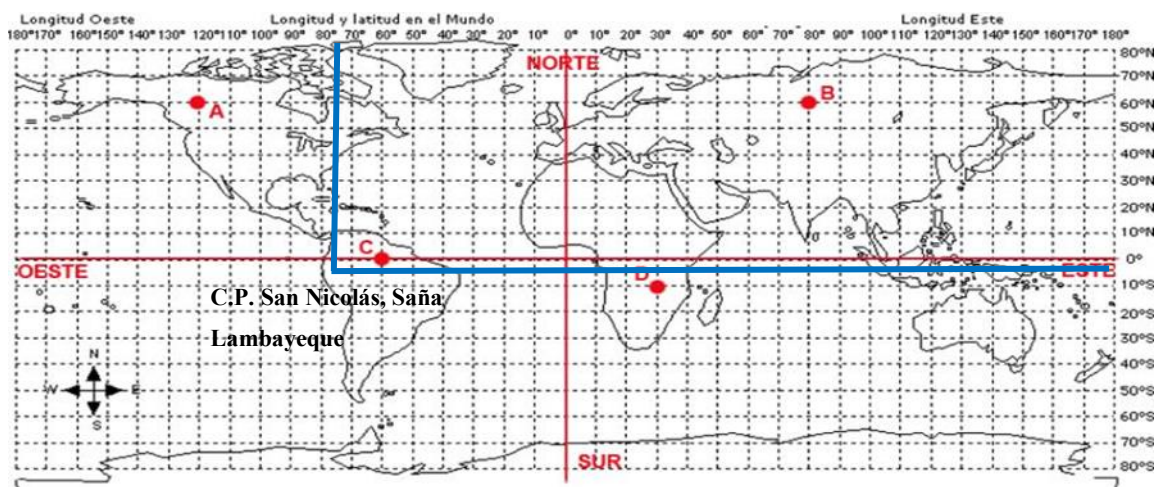


Figura 15. Coordenadas del terreno para proyecto

## 6.7. Caracterización de Recurso Solar Disponible

La data de radiación solar se obtendrá del aplicativo National Aeronautics and Space Administration (NASA) y del Atlas de Energía Solar del Perú, elaborado por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Para obtener los datos de radiación del aplicativo de la NASA, se tendrán que introducir Las coordenadas GPS del área del proyecto en decimales, donde obtendremos la radiación promedio en (kWh/m<sup>2</sup>/día) y se comparara con los datos obtenidos del Atlas Solar del Perú.

Tabla 6. Radiación promedio mensual en el terreno (kWh/m<sup>2</sup>/día)

Long: -6.923612 Lat: -79.613861	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media Anual
$G_{dm}(0^\circ)$	5,6	5,23	5,76	5,32	4,84	4,42	4,44	4,86	5,52	5,87	5,88	5,77	5,29
$G_{dm}(6^\circ)$	5,68	5,26	5,76	5,42	5,02	4,62	4,62	4,99	5,56	5,88	5,96	5,88	5,39
$G_{dm}(21^\circ)$	5,71	5,15	5,57	5,49	5,28	4,95	4,89	5,12	5,47	5,71	5,95	5,95	5,44
$G_{dm}(90^\circ)$	2,82	2,15	1,85	2,65	3,2	3,3	3,14	2,78	2,21	2	2,69	3,03	2,65

Para evaluar y caracterizar la radiación solar, se aconseja que los módulos fotovoltaicos posean una inclinación de 15° mínima. Según los información de la Tabla 3, se considerarán los ángulos de inclinación Gdm (6°) y Gdm (21°), con el fin de promover su auto higienización y prevenir que componentes tales como hojas y polvo, se adhieran al módulo. Si evaluamos la media anual de radiación para ambos ángulos de inclinación, descubrimos que la radiación media anual más perjudicial sucede en julio. La Figura 16 ilustra el rendimiento de la radiación solar a lo largo del año para diversas inclinaciones.

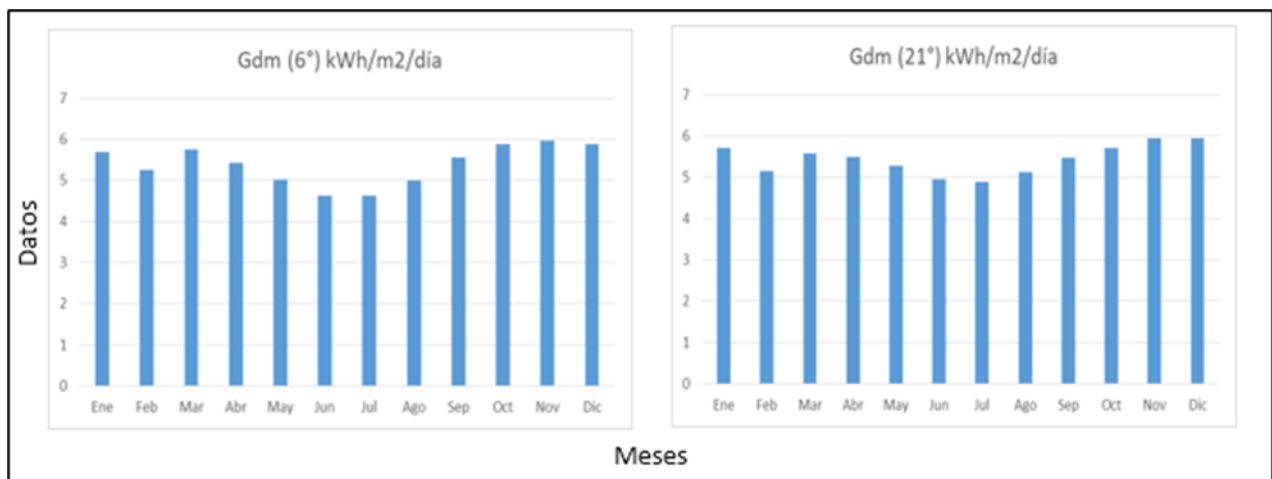


Figura 16. Respuesta de la radiación solar a diversas inclinaciones (kWh/m<sup>2</sup>/día)

## **6.8. Consumo Energético del Sistema de Bombeo**

### **6.8.1. Determinación de Altura Total Equivalente ( $H_{TE}$ )**

Una de las variables para determinar el consumo energético del sistema de bombeo es la altura total equivalente ( $H_{TE}$ ), la cual se calculará con la ecuación (9) anteriormente descrita en el marco teórico.

Para obtener los datos de esta variable se tendrá que obtener ciertos parámetros de la zona del proyecto y tomar los datos respectivos.

### **6.8.2. Determinación del Recurso Hídrico Necesario (G)**

Después de calcular la Altura total equivalente ( $H_{TE}$ ) se procederá a calcular el volumen de agua ( $m^3$ ) necesario para satisfacer las necesidades hídricas del cultivo, la cual se tomará como referencia la tabla 3, donde indica el requerimiento hídrico de la Yuca por etapa del ciclo fenológico. Esta tabla indica las necesidades hídricas en (litros/ $m^2$ /día), donde se tendrá que convertir a ( $m^3$ /hectárea/día).

### **6.8.3. Cálculo del Consumo Eléctrico de la Bomba (Wh/día)**

Posteriormente con la ecuación (10) se calculará la energía hidráulica del sistema de bombeo, tomando los valores de la altura total equivalente, la demanda hídrica, densidad del agua, valores que son indispensables para calcular la energía hidráulica.

Finalmente se calculará el consumo energético del sistema de bombeo con la ecuación número (11), tomando el valor de la energía hidráulica y dividiéndolo entre la eficiencia de la motobomba.

### **6.8.4. Cálculo del Consumo Eléctrico de la Bomba (Wh/día)**

Teniendo en cuenta la altura total equivalente se puede calcular el diámetro. Es posible estimar el diámetro a partir de gráficos o tablas que muestran las pérdidas de carga según el caudal, teniendo en cuenta el material del que está hecha [14].

## **6.9. Configuración del Sistema Solar Fotovoltaica**

### **6.9.1. Generador Fotovoltaico**

Para el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos se tendrá que calcular la potencia pico necesaria (Wp), para esto se tendrá que dividir la radiación media diaria entre el eficacia media diaria mensual del generador, multiplicar la energía eléctrica consumida.

Además, se tendrá que considerar que el panel tiene una potencia de salida inferior a la de pico, en condiciones reales, Dado que la radiación fluctúa durante las horas diurnas y hay pérdidas de rendimiento.

### **6.9.2. Regulador de Carga**

El número de paneles solares y la capacidad de almacenaje de las baterías son determinantes para elegir el regulador de carga. Pero el relé que interrumpe o permite el paso de corriente de los módulos a la batería deberá soportar la corriente del regulador, que se calcula multiplicando el número de paneles por la intensidad del módulo solar fotovoltaico [10].

### **6.9.3. Baterías**

Para evaluar la capacidad de las baterías (Ah) se debe obtener la intensidad de corriente de la motobomba (Ah/día), multiplicado por autonomía diaria y dividido entre la profundidad de liberación de presión, y para seleccionarlas dependerá del número, capacidad y conexión de las mismas.

### **6.9.4. Convertidor**

Para seleccionar el convertidor dependerá del voltaje y potencia de la motobomba, y del voltaje suministrado por las baterías.

### **6.9.5. Conductores Eléctricos**

Los Conductores deben ser capaz de resistir la corriente de arranque de la bomba, así también como las posibles fallas por cortocircuito que puedan darse, en intervalos de tiempo mínimo, en que los sistemas de protección las detecten. La selección del conductor se hace mediante el cálculo de la sección transversal que este debe tener y que cumpla con todas las características mencionadas antes [9].

## **7. DESARROLLO**

### **7.1. Análisis de Radiación y Situación Energética en Zona del Proyecto**

#### **7.1.1. Electrificación Rural en el Perú**

En la actualidad, la electrificación rural, en términos de infraestructura y suministro de servicios esenciales, es una de las responsabilidades a las que se enfrenta el gobierno en Perú. En el periodo comprendido entre 2006 y 2016, la electrificación rural logró porcentajes del 40% al 79%, siendo la distribución de recursos para esta iniciativa uno de los factores que impulsaron este progreso [15]. Pero aún sigue presentando problemas tales como:

- La zona rural se encuentra distante de la red de electricidad.
- La zona rural Está en un lugar perjudicial o peligroso para mover infraestructura.
- El análisis económico indica que el proyecto no es viable debido a las condiciones de la zona rural donde se desarrolla.

Por esta razón, se han evaluado varias opciones para la inclusión energética. El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), que es una herramienta esencial de planificación y administración, debe funcionar como recurso esencial para alcanzar las metas de la política de electrificación rural del país.

Las alternativas a considerar según lo planteado para la inclusión de electrificación y energía en las comunidades rurales del país, son:

- OSINERMINING establece el plan de transmisión cada 4 años en el cual las líneas de transmisión del país se seguirán financiando y mejorando según se requiera.
- Los nuevos proyectos en el área de transmisión aportaran oportunidades comerciales en los próximos años.
- Por motivos de responsabilidad social y apoyo del gobierno en fomentar el uso de fuentes de energía renovable, se instalarán paneles solares capaces de llevar energía eléctrica a un aproximado de 2,2 millones de peruanos que se encuentran aislados de la red eléctrica.

Se evidencia que el plan del gobierno del Perú que permite optimizar la calidad de vida de los individuos a través de la implementación de energías renovables se ejecutara eventualmente en los próximos años.

El presente proyecto busca abastecer de energía eléctrica a usuarios agrícolas que no tienen acceso a la red eléctrica, ya que se encuentran en zonas aisladas.

La construcción de una línea que los conecte con el suministro eléctrico se ve dificultada por la geografía de la zona siendo la medida más adecuada la instalación de los paneles fotovoltaicos.

### 7.1.2. Identificación del Sector Rural

Para este proyecto se identificó nuestro centro poblado (Sector San Nicolás), Para verificar si este núcleo de población dispone de abastecimiento de electricidad, se visitará la página web del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) o el sistema de información geográfica del Instituto Nacional de Estadística e Informática. En el caso del MINEM se realizará la búsqueda del centro poblado manualmente, lo que conlleva un poco más de trabajo y puede ser más tedioso, y en el cual también se puede apreciar el sistema Interconectado Nacional.

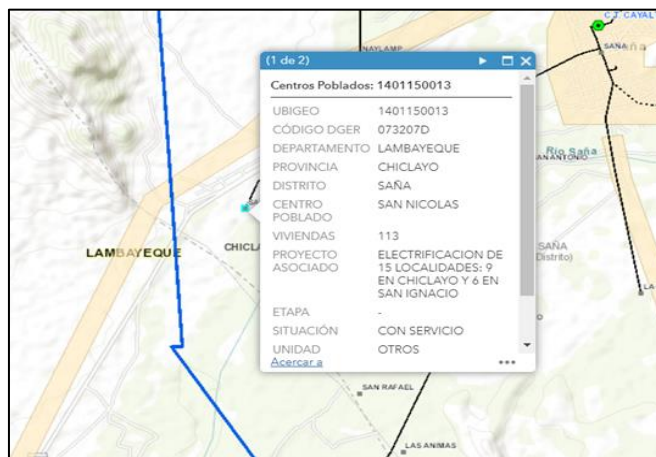


Figura 17. Datos del centro poblado San Nicolás obtenidos mediante MINEM

La información obtenida de la web del MINEM ofrece información respecto a la comunidad rural, se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7. Datos Obtenidos del Portal del MINEM para el CC.PP. San Nicolás

UBIGEO	1401150013
CODIGO DGER	073207D
DEPARTAMENTO	LAMBAYEQUE
PROVINCIA	CHICLAYO
DISTRITO	SAÑA
CENTRO POBLADO	SAN NICOLAS
VIVIENDAS	113
PROYECTO ASOCIADO	ELECTRIFICACION DE 15 LOCALIDADES: 9 EN CHICLAYO Y 6 EN SAN IGNACIO
ETAPA	-
SITUACIÓN	CON SERVICIO

Sin embargo, el portal web de la INEI ofrece un sistema de consultas sobre centros poblados, con el cual se podrá encontrar con mayor facilidad la zona de proyecto que se busca.

*Tabla 8. Datos Obtenidos del portal del INEI*

Descripción	Total
DEPARTAMENTO	LAMBAYEQUE
PROVINCIA	CHICLAYO
DISTRITO	SAÑA
CENTRO POBLADO	SAN NICOLAS
CATEGORIA	-
CODIGO DE UBIGEO Y CENTRO POBLADO	1401150013
LONGITUD	-79.6131533333
LATITUD	-6.93088006973
ALTITUD	57.6
POBLACION	300
VIVIENDA	180
AGUA POR RED PUBLICA	no
ENERGIA ELECTRICA EN LA VIVIENDA	si
DESAGUE POR RED PUBLICA	no
VIA DE MAYOR USO	carretera asfaltada
TRANSPORTE DE MAYOR USO	automóvil

La data presentada por INEI corresponde a datos estadísticos tomados en el año 2018 que serán referencia para el presente estudio.

### **7.1.3. Estudio de Radiación en el Centro Poblado San Nicolás**

Con los datos obtenidos anteriormente, se observa que en el centro poblado San Nicolás cuenta con los servicios básicos de energía eléctrica. No obstante, Se analizarán las condiciones meteorológicas para establecer si son ideales para el uso de la radiación solar; a través de tres portales distintos se obtuvo un estimación media de radiación en el área de estudio, aplicando coordenadas UTM.

- La fuente inicial es la “Data de la superficie meteorológica y energía solar de la NASA” o “NASA Surface Meteorology and Solar Energy” En el cual se ingresarán las coordenadas exactas del área rural.

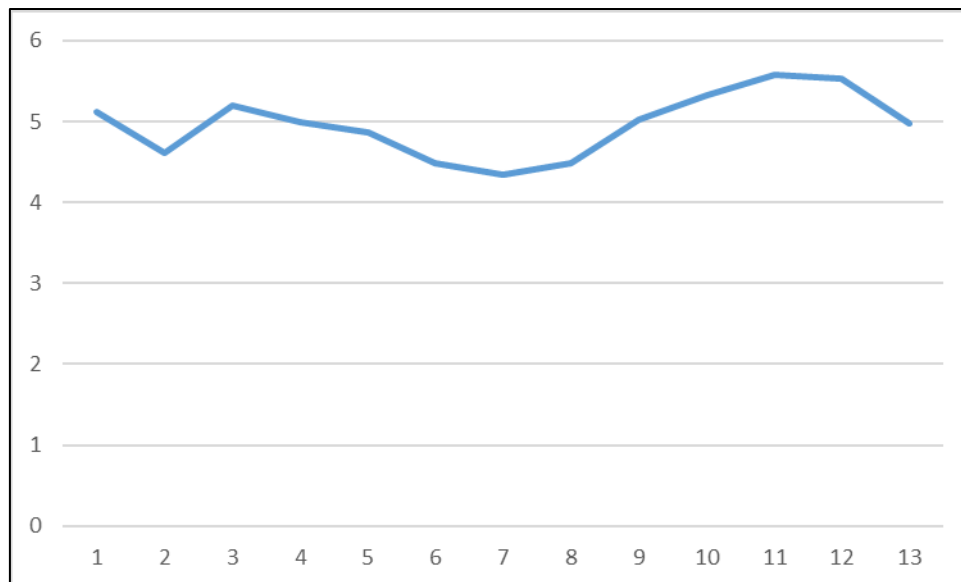
Figura 18. Parámetros a establecer en la plataforma NASA Surface Meteorology and Solar Energy

Al colocar los parámetros en el aplicativo y las coordenadas en la plataforma, Se puede apreciar una tabla que muestra la radiación media diaria de cada mes.

Tabla 9. Datos meteorológicos y de energía solar en el centro poblado San Nicolás

MES	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Daily solar radiation -	Temperatura de la superficie	Cantidad de Luz Diurna	Presión Atmosférica	Heating Degree Days	Cooling Degree Days
	%	m/s	kWh/m2/d	°C	%	kPa	°C - d	°C - d
Enero	74,48	3,78	5,12	24,29	57,50	96,19	0	415,99
Febrero	73,98	3,56	4,62	25,24	61,10	96,15	0	407,68
Marzo	73,35	3,58	5,2	25,14	54,10	96,14	0	451,12
Abril	73,98	4,05	5	23,86	49,90	96,17	0	406,76
Mayo	73,57	4,42	4,87	22,71	45,70	96,24	0	388,51
Junio	72,36	4,54	4,49	21,84	45,10	96,28	0	351,06
Julio	70,99	4,58	4,34	21,44	47,70	96,31	0	345,61
Agosto	70,11	4,58	4,49	21,57	47,40	96,32	0	341,77
Septiembre	70,93	4,56	5,03	21,69	48,80	96,32	0	327,95
Octubre	72,97	4,31	5,33	21,58	53,10	96,32	0	332,33
Noviembre	73,4	4,12	5,58	21,95	52,50	96,27	0	332,33
Diciembre	74,06	3,99	5,53	23,08	52,90	96,23	0	379,14
Anual	72,85	4,17	5,41	22,87	51,30	96,24	0	4480,28

Es evidente que la radiación media anual supera los 4 kW/día, lo que hace excelente el aprovechamiento energético solar. El valor promedio anual es de 5,41 kWh/m<sup>2</sup>/día. En la siguiente figura se puede percibir los grados de radiación solar a lo largo del período anual.



*Figura 19. Curva de comportamiento de la radiación solar*

Para tener una fuente de datos más fiable se optó por tomar la base de dos fuentes: “Global Solar Atlas” y “Solargis - iMaps”, ya que estos se basan en mediciones realizadas por la NASA y son proyecciones que se determinaron a partir de monitoreos.

#### **a. Global Solar Atlas**

Esta plataforma web ofrece una interfaz, que facilita la identificación del recurso solar en una zona específica. Por lo cual, se procederá a ubicar la zona de proyecto y se detalla el valor de 5,641 kWh/m<sup>2</sup>/día; El cual se acerca a los obtenidos con la plataforma anterior.

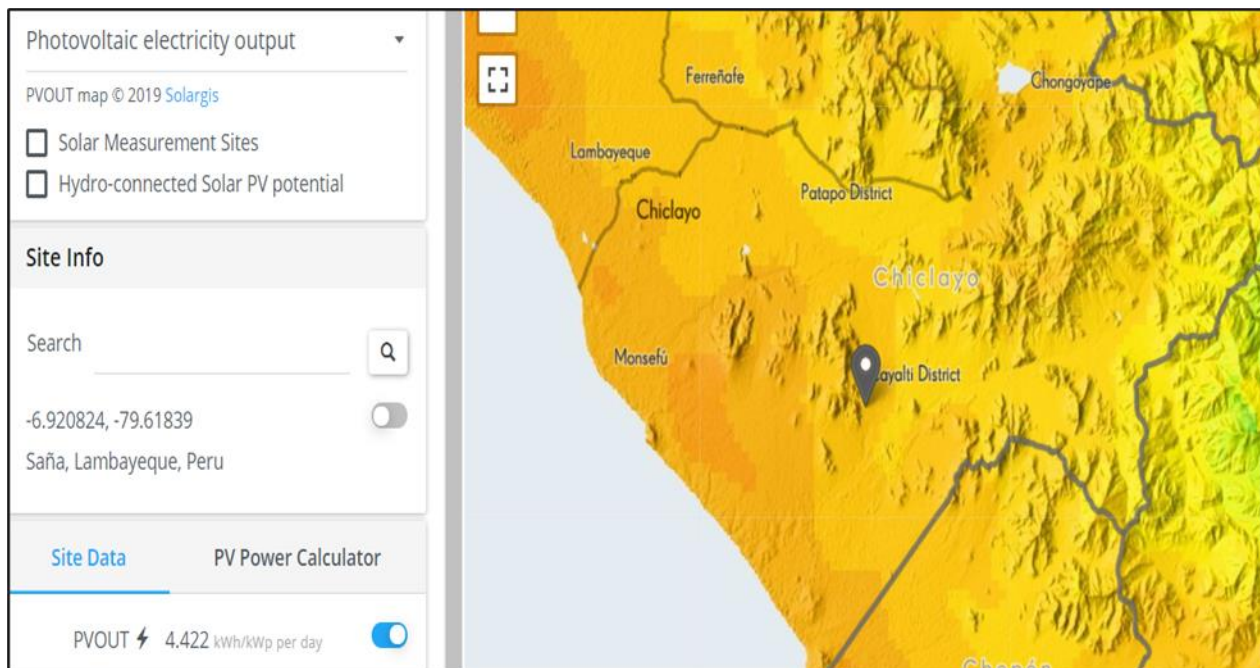


Figura 20. Datos obtenidos en la plataforma Global Solar Atlas

## b. Solargis – iMaps

Esta plataforma web está vinculada con el Global Solar Atlas, y proporciona un enfoque similar a la anteriormente mencionada, ya que se utilizan las coordenadas de la zona que requieras obtener información.

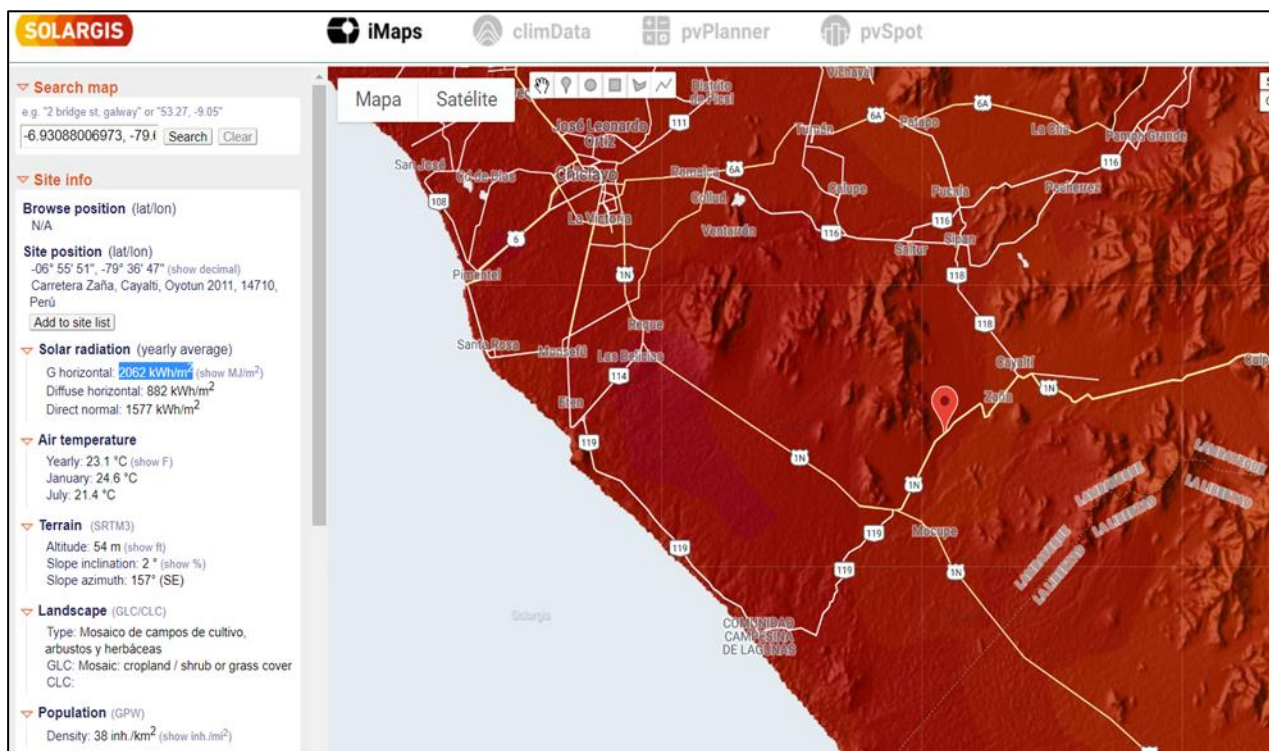


Figura 21. Datos obtenidos en la plataforma Solargis – iMaps

En esta interfaz se obtiene un valor de radiación de 2062 kWh/m<sup>2</sup> anual, por lo cual lo convertimos el valor a kWh/m<sup>2</sup>/día:

$$P = 2062 \frac{kWh}{m^2 \cdot \text{año}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} = 5.649 \frac{kWh}{m^2 \cdot \text{día}}$$

Dado que la información recabada de diversas plataformas presenta similitud en el parámetro de radiación, se optará por seleccionar y utilizar 5.5 kWh/m<sup>2</sup>/día.

## 7.2. Estimación y Caracterización de la Demanda Eléctrica del Sistema de Riego Agrícola

### 7.2.1. Cálculo de la Demanda del Recurso Hídrico

A fin de la obtención diaria del caudal a bombearse, se debe determinar el consumo hídrico del producto a sembrar, en este caso yuca (Tabla 3), tanto en puntos altos como bajos de consumo. Así determinamos los periodos de riego.

$$Etc = ETo \times Kc \quad (14)$$

En la ecuación (14) se tiene que la Evapotranspiración del cultivo de interés (*Etc*)(mm/día), es igual al producto de la Evapotranspiración del cultivo de referencia (*ETo*); eligiendo el más alto para conseguir la necesidad máxima y así optar por el sistema hídrico (Tabla 3); y el coeficiente de cultivo de la yuca (*Kc*).

El *Kc* es una constante que varía de acuerdo al crecimiento del cultivo de la yuca, por ello se determinara en sus diferentes etapas de crecimiento.

Tabla 10. Evapotranspiración del cultivo

Etapas	Días	ETo (mm/día)	Kc	Etc (mm/día)
Fase I o Brotación	30	5	0.3	1.5
Fase II o Crecimiento Vegetativo	120	5	0.5	2.5
Fase III o Acumulación de Carbohidratos	90	5	0.8	4
Fase IV o Recolección	30	5	0.3	1.5

$$RR = (Etc \div Er) * 100 \quad (15)$$

Se expresa el Requerimiento de riego (mm/día) (*RR*) igual a la evapotranspiración del cultivo de interés, dividido entre la eficiencia de riego comprendida entre el 85% al 95% (*Er*)

Tabla 11. Rendimiento de Riego

Etapas	Etc (mm/día)	Er (%)	100%	RR (mm/día)
Fase I o Brotación	1.5	90	100	1.67
Fase II o Crecimiento Vegetativo	2.5	90	100	2.78
Fase III o Acumulación de Carbohidratos	4	90	100	4.44
Fase IV o Recolección	1.5	90	100	1.67

Con el dato de rendimiento de riego (RR), conseguimos el volumen de agua por planta (G).

$$G = (RR \div f) * Sp * SI \quad (16)$$

Obtenido el rendimiento de riego se obtiene que el Volumen de agua por planta (L/planta/día) (G); de la multiplicación del espaciamiento entre plantas (Sp) (en este caso será de 1.50 m) con el espaciamiento entre laterales de riego (SI) (en este caso será de 2.0 m entre lateral) y la división de el rendimiento de riego y la frecuencia de riego (f), la cual en sistemas de riego por goteo el valor usualmente es 1.

Tabla 12. Volumen de Agua por Planta

Etapas	RR (mm/día)	f	Sp (m)	SI (m)	G (L/Planta/Día)
Fase I o Brotación	1.67	1	1.50	2.0	5
Fase II o Crecimiento Vegetativo	2.78	1	1.50	2.0	8.33
Fase III o Acumulación de Carbohidratos	4.44	1	1.50	2.0	13.33
Fase IV o Recolección	1.67	1	1.50	2.0	5

$$Ta = \frac{G}{Np * qa} \quad (17)$$

Una vez hallado el valor de el volumen de agua por planta en cada etapa, se procede a encontrar el Tiempo de aplicación de agua (Ta) en horas, de la división de el volumen de agua por planta entre el producto de los Puntos de emisión por planta (Np) y el flujo nominal del goteo de riego lateral (qa), suponemos que contamos con una cinta T-TAPE y el gotero presenta una descarga de 1.5 L/h.

Encontramos los puntos de emisión por planta:

$$Np = \frac{Sp}{Se} \quad (18)$$

Teniendo en cuenta que los puntos de emisión por agua son la división de Espaciamientos entre las plantas 1.50 m ( $Sp$ ) y el Espaciamiento entre gotero 1.50 m ( $Se$ ); Considerando estos valores iguales tenemos que los puntos de emisión por planta es uno.

*Tabla 13. Periodo de Aplicación*

Etapas	G (L/Planta/Día)	Np	qa (L/h)	Ta
Fase I o Brotación	5	1	1.5	3.33
Fase II o Crecimiento Vegetativo	8.33	1	1.5	5.56
Fase III o Acumulación de Carbohidratos	13.33	1	1.5	8.89
Fase IV o Recolección	5	1	1.5	3.33

*Tabla 14. Puntos de emisión por planta*

Sp	Se	Np
1.50	1.50	1

El tiempo de aplicación será:

*Tabla 15. Tiempo de aplicación (horas)*

Tiempo de aplicación (Ta)		
Fase I o Brotación	3.33	3 horas, 30 minutos
Fase II o Crecimiento Vegetativo	5.56	6 horas
Fase III o Acumulación de Carbohidratos	8.89	9 hora, 20 minutos
Fase IV o Recolección	3.33	3 horas, 30 minutos

Si:

- Una hectárea tiene 10000 m<sup>2</sup>
- Distanciamiento entre surcos es 2.00 m.
- Distanciamiento entre plantas es 1.50 m.
- Número de zanjas = 85 m de ancho entre 2.00 m = 43 surcos
- Número de plantas = 135 m de largo entre 1.50 m = 90 plantas por cama
- Total, plantas aprox. por hectárea = 43 surcos x 90 plantas por cama = 3870

Número de plantas/hectárea = 3870 plantas

$Q_{\text{total 2 hectáreas}} = (1.5 \text{ L/h} \times (3870 \text{ plantas} \times 2 \text{ hectáreas})) \text{ L/h}$

$Q_{\text{total 2 hectáreas}} = 11610 \text{ L/h} \approx 0.003225 \text{ m}^3/\text{s}$

### 7.2.2. Estimación de Altura Manométrica

Después de haber determinado los requisitos fundamentales de agua y potencia, se determinará la altura manométrica para la elección de la bomba; esta se determinará utilizando la ecuación de Hazen - Williams.

$$H = 10.674 \left[ \frac{Q^{1.852}}{C^{1.852} \times D^{4.871}} \right] \times L \quad (19)$$

En dicha ecuación se tienen las siguientes variables:

$H$ : Altura manométrica (m).

$Q$ : Caudal ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

$C$ : Constante, para tubos de PVC (Policloruro de Vinilo) es de 150.

$D$ : Diámetro de la tubería (m).

Para los codos y otros complementos, se emplearán longitudes de diámetros equivalentes para facilitar la determinación.

#### a. Perdidas en succión

*Tabla 16. Accesorios y equipos a utilizar*

Equipo	Cantidad	Longitud Equivalente
Tubo 2"	7 m	7
Codo 2" - 90°	1 unidad	1.58
Válvula Check	1 unidad	5.25

$$L = 7 + 1.58 + 5.25 = 13.83 \text{ m}$$

Tabla 17. H de succión

Caudal (Q)	0.012485
Constante C	150
Diámetro (D)	0.0545
H (succión)	5.87

Para la salida de las bombas se toma los siguientes datos:

Tabla 18. Accesorios y Materiales para salida de las bombas

Equipo	Cantidad	Longitud Equivalente
Tubo 4"	8 m	8
Tubo 2"	8 m	8
Codos 4" - 90°	2 und	6.14
Codos 2"	2 und	3.15
Tee de 4"	1 und	2.05

4"	16.19
2"	11.15

Tubo de 4":

Tabla 19. Altura manométrica a la salida de la bomba con tubería de 4"

Caudal (Q)	0.02497
Constante C	150
Diámetro (D)	0.1084
H	0.87

Tubo de 2":

Tabla 20. Altura manométrica a la salida de la bomba con tubería de 2"

Caudal (Q)	0.012485
Constante C	150
Diámetro (D)	0.0545
H	4.73

Para la dimensión de la bomba donde se toman los puntos más distantes y en donde se produce mayor pérdida.

Tabla 21. Accesorios y Materiales donde se produce mayor perdida

Equipo	Cantidad	Longitud Equivalente
Tubo 4"	450 m	450
Tubo 3"	300 m	300
T Tee 4"	2 und	4.09
Válvulas 3"	2 und	7.02
T Tee 3"	2 und	3.12

4"	454.09
3"	310.14

Tubo de 4":

Tabla 22. Altura manométrica en puntos alejados tubería de 4"

Caudal (Q)	0.02497
Constante C	150
Diámetro (D)	0.1084
H	24.42

Tubo de 3":

Tabla 23. Altura manométrica en puntos alejados tubería de 3"

Caudal (Q)	0.012485
Constante C	150
Diámetro (D)	0.1084
H	4.62

Cinta de 22 mm:

Tabla 24. Altura manométrica en cinta de 22 mm

Caudal (Q)	0.0000695
Constante C	150
Diámetro (D)	0.022
H	21.18

Presión para los dosificadores: 20.4 m.c.a.

Hidrociclón (filtro): 2 m.c.a.

Donde:

$$TDH = H_E + H_F \quad (20)$$

$$H_F = 5.87 + 0.87 + 4.73 + 24.42 + 4.62 + 21.18 = 61.69$$

$$TDH = 4 + 61.69 = 65.69 \text{ m.c.a.}$$

Basándonos en los requerimientos y parámetros esenciales, optaremos por una bomba que garantice las especificaciones de caudal y altura manométrica, para prevenir la cavitación con el NPSH apropiado. Por lo tanto, se ha utilizado el catálogo WDM WATER SYSTEM como referencia.

Del cual se seleccionará 2 bombas trifásicas el modelo 2015HCE-10. Las cuales van a ser conectadas en paralelo para lograr los requerimientos necesarios. Además de funcionar en simultaneo para abastecer la cantidad de terreno de cultivo. Dicha bomba tiene una capacidad de 10 HP, una corriente de 31.7 A conectados a una tensión de 220 V.

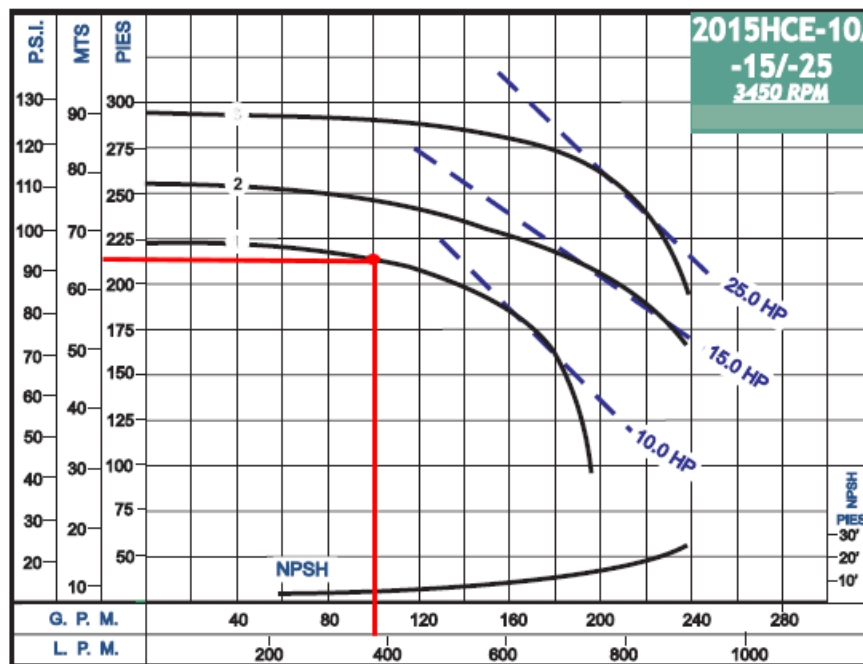


Figura 22. Curvas de Caudal de Bomba Seleccionada

### 7.3. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Autónomo

Como se vio en el análisis de radiación en la zona, con las 3 plataformas, valores semejantes con los cuales se puede determinar el tiempo en el que los paneles solares reciben energía y puedan activar las bombas de agua.

Tabla 25. Radiaciones Solares de acuerdo a la plataforma

Plataforma	Radiación Solar (kWh/m <sup>2</sup> /día)
NASA Surface Meteorology and Solar Energy	5.41
Global Solar Atlas	5.641
Solargis - iMaps	5.649

### 7.3.1. Máxima Demanda de la Potencia de la Bomba

$$P_b = 7.46 \text{ kW} \times 2 \text{ bombas} = 14.92 \text{ kW}$$

Horas de trabajo al día:  $H_d = 7 \text{ h}$

$$E_t = P_b \times H_d \quad (21)$$

$$E_t = 14.92 \text{ kW} \times 7 \text{ h}$$

$$E_t = 104.44 \text{ kWh}$$

Periodo de autonomía:

$$N = 10 \text{ días}$$

Descarga máxima admisible de la batería:

$$PD \text{ máx} = 0.8$$

$$R = (1 - K_b - K_c - K_v) \times \left(1 - \frac{K_a \times N}{Pd}\right) \quad (22)$$

Se tiene que la resta de la unidad menos el coeficiente de pérdidas en el acumulador ( $K_b$ ) (proporción de energía en relación a la acumulada en las baterías), el coeficiente de pérdidas en el inversor ( $K_c$ ) (valor de eficiencia del inversor), y el coeficiente de otras pérdidas ( $K_v$ ) (teniendo en cuenta otra pérdida no nombrada anteriormente); por la resta de la unidad menos la división de, el coeficiente de autodescarga ( $K_a$ ) (fracción de batería perdida por la autodescarga) por los días de autonomía, entre la profundidad de descarga máxima de la batería; se resulta obteniendo el parámetro de rendimiento global de la instalación fotovoltaica.

Datos:

$K_b = 0.05$ ;  $K_a = 0.005$  (generalmente)

$K_c$  = En inversores se trabaja con régimen óptimo de 0.05 y para condiciones no optimas con 0.1.

$K_v$  = Se encuentran perdidas en rendimiento de la instalación, efecto joule, etc. Toma valores de referencia entre 0.05 – 0.15.

Reemplazando los valores en la ecuación (22), tenemos:

$$R = (1 - 0.05 - 0.05 - 0.1) \times \left(1 - \frac{0.005 \times 10}{0.8}\right)$$

$$R = 0.75$$

$$E = \frac{E_T}{R} (Wh) \quad (23)$$

Donde la Energía total ( $E_T$ ) es igual a la división entre la Energía real ( $E$ ) y los indicadores de eficiencia global de la instalación fotovoltaica ( $R$ ) hallados anteriormente con la ecuación (22).

Reemplazando con los valores encontrados anteriormente:

$$E = \frac{104.44}{0.75}$$

$$E = 139.253 kWh$$

### 7.3.2. Selección de Panel Fotovoltaico

Para la correcta selección de nuestros módulos solares nos basamos en la siguiente ecuación:

$$N_t = \frac{E}{P_p \times H_{ps} \times P_g} \quad (24)$$

El Número Total de Paneles se representa en la ecuación (24) con la división de la Energía Real (Wh) ( $N_t$ ) entre el producto de la Potencia pico del módulo (W) ( $P_p$ ) por las Horas sol pico del mes crítico (h) ( $H_{ps}$ ) y por el Factor global de pérdida ( $P_g$ ).

Reemplazando en la ecuación (21):

$$N_t = \frac{139253 Wh}{260 W \times 10 h \times 0,9}$$

$$N_t = 59.51$$

$$N_t = 60 \text{ paneles}$$

Elección de módulo solar:

Potencia de módulo: 260 W policristalino.

Tipo: TWP260. (Área útil de ubicación de paneles solares: 16.26 m<sup>2</sup> cada panel)

### A. Paneles conectados en serie

$$N_s = \frac{V_{sistema}}{V_{panel}} \quad (25)$$

Se obtiene el Número de paneles en serie ( $N_s$ ) con la división de el Voltaje del sistema ( $V_{sistema}$ ) entre el Voltaje del panel ( $V_{panel}$ ), todo expresado en V. Reemplazando:

$$N_s = \frac{48}{31} = 1.55$$

$$N_s = 2 \text{ paneles}$$

### B. Paneles conectados en paralelo

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} \quad (26)$$

Se obtiene el Número de paneles en paralelo ( $N_p$ ), dividiendo el Número total de paneles ( $N_T$ ) entre el Número de paneles en serie ( $N_s$ ), obtenidos anteriormente. Donde:

$$N_p = \frac{60}{2}$$

$$N_p = 30 \text{ paneles}$$

### 7.3.3. Dimensionamiento del Sistema del Acumulador

$$N_{Bat \text{ serie}} = \frac{V_{sistema}}{V_{bateria}} \quad (27)$$

En la esta ecuación el Número de baterías en serie ( $N_{Bat \text{ serie}}$ ) viene a ser representado por la división del Voltaje del sistema (V) ( $V_{sistema}$ ) entre el Voltaje de la batería (V) ( $V_{bateria}$ ).

Reemplazando:

$$N_{Bat \text{ serie}} = \frac{48}{12}$$

$$N_{Bat \text{ serie}} = 4$$

$$C_n = \frac{E}{V_{sist.}} \times \frac{N}{Pd} \quad (28)$$

Donde la Capacidad de la batería en Ah ( $C_n$ ) es igual a la multiplicación de la división de la Energía Real (Wh) ( $E$ ) entre el Voltaje del sistema (V) ( $V_{sist.}$ ); por la división de los Días de autonomía ( $N$ ) y la Profundidad ( $Pd$ ).

Reemplazando:

$$C_n = \frac{139253}{48} \times \frac{4}{0.8}$$

$$C_n = 14505.52 \text{ Ah}$$

Se elegirán baterías del modelo 8 D – AMG de TROJAN, que tienen una capacidad de 254 Ah y un voltaje de operación de 12 V. Se colocarán 4 baterías en serie para cubrir los 48 V del sistema y 26 en paralelo, lo que suma un total de 30 baterías con suficiente capacidad de corriente para el correcto funcionamiento del sistema. Además, la ventilación puede ser considerada para evitar el almacenamiento de gases (hidrogeno).

#### 7.3.4. Elección del Controlador de Carga

$$I_{m\acute{a}x} = I_{CC} \times N_p \quad (29)$$

La intensidad de corriente máxima ( $I_{m\acute{a}x}$ ) para la selección de controlador de carga, se viene representando mediante el producto de la Intensidad de cortocircuito del módulo ( $I_{CC}$ ) en amperios (A) por el Número de paneles en paralelo ( $N_p$ ).

Reemplazando:

$$I_{m\acute{a}x} = 8.95 \times 30$$

$$I_{m\acute{a}x} = 268.5 \text{ A}$$

Obteniendo el valor de intensidad máxima, podemos seleccionar el regulador de carga acorde a esta, en este caso se seleccionará 3 reguladores de la marca: MPPT 150/100, los cuales se situarán paralelamente para satisfacer lo necesario en el sistema.

### **7.3.5. Selección del Convertidor**

La elección del convertidor considerará la potencia de inicio de la bomba de agua. Por esta razón, se eligieron 3 inversores trifásicos de 4 kW - 48 DC de la marca BESTSUN, que se conectarán en paralelo para satisfacer las necesidades del sistema.

### **7.3.6. Inclinación de Módulos Solares**

Definir la pendiente de los paneles fotovoltaicos viene siendo un factor de vital importancia ya que, si no se tiene el panel en el ángulo correcto, este no aprovechara toda la energía solar en forma de radiación que le llega.

La inclinación teniendo en cuenta la latitud del Centro Poblado San Nicolás, puede estimarse en la tabla 4, donde se obtienen valores anuales de cuáles son los ángulos que se podrían adecuar a recibir correctamente o con mayor eficacia la radiación solar, los cuales son de 6° y 21°.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que la elevación mínima de ángulo debe de ser de 7°.

### **7.3.7. Especificación de Conductores Eléctricos**

- a. Panel - Controlador: El conductor debe resistir una corriente que supere la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), y considerando que 11 paneles se encuentran en paralelo, su intensidad es de 98,45 A. Por consiguiente, se elegirá un conductor de 35 mm<sup>2</sup> en LSOH. (Ver anexo 6)
- b. Controlador - Batería: El conductor necesita resistir un paso mínimo de 98,45 A, dado que este es el voltaje que rodeará el panel solar y que será regulado por el regulador. Así, elige un conductor de 25 mm<sup>2</sup> en LSOH. (Ver anexo 6)
- c. Batería - Inversor: El conductor debe resistir la demanda del inversor para abastecer las bombas con un consumo de 63,4 amperios, razón por la cual se selecciona un conductor de 16 mm<sup>2</sup> en LSOH. (Ver anexo 6)
- d. Inversor - Barra de cargas: La barra tiene que soportar la fuerte corriente de los motores, que es de 31,7 A, por lo que se selecciona un conductor de 6 mm<sup>2</sup> en LSOH para ello. (Ver anexo 6)
- e. Barra de carga - Motor: El conductor necesita resistir el paso de 31,7 amperios, razón por la cual se elige un conductor de 6 mm<sup>2</sup> en LSOH. (Ver anexo 6).

- **Estimación de Caída de Tensión**

El 3% representa la reducción mínima de la tensión permitida, razón por la cual se utilizó la fórmula siguiente para determinar el porcentaje relevante:

$$\Delta V(\%) = \frac{0.03 \times I \times L \times \cos \phi}{S \times V} \times 100 \quad (30)$$

El Cálculo de la caída de tensión viene siendo la multiplicación de la intensidad de corriente (A) ( $I$ ) de la Longitud de la instalación (m) ( $L$ ) y el Factor de potencia ( $\cos \phi$ ), divididos entre la Sección de conductor (mm<sup>2</sup>) ( $S$ ) y la Tensión de línea (V) ( $V$ ); Y para hallar la máxima caída de tensión permitida, a todo esto, se le multiplicará un factor porcentual permitido de máxima caída de tensión que en este caso es 3%.

Tabla 26. Caída de Tensión del sistema fotovoltaico

Caída de tensión					
Ubicación	Cable (mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)	Amperaje (A)	Voltaje (V)	$\Delta V$ (%)
Panel - Controlador	35	18	98.45	48	2.8
Controlador - Batería	25	7	98.45	48	1.5
Batería - Inversor	16	5	63.5	48	1.1
Inversor - Motor	6	12	31.7	220	0.8

Factor de potencia	0.85
--------------------	------

### 7.3.8. Cálculo de Distancias en los Módulos Solares

Como se puede observar en la figura 8, se tiene como distancias mínimas entre módulos lo siguiente:

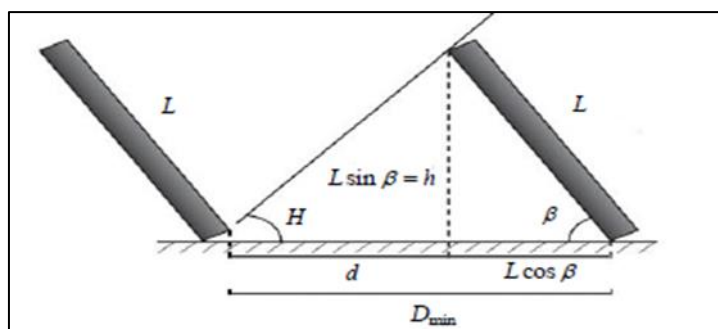


Figura 23. Distancias Mínimas

$$h = L \cdot \text{Sen}(\beta) \quad (31)$$

Para calcular la Altura proyectada sobre la vertical de un módulo (m) ( $h$ ), se tomará en cuenta la Figura 23, donde se multiplica la Longitud del módulo ( $L$ ) en metros y el Ángulo de inclinación ( $\beta$ ) de dicho modulo. Reemplazando:

$$h = 1.640 \times \text{Sen}(10^\circ)$$

$$h = 0.285 \text{ m}$$

Posteriormente se procederá a calcular la variable  $d$  que representa la separación mínima entre el extremo más alto de la fila y el más bajo de la siguiente (m), en la cual está dada por la división entre la Altura proyectada, anteriormente calculada, y la tangente de la diferencia de  $61^\circ$  y  $H$  (que puede estar entre  $6^\circ$  y  $21^\circ$ ), siendo esta constante un valor asignado para recibir con mayor eficacia la radiación solar en la zona del proyecto; en este caso se la asignará el valor de  $7^\circ$ .

$$d = \frac{h}{\text{Tg}(61^\circ - H)} \quad (32)$$

$$d = \frac{0.285}{\text{Tg}(61^\circ - 7^\circ)} = 0.21 \text{ m}$$

Por lo tanto, La mínima separación en la parte baja de las filas de módulos es:

$$D_{min} = d + L \cdot \text{Cos}(\beta) \quad (33)$$

$$D_{min} = 0.21 + 1.640 \times \text{Cos}(10^\circ)$$

$$D_{min} = 1.82 \text{ m}$$

## 7.4. Sistema de Control Automatizado

### 7.4.1. Sistema de Fuerza

Los arranques serán de gran utilidad ya que se evitará sobrecargas en los inversores al momento del arranque de los motores, por lo cual se determinó el procedimiento de inicio estrella-triángulo a través de contactores; cada motor cuenta con 10Hp de potencia y un pico de inicio alto al ponerlo en marcha.

Para determinar los contactores, debemos hallar la intensidad de corriente en el motor representada por ( $I_F$ ), que será calculada mediante la división de la corriente nominal ( $I_n$ ) y la  $\sqrt{3}$ . Para lo cual utilizamos la siguiente ecuación:

$$I_F = \frac{I_n}{\sqrt{3}} = \frac{31.7}{\sqrt{3}} = 18.3 A$$

En función del resultado de la ecuación, tenemos la posibilidad de seleccionar el tipo de contactor, que debe estar dentro del rango del resultado conseguido. Así pues, se tomaron en cuenta 6 contactores de 20 Amperios cada uno (Schneider Electric LC1D20M7C) y un guardamotor que se ajustó a la corriente nominal del motor.

Se realizó una simulación del proceso de arranque en el software CADe Simu. Anexo 10.

### 7.4.2. Funcionamiento del Sistema Automatizado

Considerando las necesidades de agua para el riego de la yuca, se ha desarrollado el sistema automatizado, lo que requiere un volumen de agua máximo. El riego se lleva a cabo diariamente en cinco turnos de 2 hectáreas por cada uno de los turnos. Estos turnos se realizan al mismo tiempo, es decir, uno después del otro durante el día.

Una vez activado el sistema automatizado, los horarios de riego serán regulados por temporizadores que proporcionarán a las electroválvulas los tiempos requeridos para que permitan el flujo de agua a cada parcela de yuca.

Con el fin de automatizar el sistema de riego, se requirió el uso de contactores Modelo LC1D09M7C, que poseen una capacidad inferior a la de los del sistema de fuerza, dado que las electroválvulas HUNTER consumen 0.5 Amperios. Además, se descartó la utilización de los temporizadores On Delay Modelo RE11RMMW de Schneider Electric, ya que poseen las características requeridas para las aplicaciones requeridas.

### 7.4.3. Detalle del Funcionamiento del Sistema Automatizado de Riego por Goteo

La técnica de irrigación se lleva a cabo por goteo, la zona de riego se segmenta en 06 parcelas que se organizan en tres secciones de 2 parcelas cada una. Se disponen de dos electrobombas clave, cuyo papel será abastecer el flujo y la presión necesarios para este tipo de sistema de riego. (Anexo 10).

La operación del sistema de goteo automatizado se realiza de la siguiente forma:

- Cuando la primera bomba logra el estado de conexión triángulo, el Star S1 activa automáticamente la segunda bomba. Igualmente, al llegar la segunda bomba a la conexión estrella, ella energiza el temporizador T3, el contactor K7 y las electroválvulas E1 y E2, lo que posibilita que el agua fluya en las dos primeras hectáreas.
- Una vez finalizado el conteo de T3, K8 y el temporizador T4 se energizan, y las electroválvulas E3 y E4 se activan, facilitando el paso del agua a las hectáreas tres y cuatro. Simultáneamente, E1 y E2 se desenergizan simultáneamente.
- Una vez finalizado el conteo de T4, K9 y el cronómetro T5 se activan, y las electroválvulas E5 y E6 se activan, lo que permite el paso del agua a las quinta y sexta hectáreas. Simultáneamente, desenergiza E3 y E4.
- Una vez finalizado el conteo de T7, se detienen las dos bombas y, simultáneamente, todo el circuito automatizado de goteo.

*Tabla 27. Factores del sistema automatizado*

NOMBRE	SIMBOLO	TIPO	FUNCIÓN
Inicio	S1	Pulsador NA	Prender el sistema
Paro	PG	Pulsador NC	Apagar el sistema
Electrobomba	K1, K2, ..., K6	Contactador	Conexión/Desconexión de electrobombas
	K7, K8, ..., K11	Contactador	Conexión/Desconexión las electroválvulas
Electroválvula	E1, E2, ..., E10	Bobina	Facilitar/impedir el flujo del agua
Temporizador	T3, T4, T7	Contador	Regular los periodos de riego

## 7.5. Evaluación Económica

Se determinará el periodo de recuperar de la inversión del proyecto y la rentabilidad, usando los métodos de VAN y TIR.

### 7.5.1. Presupuesto del Proyecto

Tabla 28. Presupuestos del Sistema de Riego

SISTEMA DE RIEGO				
Producto	Cantidad	Costo unitario S/.	Costo Total S/.	
Tapón simple pagable	23	S/ 6.00	S/	138.00
TEE	10	S/ 19.00	S/	190.00
Reducciones	10	S/ 6.50	S/	65.00
UPR	11	S/ 8.00	S/	88.00
Llaves esféricas	8	S/ 85.00	S/	680.00
Codos	3	S/ 28.00	S/	84.00
Abrazaderas	3	S/ 15.00	S/	45.00
Teflones ginebra	5	S/ 18.00	S/	90.00
Conectores iniciales	800	S/ 0.50	S/	400.00
Conectores de manguera simple	800	S/ 0.50	S/	400.00
Manguera ciega	700	S/ 0.40	S/	280.00
llaves	2	S/ 19.00	S/	38.00
Tubos	300	S/ 7.50	S/	2,250.00
Manómetro	12	S/ 30.00	S/	360.00
Filtros	4	S/ 400.00	S/	1,600.00
Check	3	S/ 60.00	S/	180.00
Codos	3	S/ 18.50	S/	55.50
Reducción	3	S/ 8.00	S/	24.00
Unión universal	4	S/ 20.00	S/	80.00
Rollo cinta gotero 2700 metros	17	S/ 480.00	S/	8,160.00
Costo de mano de obra y transporte	1	S/ 7,000.00	S/	7,000.00
<b>TOTAL</b>			<b>S/</b>	<b>22,207.50</b>

Tabla 29. Presupuesto del Sistema Fotovoltaico

SISTEMA FOTOVOLTAICO				
Producto	Cantidad	Costo unitario S/.	Costo Total S/.	
Gabinete metálico AM2 Marca ABB	2	S/ 200.00	S/	400.00
Contactores LC1D20M7C Marca SCHNEIDER ELECTRIC	6	S/ 120.00	S/	720.00
Contactores LC1D09M7C Marca SCHNEIDER ELECTRIC	5	S/ 80.00	S/	400.00
Temporizadores RE11RMMW Marca SCHNEIDER ELECTRIC	5	S/ 140.00	S/	700.00
Temporizadores analógicos Marca SCHNEIDER ELECTRIC	2	S/ 30.00	S/	60.00
Interruptor Termomagnético de 10Amperios Marca BTICINO	1	S/ 30.00	S/	30.00
Guardamotores Marca SCHNEIDER ELECTRIC	2	S/ 120.00	S/	240.00
Relé Térmico	2	S/ 80.00	S/	160.00
Rollos de Conductor LSOH de 4 mm2	10	S/ 110.00	S/	1,100.00
Pulsadores Normalmente abiertos	1	S/ 10.00	S/	10.00
Pulsador Normalmente cerrado	1	S/ 10.00	S/	10.00
Electroválvulas	10	S/ 350.00	S/	3,500.00
Tubo de 1 1/2 pulgada	160	S/ 10.00	S/	1,600.00
<b>TOTAL</b>			<b>S/</b>	<b>8,930.00</b>

Tabla 30. Presupuesto del Sistema

SISTEMA				
Producto	Cantidad	Costo unitario S/.	Costo Total S/.	
Paneles 260 watts	60	S/ 900.00	S/	54,000.00
Estructuras de paneles solar	60	S/ 140.00	S/	8,400.00
Inversor trifásico Bestsun 4000 watts	3	S/ 1,900.00	S/	5,700.00
Regulador de carga solar Victron Energy de 100 A	3	S/ 2,100.00	S/	6,300.00
Bomba trifásica WDM 2015HCE-10 de 10HP	2	S/ 4,800.00	S/	9,600.00
Batería TROJAN 8D-AGM de 12 v	30	S/ 800.00	S/	24,000.00
Fusible PVS - 100 A	21	S/ 150.00	S/	3,150.00
Conductor LSOH de 4 mm2	4	S/ 140.00	S/	560.00
Conductor LSOH de 6 mm2	2	S/ 180.00	S/	360.00
Conductor LSOH 25 mm2	1	S/ 501.00	S/	501.00
Conductor LSOH 35 mm2	10	S/ 624.00	S/	6,240.00
Conductor LSOH 16 mm2	2	S/ 380.00	S/	760.00
Puesta a tierra	2	S/ 750.00	S/	1,500.00
Tubo PVC de 1 pulgada	200	S/ 7.30	S/	1,460.00
Montaje electromecánico	1	S/ 8,000.00	S/	8,000.00
Transporte	1	S/ 2,000.00	S/	2,000.00
Ferretería	1	S/ 1,000.00	S/	1,000.00
<b>TOTAL</b>			<b>S/</b>	<b>133,531.00</b>



## 8. CONCLUSIONES

- Se obtuvo como nivel de radiación en la región del proyecto, en los diferentes softwares (Global Solar Atlas, Data de la superficie meteorológica y energía solar de la NASA y Solargis – iMaps), un valor de 5.5 kWh/m<sup>2</sup>/día, como promedio de los 3 software. Lo cual permite determinar los valores de los ángulos de inclinación necesarios para máximo aprovechamiento del recurso solar y la correcta selección de los módulos fotovoltaicos.
- A fin de cumplir con las especificaciones de diseño, se determinó que, para el tipo de riego en las 06 hectáreas de cultivo, se necesitan 2 bombas centrifugas trifásicas de 10 Hp cada una cuya marca y modelo se mencionó anteriormente.
- Los equipos que componen el sistema fotovoltaico autónomo, son 60 paneles solares marca TIANWEI modelo TWP260; 3 reguladores solares VICTRON ENERGY de 100A, 30 Baterías TROJAN modelo 8D-AGM y 3 Inversores BESTSUN de 4kW.
- El sistema automatizado es muy importante ya que efectúa con los parámetros de tiempo establecidos, permitiendo el funcionamiento del sistema de manera segura y confiable; y su operación es fácil y sencilla que otro tipo de sistemas de automatización. Así como el mantenimiento de todo el sistema fotovoltaico resulta siendo esencial ya que prologa el ciclo de vida de los equipos y reduce costos.
- Según la evaluación financiera, es factible la inversión que se debe llevar a cabo en el arranque del sistema fotovoltaico. Ya que a un plazo de 12 años los beneficios netos recuperarán la inversión inicial. Donde el VAN es positivo con un valor de S/ 7,833.91 y un TIR del 13% que es mayor a la tasa de descuento inicial.

## 9. RECOMENDACIONES

- Se sugiere obtener datos de radiación de la zona de trabajo de distintas fuentes para obtener así valores lo más cercanos a la realidad.
- Se recomienda en el sistema automatizado implementar nuevas tecnologías de riego, para ser del proyecto un trabajo más eficiente y beneficioso a futuro para el desarrollo agrícola.
- El modelo de sistema fotovoltaico diseñado para el riego agrícola, que suministra energía de manera autónoma a otras alternativas, resulta eficaz para la optimización del consumo energético en otras áreas agrícolas de la región. Esto posibilita su aplicación en zonas donde se presenten niveles comparables de radiación y potencia requeridas, beneficiando de ese modo a los usuarios y/o productores locales.

## NORMATIVA

- Resolución Ministerial R.M. N.º 037-2006-MEM/DM Código Nacional de Electricidad- utilización: sección 350, nos hace referencia a los sistemas solares fotovoltaicos.
- Decreto legislativo N°1058.Promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables. (28/06/2008).
- Decreto legislativo N.º 1002. Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.
- Resolución directoral N.º 003-2007-EM/DGE: Reglamento Técnico especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para la electrificación rural.
- Norma Técnica Peruana NTP 399.403 2007: Sistemas Fotovoltaicos hasta 2000 Wp. Reglamento técnico especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural.
- Decreto Ley N°. 17752-Ley General de Aguas y sus Reglamentos.
- Decreto Legislativo N° 653 -Ley de Promoción de las Inversiones en el Sector Agrario.
- Resolución Jefatura N° 093-2003 -INRENA, encargan la Dirección General de Riego o la instancia que haga sus veces a la Intendencia de Recursos Hídricos del INRENA.
- Decreto Supremo N° 057-2000-AG - Reglamento de Organización Administrativa del Agua.

## BIBLIOGRAFÍA

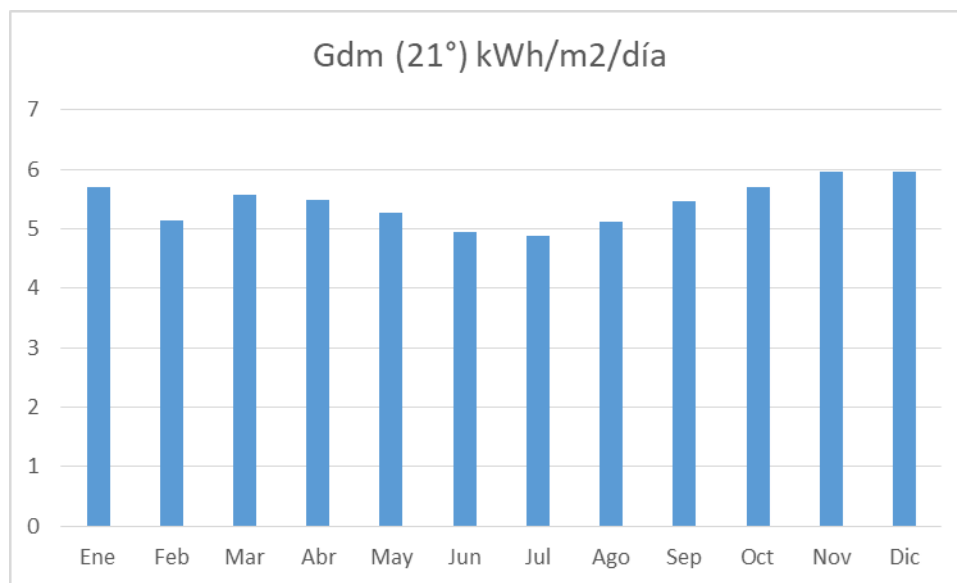
- [1] J. y. C. R. Mendez, *Energía solar fotovoltaica (7º Edición)*, Madrid, España, 2012.
- [2] M. y. B. M. Casa, *Electricidad y electronica. Instalaciones solares fotovoltaicas (1º edición)*, Barcelona, España, 2017.
- [3] Practical Action, «Bombeo de Agua Mediante Energia Solar Fotovoltaica,» Lima, 2018.
- [4] J. Alata, «Dimensionamiento de un Sistema de Bombeo con Paneles Solares – caso Unalm (tesis de grado),» Universidad Nacional De Ingeniería, Lima, Perú, 2015.
- [5] E. Alcor, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, Sevilla, España: Progensa, 2008.
- [6] J. & Q. M. Andrade, «Diseño y selección de un sistema eólico solar para la Generación de Energía Eléctrica que mejore el sistema de bombeo de agua con fines de riego en el Centro Poblado de Chinumani- Yunguyo,» Universidad Nacional Del Altiplano, Puno, Perú, 2016 (tesis pregrado).
- [7] A. y. O. A. Aranda, *Energías renovables. Integración de energías renovables en edificios (1º edición)*, Zaragoza, España, 2011.
- [8] R. & U. S. Berrú, «Diseño y construcción de un sistema de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica para el laboratorio de Energías Renovables del Decem (tesis de pregrado),» Escuela Politécnica Del Ejército, Sangolquí, Ecuador, 2009.
- [9] A. E. C. H. X. S. R. E. E. J. L. D. R. G. A. P. y. O. D. V. Cabrera, «Modelación dinámica de la demanda y oferta de una micro-red eléctrica,» pp. 147-162, 2014.
- [10] A. y. S. G. Castejon, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, España: Editex, Ed., 2012.
- [11] M. C. A. F. R. P. M. P. O. y. P. J. Castro, *Sistema de Bombeo Eólico y Fotovoltaico*, Sevilla. España: Progensa, 2011.
- [12] CENSOLAR, *Instalaciones de energía solar. Tomo II, Energetica solar*, Sevilla, España, 2013.
- [13] J. S. F. C. A. H. M. D. F. A. F. J. De Juana, *Energías Renovables para el desarrollo*, Madrid. España: Paraninfo, 2009.
- [14] Gestión, «Gestión,» Abril 2018. [En línea]. [Último acceso: Julio 2019].
- [15] E. Godoy, «Diseño de Sistema de Regadío en zona rural con Energía Solar Fotovoltaica (tesis de pregrado),» Universidad de la Santísima Concepción, Concepcion, Chile., 2016.

- [16] M. R. J. R. J. Ibáñez, Tecnología Solar, Madrid. España: Paraninfo, 2004.
- [17] J. Martín, Energía solar fotovoltaica y energía eólica, Madrid, España: AMV ed, 2014.
- [18] A. A. C. F.-M. O. A. C. M. D. P. E. y. B. H. Martínez, «Sistema de gestión de energía para microrredes basado en control predictivo,» de *Actas XXXVI Jornadas de Automática, 2 - 4 de septiembre de 2015.*, Bilbao, 2015.
- [19] O. C. M. y. A. C. Perpiñan, Diseño de sistemas fotovoltaicos, España, 2012.
- [20] M. Tobajas, Instalaciones solares fotovoltaicas (1º edición), Murcia, España, 2011.
- [21] S. K. O. U. UK, «Labri,» 2016. [En línea]. Available: [http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es10/Chapter\\_10\\_ES.pdf](http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es10/Chapter_10_ES.pdf). [Último acceso: 2019].
- [22] L. M. d. M. A. M. F. Z. R. y. F. M. Valer, *Desafíos actuales para la difusión de sistemas fotovoltaicos de bombeo de agua en el semiárido Brasileño*, Sao Paulo, Brazil, 2014.
- [23] K. G. K. H. Zghal Wissem\*, «Modelado y optimización técnica-económica de un sistema fotovoltaico autónomo,» 2011.

## ANEXOS

- Anexo 01 – Recurso Solar en Diferentes Ángulos y en los 12 Meses del Año.

Long: -6.923612 Lat: -79.613861	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media Anual
$G_{dm}(0^\circ)$	5.6	5.23	5.76	5.32	4.84	4.42	4.44	4.86	5.52	5.87	5.88	5.77	5.29
$G_{dm}(6^\circ)$	5.68	5.26	5.76	5.42	5.02	4.62	4.62	4.99	5.56	5.88	5.96	5.88	5.39
$G_{dm}(21^\circ)$	5.71	5.15	5.57	5.49	5.28	4.95	4.89	5.12	5.47	5.71	5.95	5.95	5.44
$G_{dm}(90^\circ)$	2.82	2.15	1.85	2.65	3.2	3.3	3.14	2.78	2.21	2	2.69	3.03	2.65
													4.693
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
	5.71	5.15	5.57	5.49	5.28	4.95	4.89	5.12	5.47	5.71	5.95	5.95	



- Anexo 02 – Datos Obtenidos de la Plataforma Virtual del MINEM.

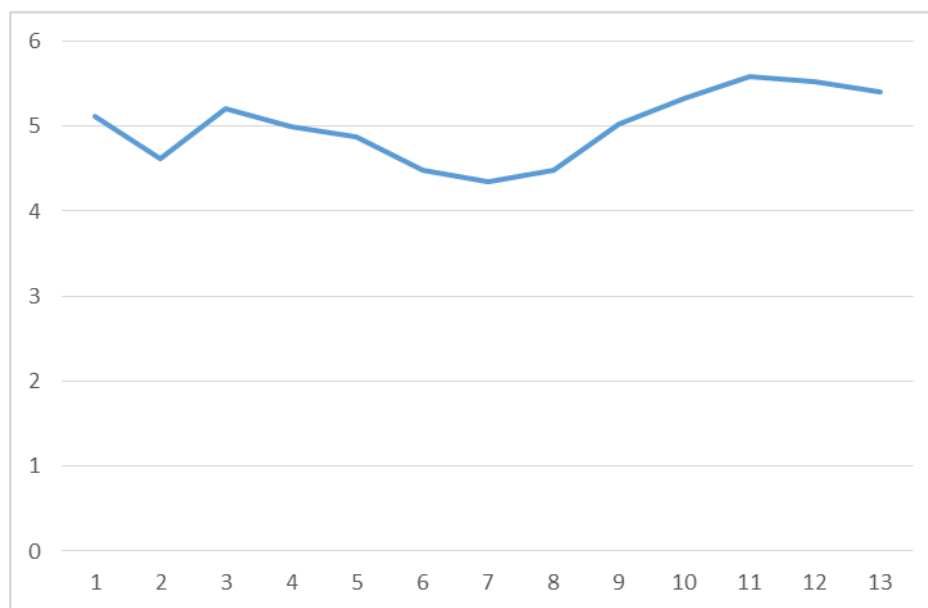
Datos MINEM	
UBIGEO	1401150013
CODIGO DGER	073207D
DEPARTAMENTO	LAMBAYEQUE
PROVINCIA	CHICLAYO
DISTRITO	SAÑA
CENTRO POBLADO	SAN NICOLAS
VIVIENDAS	113
PROYECTO ASOCIADO	ELECTRIFICACION DE 15 LOCALIDADES:
ETAPA	-
SITUACIÓN	CON SERVICIO

Descripción	Total
DEPARTAMENTO	LAMBAYEQUE
PROVINCIA	CHICLAYO
DISTRITO	SAÑA
CENTRO POBLADO	SAN NICOLAS
CATEGORIA	-
CODIGO DE UBIGEO Y CENTRO POBLADO	1401150013
LONGITUD	-79.6131533333
LATITUD	-6.93088006973
ALTITUD	57.6
POBLACION	300
VIVIENDA	180
AGUA POR RED PUBLICA	no
ENERGIA ELECTRICA EN LA VIVIENDA	si
DESAGUE POR RED PUBLICA	no
VIA DE MAYOR USO	carretera asfaltada
TRANSPORTE DE MAYOR USO	automovil

- Anexo 03 – Datos Mensuales Obtenidos del Aplicativo de la NASA.

MES	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Daily solar radiation -	Temperatura de la superficie	Cantidad de Luz Diurna	Presión Atmosférica	Heating Degree Days	Cooling Degree Days
	%	m/s	kWh/m2/d	°C	%	kPa	°C - d	°C - d
Enero	74.48	3.78	5.12	24.29	57.50	96.19	0	415.99
Febrero	73.98	3.56	4.62	25.24	61.10	96.15	0	407.68
Marzo	73.35	3.58	5.2	25.14	54.10	96.14	0	451.12
Abril	73.98	4.05	5	23.86	49.90	96.17	0	406.76
Mayo	73.57	4.42	4.87	22.71	45.70	96.24	0	388.51
Junio	72.36	4.54	4.49	21.84	45.10	96.28	0	351.06
Julio	70.99	4.58	4.34	21.44	47.70	96.31	0	345.61
Agosto	70.11	4.58	4.49	21.57	47.40	96.32	0	341.77
Septiembre	70.93	4.56	5.03	21.69	48.80	96.32	0	327.95
Octubre	72.97	4.31	5.33	21.58	53.10	96.32	0	332.33
Noviembre	73.4	4.12	5.58	21.95	52.50	96.27	0	332.33
Diciembre	74.06	3.99	5.53	23.08	52.90	96.23	0	379.14
Anual	72.85	4.17	5.41	22.87	51.30	96.24	0	4480.28

Gráfica de Radiación Solar en Todo el Año:





- Anexo 05 – Alturas Manométricas.
- Anexo 06 – Catálogo de Equipos y Accesorios.

Características Eléctricas del Módulo Solar

TWxxxP660(SCC=230-260)

Características eléctricas							
Potencia máxima (Pmax)	230	235	240	245	250	255	260
Potencia máxima Voltaje (Vmp)	29.5	30	30	30	30.5	30.5	31
Potencia máxima corriente (Imp)	7.8	7.83	8	8.17	8.2	8.36	8.39
Voltaje de circuito abierto (Voc)	36.6	37.2	37.2	37.5	37.7	37.8	38.2
Corriente corto circuito (Isc)	8.40	8.52	8.64	8.72	8.84	8.92	8.95
Eficiencia de las celdas encapsuladas (%)	18.0	18.3	18.8	18.9	17.3	17.8	18
Eficiencia el modulo (%)	14.1	14.44	14.75	15.1	15.4	15.67	16
Tolerancia de potencia (W)	0~5						
Máximas series sin protección (A)	15						
Máximo voltaje del sistema (TUV)	DC 1000V						
Temperatura de operación normal (°C)	45±3						

Características eléctricas testeadas a Estándar Test Conditions (STC) definido como: Radiación: 1000w/m2, espectro AM1.5 y temperatura a 25°C.

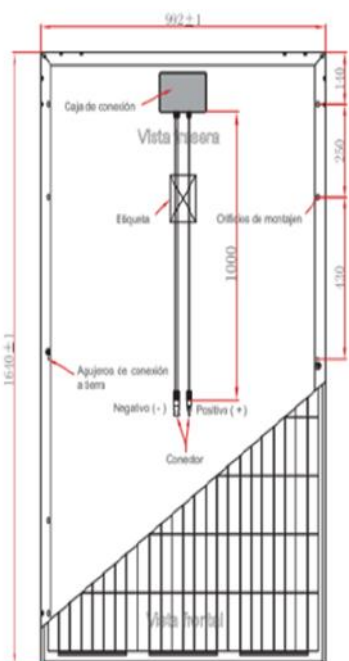
Especificaciones mecánicas

Dimensiones	1640*992*40mm
Peso	19.5kg
Max. Carga estática, frente (nieve y viento)	5400Pa
Max. Carga estática, espalda (viento)	2400Pa
Max. Impacto de granizo (diámetro/velocidad)	25mm / 23m/s

Materiales de construcción

Cubierta (material, tipo, espesor)	Alta transmisión, bajo nivel de hierro, vidrio templado 3.2mm
Celda (Cantidad, material, tipo, dimensiones)	60 piezas (6*10) / Polycristalino/156mm x 156mm
Marco (material/color/anodización, color)	aleación de aluminio anodizado/ plata/claro
Caja de conexión (grado de protección)	IP67
Cable (largo/sección transversal de área)	1000mm (800,900,1100mm) / 4mm <sup>2</sup>

Dimensiones



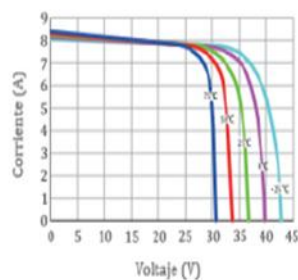
Características de temperatura

Coficiente de temperatura de Isc (TK Isc)	0.02%/°C
Coficiente de temperatura de Voc (TK Voc)	-0.32%/°C
Coficiente de temperatura de Pmax (TK Pmax)	-0.43%/°C
Temperatura de operación (°C)	-40°C to +85°C
Temperatura de almacenamiento (°C)	-20°C to +40°C

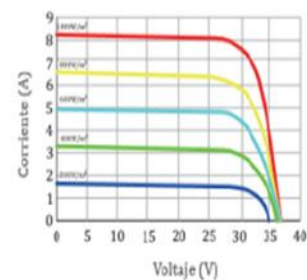
Embalaje

Modulos/palle	26 piezas
Pallets/container	28 pallets
Modulos/container	728 piezas

Variación de temperatura



Variación de radiación





### Montaje para suelo rústico

#### Componentes

Guía K2-Solid LS

#### Garantía

12 años

#### Materia

Aluminio 6063 T66

**Medidas disponibles:** Según necesidad

**Peso:** 2,95 Kg/m

#### Pórtico

#### Garantía

12 años

#### Materia

Aluminio 6063 T66

**Medidas disponibles:** Según necesidad

**Peso:** Según modelo

Tornillo de cimentación [opcional]

#### Garantía

12 años

#### Materia

Acero galvanizado

**Medidas disponibles:** Aprox. 1500mm

**Peso:** Según modelo



### K2 Systems

Creada en 2004, K2 Systems, con sede en la ciudad alemana de Leonberg, es una de las compañías líderes en la producción de sistemas de montaje en aluminio para instalaciones fotovoltaicas. Desde su constitución, el fabricante cuenta con un crecimiento continuo por lo que ha abierto tres oficinas, una en Italia y dos en Francia.

Las estructuras K2 Systems están fabricadas en aleación de aluminio 6063 T66 AlMgSi 05 F22. Esta combinación ha demostrado ser especialmente resistente al agua del mar y también en ambientes salubres, por lo que, además, está recomendada para instalaciones en lugares costeros.

Este sistema incorpora un estudio personalizado y a medida del cliente, que incluye análisis de la zona de carga de viento y nieve, con ángulos de inclinación a petición del cliente dependiendo de sus necesidades. Tiene una garantía de 12 años y está disponible de inmediato. A pesar de que más del 90% del sistema está fabricado en aluminio 6063 (excepto tornillería y piezas de agarre que están fabricadas en acero inoxidable), el precio del sistema encaja perfectamente en el mercado español.

## Especificaciones del Acumulador

### PRODUCT SPECIFICATIONS

BCI GROUP SIZE	TYPE	CAPACITY <sup>A</sup> Minutias @25 Amps	CRANKING PERFORMANCE		CAPACITY <sup>B</sup> Amp-Hours (AH)					ENERGY (kWh)	TERMINAL Type <sup>C</sup>	DIMENSIONS <sup>E</sup> Inches (mm)			WEIGHT lbs. (kg)
			C.C.A. <sup>D</sup> @0°F	C.A. <sup>1</sup> @32°F	5-Hr Rate	10-Hr Rate	20-Hr Rate	100-Hr Rate	100-Hr Rate			Length	Width	Height <sup>F</sup>	
<b>12 VOLT DUAL PURPOSE AGM BATTERY</b>															
8D	8D-AGM	160	1450	1850	179	210	230	254	308	6	20.47 (520)	10.64 (270)	9.68 (247)	361 (73)	

- A.** The number of minutes a battery can deliver when discharged at a constant rate at 80°F (27°C) and maintain a voltage above 1.75V/cell. Capacities are based on peak performance.
- B.** The amount of amp-hours (AH) a battery can deliver when discharged at a constant rate at 80°F (27°C) for the 20-Hour rate and 60°F (16°C) for the 5-Hour rate and maintain a voltage above 1.75V/cell. Capacities are based on peak performance.
- C.** Dimensions are based on nominal size. Dimensions may vary depending on type of handle or terminal. Batteries to be mounted with 5 inches (127 mm) spacing minimum.
- D.** C.C.A. (Cold Cranking Amps) - the discharge load in amperes which a newly charged battery can maintain for 30 seconds at 0°F at a voltage above 1.2 V/cell.
- E.** C.A. (Cranking Amps) - the discharge load in amperes which a newly charged battery can maintain for 30 seconds at 32°F at a voltage above 1.2 V/cell. This is sometimes referred to as marine cranking amps @ 32°F or M.C.A. @ 32°F.
- F.** Dimensions taken from bottom of the battery to the highest point on the battery. Heights may vary depending on type of terminal.
- G.** Terminal images are representative only. Trojan's battery testing procedures adhere to both BCI and IEC test standards.

### CHARGING INSTRUCTIONS

CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)				
System Voltage	12V	24V	36V	48V
Dolly Charge	14.1 - 14.7	28.2 - 29.4	42.3 - 44.1	56.4 - 58.8
Float	13.5	27	40.5	54

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

### TERMINAL CONFIGURATIONS

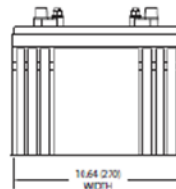
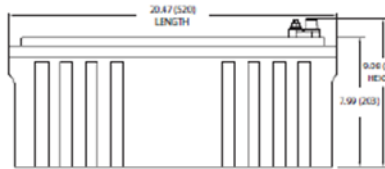
6	DT	Automotive Post & Stud Terminal
	Terminal Height Inches (mm)	.70 (20)
	Torque Values in-lb (Nm)	Stud: 95 - 105 (11 - 12) AP: 50 - 70 (6 - 8)
	Bolt Size	5/16"

### CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

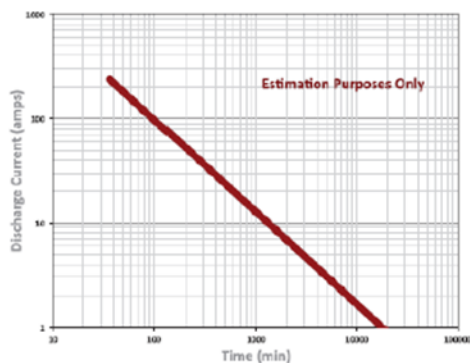
.028 VPC for every 10°F (5.55°C) above or below 77°F (25°C)
add .028 VPC for every 10°F (5.55°C) below 77°F and subtract .028 VPC for every 10°C above 77°F

### OPERATIONAL DATA

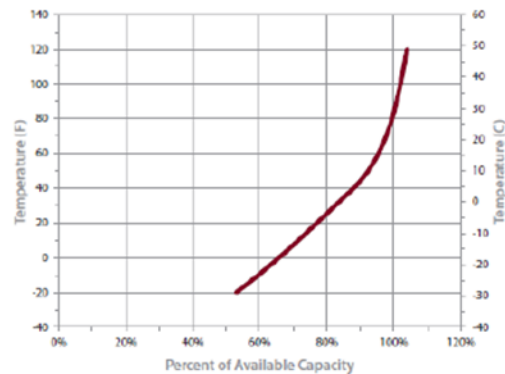
Operating Temperature	Self Discharge
-4°F to 131°F (-20°C to +55°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	Less than 3% per month depending on storage temperature conditions.



### TROJAN 8D-AGM PERFORMANCE



### PERCENT CAPACITY VS. TEMPERATURE



## Características del Controlador Solar

## Vervolg specificaties

BlueSolar-laadcontroller	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Accuspanning	12/24/48V Auto Select (36 V: handmatig)	
Maximale accustroom	85 A	100A
Maximale PV-stroom, 12V 1a,b)	1200 W	1450W
Maximale PV-stroom, 24V 1a,b)	2400 W	2900W
Maximale PV-stroom, 36V 1a,b)	3600W	4350W
Maximale PV-stroom, 48V 1a,b)	4900W	5800W
Maximale PV-nullastspanning	150V	
Piekefficiëntie	96%	
Eigen verbruik	Minder dan 35mA @ 12V / 20mA @ 48V	
Laadspanning 'absorptielading'	Standzaardinstelling: 14,4V / 28,8V / 43,2V / 57,6V (regelbaar)	
Laadspanning 'egalisatie'	Fabrieksinstelling: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (regelbaar)	
Laadspanning 'druppellading'	Standzaardinstelling: 13,8V / 27,6V / 41,4V / 55,2V (regelbaar)	
Laadalgoritme	meertraps adaptief (acht voorgeprogrammeerde algoritmes)	
Temperatuurcompensatie	-16mV/°C / -32mV/°C / -48mV/°C / -64mV/°C	
Beveiliging	Omgekeerde polariteit accu (zekering, niet toegankelijk voor gebruiker) Kortsluiting uitgang / Overtemperatuur	
Bedrijfstemperatuur	-30 tot +60°C (volledig nominaal vermogen tot 40°C)	
Vocht	95%, niet condenserend	
Maximale hoogte	2000m	
Omgevingsomstandigheden	Binnen, natuurlijk	
Verontreinigingsgraad	PD3	
Datacommunicatiepoort en aanluit op afstand	VE.Direct Zie het witboek over datacommunicatie op onze website	
Parallele werking	Ja, maar niet gesynchroniseerd	
<b>BEHUIZING</b>		
Kleur	Blauw (RAL 5012)	
PV-aansluitingen (2)	35mm <sup>2</sup> / AWG2 (Ti-modellen), of dubbele MC4-stekkers (MC4-modellen)	
Accu-aansluitingen	35mm <sup>2</sup> / AWG2	
Beschermingsklasse	IP43 (elektronische componenten) IP 22 (aansluitingsgebied)	
Gewicht	4,5 kg	
Afmelingen (h x b x d)	Ti-modellen: 216 x 295 x 103 mm MC4-modellen: 240 x 295 x 103 mm	

## Inversor de Corriente Según Corriente de la Carga

Solar Power System		Technical Parameters				
MODEL	BPS-1000M	BPS-2000M	BPS-3000M	BPS-4000M	BPS-5000M	
Default Battery System Voltage		24VDC			48VDC	
INVERTER OUTPUT	Rated Power	1000VA/ 800W	2000VA/ 1600W	3000VA/ 2400W	4000VA/ 3200W	5000VA/ 4000W
	Surge Power	2000VA	4000VA	6000VA	8000VA	10000VA
	Waveform	Pure sine wave				
	AC Voltage Regulation (Batt Mode)	230VAC±5%				
	Inverter Efficiency (Peak)	90%	93%			
	Transfer Time	10ms(For Personal Computers) 20ms(For Home Appliances)				
AC INPUT	Voltage	230VAC				
	Selectable Voltage Range	170~280VAC(For Personal Computers) 90~280VAC(For Home Appliances)				
	Frequency Range	50Hz/60Hz (Auto sensing)				
BATTERY	Nominal voltage	24VDC			48VDC	
	Floating Charge Voltage	27VDC			54VDC	
	Overcharge Protection	31VDC			60VDC	
SOLAR CHARGER & AC CHARGER	Maximum PV Array Open Circuit Voltage	75VDC			145VDC	
	PV Array MPPT Voltage Range	30~66VDC			60~115VDC	
	Standby Power Consumption	2W				
	Rated Power	600W			3000W	
	Maximum Solar Charge Current	30A			60A	
	Maximum Efficiency	98%				
	Maximum AC Charge Current	10A or 20A	20A or 30A		60A	
MECHANICAL SPECIFICATIONS	Dimension,W*H*D(mm)	272*372*131			295*528*141	
	Net Weight(kg)	7.4	7.6	8	12.5	13.5
OTHER	Humidity	5% to 95% Relativ Humidity (Non-condensing)				
	Operating Temperature	0°C -55 °C				
	Storage Temperature	-15 °C -60 °C				

## Tabla de conductores eléctricos

**SINTOX****LSOH 80°C H07Z1-R 450/750 V**

Durante muchos años, el PVC (POLICLORURO DE VINILO) fue el compuesto predilecto para usarse como aislamiento y chaqueta en los conductores eléctricos debido a: versatilidad (puede transformarse en rígido o flexible), resistencia a la mayoría de los agentes químicos, ignífugo (auto extingible), precio y por ser totalmente reciclable.

Sin embargo, debido a su alto contenido de cloro (elemento halógeno) produce una gran cantidad de ácido clorhídrico (HCl) cuando se encuentra en contacto con el fuego, es decir, se liberan partículas de hollín, gases tóxicos, corrosivos y humos densos que son altamente perjudiciales para la salud.

**Características:** Cable monopolar con conductor de cobre suave aislado con poliolefina termoplástica de características LSOH (Low Smoke - Zero Halogen).

**Conductor:** Conductor de cobre suave, Cableado clase 2 según lineamientos de la norma IEC 60228.

**Aislamiento:** Poliolefina Termoplástica libre de halógenos, retardante a la llama con baja emisión de humos tóxicos y corrosivos.

**Tensión de Operación:** 450/750 V.

**Temperatura de Operación:** 80°C.

**Aplicación:** Cable de construcción para instalaciones en edificaciones, interior de locales y tableros de control, ideales para lugares con alta concentración de personas y poca ventilación, en los cuales en caso de un incendio es indispensable que no se presenten emisiones de gases halógenos, tóxicos y corrosivos.

Aptos para instalación en tubería conduit, canaletas cerradas e instalaciones subterráneas.

**Calibres:** 1.5 mm<sup>2</sup> - 300 mm<sup>2</sup>.

**Norma de Fabricación y pruebas:**

•NTP 370.252: Cables aislados con compuesto termoplástico y termoestable para tensiones hasta e inclusive 450/750 V.

•NTP 370.266-3-31: Cables eléctricos de baja tensión. Cables con propiedades especiales ante el fuego.

- NTP - IEC 60332 - 1 - 2 No propaga la llama
- NTP - IEC 60332 - 3 - 24 "Cat C" No propaga el incendio
- IEC 61034 - 2 No genera humos densos
- IEC 60754 - 1 No produce gases ácidos
- IEC 60754 - 2 No produce gases corrosivos

**SINTOX LSOH 80°C 450/750 V**

CALIBRE CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	DIÁMETRO EXTERIOR (mm)	PESO (kg/km)	AMPACIDAD (A)	
			DUCTO	AIRE
1.5	3,05	22	14	18
2.5	3,62	33	24	30
4	4,14	49	31	35
6	4,69	69	39	50
10	6,01	115	50	71
16	7,03	174	68	99
25	8,70	273	88	132
35	9,80	369	110	165
50	11,52	496	138	204
70	13,25	698	165	253
95	15,49	965	198	303
120	17,03	1196	231	352
150	18,97	1478	264	413
185	21,20	1850	303	473
240	24,07	2417	352	528
300	26,86	3023	391	633

**Nota:** Los cálculos de capacidad de corriente (A) se realizaron teniendo en cuenta las siguientes características de instalación:

- Temperatura del conductor: 80°C.
- Temperatura ambiente: 30°C.
- Hasta 3 conductores transportando corriente por ducto.

**Colores:** ● ● ● ● ● ●

CENTELSA SINTOX H07Z1-R Cu 80°C 450/750 V PE

- Anexo 08 – Variables del Sistema Automatizado.

NOMBRE	SIMBOLO	TIPO	FUNCIÓN
Inicio	S1	Pulsador NA	Energizar el sistema
Paro	PG	Pulsador NC	Desenergiza el sistema
Electrobomba	K1, K2, ..., K6	Contactador	Encendido/Apagado de electrobombas
	K7, K8, ..., K11	Contactador	Energizar/Desenergizar las electroválvulas
Electroválvula	E1, E2, ..., E10	Bobina	Permitir/Bloquear el paso del agua
Temporizador	T3, T4, T7	Contador	Controlar tiempos de riego

- Anexo 10 – Sistemas de fuerza y automatización del sistema de riego:

