

**UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES  
DE CHIAPAS**

**INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN E  
INNOVACIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES**

# **TESIS PROFESIONAL**

**DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y CARACTERIZACIÓN  
DE UN PROTOTIPO DE ENFRIAMIENTO Y  
LIMPIEZA AUTOMATIZADO PARA MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS.**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**INGENIERO EN ENERGÍAS  
RENOVABLES**

PRESENTA:

**GERARDO LÓPEZ MANCILLA**

DIRECTOR:

**M. EN C. LUIS ALBERTO HERNÁNDEZ  
DOMÍNGUEZ**



Tuxtla Gutiérrez, Chiapas

Febrero, 2020



TUXTLA GUTIÉRREZ CHIAPAS  
 28 DE FEBRERO DEL 2020

C. GERARDO LÓPEZ MANCILLA

Pasante del Programa Educativo de: INGENIERÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

Realizado el análisis y revisión correspondiente a su trabajo recepcional denominado:

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE UN PROTOTIPO DE ENFRIAMIENTO Y LIMPIEZA AUTOMATIZADO PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En la modalidad de: TESIS PROFESIONAL

Nos permitimos hacer de su conocimiento que esta Comisión Revisora considera que dicho documento reúne los requisitos y méritos necesarios para que proceda a la impresión correspondiente, y de esta manera se encuentre en condiciones de proceder con el trámite que le permita sustentar su Examen Profesional

Atentamente

Revisores

Firmas

Mtro. MARCO ANTONIO ZUÑIGA REYES

Ing. DOMINGO LUISBI GARCÍA VELÁZQUEZ

M. en C. LUIS ALBERTO HERNÁNDEZ DOMÍNGUEZ

*(Handwritten signatures of the three reviewers)*

Ccp. Expediente

Revisión 1



## **Agradecimiento.**

Para el desarrollo y culminación de este trabajo, han contribuido muchas personas, tanto directa, como indirectamente.

En primer lugar, quiero agradecer al M. en C. Luis Alberto Hernández Domínguez, director de mi tesis y maestro en mi carrera. Especialmente agradezco al M. en C. Luis Alberto Hernández Domínguez, por su paciencia, enseñanza. De igual manera agradezco a mis sinodales, el Mtro. Marco Antonio Zúñiga Reyes y el Ing. Domingo Luisbi García Velázquez, que me proporcionaron su tiempo y dedicación para poder concluir este trabajo.

Agradezco infinitamente a mis padres, Robert y Guadalupe, quienes, a pesar de los obstáculos que se presentaron en este camino, siempre estuvieron presentes. Valoro cada enseñanza y consejo que me han dado durante todo este tiempo, reflejándose en este logro.

Personas importantes para mí, como mi hermana Citlali y mi novia Carhely, les agradezco su compañía y apoyo durante esta etapa, así como, a mis abuelitas Rosario e Hilda, quienes desde pequeño me han brindado su amor y cariño.

Gracias a mi segunda familia, que son todos mis amigos que he tenido en mi vida. Especialmente a mi amiga de la secundaria Karen, por ayudarme en mis tareas y darme su amistad.

## Resumen

La energía solar fotovoltaica es una de las energías más populares dentro de la rama de las energías renovables, ya que, puede ser aplicada en cualquier sitio donde llegue a incidir radiación solar. Los dispositivos que permiten aprovechar la energía solar fotovoltaica son los módulos fotovoltaicos. Uno de los principales problemas que posee esta tecnología renovable, es su baja eficiencia energética fuera de las condiciones de laboratorio en las que son evaluados. De los numerosos factores que hacen disminuir la eficiencia energética de los módulos fotovoltaicos fuera de laboratorios, se encuentra, el incremento de la temperatura del módulo fotovoltaico, que puede llegar a alcanzar hasta el triple de la temperatura usada en condiciones ideales de laboratorio.

El trabajo se enfoca en la creación de un sistema electrónico que limpia y disminuye la temperatura operativa de un módulo fotovoltaico mediante la técnica de enfriamiento de agua. El sistema aparte de limpiar y disminuir las temperaturas operativas del módulo fotovoltaico, evalúa y guarda sus parámetros eléctricos y de temperatura de forma autónoma, para poder calcular su eficiencia energética.

Como resultado se obtiene un prototipo autónomo funcional, capaz de limpiar y disminuir las temperaturas operativas del módulo evaluado y aumentar su eficiencia energética hasta 17.36% en comparación con un módulo fotovoltaico sin el prototipo electrónico.

Palabras claves: Energía Solar, Eficiencia, Electrónica.

## **Abstract.**

Photovoltaic solar energy is one of the most popular energies within the branch of renewable energies, since it can be applied in any place where solar radiation has an impact. The technology responsible for harnessing photovoltaic solar energy is photovoltaic modules. One of the main problems of this renewable technology is its low energy efficiency outside the laboratory conditions in which they are evaluated. Of the many factors that reduce the energy efficiency of photovoltaic modules outside laboratories, is the increase in the temperature of the photovoltaic module, which can reach up to triple the temperature used in ideal laboratory conditions.

The work focuses on the creation of an electronic system that cleans and lowers the operating temperatures of a photovoltaic module using the water cooling technique. The system apart from cleaning and lowering the operating temperatures of the photovoltaic module, evaluates and saves its electrical and temperature parameters autonomously, in order to calculate its energy efficiency.

As a result, a functional autonomous prototype is obtained, capable of cleaning and lowering the operating temperatures of the module evaluated and increasing its energy efficiency up to 17.36% compared to a photovoltaic module without the electronic prototype.

Keywords: Solar Energy, Efficiency, Electronics.

## Índice.

Resumen .....	4
<b>CAPÍTULO 1. MARCO INTRODUCTORIO .....</b>	<b>13</b>
<b>1.1.- Introducción.</b> .....	14
<b>1.2.- Antecedentes.</b> .....	16
<b>1.3.- Planteamiento del problema</b> .....	28
<b>1.4.- Justificación.</b> .....	28
<b>1.5.- Objetivos.</b> .....	29
1.5.1 Objetivo general. ....	29
1.5.2 Objetivos específicos.....	29
<b>CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>30</b>
<b>2.1.- Introducción</b> .....	31
<b>2.2.- Elementos básicos de la energía fotovoltaica.</b> .....	31
2.2.1.- El Sol. ....	31
2.2.2.- Energía. ....	31
2.2.3.- Energías renovables. ....	31
2.2.4.- Energías no renovables. ....	32
2.2.5.- Energía primaria. ....	32
2.2.6.- Energía secundaria. ....	32
2.2.7.- Energía solar fotovoltaica. ....	32
2.2.8.- Electricidad.....	32
2.2.9.- Voltaje.....	32
2.2.10.- Corriente.....	33
2.2.11.- Resistencia.....	33
2.2.12.- Potencial eléctrico. ....	33
2.2.13.- Material conductor.....	33
2.2.14.- Material semiconductor.....	33
2.2.15.- Material aislante. ....	33
<b>2.3.- Radiación Solar</b> .....	34
2.3.1.- Tipos de radiación solar sobre una superficie. ....	34
2.3.2.- Irradiancia e irradiación.....	35

<b>2.4.- Efecto fotovoltaico.</b> .....	35
<b>2.5.- Semiconductor P y N.</b> .....	37
2.5.1- Unión PN. ....	37
<b>2.6.- Celda solar.</b> .....	38
<b>2.7.- Módulo fotovoltaico.</b> .....	39
2.7.1.- Estructura de un módulo fotovoltaico. ....	40
2.7.2.- Tipos de módulos fotovoltaicos. ....	41
2.7.3 - Parámetros característicos de un módulo fotovoltaico. ....	42
2.7.4.- Hojas de datos de fabricantes en los módulos fotovoltaicos. ....	43
2.7.5.- Tipos de conexiones para módulos fotovoltaicos. ....	44
2.7.6- Influencia de irradiación sobre un módulo fotovoltaico. ....	48
2.7.7.- Influencia de la temperatura en un módulo fotovoltaico. ....	48
<b>2.8.- Sistemas fotovoltaicos.</b> .....	50
2.8.1.-Tipos de sistemas fotovoltaicos. ....	51
<b>2.9.- Electrónica.</b> .....	52
<b>2.10.- Programación.</b> .....	54
<b>2.11.- Lenguajes de programación.</b> .....	55
2.11.1.- Tipos de lenguajes de programación.....	55
<b>2.12.- Arduino.</b> .....	58
2.12.1.- Tipos de Arduino. ....	59
2.12.2.- Ventajas de utilizar una placa Arduino. ....	64
<b>CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA</b> .....	<b>65</b>
<b>3.1.- Introducción.</b> .....	66
<b>3.2.- Primera etapa: “Diseño y evaluación de las técnicas de enfriamiento”</b> .....	67
3.2.1 Implementación de la técnica de enfriamiento por agua. ....	71
3.2.2 Implementación de la técnica de enfriamiento por aire. ....	75
3.2.3 Metodología de las pruebas.....	76
<b>3.3.- Segunda etapa: “Selección de la técnica de enfriamiento”</b> .....	80
<b>3.4.- Tercera etapa: “Construcción del sistema automatizado de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos”</b> . ....	82

3.4.1 Circuito en la placa fenólica o baquelita. ....	90
3.4.2 Conexiones de Arduino con placa fenólica. ....	95
3.4.3 Conexión del módulo fotovoltaico al sistema de enfriamiento. ....	98
3.4.4 Programación del sistema automatizado de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos.....	103
<b>3.5.- Cuarta etapa: “Implementación y evaluación de la técnica de enfriamiento por agua con el sistema automatizado”.</b> .....	<b>108</b>
3.5.1 Metodología de las pruebas (sistema automatizado de limpieza y enfriamiento vs módulo estándar).....	108
<b>CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS.</b> .....	<b>110</b>
<b>4.1.- Introducción.</b> .....	<b>111</b>
<b>4.2.- Diseño y selección de la técnica de enfriamiento ideal.</b> .....	<b>111</b>
4.2.1.- Día 14 de marzo del 2019. ....	114
4.2.2.- Día 15 de marzo de 2019. ....	117
4.2.3.- Día 16 de marzo de 2019. ....	120
4.2.4.- Eficiencia de los días 14, 15 y 16 de marzo de 2019.....	123
<b>4.3.- Sistema automatizado de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos.</b> .....	<b>127</b>
<b>4.4.- Evaluaciones con el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento de módulos fotovoltaicos.</b> .....	<b>131</b>
4.4.1.- Día 25 de noviembre del 2019 (35°C). ....	131
4.4.2.- Día 26 de noviembre del 2019 (40 °C). ....	136
4.4.3.- Día 27 de noviembre del 2019 (45°C). ....	141
4.4.4.- Eficiencia de los días 25, 26 y 27 de noviembre de 2019. ....	147
<b>Conclusión.</b> .....	<b>150</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>151</b>
<b>Anexos</b> .....	<b>153</b>



## Índice de figuras.

Figura 1.1 Esquema del sistema de refrigeración mediante el agua. ....	19
Figura 1.2 Sistema de refrigeración mediante agua. ....	19
Figura 1.3 Esquema de enfriamiento mediante el aire. ....	20
Figura 1.4 Tubería de la parte posterior del módulo solar. ....	22
Figura 1.5 Esquema del sistema solar híbrido fotovoltaico/térmico (SSH FV/T). ..	23
Figura 2.1 Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica y en la superficie terrestre. ....	34
Figura 2.2 Diferentes tipos de radiación solar. ....	35
Figura 2.3 Unión PN. ....	38
Figura 2.4 Vista frontal de un módulo fotovoltaico. ....	39
Figura 2.5 Partes de un módulo fotovoltaico. ....	41
Figura 2.6 Caja de conexiones de un módulo fotovoltaico. ....	41
Figura 2.7 Ficha técnica de un módulo fotovoltaico. ....	44
Figura 2.8 Conexión en serie de dos módulos fotovoltaicos. ....	45
Figura 2.9 Conexión en paralelo de dos módulos fotovoltaicos. ....	46
Figura 2.10 Conexión en serie/paralelo o mixta de módulos fotovoltaicos. ....	47
Figura 2.11 Características I-V de un módulo fotovoltaico en función de la irradiancia. ....	48
Figura 2.12 Características I-V de un módulo fotovoltaico en función de la temperatura. ....	49
Figura 2.13 Características P-V de un módulo fotovoltaico en función de la temperatura. ....	49
Figura 2.14 Arduino Uno. ....	59
Figura 2.15 Arduino MKR100. ....	60
Figura 2.16 Arduino TRE. ....	61
Figura 2.17 Arduino/Genio 101. ....	61
Figura 2.18 Arduino Leonardo. ....	62
Figura 2.19 Arduino Mega. ....	63
Figura 2.20 Arduino Nano. ....	64
Figura 3.1 Columna de la estructura fotovoltaica para el módulo prueba. ....	69
Figura 3.2 Columnas de la estructura fotovoltaica con refuerzo, para el módulo prueba. ....	70
Figura 3.3 Módulo de prueba con estructura. ....	70
Figura 3.4 Mini bomba sumergible. ....	72
Figura 3.5 Regulador de voltaje. ....	73
Figura 3.6 Dosificador. ....	74
Figura 3.7 Dosificador instalado en el módulo prueba. ....	74
Figura 3.8 Ventilador. ....	76
Figura 3.9 Multímetro Mul-265. ....	78
Figura 3.10 Termómetro digital. ....	78
Figura 3.11 Posición de la terminal de termómetro digital. ....	79
Figura 3.12 Solarímetro digital. ....	79

Figura 3.13 Arduino Mega .....	83
Figura 3.14 Módulo max6675 y termopar tipo K.....	83
Figura 3.15 Sensor de voltaje.....	84
Figura 3.16 Sensor de corriente eléctrica de 5 A. ....	84
Figura 3.17 Relevador de un canal. ....	85
Figura 3.18 Módulo micro SD.....	85
Figura 3.19 Pantalla LCD 20X4.....	85
Figura 3.20 Módulo reloj ds3231. ....	86
Figura 3.21 Reguladores de voltaje step down LM2596 .....	86
Figura 3.22 Placa fenólica o baquelita.....	87
Figura 3.23 Banco de terminales de 12 vías. ....	87
Figura 3.24 Batería de 9 V. ....	88
Figura 3.25 Porta batería de 9 V. ....	88
Figura 3.26 Header macho 40 pines. ....	88
Figura 3.27 Cables Dupont.....	89
Figura 3.28 Cable estañado calibre 22 color rojo. ....	89
Figura 3.29 Cable estañado calibre 22 color negro.....	89
Figura 3.30 Mini switch.....	90
Figura 3.31 Header hembra 40 pines. ....	90
Figura 3.32 Diseño del circuito para el sistema de enfriamiento. ....	91
Figura 3.33 Método del planchado. ....	92
Figura 3.34 Placa de conexiones en cloruro férrico. ....	92
Figura 3.35 Placa de conexiones con pistas impresas.....	93
Figura 3.36 Baquelita perforada. ....	93
Figura 3.37 Parte inferior de la placa de conexiones.....	94
Figura 3.38 Parte superior de la placa de conexiones.....	94
Figura 3.39 Distribución de sensores. ....	94
Figura 3.40 Conexiones del microSD a Arduino.....	95
Figura 3.41 Conexiones del módulo max6675 a Arduino. ....	96
Figura 3.42 Conexiones del módulo ds3231j a Arduino Mega. ....	96
Figura 3.43 Conexiones del sensor de voltaje a Arduino Mega. ....	97
Figura 3.44 Conexiones del sensor de corriente a Arduino Mega.....	97
Figura 3.45 Conexiones del relevador de un canal a Arduino Mega. ....	98
Figura 3.46 Conexiones de la pantalla LCD a Arduino Mega.....	98
Figura 3.47 Esquema del conexionado del sistema-módulo fotovoltaico con sistema de enfriamiento.....	100
Figura 3.48 Esquema del conexionado de la opción de una batería.....	101
Figura 3.49 Anexo de pantalla LCD a la caja. ....	102
Figura 3.50 Esquema del conexionado del sistema-módulo fotovoltaico sin sistema de enfriamiento.....	103
Figura 3.51 Diagrama de flujo de la etapa “Inicio-Void setup”.....	105
Figura 3.52 Diagrama de flujo de la etapa “Void setup-Void loop” .....	106
Figura 3.53 Diagrama de flujo de la etapa “Void loop-Fin” .....	107

Figura 4.1 Módulo fotovoltaico con estructura.....	111
Figura 4.2 Parte posterior del módulo fotovoltaico con estructura.....	112
Figura 4.3 Evaluaciones de los diferentes módulos fotovoltaicos. ....	113
Figura 4.4 Parte posterior de los diferentes módulos fotovoltaicos evaluados. ...	113
Figura 4.5 Voltaje en módulos del 14 de marzo del 2019.....	114
Figura 4.6 Intensidad en módulos del 14 de marzo del 2019. ....	115
Figura 4.7 Temperatura superior en módulos del 14 de marzo del 2019. ....	116
Figura 4.8 Temperatura inferior en módulos del 14 de marzo del 2019. ....	116
Figura 4.9 Voltaje en módulos del 15 de marzo del 2019.....	117
Figura 4.10 Intensidad en módulos del 15 de marzo del 2019. ....	118
Figura 4.11 Temperatura superior en módulos del 15 de marzo del 2019. ....	119
Figura 4.12 Temperatura inferior en módulos del 15 de marzo del 2019. ....	119
Figura 4.13 Voltaje en módulos del 16 de marzo del 2019.....	120
Figura 4.14 Intensidad en módulos del 16 de marzo del 2019. ....	121
Figura 4.15 Temperatura superior en módulos del 16 de marzo del 2019. ....	122
Figura 4.16 Temperatura inferior en módulos del 16 de marzo del 2019. ....	122
Figura 4.17 Caja del sistema de enfriamiento y limpieza. ....	127
Figura 4.18 Interior de la caja con sensores conectados. ....	128
Figura 4.19 Evaluaciones de los módulos fotovoltaicos. ....	129
Figura 4.20 Parte posterior de los módulos fotovoltaicos evaluados.....	129
Figura 4.21 Módulo fotovoltaico con técnica de enfriamiento y limpieza. ....	130
Figura 4.22 Voltaje en módulos del 25 de noviembre del 2019.....	132
Figura 4.23 Intensidad en módulos del 25 de noviembre del 2019. ....	132
Figura 4.24 Temperatura en módulo del 25 de noviembre del 2019. ....	133
Figura 4.25 Temperatura del agua, ambiente y módulo con técnica de enfriamiento del 25 de noviembre del 2019. ....	134
Figura 4.26 Potencia en módulos del 25 de noviembre del 2019.....	134
Figura 4.27 Área de potencias en módulos del 25 de noviembre del 2019.....	135
Figura 4.28 Área de potencias en módulos restando el consumo de la bomba del 25 de noviembre del 2019.....	136
Figura 4.29 Voltaje en módulos del 26 de noviembre del 2019.....	136
Figura 4.30 Intensidad en módulos del 26 de noviembre del 2019. ....	137
Figura 4.31 Temperatura en módulos del 26 de noviembre del 2019. ....	138
Figura 4.32 Temperatura del agua, ambiente y módulo con técnica de enfriamiento del 26 de noviembre del 2019. ....	139
Figura 4.33 Potencias en módulos del 26 de noviembre del 2019. ....	139
Figura 4.34 Área de potencias en módulos del 26 de noviembre del 2019. ....	140
Figura 4.35 Área de potencias en módulos restando el consumo de la bomba del 26 de noviembre del 2019.....	141
Figura 4.36 Voltaje en módulos del 27 de noviembre del 2019.....	141
Figura 4.37 Intensidad en módulos del 27 de noviembre del 2019. ....	142
Figura 4.38 Temperatura en módulos del 27 de noviembre del 2019. ....	143

Figura 4.39 Temperatura del agua, ambiente y módulo con técnica de enfriamiento del 27 de noviembre del 2019. ....	143
Figura 4.40 Potencia en módulos del 27 de noviembre del 2019. ....	144
Figura 4.41 Área de potencia en módulos del 27 de noviembre del 2019. ....	145
Figura 4.42 Área de potencias en módulos restando el consumo de la bomba del 27 de noviembre del 2019. ....	146

### Índice de tablas.

Tabla 1.1 Resultados de la prueba del “Diseño, construcción y evaluación de un sistema solar hibrido fotovoltaico/térmico para aumentar la eficiencia de un módulo solar”. ....	24
Tabla 1.2 Energías generadas por localidad. ....	27
Tabla 3.1 Características eléctricas del módulo de 25 W. ....	67
Tabla 3.2 Características mecánicas del módulo de 25 W. ....	68
Tabla 3.3 Medidas de tramos de ángulo de aluminio. ....	68
Tabla 3.4 Materiales para el sistema de refrigeración a base de agua. ....	71
Tabla 3.5 Características de la mini bomba sumergible. ....	72
Tabla 3.6 Características del regulador de voltaje. ....	73
Tabla 3.7 Formato de obtención de datos en Excel. ....	77
Tabla 3.8 Características del módulo fotovoltaico amorfo. ....	99
Tabla 4.1 Eficiencia energética del 14 de marzo del 2019. ....	124
Tabla 4.2 Eficiencia energética del 15 de marzo del 2019. ....	125
Tabla 4.3 Eficiencia energética del 16 de marzo del 2019. ....	126
Tabla 4.4 Eficiencia energética del 25 de noviembre de 2019 a 35 °C. ....	147
Tabla 4.5 Eficiencia energética del 26 de noviembre de 2019 a 40°C. ....	148
Tabla 4.6 Eficiencia energética del 27 de noviembre de 2019 a 45°C. ....	149

# **CAPÍTULO 1. MARCO INTRODUCTORIO**

## 1.1.- Introducción.

Las energías renovables son aquellas que se regeneran y son tan abundantes que perdurarán cientos o miles de años. Por lo tanto, se consideran inagotables, de libre disposición, y se distribuyen en amplias zonas con impactos ambientales poco significativos (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2018). Su renovación es continua, a diferencia de los combustibles fósiles, de los que existen unas determinadas cantidades o reservas, agotables en un plazo más o menos determinado.

Prácticamente toda la energía de que disponemos proviene del Sol, a excepción la energía geotérmica y de las mareas. El Sol produce el viento, la evaporación de las aguas superficiales, la formación de nubes, las lluvias, etc. Su calor y su luz son la base de numerosas reacciones químicas indispensables para el desarrollo de los vegetales y de los animales, cuyos restos, con el paso de los siglos, originaron los combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural. (Energías renovables y eficiencia energética., 2008)

Las principales formas de energías renovables que existen son: biomasa, hidráulica, eólica, solar, geotérmica y las energías marinas. La energía solar se puede transformar directamente en electricidad mediante celdas fotovoltaicas. Este proceso se basa en la aplicación del efecto fotovoltaico, que se produce al incidir la luz sobre unos materiales denominados semiconductores; de esta manera se genera un flujo de electrones en el interior del material que puede ser aprovechado para obtener energía eléctrica. (Energías renovables y eficiencia energética., 2008)

Un módulo fotovoltaico, está constituido por varias celdas fotovoltaicas conectadas entre sí y agrupadas en un mismo marco.

Al ser una fuente de energía relativamente nueva, comparada con las fuentes de energía convencionales, estas tienen un margen de mejora energética grande, en las que se pueden proponer ideas para aumentar su desempeño funcional.

Uno de los problemas por mejorar de la energía fotovoltaica, es el decremento de eficiencia con el aumento de temperatura mayores a 25 °C.

Para poder resolver dicho problema el siguiente trabajo se divide en cuatro capítulos: Capítulo I. MARCO INTRODUCTORIO, capítulo II. MARCO TEÓRICO, capítulo III. METODOLOGÍA y capítulo IV. ANÁLISIS Y RESULTADOS.

La introducción se muestra el análisis del estado del arte que da a conocer las diferentes investigaciones tanto teóricas y experimentales relacionados a esta investigación. Se da a conocer la problemática central del tema en la que vamos a resolver con la ayuda de nuestros objetivos tanto el general como los objetivos específicos, que expresan las tareas que deberemos de realizar para poder cumplir la meta de resolución del problema dado. Por igual se da la justificación del por qué y para qué se hace dicha investigación, y sobre los beneficios obtenidos al resolver la problemática planteada.

El marco teórico proporciona al lector una idea más clara acerca de esta investigación. Se encontrarán los conceptos básicos, los complementarios y específicos.

En la metodología se especifica el proceso a seguir para obtener la información y materializar lo que se necesitó en este proyecto de investigación. Se especifica claramente los elementos necesarios para cumplir las metas propuestas anteriormente y de igual forma los pasos que seguimos para culminar exitosamente este proyecto.

Los resultados y análisis, muestran los resultados obtenidos al efectuar la metodología mostrada anteriormente. En los resultados damos a conocer todas las superioridades al implementar el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza a un módulo fotovoltaico, así como, el análisis de eficiencia de generación de energía de los módulos fotovoltaicos con el sistema por medio de gráficas y tablas.

## 1.2.- Antecedentes.

El análisis del estado del arte que aquí se plasma da a conocer las diferentes investigaciones tanto teóricas y experimentales que se han hecho sobre el tema expuesto en este trabajo.

La producción de energía de una instalación fotovoltaica, depende de las horas e incidencia de la radiación solar. Evidentemente que, a igualdad de horas de sol, una mayor temperatura de las celdas y módulos que componen una instalación fotovoltaica hacen disminuir su producción (Eduardo, 2015).

La temperatura de la celda afecta al voltaje y la potencia del módulo. Se puede esperar una reducción en voltaje y potencia de aproximadamente de 0.5% por cada grado Celsius en las celdas cuando la temperatura pasa por encima de 25 °C. Los módulos fotovoltaicos operan típicamente a una temperatura de celda de alrededor de 55°C, lo cual significa que a plena irradiación sólo pueden producir 85% de la potencia nominal (Enríquez, 2012).

Al aumentar la temperatura, la tensión de circuito abierto disminuye en el orden de unos pocos milivoltios por cada grado centígrado que aumenta la temperatura (2,3 mV/°C para el silicio y entre 2 y 2,2 mV/°C en el caso de arseniuro de galio) (Eduardo, 2015).

### INVESTIGACIONES INTERNACIONALES

**Grubišić-Čabo, F.; Nižetić, S.; Giuseppe Marco, T.; “Los módulos fotovoltaicos: técnicas de refrigeración”, Periódico TRANSACTIONS OF FAMENA XL, Croacia, 2016, pp. 63-74.**

Investigaron las diferentes técnicas de enfriamiento de módulos fotovoltaicos.

Las técnicas de enfriamiento de módulos fotovoltaicos lo dividen en dos grupos: refrigeración pasiva y refrigeración activa; esto depende de que si la técnica de enfriamiento consume continuamente energía con el fin de enfriar el módulo. En la refrigeración pasiva lo separan en tres grupos: refrigeración pasiva del agua, refrigeración pasiva del aire y refrigeración conductiva; y en cada una de ellas muestran como algunas personas han aplicado esas técnicas con diferentes



tecnologías. En los métodos de refrigeración activa explica que usan mayoritariamente aire y agua como fluidos refrigerantes.

-Técnicas de enfriamiento para módulos fotovoltaicos.

Ya se han propuesto mecanismos de enfriamiento y el desarrollo de técnicas de enfriamiento continúa. Se ha demostrado que una cantidad considerable de potencia puede ser adquirida, hasta un total de 5 %, mediante el uso de un sistema de refrigeración. Sin embargo, una gran cantidad de energía irradiada (hasta 87 %) se convierte en calor. Los desarrollos más recientes se han concentrado en el aprovechamiento del calor residual en energía térmica útil. Generalmente, los elementos híbridos que aprovechan tanto la energía solar térmica y eléctrica se denominan unidades fotovoltaicas-térmico (PV / unidad T).

Entre los factores asociados al enfriamiento de módulos fotovoltaicos que muestran de cada técnica fueron: capacidad de potencia del módulo fotovoltaico, área del módulo fotovoltaico, material de las celdas fotovoltaicas, irradiación emitida al módulo fotovoltaico, descripción breve de la técnica, especificaciones del fluido utilizado, temperatura descendida al aplicar el sistema de enfriamiento y aumento de eficiencia.

Los resultados que se obtuvieron fue que la mayor potencia adicional producida puede ser adquirida por la refrigeración por agua activa. El enfriamiento de aire forzado da una menor eficiencia en comparación con la refrigeración por agua. La evaporación es la segunda mejor opción. Para las técnicas de conducción pasiva en refrigeración (PCM), por sus siglas en inglés, demuestra que, con la mejora en la conductividad del PCM, dan buenos resultados respecto a la ganancia de enfriamiento y la eficiencia conseguida.

Los resultados demuestran que las técnicas de refrigeración activos, como se esperaba, tienen una mayor eficiencia que las pasivas. En varios casos, sin embargo, el enfriamiento pasivo puede sustituir a una refrigeración activa, con el fin de ahorrar los costos de instalación. Se demostró que el agua de enfriamiento activo es la mejor opción cuando el aumento de la eficiencia eléctrica es el objetivo principal. Para reducir los costes de bombeo, enfriamiento de la superficie delantera se propone como solución más económica, especialmente en condiciones de clima

caliente. Una desventaja obvia de enfriamiento lado frontal podría ser la evaporación del agua, lo que requeriría la reposición continua de agua evaporada.

**Syed Keron, A.; Bakkar Sikder, A.; Shan, Sama.; Afroz Zerin, Dil.; Salam, Bodius.; “Fabricación y análisis experimental del módulo solar de agua del sistema de refrigeración”, Departamento de Ingeniería Mecánica; Chittagong, Bangladesh, 2017.**

Implementaron un sistema de refrigeración por medio de agua en un módulo fotovoltaico que pulveriza automáticamente el líquido en el módulo solar y previene el aumento de temperatura y lo compararon con un módulo fotovoltaico sin sistema de refrigeración.

Sistema de refrigeración mediante el agua de módulos fotovoltaicos.

La temperatura máxima admisible se asume que es a 35 ° C, de modo que la refrigeración debe comenzar en ese mismo punto hasta que la temperatura cae por debajo de 35 ° C esto será posible mediante el bombeo de agua en el módulo. El sistema de refrigeración usado en este proyecto consistió con una tubería de agua sencillo que estaba equipado en la parte superior del módulo solar. El tubo se equipó con un motor de corriente continua de 12 V que estaba conectado con un sistema controlador de Arduino. Cuando el sistema de Arduino detectaba la temperatura del módulo de más de 35 ° C a través del sensor LM35, comienza a trabajar la bomba y se activó el sistema de refrigeración. En este proceso, cuando la temperatura del módulo solar baja más allá de 34 ° C, el sistema deja de pulverizar de agua sobre la superficie del módulo solar para ahorrar agua.

Se muestra en la Figura 1.1 un esquema del sistema de refrigeración mediante el agua. En la Figura 1.2 se muestra el sistema de refrigeración siendo evaluado.

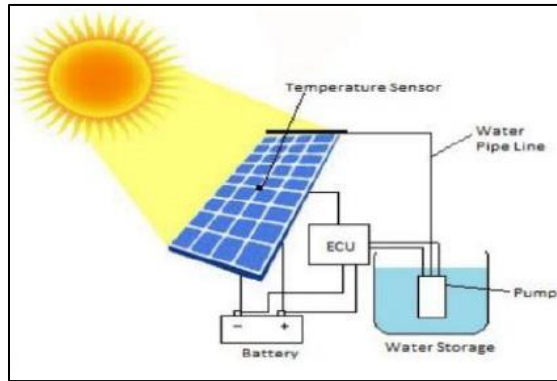


Figura 1.1 Esquema del sistema de refrigeración mediante el agua.



Figura 1.2 Sistema de refrigeración mediante agua.

A partir de los datos calculados y evaluados de los módulos fotovoltaicos, se ve que, el módulo sin sistema de refrigeración la eficiencia global de la celda solar fotovoltaica es 1,55% y cuando se implementa el sistema enfriamiento en el módulo se incrementó a 1,66%. A partir de estos datos, la eficiencia global se aumentó a 7,10% para 1000 ohm de carga. A través del experimento y los datos calculados, indica que, si la temperatura se controla para un cierto límite, la eficiencia del módulo fotovoltaico aumenta.

**Syafiqah, Z.; Irwan, YM.; Amin, NAM.; Irwanto, M.; Leow, WZ.; Amelia, AR.;** “Estudio térmico y eléctrico para módulo fotovoltaico con sistema de refrigeración”, Universidad de Malasia Perlis (UNIMAP), Malasia, 2017.

Implementan un sistema de refrigeración con ventiladores en corriente continua para módulos fotovoltaicos.

El comportamiento térmico del módulo fue observado en un software computacional de dinámica de fluidos (CFD) y este comportamiento fue evaluado a diferentes velocidades de la fuente de enfriamiento.

Desde la temperatura y los parámetros eléctricos que produce el módulo fotovoltaico obtuvieron la velocidad óptima. Esto se hizo para saber en qué velocidad del ventilador, la energía generada por los módulos y la energía consumida por los ventiladores sea la más eficiente posible.

-Sistema de refrigeración mediante el agua de módulos fotovoltaicos.

Los ventiladores de corriente continua se instalan en la parte posterior del módulo fotovoltaico para reducir su temperatura de funcionamiento (Figura 1.3). El ventilador actuará como convección de aire forzado para enfriar el módulo fotovoltaico. En esta investigación, el número de la unidad de ventiladores instalados son dos. El modelo de geometría se elaboró mediante el uso de software Solidwork. Los ventiladores de corriente continua están instalados en la parte trasera del módulo de fotovoltaico con la ayuda de la hoja de aluminio, que también actuará como un disipador de calor.

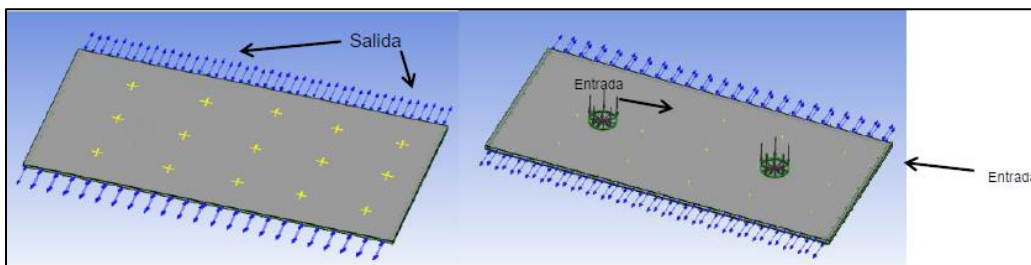


Figura 1.3 Esquema de enfriamiento mediante el aire.

Los ventiladores se colocaron en el centro como para asegurar una distribución uniforme del flujo de aire. La simulación fue probada con 6 velocidad del ventilador con el fin de examinar su impacto hacia temperatura del módulo fotovoltaico.

Los resultados experimentales fueron que la temperatura más alta del módulo fotovoltaico sin enfriamiento fue de 66.2 °C. Al aplicarle una velocidad de 1.99 m/s del ventilador la temperatura del módulo fotovoltaico disminuye a 57.5 °C. Pero, con el aumento de la velocidad del ventilador a 4.49 m/s, hay una mejora al disminuir la temperatura a 47.0 °C, que es casi el 29.0% disminución de la temperatura, en comparación con el módulo fotovoltaico sin sistema de refrigeración (0 m/s).

Por otro lado, las características eléctricas que se obtuvieron en la simulación fue 19.0 V en circuito abierto sin el sistema, mientras que con una velocidad de ventilador 4.49 m/s, el voltaje en circuito abierto fue de 20.0 V con el voltaje a circuito abierto mejorado, la potencia de salida generada también aumenta y esto con lleva a que la potencia de salida máxima generada es de 73.24 W con una velocidad de ventilador de 4.49 m/s, en comparación con el pan módulo el fotovoltaico sin sistema de refrigeración solo se generaron 66.96 W.

Con la creciente velocidad del ventilador, ayuda a mejorar la potencia generada por el módulo fotovoltaico, el módulo fotovoltaico con ventilador a una velocidad de 4,49 m/s, mejoró la potencia generada, en comparación con el módulo fotovoltaico sin ventilador. Desafortunadamente, con el aumentando la velocidad del ventilador, el consumo de energía del ventilador también aumenta. A pesar de que el módulo fotovoltaico con velocidad de ventilador DC de 4.49 m/s generó la salida de potencia más alta de 73.24 W, pero también empleó la potencia de entrada más alta, que es de 9.6 W. La potencia también debe considerarse el consumo del ventilador, ya que funciona mediante el uso de la energía generada por el módulo fotovoltaico. Por lo tanto, la selección de la velocidad del ventilador debe basarse en la potencia de salida más alta que se puede ahorrar. Con estas características, el módulo fotovoltaico con velocidad de ventilador de 3.07. m/s tiene el mayor ahorro de potencia de salida, en comparación con otros en un momento determinado. Por lo tanto, se puede decir que el módulo fotovoltaico con ventilador a velocidad de 3.07

m/s es la velocidad óptima que puede mejorar el rendimiento del módulo fotovoltaico.

**Apaza, O. E. H.; Álvarez, R. L.; Portugal, A. M.; Tejada, E. P.; & Vizcardo, M.; “Diseño, construcción y evaluación de un sistema solar híbrido fotovoltaico/térmico para aumentar la eficiencia de un módulo solar”, Laboratorio de Energía Solar, Escuela Profesional de Física. Universidad Nacional de San Agustín, 2009.**

Efectuaron un sistema solar híbrido fotovoltaico / térmico (SSH FV/T) donde buscan disminuir la temperatura en un módulo solar con un fluido, y a la vez aprovechar el aumento de temperatura del fluido al extraer el calor del módulo solar llegando a una temperatura máxima de 32°C.

Al igual formularon modelos matemáticos para poder sacar la eficiencia de todo el sistema completo.

Sistema solar híbrido fotovoltaico / térmico (SSH FV/T).

El sistema consta de un módulo solar, a él le insertaron en la parte posterior una placa absorbidora donde viene unida una tubería tipo parrilla de cobre (Figura 1.4). En la parte posterior de todo el sistema se puso un aislante térmico.



Figura 1.4 Tubería de la parte posterior del módulo solar.

Las tuberías se unieron de modo que tuvieran un circuito cerrado.

En la parte de la entrada y salida, colocaron sensores los cuales leían las temperaturas. Antes de la tubería de entrada introdujeron una bomba para poder circular el agua, que es tomada de un tanque de agua. El tanque fue colocado a una altura determinada con lo cual recibe el flujo de salida del absorbedor. En la Figura 1.5 se muestra el esquema de cada componente del sistema solar híbrido fotovoltaico/térmico.

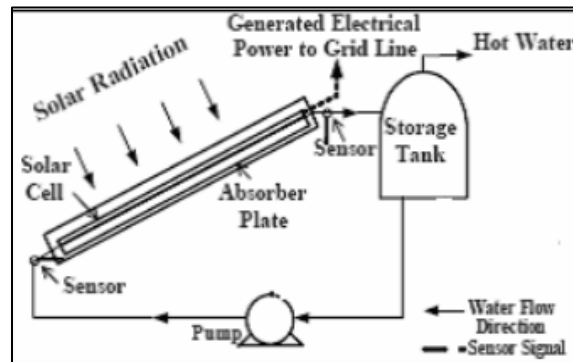


Figura 1.5 Esquema del sistema solar híbrido fotovoltaico/térmico (SSH FV/T).

Determinación experimental de la curva I-V y temperatura de enfriamiento del sistema solar híbrido FV/T.

A partir de 10:45 am monitorearon la temperatura y datos para la curva I-V en la placa hasta que alcance un máximo de temperatura en equilibrio, que es de 40.7 °C, esto es hasta las 12:30 pm. Luego con esa temperatura en equilibrio tomaron datos de corriente y voltaje hasta las 12:50 pm. A partir de las 12:57 pm encendieron el sistema de refrigeración y simultáneamente tomaron datos de corriente y voltaje, hasta las 13:07 pm. Esto debido a la aparición de nubes. Pero el sistema seguía funcionando hasta las 13:30 pm.

## Resultados.

Tabla 1.1 Resultados de la prueba del “Diseño, construcción y evaluación de un sistema solar hibrido fotovoltaico/térmico para aumentar la eficiencia de un módulo solar”.

Nombre	Hora	Temperatura (°C)	Potencia de salida (W)	Potencia de entrada (W)	Eficiencia (%)
Sin refrigeración	12:35 p.m. a 12:50 p.m.	40.2	24.18	266.83	9.06
Con refrigeración.	12:55 p.m. a 13:07 p.m.	40.2 disminuyó a 31.6	40.18	278.053	14.4

Con los valores de eficiencia de la Tabla 1.1, vieron que el aumento de eficiencia es notorio; aumentando de 9.06 % hasta 14.4 %, el aumento es de 5.34 %.

**Ormachea Omar; Abrahamse Augusta; Molina Diego; “Optimización de la eficiencia de módulos fotovoltaicos a través del control de la temperatura (resultados preliminares)”; Universidad Privada Boliviana, Centro de Investigaciones Ópticas, Bolivia, 2012.**

El objetivo de este trabajo es controlar la temperatura de un módulo solar en funcionamiento, mediante la pulverización de agua con atomizador. Usaron un módulo solar de la marca ZYTECH de 55 watts de potencia.

Al efectuar las pruebas mantuvieron la temperatura del módulo a 33°C durante un día entero donde obtuvieron un aumento de 5.6% en los valores de potencia medidos comparados a un módulo fotovoltaico con características similares que no fue enfriado.

-Resultados experimentales.

El experimento se realizó en el campus Cochabamba de la Universidad Privada Boliviana. Las condiciones del lugar y clima permitieron realizar medidas sin sombra, desde las 9:00 hasta las 17:00, posición del sector donde se realizaron las medidas fueron (17O23´53.79´´S; 66O13´03.96´´O) y una altitud de 2554 msnm.



El esquema utilizado en el presente trabajo fue el de circuito abierto, donde se tomaron datos de corriente y voltaje para la obtención de la potencia producida por cada módulo utilizado.

Se configuró un arreglo de 2 módulos fotovoltaicos de silicio idénticos, modelo ZT55S de 55 watts de potencia, voltaje en circuito abierto 21,7 V, corriente en cortocircuito 3,85 A a 1000W/m<sup>2</sup>, según datos del fabricante.

Para monitorear los datos con control de temperatura a través de pulverización de agua se denominó a uno de los módulos como (Módulo A) y sin pulverización de agua (Módulo B). La pulverización de agua en el Módulo A se efectuó mediante un atomizador doméstico.

El monitoreo de voltaje y de corriente se realizó utilizando 4 multímetros digitales, y la medición de temperaturas con un termómetro infrarrojo.

La recopilación de datos se realizó cada 15 minutos, el Módulo B sin modificación de temperatura, y manteniendo la temperatura del Módulo A en un rango de 32-34°C, a través de la pulverización del agua, esta temperatura fue la que se obtuvo con una frecuencia de pulverización indicada arriba.

La temperatura del agua que se utilizó a condiciones ambientales normales medida fue de un rango de 18,5°C – 20°C, la temperatura inicial tomada del grifo y la segunda después de nivelarse por efectos de convección con el aire ambiental. Se utilizó también una probeta graduada de 500 ml para obtener un aproximado del volumen de agua necesaria para mantener la temperatura del Módulo A en el rango indicado.

Se tuvo un incremento en la eficiencia del módulo solar de 5,62% en promedio en el día y un incremento de potencia instantánea a las 12:15 horas del 11,1%.

La temperatura del Módulo A se mantuvo prácticamente constante a diferencia del Módulo B que no fue enfriado por el proceso de pulverización con agua.

Se demostró que con método muy sencillos podemos aumentar la eficiencia de sistemas fotovoltaicos.

**Battioni Mario; Risso Gustavo; Cutrera Miriam; Schmidt Javier; “Evaluación de distintos métodos para estimar la temperatura de operación de módulos fotovoltaicos y estimación de las pérdidas de energía por efecto de la temperatura”, Instituto de Física del Litoral; Santa Fe, Argentina, 2016.**

En este artículo evalúan cinco distintos métodos matemáticos para conocer la temperatura de una celda fotovoltaica, y suponen que la temperatura de una celda fotovoltaica es la misma que la del módulo fotovoltaico. Cada método toma variables diferentes como: temperatura nominal de la celda, temperatura ambiente, velocidad del viento, propiedades específicas de la celda (eficiencia, coeficiente de temperatura de máxima potencia, transmitancia de la cobertura superficial, coeficiente de absorción de la celda), coeficiente de conversión por la velocidad del viento, velocidad del viento cerca del módulo, radiación, radiación en el plano del módulo fotovoltaico y coeficiente de intercambios de calor.

Los métodos evaluados son los siguientes:

- Skoplaki.
- Koehl.
- Mattei.
- Kurtz.
- Markvart (método estándar).

Metodología.

Aplicando los modelos a los datos obtenidos de una instalación fotovoltaica ubicada en la ciudad de Rosario (provincia de Santa Fe), en la cual se mide la temperatura real del módulo y las variables atmosféricas, se encuentra el modelo que mejor describe las medidas experimentales de temperatura del módulo. Definido el modelo, se realizan cálculos de las potenciales temperaturas que adquiriría un módulo ubicado en distintas localidades de la provincia de Santa Fe. Este cálculo es posible dado que se cuenta con mediciones de radiación solar y de las variables atmosféricas en las cinco estaciones que forman la Red Solarimétrica de la Provincia de Santa Fe: Tostado, Reconquista, Elisa, Cañada Rosquín y Firmat. Finalmente, se compara la energía mensual que podría generar un módulo típico de

silicio policristalino ubicado en los cinco sitios mencionados, teniendo en cuenta los datos de radiación solar, temperatura ambiente y velocidad del viento.

Resultados.

El modelo de Mattei es el que más se acerca a los datos medidos para el caso de la instalación en Rosario, se procedió a calcular el potencial de temperatura que adquirirían esos mismos módulos ubicados en las cinco localidades de la provincia de Santa Fe que conforman la Red Solarimétrica.

En la Tabla 1.2, presentan un cálculo de la energía total generada en los cinco meses considerados por un módulo de silicio policristalino de 145 WP ubicado en cada una de las cinco localidades. El cálculo se realizó para el módulo a la temperatura estándar de 25 °C y a la temperatura de operación predicha por el modelo de Mattei et al. También calcularon en cada caso la pérdida porcentual de energía generada.

Tabla 1.2 Energías generadas por localidad.

Localidad	Energía generada en estaciones STC (kWh)	Energía generada en condiciones normales (kWh)	Pérdida porcentual de energía generada
Tostado	121,6	112,7	7,3
Reconquista	126,3	117,6	6,9
Elisa	134,2	124,8	7,2
Cañada Rosquín	134,4	124,8	7,2
Firmat	131,1	123,2	6,1

Se puede apreciar que la temperatura posee un efecto importante sobre el rendimiento de un módulo fotovoltaico, provocando pérdidas en la energía generada de entre 6,1 y 7,3 % en los casos estudiados.

La causa de la menor pérdida de energía en Firmat, se encuentra que el origen está en la menor temperatura ambiente medida en esta localidad, ya que los valores promedio de velocidad del viento son similares a las registradas en las otras localidades.

### **1.3.- Planteamiento del problema**

La energía solar es una de las mejores fuentes renovables, limpias e inagotables a aprovechar en el país gracias a su condición geográfica. Dado a una buena radiación y horas de sol es muy viable la instalación de módulos fotovoltaicos. Pero en los sistemas fotovoltaicos se tiene una insuficiencia que se alude a la temperatura sobre el módulo fotovoltaico afectando directamente al rendimiento operativo.

Actualmente los módulos fotovoltaicos hechos de silicio tienen una eficiencia del 15% - 22% operando a condiciones de laboratorio. En la práctica, las condiciones de operación son muy diferentes con los parámetros ya evaluados en los laboratorios, y por consecuencia obtendremos menos eficiencia. Esto es gran parte al aumento de temperatura que hace que la potencia decrezca.

En un proyecto de una central fotovoltaica, al tener una menor potencia en el módulo fotovoltaico, se requerirán más módulos, lo cual, nos encamina a un mayor gasto económico y esto nos lleva a un mayor tiempo de recuperación de la inversión hecha.

Al ver esta problemática el proyecto de investigación propone desarrollar un sistema automatizado para el enfriamiento de un módulo fotovoltaico con el uso de agua como fluido refrigerante. Este sistema debe ser una tecnología respetuosa al medio ambiente y redituable económicamente.

### **1.4.- Justificación.**

Las investigaciones para solucionar el problema térmico de los módulos fotovoltaicos y pérdida de eficiencia en la región del sur-este del país, han sido escasas, principalmente por su reciente cambio hacia un desarrollo sustentable del país.

La presente investigación tiene como objetivo principal el mejoramiento energético en los generadores fotovoltaicos. Al aportar investigaciones para llegar a dar una solución al problema planteado anteriormente, contribuiremos al mejoramiento de la eficiencia de esta excelente fuente de energía renovable, pudiendo lograr una

dependencia considerable de nuestro consumo energético hacia esta tecnología renovable.

### **1.5.- Objetivos.**

#### 1.5.1 Objetivo general.

Implementar un dispositivo electrónico para el enfriamiento y limpieza de módulos fotovoltaicos.

#### 1.5.2 Objetivos específicos.

- Diseñar las técnicas de enfriamiento por medio de los fluidos del agua y el aire en módulos fotovoltaicos de 25 W.
- Seleccionar la técnica de enfriamiento con mayor eficiencia respecto a la relación energética.
- Evaluar el sistema de enfriamiento y limpieza automatizado en un módulo fotovoltaico de 25 W y analizar su eficiencia.

# **CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO**

## **2.1.- Introducción**

El marco teórico que fundamenta esta investigación proporciona al lector una idea más clara acerca de esta investigación. Se encontrarán los conceptos muy básicos, los complementarios y específicos.

Primero partiremos de la definición del Sol, lo cual es lo primordial para comprender los demás temas. Posteriormente se explican las definiciones de energía, energía renovable, energía fotovoltaica y todo lo que se englobe en este tema para finalmente recaer sobre las definiciones de todo lo que envuelva nuestra problemática.

## **2.2.- Elementos básicos de la energía fotovoltaica.**

### **2.2.1.- El Sol.**

El Sol es una estrella variable, es decir, una gran bola de gas resplandeciente que evoluciona con el tiempo. (Astronoo, 2013)

### **2.2.2.- Energía.**

La energía es la capacidad que tienen los cuerpos para producir trabajo: trabajo mecánico, emisión de luz, generación de calor, etc. La energía puede manifestarse de distintas formas: gravitatoria, cinética, química, eléctrica, magnética, nuclear, radiante, etc., existiendo la posibilidad de que se transformen entre sí, pero respetando siempre el principio de conservación de la energía.

Prácticamente toda la energía de que disponemos proviene del Sol. El Sol produce el viento, la evaporación de las aguas superficiales, la formación de nubes, las lluvias, etc. Su calor y su luz son la base de numerosas reacciones químicas indispensables para el desarrollo de los vegetales y de los animales, cuyos restos, con el paso de los siglos, originaron los combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural. (Energías renovables y eficiencia energética., 2008).

### **2.2.3.- Energías renovables.**

Las energías renovables son aquellas cuyo potencial es inagotable, ya que provienen de la energía que llega a nuestro planeta de forma continua, como consecuencia de la radiación solar o de la atracción gravitatoria de la Luna. Son

fundamentalmente la energía hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica y las marinas. (Energías renovables y eficiencia energética., 2008)

#### 2.2.4.- Energías no renovables.

Las energías no renovables son aquellas que existen en la naturaleza en una cantidad limitada. No se renuevan a corto plazo y por eso se agotan cuando se utilizan. La demanda mundial de energía en la actualidad se satisface fundamentalmente con este tipo de fuentes energéticas: el carbón, el petróleo, el gas natural y el uranio. (Energías renovables y eficiencia energética., 2008)

#### 2.2.5.- Energía primaria.

Es la que se obtiene directamente de la naturaleza y corresponde a un tipo de energía almacenada o disponible, como por ejemplo el petróleo, el carbón, el gas natural, el uranio y las energías renovables. (Energías renovables y eficiencia energética., 2008)

#### 2.2.6.- Energía secundaria.

También conocida como energía final. Se obtiene a partir de transformaciones de la energía primaria. Ejemplos de esta categoría son la electricidad o la gasolina. (Energías renovables y eficiencia energética., 2008)

#### 2.2.7.- Energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica es la energía procedente del Sol que se convierte en energía eléctrica de forma eléctrica, sin ninguna conversión intermedia. (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

#### 2.2.8.- Electricidad.

La electricidad es un conjunto de fenómenos producidos por el movimiento e interacción entre las cargas eléctricas positivas y negativas de los cuerpos físicos. (Foro de la Industria Nuclear Española, s.f.)

#### 2.2.9.- Voltaje.

Se define como la cantidad de energía potencial entre dos puntos de un circuito. Un punto tiene más carga que otro. La diferencia de carga entre los puntos se llama voltaje. Su unidad de medida es el Volt. El voltaje se representa en las ecuaciones y los esquemáticos por la letra "V". (MCI Capacitación- MCI Electronics, s.f.)



#### 2.2.10.- Corriente.

Es la tasa con la que fluye la carga. La corriente eléctrica es medida en amperes. La corriente se representa por la letra "I". (MCI Capacitación- MCI Electronics, s.f.)

#### 2.2.11.- Resistencia.

Es la tendencia de resistir el flujo de carga (corriente) de un material. La unidad de resistencia es el "Ohm". Este valor suele ser representado en los esquemáticos con la letra griega "Ω", que se llama omega. (MCI Capacitación- MCI Electronics, s.f.).

#### 2.2.12.- Potencial eléctrico.

El potencial eléctrico en un punto del espacio es una magnitud escalar que nos permite obtener una medida del campo eléctrico en dicho punto a través de la energía potencial electrostática que adquiriría una carga si la situásemos en ese punto. Esto se demuestra en la ecuación 2.1.

$$V = \frac{E_p}{q'} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

- V es el potencial eléctrico en un punto del campo eléctrico. Su unidad en el S.I. es el Joule por culombio (J/C).
- $E_p$  es la energía potencial eléctrica que adquiere una carga testigo positiva  $q'$  al situarla en ese punto.

(Fernández & Coronado, s.f.)

#### 2.2.13.- Material conductor.

Los conductores son aquellos materiales que contienen electrones que pueden moverse libremente. Son los materiales que nos van a servir para hacer circuitos eléctricos. (Manuel, 2014)

#### 2.2.14.- Material semiconductor.

Los semiconductores, como el silicio o el germanio, presentan propiedades eléctricas que están entre los conductores y los aislantes. Se utilizan principalmente cómo elementos de los circuitos electrónicos. (Manuel, 2014)

#### 2.2.15.- Material aislante.

Los aislantes son materiales donde los electrones no pueden circular libremente, como por ejemplo la cerámica, el vidrio, plásticos en general, el papel, la madera, etc. Estos materiales no conducen la corriente eléctrica. (Manuel, 2014)

## 2.3.- Radiación Solar.

El Sol genera energía mediante reacciones nucleares de fusión que se producen en su núcleo. Esta energía recibe el nombre de radiación solar, se transmite en forma de radiación electromagnética y alcanza la atmósfera terrestre en forma de conjunto de radiaciones o espectro electromagnético con longitudes de onda que van de 0.15  $\mu\text{m}$  a 4  $\mu\text{m}$  aproximadamente (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

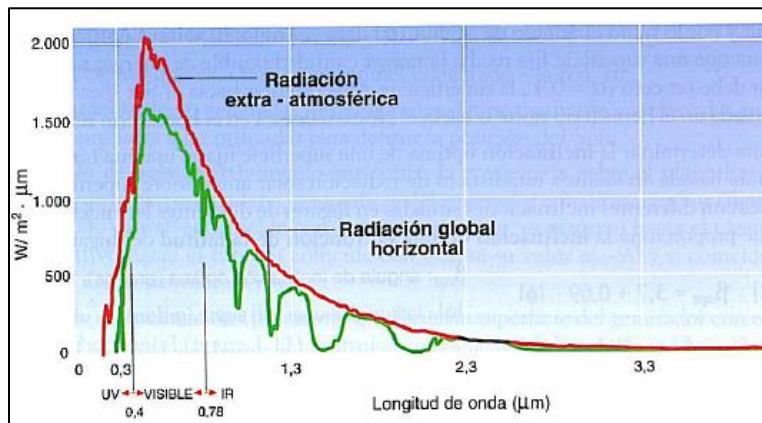


Figura 2.1 Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica y en la superficie terrestre.

### 2.3.1.- Tipos de radiación solar sobre una superficie.

La radiación solar sobre la superficie terrestre tiene variaciones temporales, siendo unas aleatorias, como la nubosidad, y otras previsibles, como son los cambios estacionales o el día y la noche, provocadas por los movimientos de la Tierra.

Radiación directa: la forman los rayos recibidos directamente del Sol.

Radiación difusa: procedente de toda la bóveda del cielo, excluyendo el disco solar, la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor.

Radiación reflejada o de albedo: reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Depende directamente de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

Los tipos de radiación se muestra gráficamente en la Figura 2.2.

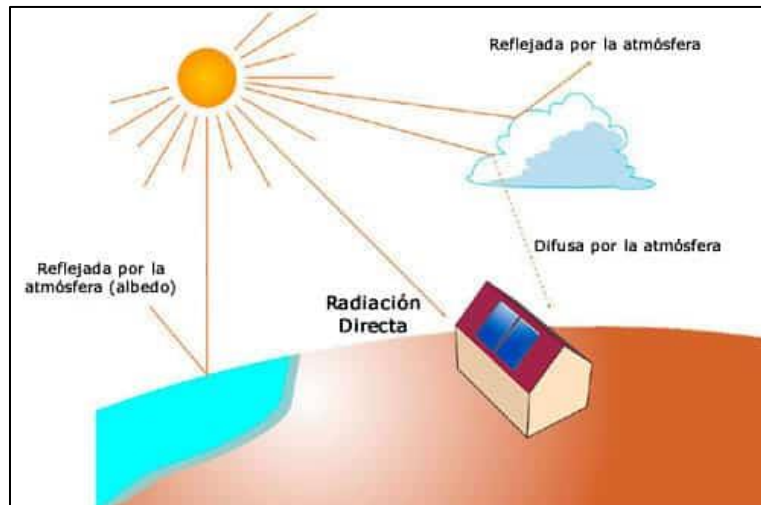


Figura 2.2 Diferentes tipos de radiación solar.

### 2.3.2- Irradiancia e irradiación.

Para cuantificar la radiación solar que se utilizan dos magnitudes que corresponden a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie, se denominan irradiancia e irradiación.

Irradiancia: potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de radiación solar. Se mide en watts por metro cuadrado ( $W/m^2$ ).

Irradiación: integración o suma de la irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo ( $J/m^2$  por hora, día, semana, mes, etc., según el caso) (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

### 2.4.- Efecto fotovoltaico.

Las celdas fotovoltaicas se fabrican por semiconductores. El semiconductor más utilizado es el silicio.

Los átomos de silicio tienen su orbital externo incompleto con solo cuatro electrones denominados electrones de valencia. Estos átomos forman una red cristalina en la que cada átomo comparte sus cuatro electrones de valencia con los cuatro átomos vecinos formando enlaces covalentes.

Cualquier aporte de energía, como una elevación de la temperatura o la iluminación del semiconductor, provoca que algunos electrones de valencia absorban suficiente

energía para liberarse del enlace covalente y moverse a través de la red cristalina, convirtiéndose en electrones libres.

Cuando un electrón libre abandona el átomo de un cristal de silicio, deja en la red cristalina una vacante (hueco) que con respecto a los electrones circundantes tiene efecto similares a los que provocaría una carga positiva. A las vacantes así producidas se les llama huecos con carga positiva.

La energía mínima necesaria para romper el enlace y generar un par electrón-hueco es una cantidad constante, características del material semiconductor, que se denomina energía de enlace. Para el silicio, la energía necesaria para generar un par electrón-hueco es de 1.12 eV.

La luz solar está formada por fotones que se pueden definir como partículas sin masa con una determinada cantidad de energía. Las diferentes energías de los fotones corresponden a las diferentes longitudes de onda que se componen el espectro electromagnético solar. El espectro visible se sitúa entre 1.6 y 3.1 eV, a partir de 3.1 se encuentra el ultravioleta (UV) y por debajo de 1.6 eV tenemos el infrarrojo (IR).

Cuando un fotón incide sobre un semiconductor, si tiene suficiente energía, genera un par de electrón-hueco. Si su energía es inferior a la energía de enlace del material, o atravesará sin producir ningún efecto. Por ejemplo, en el silicio, los fotones con longitudes de onda superiores de 1.100 nm, que tienen una energía inferior de 1.12 eV, no pueden producir pares electrón-hueco.

Los electrones y huecos que se generan al iluminar un semiconductor se mueven por su interior aleatoriamente, cada vez que un electrón encuentra un hueco, lo ocupa y libera la energía adquirida previamente en forma de calor, esto se llama recombinación de un par electrón-hueco. Este proceso no tiene ninguna utilidad si no se consigue separar los electrones y los huecos de manera que se agrupen en diferentes zonas para formar un campo eléctrico, de forma que el semiconductor se comporte como un generador eléctrico. Si de alguna forma se consigue mantener esta separación y se mantiene constante la iluminación aparece una diferencia de potencial. Esta conversión de luz en diferencia de potencial recibe el nombre de

efector fotovoltaico. Para conseguir la separación de electrones y huecos se utiliza una unión de semiconductores P y N (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

## **2.5.- Semiconductor P y N.**

Para mejorar la conductividad eléctrica de los semiconductores se utilizan impurezas añadidas voluntariamente, operación denominada dopado, que pueden ser de dos tipos:

**Impurezas pentavalentes:** Son elementos cuyos átomos tienen cinco electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el fósforo, el antimonio y el arsénico.

**Impurezas trivalentes:** Son elementos cuyos átomos tienen tres electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el boro, el galio y el indio. Cuando un elemento con cinco electrones de valencia entra en la red cristalina del silicio, completan los cuatro electrones de valencia que se precisan para llegar al equilibrio quedando un quinto electrón libre que se convierte en portador de carga, aumentando su conductividad eléctrica. Un semiconductor dopado con impurezas pentavalentes se dice que es de tipo N por ser negativa la carga de los portadores añadidos.

En cambio, si se introduce una impureza trivalente en la red cristalina del silicio se forman tres enlaces covalentes con tres átomos de silicio vecinos, quedando un cuarto átomo de silicio con un electrón sin enlazar, provocando un hueco en la red cristalina. Los huecos originados son portadores de carga para el paso de la corriente eléctrica formada por electrones que son transportados de hueco en hueco. El hueco se comporta como una carga positiva que solo se puede mover por el interior del semiconductor. Un semiconductor dopado con impurezas trivalentes se dice que es de tipo P por ser positiva la carga de los portadores añadidos (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

### **2.5.1- Unión PN.**

Cuando a un material semiconductor se le añaden impurezas tipo P por un lado e impurezas tipo N por otro, se forma una unión PN con dos regiones, una N y otra P separadas (Figura 2.3).

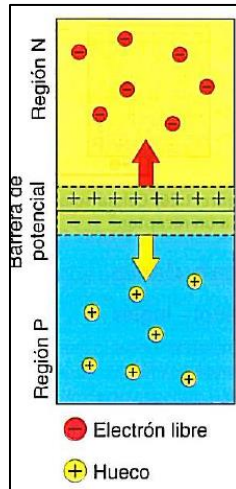


Figura 2.3 Unión PN.

Por la atracción entre cargas positivas y negativas, los electrones libres de la región N más próximos a la región P se difunden en esta, produciéndose la recombinación con los huecos más próximos de dicha región. En la región N se crean iones positivos y en la región P se crean iones negativos.

Por el hecho de formar parte de una red cristalina, los iones mencionados no se pueden mover y por lo tanto no son libres para recombinarse. Esta distribución de cargas en la unión establece un campo eléctrico o “barrera de potencial” que impide el paso del resto de electrones de la región N a la región P, deteniendo la difusión y manteniéndolos separados a los portadores de carga de cada región.

Una unión PN no conectada a un circuito exterior queda bloqueada y en equilibrio electrónico a temperatura constante (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

## 2.6.- Celda solar.

Las celdas solares son dispositivos que convierten energía solar en electricidad, ya sea directamente vía el efecto fotovoltaico, o indirectamente mediante la previa conversión de energía solar a calor o a energía química.

La forma más común de las celdas solares se basa en el efecto fotovoltaico, en el cual la luz que incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas produce una diferencia de potencial entre las capas. Este voltaje es capaz de conducir una

corriente a través de un circuito externo de modo de producir trabajo útil (Textos científicos.com, 2005).

Una celda solar típica, con una superficie de  $100 \text{ cm}^2$  produce  $1.5 \text{ W}$  aproximadamente, con un voltaje de  $0.5 \text{ V}$  y una corriente de  $3 \text{ A}$  (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

### **2.7.- Módulo fotovoltaico.**

Los valores de tensión y corriente no son adecuados para casi ninguna aplicación y es necesario agrupar varias celdas solares para conseguir niveles de tensión y corrientes útiles. Al conjunto de celdas solares agrupadas se le denomina módulo fotovoltaico.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 celdas conectadas en serie. En algunos casos pueden incluir la conexión en paralelo de grupos de celdas conectadas en serie. Además, hay que proporcionar al conjunto de celdas una protección frente a los agentes atmosféricos, un aislamiento eléctrico adecuado y una consistencia mecánica que permita su manipulación práctica (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

En la Figura 2.4, se muestra el aspecto físico de cómo es un módulo fotovoltaico en la parte frontal.



Figura 2.4 Vista frontal de un módulo fotovoltaico.

### 2.7.1.- Estructura de un módulo fotovoltaico.

Un módulo fotovoltaico está compuesto por:

- Cubierta frontal. Suele ser de vidrio templado de entre 3 y 4 mm de espesor, con muy buena transmisión de la radiación solar, proporciona protección contra los agentes atmosféricos y los impactos (granizo, actos vandálicos, etc.). La superficie exterior del vidrio es anti reflexiva y está tratada para impedir la retención del polvo y suciedad. La superficie interior generalmente es rugosa, lo que permite una buena adherencia con el encapsulante de las celdas, además de facilitar la penetración de la radiación solar.
- Encapsulante. La mayoría de los módulos se emplean etil-vinil-acetato (EVA). En contacto directo con las celdas protege las conexiones entre las mismas y aporta resistencia contra vibraciones e impactos. Además, proporciona el acoplamiento con la cubierta frontal y la protección posterior. Al igual que la cubierta frontal, permite la transmisión de la radiación solar y no se degrada con la radiación ultravioleta.
- Cubierta posterior. Se utiliza una capa de polivinilo fluoruro (PVF, comercialmente denominado TEDLAR) o de poliéster. Junto con la cubierta frontal, protege al módulo de la humedad y otros agentes atmosféricos y lo aísla eléctricamente. De naturaleza opaca, es habitual que sea de color blanco para reflejar la luz solar que no recogen las celdas. Algunos fabricantes ponen esta cubierta de vidrio para aprovechar la radiación solar reflejada que puede recogerse por la parte posterior del módulo. Para ellos las celdas solares incluyen capas de silicio amorfo que recoge la radiación.
- Marco. La mayoría de los fabricantes utilizan anodizado. Proporciona rigidez y resistencia mecánica al módulo, además de un sistema de fijación. Puede incorporar una conexión para la toma de tierra. Nunca se debe mecanizar, porque las vibraciones pueden romper el cristal de la cubierta frontal.
- Conexiones. Situadas en la parte posterior del módulo, habitualmente consiste en una caja con una protección recomendada contra el polvo y agua IP-65. Fabricada con materiales plásticos resistentes a las temperaturas elevadas, que en su interior incorpora los bornes de conexión positivo y



negativo del módulo y los diodos de paso (diodos by-pass). El uso de prensaestopas para el paso de cables mantiene la protección contra el polvo y agua (Figura 2.6) (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

En la Figura 2.5, se muestra gráficamente las partes que constituyen un módulo fotovoltaico.

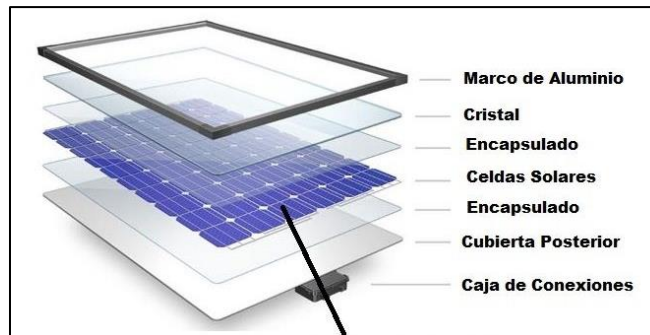


Figura 2.5 Partes de un módulo fotovoltaico.

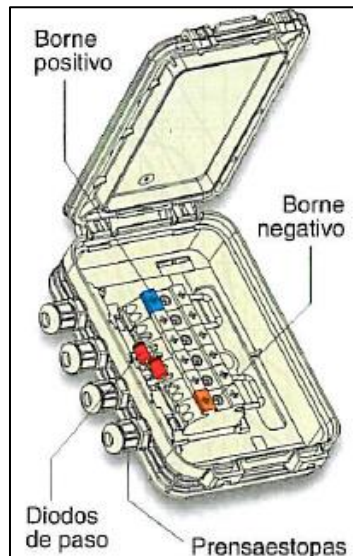


Figura 2.6 Caja de conexiones de un módulo fotovoltaico.

### 2.7.2.- Tipos de módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos, módulos solares o placas solares se pueden clasificar en función del tipo de celda fotovoltaica en:

Cristalinos:

- Monocristalinos: Compuestos en celdas de un único cristal de silicio. Se reconocen por la forma de la celda, circular u octogonal a partir de celdas circulares recortadas.
- Policristalinos: Formados por celdas con múltiples partículas de silicio cristalizadas. Normalmente las celdas tienen forma rectangular y son de un tono más azulado con coloración más irregular.
- Amorfos: Las también denominadas de 'capa fina' compuestas de silicio sin cristalizar.

La tipología del material con el que está fabricada un módulo solar afecta sobre las propiedades de la placa solar, así como al precio (AutoSolar, 2017).

### 2.7.3 - Parámetros característicos de un módulo fotovoltaico.

Un módulo fotovoltaico está constituido por varias celdas solares conectadas eléctricamente entre sí. Si todas las celdas son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiación y temperatura, la tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar un módulo fotovoltaico cumplen las siguientes relaciones:

$$I_m = N_p * I_c \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

$I_m$ : intensidad del módulo. (A)

$I_c$ : intensidad de una celda solar. (A)

$N_p$ : número de celdas/ramas en paralelo.

$$P_m = N_s * N_p * P_c \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Donde:

$P_m$ : potencia del módulo. (W)

$P_c$ : potencia de una celda solar. (W)

$N_s$ : número de celdas asociadas en serie.

$N_p$ : número de celdas/ramas en paralelo.

Los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico tienen una relación directa con los parámetros eléctricos de sus celdas y con la cantidad y el conexionado serie-paralelo de las mismas. (Agustín & Santamaria Herranz, 2010)

#### 2.7.4.- Hojas de datos de fabricantes en los módulos fotovoltaicos.

Las hojas de un módulo fotovoltaico deben incluir información de un conjunto de parámetros característicos de acuerdo con las normas (UNEEN50380:2003). Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

Voltaje en circuito abierto o Voc (Open circuit voltage): significa el voltaje en voltios que el módulo entrega cuando está desconectado, es decir, si ponemos un voltímetro en los terminales de un módulo que está al sol y desconectado de la instalación, ese será el voltaje que podremos medir. Este dato es muy importante porque hay que tenerlo en cuenta para reguladores de carga, inversores de red, etc.

Intensidad en cortocircuito o Isc (Short Circuit Current): significa la intensidad de corriente en amperios que el módulo puede producir cuando está en cortocircuito. Significa que si unimos el cable positivo del módulo con el cable negativo se cortocircuita, y mediante una pinza de medición podremos comprobar la intensidad máxima que es capaz de producir el módulo.

Voltaje a máxima potencia o Vmp (Maximum Power Voltage): es la cifra que nos determina qué tipo de módulo es, 12V, 24V o el que sea. Para ser un módulo de 12V la cifra debe estar entre 15 y 19V, mientras que para que sea de 24V esta cifra debe estar entre 36 y 39V. Esto es así porque en aislada, el voltaje que ofrece el módulo siempre debe ser superior al voltaje de carga de la batería. En el caso que nos ocupa, es un módulo de 12V.

Intensidad a máxima potencia o Imp (Maximum Power Current): Nos indica la intensidad máxima en amperios que produce el módulo cuando está conectado a la instalación. Es la cifra a tener en cuenta para no quedarnos limitados por el regulador de carga.

Potencia Máxima o Pmax: es la cifra de potencia que determina el modelo del módulo, también la podemos calcular si multiplicamos el Vmp x Imp.

Todas estas cifras de medición, como es previsible se realizan en un ambiente controlado en temperatura y radiación. En un laboratorio con 1000W/m<sup>2</sup> de radiación y con una temperatura de celda de 25° tal y como dice también en la

pegatina adjunta. Esto ocurre porque a temperatura ambiente, el rendimiento del módulo empeora si hace más calor. Un incremento de 20°C reduce el rendimiento entre un 8 y un 10%.

Aparecen también otros datos de interés como el voltaje máximo del sistema, que determina que el módulo está diseñado para instalarse junto a otros pero que en su conjunto no superen determinado voltaje.

También podemos ver el peso, las dimensiones y las certificaciones técnicas del fabricante, así como otros datos comerciales y de contacto (AutoSolar, 2017).

En la Figura 2.7, se muestra un ejemplo de una ficha técnica de un módulo fotovoltaico.

<b>WAAREE</b> One with the Sun		MADE IN INDIA www.waaree.com (An ISO 9001,14001 & OHSAS certified company)
<b>WS - 200</b>		
Maximum Power (Pmax)	200.0 W	Certified With
Open Circuit Voltage (Voc)	22.97 V	CE
Short Circuit Current (Isc)	11.64 A	IEC 61215
Maximum Power Voltage (Vmp)	17.97 V	IEC 61730 - 1
Maximum Power Current (Imp)	11.13 A	IEC 61730 - 2
Maximum System Voltage	1000 V DC	IEC 61701
Weight	17.5 Kg	Intertek, UL
Dimension	1490 x 990 mm	
All Values measured at STC : 25°C Cell temp, 1000 W/m <sup>2</sup> , AM 1.5		
<b>WARNING - ELECTRICAL HAZARD</b> The Unit Produces Electricity When Exposed To Light. Cover The Glass With An Opaque Material, Before Opening Terminal Box. Don't Disconnect The Plugs Under Load.		
<b>WAAREE ENERGIES LIMITED</b> Plot No. 231-236; Surat Special Economic Zone, Diamond Park, Sachin, Surat-394230, Gujarat, INDIA.		<b>Contact Details</b> customercare@waaree.com Toll Free - 1800 212 1321 +91 90999 26499

Figura 2.7 Ficha técnica de un módulo fotovoltaico.

#### 2.7.5.- Tipos de conexiones para módulos fotovoltaicos.

La intensidad y la tensión de un módulo fotovoltaico no siempre satisfacen los requisitos de tensión e intensidad de un sistema. Es necesario agrupar varios módulos para conseguir valores adecuados, teniendo en cuenta que conectando módulos en serie aumenta la tensión del sistema y conectando módulos en paralelo se aumenta la intensidad del sistema.

Se puede realizar tres tipos de conexión en función de las necesidades:

- Conexión serie: para elevar la tensión del generador.
- Conexión paralela: para elevar la intensidad del generador.

- Conexión serie/paralelo: para elevar la tensión y la intensidad del generador.

Conexión de módulos en serie.

La intensidad del generador es igual a la de un módulo y la tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie.

$$I_G = I_M \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Donde:

$I_G$ = Intensidad del generador (A).

$I_m$ = Intensidad de un módulo (A).

$$U_G = N_s * U_M \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Donde:

$U_G$ = Tensión del generador (V)

$N_s$ = Número de módulos conectados en serie.

$U_M$ = Tensión de un módulo (V).

El conexionado en serie de los módulos se realiza conectando el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente módulo. El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo del generador y el terminal positivo del último módulo es el terminal positivo del generador.

En la Figura 2.8, muestra un conexionado de dos módulos fotovoltaicos en serie.

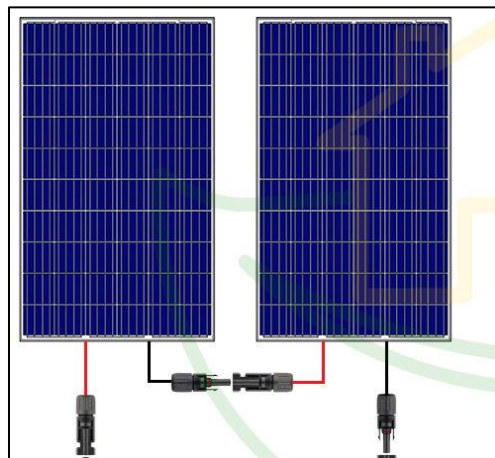


Figura 2.8 Conexión en serie de dos módulos fotovoltaicos.

Recuperado de <https://autosolar.pe/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-y-en-paralelo-de-paneles-solares>

Conexión de módulos en paralelo.

La tensión del generador es igual a la de un módulo y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de módulos en paralelo.

$$U_G = U_M \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Donde:

$U_G$ = Tensión del generador (V).

$U_m$ = Tensión de un módulo (V).

$$U_G = N_p * I_M \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Donde:

$U_G$ = Intensidad del generador (A).

$N_p$ = Número de módulos conectados en paralelo.

$I_M$ = Intensidad de un módulo (I).

El conexionado en paralelo de los módulos se realiza conectando el terminal positivo de todos los módulos entre sí para formar el terminal positivo del generador y conectado el terminal negativo de todos los módulos entre sí para formar el terminal negativo del generador.

En la Figura 2.9, se muestra un conexionado de dos módulos fotovoltaicos en paralelo.

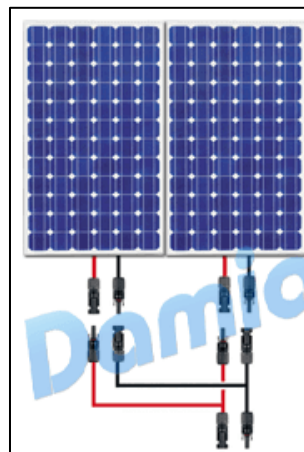


Figura 2.9 Conexión en paralelo de dos módulos fotovoltaicos  
Recuperado de [https://www.damiosolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo\\_1](https://www.damiosolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo_1)

Conexión de módulos en serie/paralelo.

La tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie y la intensidad de un módulo por el número de ramas en paralelo. Cada grupo de módulos conectados en serie se denomina rama o cadena.

$$U_G = N_s * U_M \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Donde:

$U_G$ = Tensión del generador (V).

$N_s$ = Número de módulos conectados en serie.

$U_M$ = Tensión de un módulo (V).

$$I_G = N_p * I_M \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Donde:

$I_G$ = Intensidad del generador (A)

$N_p$ = Número de módulos conectados en paralelo.

$I_M$ = Intensidad de un módulo (I).

Para conectar los módulos de una rama se aplica el procedimiento de conexionado en serie de módulos. El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo de la rama y el terminal positivo del último módulo es el terminal positivo de la rama. El conexionado termina aplicando el procedimiento de conexión paralelo de las ramas realizadas previamente (Agustín & Santamaria Herranz, 2010).

En la figura 2.10, se muestra un conexionado de seis módulos fotovoltaicos en serie/paralelo.

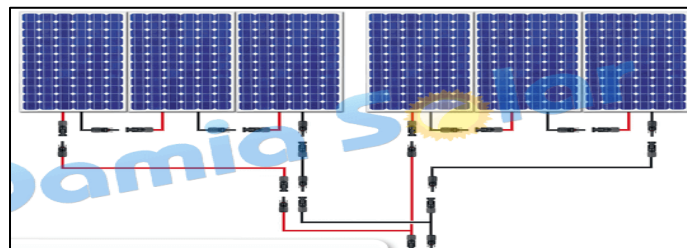


Figura 2.10 Conexión en serie/paralelo o mixta de módulos fotovoltaicos. Recuperado de [https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo\\_1](https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo_1)

### 2.7.6- Influencia de irradiación sobre un módulo fotovoltaico.

La tensión y corriente generada en una celda depende directamente de la iluminación recibida. La corriente de cortocircuito de la celda es directamente proporcional a la irradiancia como se muestra en la Figura 2.11, disminuyendo a medida que se reduce la irradiancia. La tensión de circuito abierto varía poco con la irradiancia, aunque también decrece, a efectos prácticos se puede considerar constante.

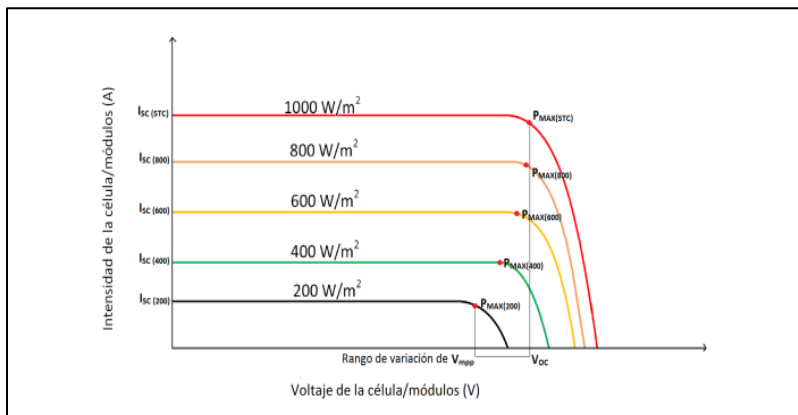


Figura 2.11 Características I-V de un módulo fotovoltaico en función de la irradiancia.

La intensidad de cortocircuito,  $I_{SC}$ , varía con la irradiancia, siendo esta variación lineal acorde a la ecuación 2.10:

$$I_{SC} = G * \frac{I_{SC}(CEM)}{100} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Donde:

$I_{SC}$ = intensidad de cortocircuito para una irradiancia  $G$  (A).

$I_{SC(1TC)}$ = intensidad de cortocircuito en condiciones CEM (A).

$G$ : irradiancia ( $w/m^2$ )

(Ingelibre, 2014).

### 2.7.7.- Influencia de la temperatura en un módulo fotovoltaico.

La temperatura afecta de manera considerable a la tensión, tal y como muestra la Figura 2.12:



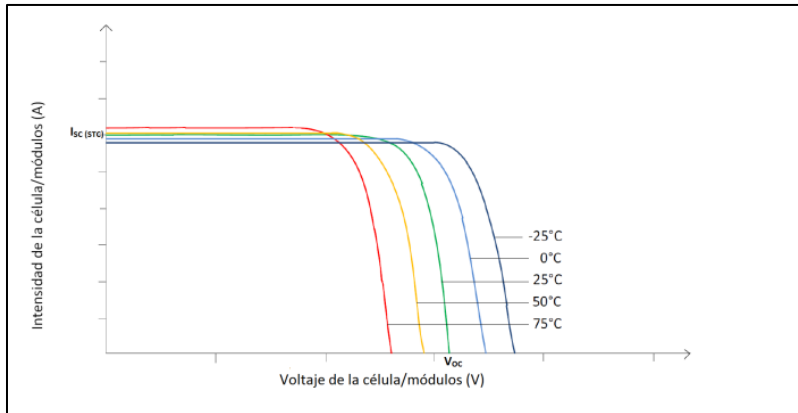


Figura 2.12 Características I-V de un módulo fotovoltaico en función de la temperatura.

Como se aprecia la tensión de circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura. Sin embargo, la intensidad de cortocircuito aumenta cuando crece la temperatura, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante.

Es evidente que si la tensión de la celda disminuye cuando aumenta la temperatura y la intensidad prácticamente se mantiene constante, la potencia entregada por la celda, disminuirá cuando aumente la temperatura de la celda, tal y como muestra la Figura 2.13:

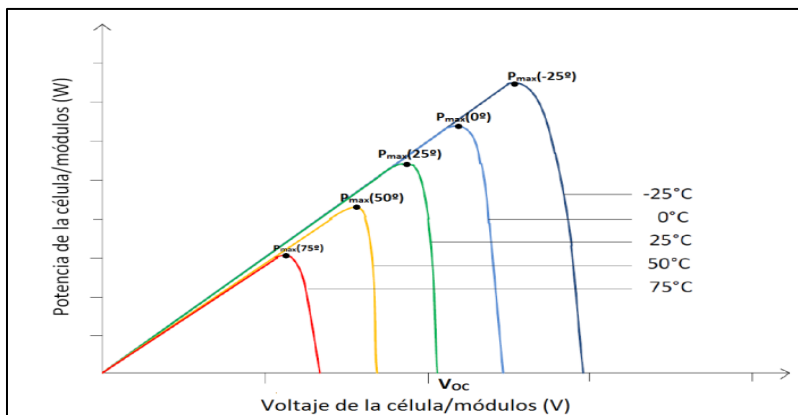


Figura 2.13 Características P-V de un módulo fotovoltaico en función de la temperatura.

La temperatura de trabajo de una celda está íntimamente relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación y se puede obtener mediante la fórmula 2.11:

$$T_c = T_a + G * \frac{T_{onc} - 20}{800} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Donde:

T<sub>c</sub>: temperatura de trabajo de la celda (°C).

T<sub>a</sub>: temperatura ambiente (°C).

T<sub>onc</sub>: temperatura de operación nominal de la celda (°C).

G: irradiancia (W/m<sup>2</sup>).

El valor de la temperatura de operación nominal de la celda (TONC) es un parámetro que se obtiene de las hojas características de los módulos fotovoltaicos, toma valores que van de 43 a 49°C y si no se dispone de él se puede tomar 45°C como un valor razonable.

TONC o NOCT “Nominal Operating Cell Temperatura” corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 800 W/m<sup>2</sup>, con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente de 20°C, velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

Coeficiente intensidad-temperatura (α): variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus celdas. Se especifica en valor absoluto en mA/°C o en valor relativo como %/°C. Un valor típico de α en celdas de silicio es 0,63 mA/°C.

Coeficiente tensión-temperatura (β): variación de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus celdas. Se especifica en valor absoluto en mV/°C o en valor relativo como %/°C. Un valor típico de β en celdas de silicio es -2,3 mV/°C (Ingelibre, 2014).

## **2.8.- Sistemas fotovoltaicos.**

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de dispositivos que aprovechan la energía producida por el sol y la convierten en energía eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos se basan en la capacidad de las celdas fotovoltaicas de transformar energía solar en energía eléctrica (DC). En un sistema conectado a la

red eléctrica esta energía, mediante el uso de un inversor, es transformada a corriente alterna (AC), la cual puede ser utilizada en hogares e industrias (Desmex Solar, 2011).

#### 2.8.1.-Tipos de sistemas fotovoltaicos.

- Aislado o autónomo.

Una instalación solar fotovoltaica aislada es un sistema de generación de corriente sin conexión a la red eléctrica que proporciona al propietario energía procedente de la luz del sol. Normalmente requiere el almacenamiento de la energía fotovoltaica generada en acumuladores.

Estas instalaciones fotovoltaicas aisladas son ideales en regiones donde la conexión a la red eléctrica no es posible o no está prevista debido a los altos costes de desarrollo de la construcción de los sistemas eléctricos de la línea, especialmente en las zonas rurales remotas (Krannich, s.f.).

- Conectados a red eléctrica.

Se llaman así porque están interconectados a la red eléctrica. Toda la energía que genera los módulos solares se inyecta directamente a la red de distribución eléctrica de tu localidad, es decir que operan en paralelo con la red eléctrica.

Estos sistemas por lo general son más económicos ya que no necesitas de un banco de baterías, que en ocasiones son los dispositivos más costosos del sistema aislado y los que mayor mantenimiento requieren.

En la mayoría de los casos, para los sistemas interconectados, tienes que realizar un contrato con tu compañía de electricidad local que verifica que todo tu sistema cumpla con las regulaciones, ya que la energía que generas la envías a la red nacional y es fundamental garantizar su calidad (Camaer, s.f.).

## 2.9.- Electrónica.

Se llama electrónica a una disciplina técnica y científica, considerada como una rama de la física y como una especialización de la ingeniería, que se dedica al estudio y la producción de sistemas físicos basados en la conducción y el control de un flujo de electrones o de partículas cargadas eléctricamente.

La electrónica sirve para un sinnúmero de aplicaciones en el mundo contemporáneo. Prácticamente todos los implementos que usamos a diario, como computadoras, calculadoras, celulares, relojes digitales, circuitos eléctricos, controles remotos, televisores, radios, y un variopinto etcétera tienen su origen en el desarrollo de la electrónica y el mejoramiento en sus mecanismos de conducción y en sus materiales. Gracias a la electrónica hemos revolucionado nuestra capacidad tecnológica (Raffino, 2019).

### 2.9.1.- Componentes electrónicos básicos.

Un componente electrónico es un dispositivo que forma parte de un circuito electrónico. Suelen estar encapsulados, generalmente en un material cerámico, metálico o plástico, y terminar en dos o más terminales o “patillas” metálicas. Están diseñados para ser conectados entre ellos, normalmente mediante soldadura, a un circuito impreso, y así formar el mencionado circuito electrónico.

Para determinar los componentes básicos, primero realizaremos una clasificación según su funcionamiento, que los divide entre pasivos y activos.

Los componentes electrónicos pasivos, son los encargados de la conexión entre los diferentes componentes activos, asegurando la transmisión de las señales eléctricas o modificando su nivel. Dentro de este tipo tendremos:

- Resistencias.

Son componentes que ofrecen cierta oposición al paso de la corriente eléctrica y producen una caída de tensión entre sus terminales. Todas las resistencias tienen tres características importantes que definen sus condiciones de trabajo y utilización: el valor y tolerancia, que es la magnitud óhmica y los límites o desviaciones establecidos por el fabricante; la potencia que es capaz de disipar; y la estabilidad

del componente en condiciones de trabajo. A su vez, las resistencias pueden ser fijas o variables. Las resistencias fijas tienen siempre el mismo valor óhmico, este valor queda establecido mediante un código de colores pintado mediante cuatro franjas de colores. Las resistencias variables, pueden modificar su valor óhmico dentro de unos valores determinados, por ejemplo, los potenciómetros o las termistencias (resistencias que varían su valor con la temperatura).

- Condensadores.

Son componentes capaces de almacenar temporalmente cargas eléctricas. Están formados por dos superficies metálicas denominadas armaduras que se encuentran separadas por un medio aislante denominado dieléctrico.

Las características principales de un condensador son: su valor, que es la capacidad de almacenamiento que tiene; la tensión de perforación del dieléctrico que es el valor máximo de tensión que soporta el dieléctrico; y la tolerancia que es la diferencia máxima entre el valor nominal y el real y se expresa en porcentaje.

- Inductores o bobinas.

Cuando una corriente circula por un circuito, crea un campo magnético ligado al propio circuito que varía cuando lo hace la corriente. Por tanto, se induce una fuerza electromotriz. La relación entre la fuerza electromotriz inducida y las variaciones de intensidad viene dada por el coeficiente de autoinducción, que se representa por la letra "L" y tiene unidades de Hertz (H). Este efecto se modela mediante las bobinas.

Las características principales de una bobina son las siguientes: valor de autoinducción que es el valor de inductancia que presenta la bobina; y frecuencia de trabajo que es el valor de frecuencia en el cual la bobina es operativa.

Y, finalmente, describimos los componentes electrónicos activos, los que son capaces de generar, modificar y amplificar el valor de una señal eléctrica. Entre ellos destacamos:

- Generadores.

Son elementos de circuito capaces de generar una tensión o una corriente y suministrar potencia a una carga. Además, pueden ser independientes o dependientes, en cuyo caso, la magnitud del generador depende de otra magnitud, tensión o corriente, presente en otro punto del circuito.

El generador de tensión se encarga de proporcionar energía eléctrica con una determinada tensión, cuyo valor es independiente de la corriente que pasa a través de él. Y el generador de corriente se encarga de proporcionar energía eléctrica con una determinada corriente cuyo valor es independiente de la tensión entre sus terminales.

- Diodos.

Se trata de un semiconductor formado por la unión de dos materiales tipo P y tipo N, que se caracteriza por permitir el paso de la corriente eléctrica en un solo sentido: de ánodo (+) a cátodo (-). Sólo funcionan cuando el ánodo está conectado al polo positivo de la fuente de energía, y el cátodo al polo negativo. Cuando un diodo está conectado de esta forma, está polarizado directamente y la corriente circula; si está polarizado de forma indirecta la corriente no circula. Se comporta como si fuera un interruptor, pues en sentido directo presentan una resistencia de reducido valor ( $300\Omega$  aprox.), mientras que en el sentido inverso la resistencia puede ser de hasta  $1000\Omega$  (Cardete, 2018).

## **2.10.- Programación.**

Es el proceso de tomar un algoritmo y codificarlo en una notación, un lenguaje de programación, de modo que pueda ser ejecutado por una computadora. Aunque existen muchos lenguajes de programación y muchos tipos diferentes de computadoras, el primer paso es la necesidad de tener una solución. Sin un algoritmo no puede haber un programa.

Las ciencias de la programación no son el estudio de la programación. La programación, sin embargo, es una parte importante de lo que hace un científico de la computación. La programación es a menudo la manera en la que creamos una

representación para nuestras soluciones. Por tanto, esta representación en un lenguaje y el proceso de crearla se convierte en una parte fundamental de la disciplina.

Los algoritmos describen la solución a un problema en términos de los datos requeridos para representar el caso del problema y el conjunto de pasos necesarios para producir el resultado pretendido. Los lenguajes de programación deben suministrar un modo notacional para representar tanto el proceso como los datos. Para este fin, los lenguajes suministran estructuras de control y tipos de datos.

Las estructuras de control permiten que los pasos algorítmicos sean representados de una manera conveniente, pero sin ambigüedades. Como mínimo, los algoritmos requieren estructuras que lleven a cabo procesamiento secuencial, selección para toma de decisiones e iteraciones para control repetitivo. Siempre y cuando el lenguaje proporcione estas instrucciones básicas, éste puede ser usado para la representación del algoritmo.

### **2.11.- Lenguajes de programación.**

El lenguaje de programación es un lenguaje formal que, mediante una serie de instrucciones, le permite a un programador escribir un conjunto de órdenes, acciones consecutivas, datos y algoritmos para, de esa forma, crear programas que controlen el comportamiento físico y lógico de una máquina.

Mediante este lenguaje se comunican el programador y la máquina, permitiendo especificar, de forma precisa, aspectos como:

- cuáles datos debe operar un software específico.
- cómo deben ser almacenados o transmitidos esos datos.
- las acciones que debe tomar el software dependiendo de las circunstancias variables.

#### **2.11.1.- Tipos de lenguajes de programación.**

El lenguaje de programación es la base para construir todas las aplicaciones digitales que se utilizan en el día a día y se clasifican en dos tipos principales: lenguaje de bajo nivel y de alto nivel.

- Lenguaje de programación de bajo nivel.

- Son lenguajes totalmente orientados a la máquina.

Este lenguaje sirve de interfaz y crea un vínculo inseparable entre el hardware y el software.

Además, ejerce un control directo sobre el equipo y su estructura física. Para aplicarlo adecuadamente es necesario que el programador conozca sólidamente el hardware. Éste se subdivide en dos tipos:

Lenguaje máquina.

Es el más primitivo de los lenguajes y es una colección de dígitos binarios o bits (0 y 1) que la computadora lee e interpreta y son los únicos idiomas que las computadoras entienden. Ejemplo: 10110000 01100001

Lenguaje ensamblador.

El lenguaje ensamblador es el primer intento de sustitución del lenguaje de máquina por uno más cercano al utilizado por los humanos. Un programa escrito en éste lenguaje es almacenado como texto (tal como programas de alto nivel) y consiste en una serie de instrucciones que corresponden al flujo de órdenes ejecutables por un microprocesador. Sin embargo, dichas máquinas no comprenden el lenguaje ensamblador, por lo que se debe convertir a lenguaje máquina mediante un programa llamado Ensamblador. Este genera códigos compactos, rápidos y eficientes creados por el programador que tiene el control total de la máquina (Redator Rock Content, 2019).

- Lenguaje de programación de alto nivel.

Cuando hablamos de un lenguaje de alto nivel nos referimos al tipo de lenguaje de programación que no expresa los algoritmos teniendo en cuenta la capacidad que tienen las máquinas para ejecutar órdenes, sino al que se utiliza teniendo en cuenta las capacidades cognitivas de los seres humanos. Existen desde la década de los 50 y nacieron con el objetivo de ir más allá respecto a las limitaciones de los lenguajes de bajo nivel, permitiendo a los usuarios resolver problemas de una forma sencilla y rápida.

Basic.

En el año 1965 nacía este lenguaje de programación de alto nivel que tenía la intención de convertirse en el estándar entre las personas que estuvieran



comenzando. No era un lenguaje tan eficiente como otros que se habían utilizado en este segmento, pero tenía la ventaja de ser realmente fácil de usar y aprender. Eso ayudó a que muchos estudiantes lo usaran como primer paso en la programación. Llegó en la época de los microordenadores y ayudó de forma significativa debido a ese nivel de interacción que proporcionaba a los usuarios. En la actualidad el lenguaje ha ido derivando hasta que se ha convertido en una versión más avanzada llamada Visual Basic.

Cobol.

Un lenguaje que se diseñó en 1960 en Norte América y que se utiliza para llevar a cabo aplicaciones de gestión. Ha ido mejorando y evolucionando con el paso de los años y llegó a transformarse en uno de los lenguajes más asentados del mundo. Una de sus particularidades radica también en la sencillez debido a que se basa en el uso del inglés de una forma simplificada.

Permite administrar ficheros con facilidad y dispone de un sistema autodocumentado que siempre ha gustado a los programadores. Tiene carencias, como el alto nivel de detalle al que obliga a la hora de representar los distintos elementos del código, pero eso no le ha impedido perdurar.

Fortran.

IBM fue la empresa que en 1954 creó este lenguaje de programación de alto nivel, el primero del mundo tal y como ha sido registrado en términos históricos. Desde siempre ha sido muy popular y ha ido protagonizando varias versiones a lo largo de las décadas, enfocándose al sector técnico y científico.

A diferencia de Cobol, que no profundiza en el aspecto matemático, Fortran sí lo hace y es especialista en ello. El problema en cierto aspecto es que cuando se trata de información no numérica queda totalmente desprovisto de soporte. Ese es el motivo del porqué solo se utiliza de forma común en determinados sectores.

C.

Representado con una sola letra, pero de una gran relevancia, el lenguaje de alto nivel C vio la luz a inicios de los años 70 de la mano de dos expertos en el sector, uno de ellos el diseñador de Unix. Su meta desde siempre fue conseguir un tipo de lenguaje que pudiera separarse de la máquina y que facilitara una nueva forma de

ver las cosas. Lo lograron y esto ha llevado a que su funcionalidad sea aprovechada en todo tipo de sectores.

Incluye lo más característico de los lenguajes de alto nivel, pero también se deja influir por algunos rasgos más propios de los lenguajes que se engloban en la categoría de bajo nivel. Al romper con esta inflexibilidad de otros lenguajes es capaz de ofrecer un rendimiento que permite más posibilidades, lo que ha llevado a que haya mucha discusión sobre si este lenguaje no debería ocupar una categoría de nivel medio en vez de alto. Polémicas al margen, los resultados de trabajar con C hablan por sí solos y se puede ver que son realmente avanzados.

En los años 80 se llevó a cabo C++, que venía a dar sucesión al C original, aportando una forma diferente de plantear la representación de los programas. El principal obstáculo con el que se ha encontrado esta evolución de C es que, si bien ya C es complejo de aprender, en el caso de C++ la dificultad es todavía superior. Y para llegar a poder trabajar con C++ es obligatorio pasar primero por C, por lo que hay muchos profesionales que prefieren quedarse con el lenguaje de los 70 y no con su evolución (Universidad Internacional de Valencia, 2018).

## **2.12.- Arduino.**

Arduino es una plataforma de desarrollo basada en una placa electrónica de hardware libre que incorpora un microcontrolador re-programable y una serie de pines hembra. Estos permiten establecer conexiones entre el microcontrolador y los diferentes sensores y actuadores de una manera muy sencilla (principalmente con cables dupont).

Una placa electrónica es una PCB (“Printed Circuit Board”, “Placa de Circuito Impreso” en español). Las PCBs superficies planas fabricadas en un material no conductor, la cual consta de distintas capas de material conductor. Una PCB es la forma más compacta y estable de construir un circuito electrónico. Por lo tanto, la placa Arduino no es más que una PCB que implementa un determinado diseño de circuitería interna. De esta forma el usuario final no se debe preocupar por las conexiones eléctricas que necesita el microcontrolador para funcionar, y puede

empezar directamente a desarrollar las diferentes aplicaciones electrónicas que necesite (Arduino, s.f.).

### 2.12.1.- Tipos de Arduino.

Cuando hablamos de “Arduino” deberíamos especificar el modelo concreto. Se han fabricado diferentes modelos de placas Arduino oficiales, cada una pensada con un propósito diferente y características variadas (como el tamaño físico, número de pines E/S, modelo del microcontrolador, etc). A pesar de las varias placas que existen todas pertenecen a la misma familia (microcontroladores AVR marca Atmel). Esto significa que comparten la mayoría de sus características de software, como arquitectura, librerías y documentación (Arduino, s.f.).

A continuación, se muestran algunos ejemplos de placas de Arduino.

- Arduino Uno (Figura 2.14).

Es la plataforma más conocida y la primera que salió al mercado. Se basa en un microcontrolador Atmel ATmega328 de 8 bits a 16Mhz que funciona a 5v. 32KB son correspondientes a la memoria flash (0,5KB reservados para el bootloader), 2KB de SRAM y 1KB de EEPROM. En cuanto a memoria es una de las placas más limitadas, pero no por ello resulta insuficiente para casi todos los proyectos que rondan la red. Las salidas pueden trabajar a voltajes superiores, de entre 6 y 20v, pero se recomienda una tensión de trabajo de entre 7 y 12v. Contiene 14 pines digitales, 6 de ellos se pueden emplear como PWM. En cuanto a pines analógicos se cuenta con hasta 6. Estos pines pueden trabajar con intensidades de corriente de hasta 40mA.



Figura 2.14 Arduino Uno.

- Arduino MKR100 (Figura 2.15).

Arduino MKR1000 ha sido diseñado para ofrecer una solución práctica y rentable para todas las "personas" que quieran añadir conectividad Wi-Fi a sus proyectos si cuentan con una mínima experiencia en la creación de redes, esta placa es la ideal. Se basa en el Atmel ATSAMW25 SoC, que forma parte de la familia SmartConnect de Atmel los dispositivos inalámbricos, diseñado específicamente para los proyectos y los dispositivos IO. la ATSAMW25, tiene un microcontrolador de 32 bits ARM MCU SAMD21 Cortex-M0, se alimenta usb/vin 5V, 48 MHz, 8 E/S digitales, 12 PWM, 8 analógicos, Memoria flash 256 KB, y SRAM de 32 KB.



Figura 2.15 Arduino MKR100.

- Arduino TRE (Figura 2.16).

Es la primera placa Arduino fabricada en Estados Unidos. Contiene un procesador Texas Instrument Sitara AM335x de 1Ghz basado en ARM Cortex A8 con 512MB de DDR3L, dándole 100 veces más rendimiento que placas como Leonardo y Uno. Es Avanzada y tiene soporte para sistemas basados en Linux. Por un lado, sigue contando con el microcontrolador Atmel ATmega32u4 de 16Mhz y 32KB de flash y 2.5KB de SRAM y 1KB de EEPROM. Además 14 pines digitales, 7 PWM, 6 analógicos multiplexados, cuenta con HDMI, USB, microSD, soporte para conector LCD, y más. Es todo compatible con los escudos de Arduino y con Arduino IDE.

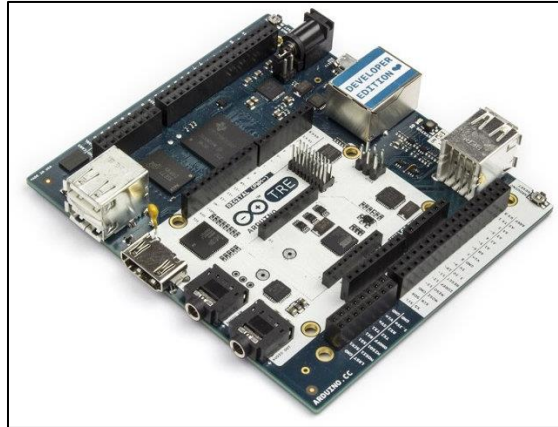


Figura 2.16 Arduino TRE

- Arduino/Genio 101 (Figura 2.17).

Se conoce como Arduino 101 en América y Genuino 101 fuera de Estados Unidos. Pero llama la atención su módulo Intel Curie, un módulo de dimensiones reducidas y bajo consumo potenciados por el SoC Intel Quark de 32 bits. Se trata de un SoC que contiene un microcontrolador x86 (una placa verdaderamente única de plataforma x86, dejando los ATmega y los ARM como se está acostumbrado), 80KB de SRAM (24KB disponible para sketches), 384 KB de memoria flash, DSP, Bluetooth, sensores acelerómetros y giroscopio, etc. Por el resto de características, como conexiones y tamaño, es igual a Arduino UNO y compatibles con sus shields.

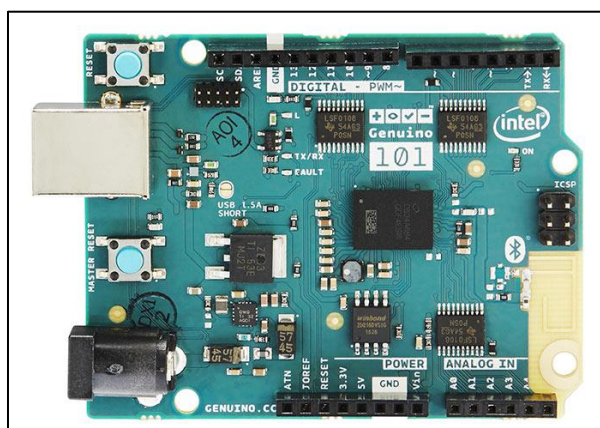


Figura 2.17 Arduino/Genio 101.

- Arduino Leonardo (Figura 2.18)

Está basada en el ATmega32u4 de bajo consumo y que trabaja a 16Mhz. La memoria flash es de 32KB (4KB para el bootloader) y 2.5KB de SRAM. La EEPROM es de 1KB, también muy similar a Arduino UNO en cuanto a capacidades de almacenamiento. A nivel electrónico y de voltajes es igual al UNO. Pero este microcontrolador puede manipular 20 pines digitales (7 como PWM) y 12 analógicos. Contiene los mismos pines que Yun, solo que no incluye las funcionalidades de red. El mucho más pequeño que arduino UNO, puesto que carece de las inserciones de los pines, emplea una mini-USB para ahorrar espacio. Por eso es idóneo para proyectos en los que se requiera ahorrar algo de espacio, pero todo al mismo precio que UNO.

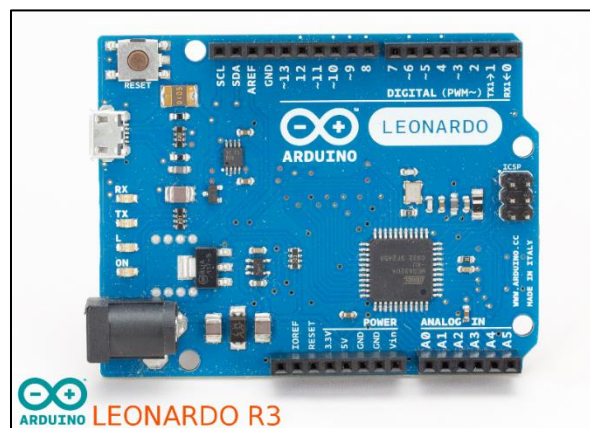


Figura 2.18 Arduino Leonardo.

- Arduino Mega (Figura 2.19).

Está basado en un ATmega2560. Este chip trabaja a 16Mhz y con un voltaje de 5v. Con capacidades superiores al ATmega328 del Arduino UNO, pero no tanto como las basadas en ARM. Tiene un microcontrolador de 8 bits con una SRAM de 8KB, 4KB de EEPROM y 256KB de flash (8KB para el bootloader). Como puedes apreciar, que se asemejan a la Due, pero basadas en arquitectura AVR en vez de ARM. En cuanto a características electrónicas es bastante similar a los anteriores, sobre todo al UNO. Pero el número de pines es de 54 pines digitales (15 de ellos

como PWM) y 16 pines analógicos. Esta placa es idónea para quien necesita más pines y potencia de la que aporta UNO.

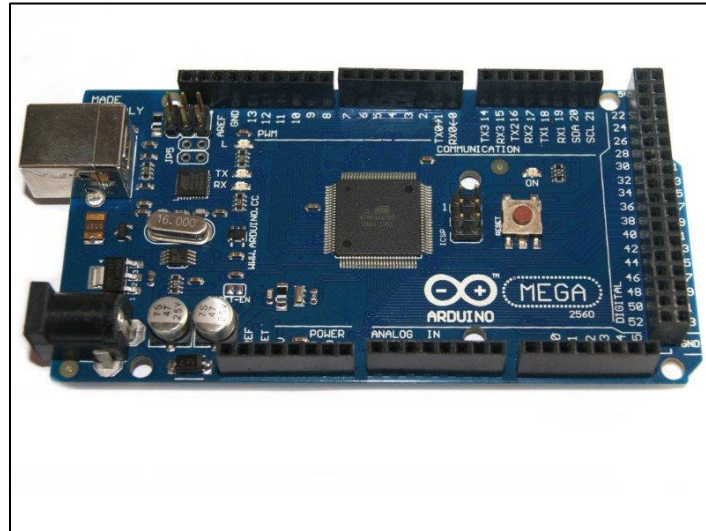


Figura 2.19 Arduino Mega.

- Arduino Nano (Figura 2.20).

Tiene un ATmega168 a 16Mhz. Sus dimensiones son aún más reducidas que las de Fio, de tan solo 18,5x43.2mm. Es una placa muy completa, adicional necesita de un cable mini-USB y no posee conector de alimentación externa. Esta versión fue diseñada y producida por la compañía Gravitech, especialmente pensado para aplicaciones de reducido costo y donde el tamaño importe. A nivel eléctrico se comporta como un UNO, con 14 pines digitales (6 PWM) y 8 analógicos. Pero sus capacidades han ido a menos con las nuevas revisiones en pos de un menor consumo. Por ello se ha pasado de 32 a 16KB de flash (2 reservados al cargador de arranque), de 2 a 1KB de SRAM y de 1KB a 512 bytes de EEPROM (Ordiales, 2017).

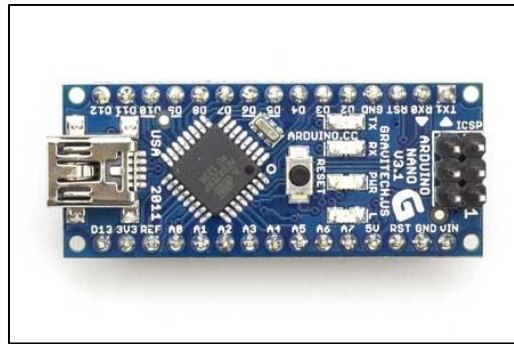


Figura 2.20 Arduino Nano.

### 2.12.2.- Ventajas de utilizar una placa Arduino.

Arduino es libre y extensible: así cualquiera que desee ampliar y mejorar el diseño hardware de las placas como el entorno de desarrollo, puede hacerlo sin problemas. Esto permite que exista un rico ecosistema de placas electrónicas no oficiales para distintos propósitos y de librerías de software de tercero, que pueden adaptarse mejor a nuestras necesidades.

Arduino tiene una gran comunidad: Gracias a su gran alcance hay una gran comunidad trabajando con esta plataforma. Así se genera una cantidad de documentación bastante extensa, la cual abarca casi cualquier necesidad.

Su entorno de programación es multiplataforma. Se puede instalar y ejecutar en sistemas operativos Windows, Mac OS y Linux.

Lenguaje de programación de fácil comprensión: Su lenguaje de programación basado en C++ es de fácil comprensión. C++ permite una entrada sencilla a los nuevos programadores y a la vez con una capacidad tan grande, que los programadores más avanzados pueden expresar todo el potencial de su lenguaje y adaptarlo a cualquier situación.

Re-usabilidad y versatilidad: Es re-utilizable porque una vez terminado el proyecto es muy fácil poder desmontar los componentes externos a la placa y empezar con un nuevo proyecto. De igual manera todos los pines del microcontrolador están accesibles a través de conectores hembra y esto permite sacar partido de todas las bondades del microcontrolador con un riesgo muy bajo de hacer una conexión errónea (Arduino, s.f.).



# **CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA**

### **3.1.- Introducción.**

Dentro de este capítulo, se especifica la metodología que fue empleada para obtener la información y materializar lo que se necesitó en este proyecto de investigación. En la meta de cumplir el objetivo principal y los objetivos específicos se establecieron cuatro etapas consecutivas para ir determinando propiedades de funcionamiento de los dispositivos a implementar. La primera etapa “Diseño y evaluación de las técnicas de enfriamiento”, explica la instalación de las estructuras y las técnicas de enfriamiento implementadas a los módulos fotovoltaicos, especificando las herramientas y materiales que se usaron. De igual forma explica los días evaluados, el horario y los intervalos de mediciones usados para las evaluaciones de módulos fotovoltaicos. La segunda etapa “Selección de la técnica de enfriamiento”, da a conocer las consideraciones en la que se basó para escoger la técnica de enfriamiento ideal, apegándonos a un procedimiento de fórmulas matemáticas. La tercera etapa “Construcción del sistema automatizado de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos”, explica los materiales y el procedimiento utilizado para crear el sistema automatizado. Se muestra por medio de diagramas, las conexiones eléctricas y electrónicas de cada sensor utilizado en el sistema. De igual forma, se expone la programación que se utilizó en Arduino y se explica su funcionamiento. La cuarta etapa “Implementación y evaluación de la técnica de enfriamiento por agua con el sistema automatizado”, explica cuál fue la técnica ideal escogida y como se instaló nuevamente en el módulo fotovoltaico con el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento. De igual forma explica los días evaluados, el horario y los intervalos de mediciones de las evaluaciones hechas.

En cada etapa se especifica claramente los elementos necesarios para cumplir las metas propuestas anteriormente y de igual forma los pasos que seguimos para culminar exitosamente este proyecto.

### 3.2.- Primera etapa: “Diseño y evaluación de las técnicas de enfriamiento”.

En la primera etapa consistió en diseñar y evaluar las dos técnicas de enfriamiento implementadas en un módulo fotovoltaico. Estos módulos con técnicas implementadas fueron comparados a un módulo fotovoltaico sin sistema de enfriamiento al que llamaremos “módulo estándar”. Al evaluar las técnicas de enfriamiento, pudimos saber puntos críticos para la resolución de nuestros objetivos anteriormente. Para este proyecto de investigación utilizamos la técnica de enfriamiento a base de agua como fluido refrigerante, y la técnica de enfriamiento a base de aire.

El diseño de la estructura de los módulos y la composición de las técnicas de enfriamiento mostradas más adelante, fueron hechas a través del software de modelado 3D llamado SketchUp.

Las técnicas de enfriamiento implementadas o instaladas en dos módulos fotovoltaicos tipo policristalino (una técnica de enfriamiento en cada módulo fotovoltaico), que fueron denominadas módulos de “prueba” o módulos “modelo”. En la Tabla 3.1 y Tabla 3.2, muestran las características eléctricas y mecánicas de los módulos fotovoltaicos policristalinos de prueba y el estándar.

Tabla 3.1 Características eléctricas del módulo de 25 W.

Potencia	25W
Voltaje de Circuito Abierto ( $V_{oc}/V$ )	20.94
Corriente de Corto Circuito ( $I_{sc}/A$ )	1.53
Voltaje Óptimo de circuito ( $V_{mp}/V$ )	17.45
Corriente de Circuito Óptima ( $I_{mp}/A$ )	1.43
Poder Máximo de STC ( $P_{max}/W$ )	25
Eficiencia de Módulo	12.63%
Temperatura de Operación	De $-40^{\circ}C$ a $+85^{\circ}C$
Voltaje Máximo del Sistema	600V DC
Tolerancia de Potencia de Salida	$\pm 3W$
STC: Irradiancia $1000W/m^2$ . Temperatura del módulo.	$25^{\circ}C$ . AM=1.5

Tabla 3.2 Características mecánicas del módulo de 25 W.

Tipo de Celda	Poli-Cristalina 156x26 mm
Arreglo de Celdas	2x18 (36 pzas)
Dimensiones	550x360x25 mm
Peso	2.5 Kg
Cristal Frontal	Vidrio templado 3.2 mm
Marco	Aleación de Aluminio anodizado
Encapsulado	Vidrio/EVA/celdas/EVA/TPT
Humedad Relativa	0 to 100%
Resistencia	Caída de bala de acero de 227 g desde 1m de altura y resistencia al viento 60 m/S
Parámetros de caída de Nieve	5400 Pa

Es muy importante que los tres módulos que se someterán a prueba sean iguales eléctricamente, esto se hizo para que las dos técnicas sean evaluadas en condiciones iguales y no haya diferencias entre ellos.

Para poder sostener, proteger y darles firmeza a los módulos fotovoltaicos se le implementó una estructura rígida a cada uno de los módulos fotovoltaicos. Además, nos sirvió para darle el ángulo indicado a los generadores fotovoltaicos y estos puedan recibir la mayor parte de energía solar durante el transcurso del día.

Para la creación de una sola estructura, utilizamos un tramo de 6 metros de ángulo de aluminio natural de una pulgada de medida, 12 tornillos de acero inoxidable 5/32 pulgadas de medida; con sus respectivas rondanas, rondanas de presión y tuercas. Con una segueta con hoja para cortar metal, seccionaremos cortando el tramo de ángulo de aluminio de acuerdo con la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Medidas de tramos de ángulo de aluminio.

Medida del tramo (mm)	No. de tramos.
550	2
310	2
150	2
526	2
358	1

Con las piezas ya seccionadas armamos dos columnas tipo triángulo para poder recargar y ajustar el módulo prueba. Cabe recalcar que cada pieza se unió con tortillos y se fijó con las arandelas y tuerca. Para poder introducir los tornillos en los ángulos de aluminio y formar la estructura se utilizó un taladro con una broca para traspasar metal de la misma medida del tornillo.

Para poder formar la estructura unimos una pieza de 310 mm y otra de 150 mm con un tramo de 550 mm en la parte posterior, dándole un ángulo de 17 grados respecto la paralela imaginaria de un suelo recto. Las piezas de 526 mm fueron nuestros soportes para que las piezas de 310 mm y 150 mm no se abran y se deformen por el peso del módulo fotovoltaico; estas piezas fueron unidas perpendicularmente entre las piezas de 310 mm y 150 mm.

Al unir las piezas mencionadas formamos la primera columna de la estructura. Como lo muestra la Figura 3.1.

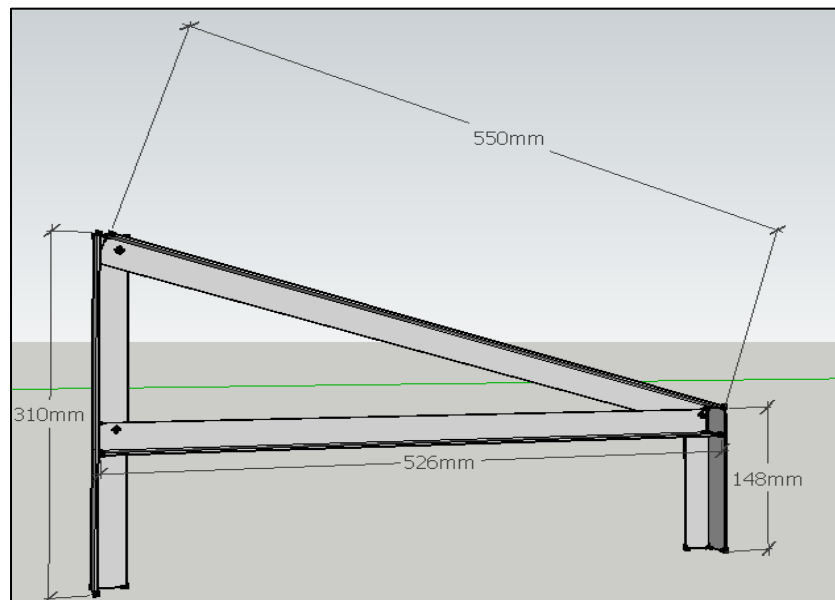


Figura 3.1 Columna de la estructura fotovoltaica para el módulo prueba.

La segunda columna se formó de las mismas piezas y de la misma forma. Estas dos columnas estarán unidas por la única pieza de 358 mm, que nos sirvió de soporte para que puede resistir más peso y evitaremos su deformación. Como lo muestra la Figura 3.2.

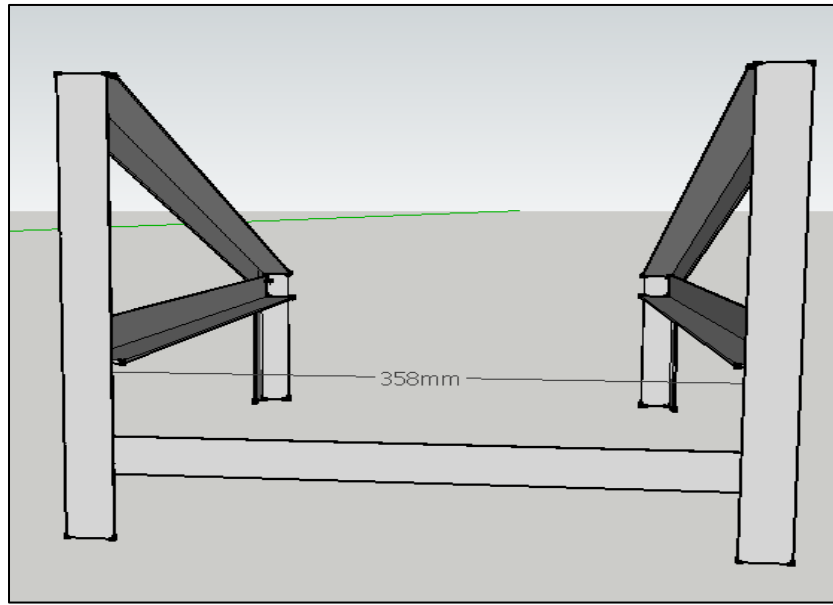


Figura 3.2 Columnas de la estructura fotovoltaica con refuerzo, para el módulo prueba.

Al tener ya las dos columnas construidas, recostamos y unimos el módulo fotovoltaico prueba a la estructura, teniendo en cuenta de los orificios que trae de fábrica el modulo para su instalación. Como lo muestra la Figura 3.3.

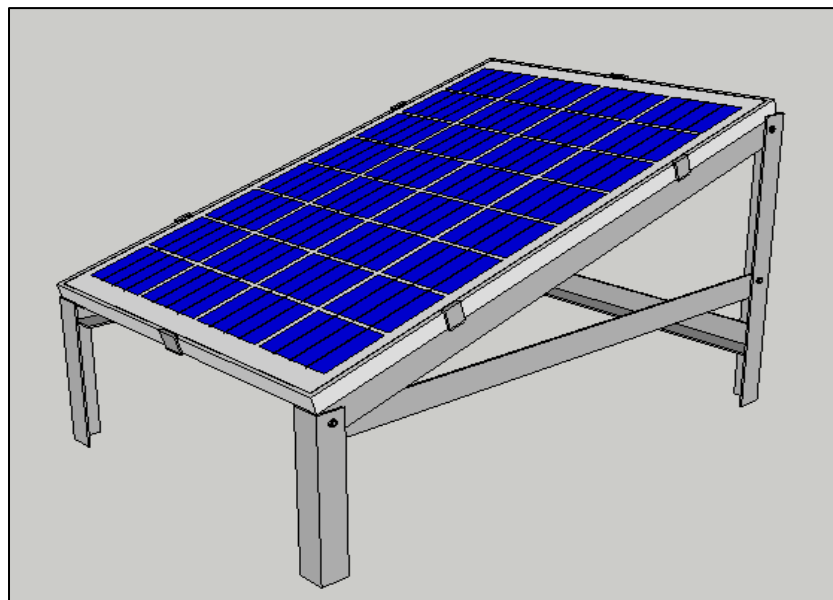


Figura 3.3 Módulo de prueba con estructura.

Se armó otra estructura similar para el módulo modelo y módulo estándar restantes.

### 3.2.1 Implementación de la técnica de enfriamiento por agua.

Implementamos un sistema para poner en práctica la técnica de enfriamiento por agua. Dicho sistema está constituido por tres partes importantes:

- Almacenaje y bombeo del agua.
- Dosificación del agua.
- Captación y retorno del agua.

Para la construcción e instalación del sistema de la técnica de enfriamiento se requirió de una serie de materiales y herramientas mostradas en la Tabla 3.4

Tabla 3.4 Materiales para el sistema de refrigeración a base de agua.

Área	Material	No.
Almacenaje y bombeo del agua.	Recipiente de plástico con capacidad de 10 L.	1 pza.
	Manguera de ¼".	2 m.
Dosificación del agua.	Tubo de PVC ½".	380 mm
	Tapa de PVC ½"	2 pzas
Captación y retorno del agua.	Tubo de PVC ¾"	500 mm
	Tubo de PVC ¾"	25 mm
	Tapa de PVC ¾"	1 pza
	Codo de PVC ¾"	1 pza
	Conector de PVC de punta para manguera.	1 pza
	Manguera de ¾".	2 m.

Para la parte de almacenaje y bombeo, consiste en un depósito de agua donde el fluido estará en reposo hasta que se bombee hacia el módulo fotovoltaico. El dispositivo encargado para hacer circular el agua del depósito hacia el módulo será una mini bomba sumergible eléctrica (Figura 3.4). Las especificaciones correspondientes a la mini bomba sumergible se encuentran en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Características de la mini bomba sumergible.

Temperatura de Trabajo	0 - 75 °C
Consumo de energía	4.2 W
Voltaje	12 V
Max. Corriente	350 mA
Caudal máximo	4 L/min
Max. Cabeza	3 m
Ruido	<35 db
Tamaño	5.5 x 3.5 x 4.5 cm
Fuente de poder	Módulo Solar, Batería
Duración de vida	Más de 30'000 horas.
Fluidos de trabajo	Agua, gasolina, ácido y solución alcalina.



Figura 3.4 Mini bomba sumergible.

La fuente de alimentación de la mini bomba sumergible será el mismo módulo de prueba. Se usó un regulador de voltaje (Figura 3.5) para disminuir el voltaje del módulo de prueba a 12 V, y así la mini bomba sumergible pueda funcionar sin sufrir daños. Las características del regulador de voltaje se encuentran en la Tabla 3.6.



Tabla 3.6 Características del regulador de voltaje.

Potencia	15 W
Voltaje	1.25V – 32V
Corriente	2 A
Dimensiones	7cm *4 cm
Voltaje de entrada	7V -35 V
Frecuencia	150KHZ

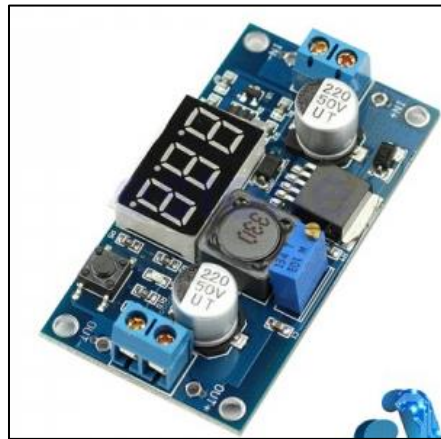


Figura 3.5 Regulador de voltaje.

Recuperado de <https://mvelectronica.com/products/LM2596D>

Se le conectó un interruptor en corriente continua a la mini bomba sumergible. Esto se hizo para tener un control total sobre el encendido y apagado del sistema.

Para poder transportar el fluido se conectó una manguera de ¼” hacia la parte de dosificación del agua.

El dosificador del agua (Figura 3.6) consiste en un tubo de 380 mm de PVC de ½”. La medida es el ancho del módulo fotovoltaico más dos centímetros, esto se hará para que las tapas de ½” pudieran encajar perfectamente. Al dosificador se le perforaron cinco agujeros con un taladro. Estos agujeros deberán estar distributivos sobre el tubo equitativamente, esto se hizo para que el agua pueda salir con el mismo caudal en cada orificio y se pueda lograr la humectación homogénea de todo el módulo fotovoltaico.

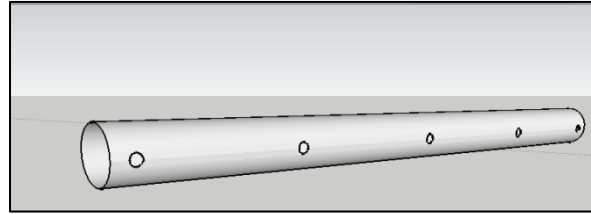


Figura 3.6 Dosificador

Con un taladro se realizó un agujero en la parte central-superior del dosificador, del tamaño de la manguera conectada a la mini bomba sumergible para que la manguera pueda encajar perfectamente. Se le aplicó un poco de silicón frio al agujero con la manguera ya insertada para evitar fugas de agua por ese lado. El dosificador con la manguera de la mini bomba se colocó en la parte superior del módulo de prueba como lo muestra la Figura 3.7. Esto se hizo para que el agua pueda aprovechar su energía potencial, haciendo un recorrido hacia abajo en todo el módulo fotovoltaico y pueda enfriarlo. El dosificador se fijó con silicón frio de alta temperatura para evitar que el dosificador se pueda desprender.

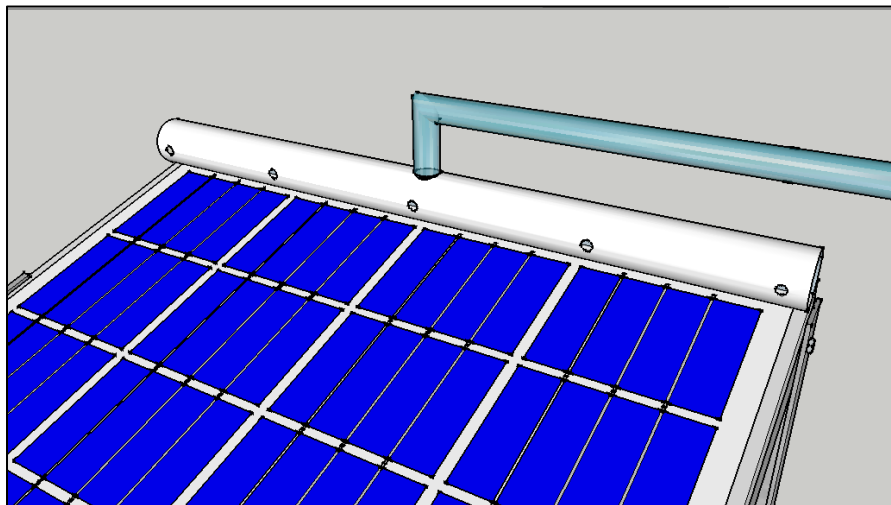


Figura 3.7 Dosificador instalado en el módulo prueba.

Para evitar la pérdida total del agua bombeada y dosificada en el módulo, se instaló un captador de agua, la cual su función fue recolectar el agua utilizada y llevarla nuevamente al depósito para que pueda ser usada nuevamente el sistema.

Se utilizó un tubo de 500 mm de tubo de  $\frac{3}{4}$ " de PVC. Se midió con un flexómetro y se marcó con un plumón 70 mm de cada extremo del tubo hacia el centro. De las marcas hechas se hicieron dos líneas de 20 mm hacia arriba y otros 20 mm hacia abajo siguiendo la circunferencia del tubo, hicimos este procedimiento al otro extremo igualmente. Posteriormente, unimos estos puntos hechos de extremo a extremo con una línea recta apoyándonos con una regla. Nos quedó un rectángulo dibujado sobre el tubo de PVC. Cortamos el perímetro de este rectángulo con ayuda de un Mototool de 150 W, utilizamos discos de cortes para plásticos para poder hacer un corte con mayor precisión. Al cortar el rectángulo nos quedó un hueco de 360 mm que encajó perfectamente a la anchura del módulo de prueba y 70 mm de cada lado del tubo. Esto nos resultó beneficioso ya que tendremos más volumen de captación y difícilmente podrá rebalsar el agua dosificada.

Para poder transportar el agua del receptor hacia el depósito, utilizamos accesorios de PVC. Colocamos una tapa de  $\frac{3}{4}$ " al extremo del tubo más alejado a el depósito. Posteriormente, colocamos un codo de  $\frac{3}{4}$ " procurando buscar el camino más corto hacia el depósito de agua. Después del codo de PVC, pusimos los 25 mm de tubo de PVC. Siguiendo a esto, colocamos un conector de PVC de punta para manguera, para que la manguera de  $\frac{3}{4}$ " pudiera ser insertada correctamente. La manguera desembocó hacia el depósito de agua y así cumplir con el ciclo del sistema de la técnica de enfriamiento.

Es importante que entre el módulo fotovoltaico de prueba y el depósito de agua haya una diferencia de elevaciones; elevando más el módulo fotovoltaico. Esto se hizo para que el agua aproveche la energía potencial y regrese al depósito sin tener la necesidad de implementar otra bomba.

### 3.2.2 Implementación de la técnica de enfriamiento por aire.

La implementación de la técnica de enfriamiento por aire es más simple que la del agua.

Colocamos un ventilador de 15 W a 12 V en corriente continua como el de la Figura 3.8, por debajo del módulo modelo, aproximadamente de diez a quince centímetros de separación. Para poder cumplir esta distancia de separación y poder mantener

fijo el ventilador se unieron dos tramos de ángulos de aluminio natural de 40 cm a la estructura, debajo del módulo fotovoltaico. Su pusieron paralelamente una de otras con una separación de 15.7 cm.



Figura 3.8 Ventilador.

La fuente de alimentación para el ventilador fue un módulo fotovoltaico amorfo con 25 W de potencia.

Al igual que en la mini bomba sumergible, al ventilador se le conectó un interruptor en corriente continua para tener un control total del encendido y apagado del mismo.

### 3.2.3 Metodología de las pruebas.

Cuando estuvieron ya instaladas las técnicas de enfriamiento en los módulos fotovoltaicos de prueba y el módulo estándar tuvieran su estructura, se echaron andar y se midió sus características eléctricas básicas (voltaje a circuito abierto e intensidad a cortocircuito), irradiación y temperatura de la parte superior y posterior del módulo fotovoltaico. En el caso de la técnica de enfriamiento a base de agua, se utilizó 10 litros de agua para hacer la prueba. Cada medición (características eléctricas, temperaturas e irradiación) se evaluó cada diez minutos. Se activaron los sistemas de enfriamiento por cinco minutos con un intervalo de tiempo de quince minutos a lo que calculamos por igual la potencia consumida de la mini bomba

sumergible y del ventilador. Las pruebas fueron hechas en un periodo de tres días consecutivos, empezando el día 14 de marzo del 2019 y terminando el día 16 del mismo mes y año. El horario de cada evaluación fue de 11 a.m. a 4 p.m.

Los datos obtenidos se capturaron en forma tablas en el software Excel como el de la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Formato de obtención de datos en Excel.

Hora	Temperatura superior (°C)	Temperatura posterior (°C)	Voltaje (V)	Intensidad cc (A)	Potencia (W)	Radiación ( $\frac{W}{m^2}$ )
08:00						
08:10						
08:20						
08:30						
08:40						
08:50						
09:00						
09:10						
09:20						
▪						
▪						
▪						

La tabla obtenida en Excel se exportó al programa Origin para poder crear gráficas y comparar las mediciones recabadas. Al tener las gráficas ya hechas nos resultó más fácil visualizar que cual técnica nos resultaron más beneficiosa para nuestra investigación.

Los datos eléctricos fueron medidos con un multímetro digital modelo MUL-265 como el de la Figura 3.9.



Figura 3.9 Multímetro Mul-265.

Las temperaturas posteriores de los tres módulos fueron medidas con termómetros digitales como el de la Figura 3.10. El punto rojo de la Figura 3.11 indica el lugar donde se colocaron las terminales del termómetro digital.



Figura 3.10 Termómetro digital.

Recuperado de <https://mvelectronica.com/products/STDIG>



Figura 3.11 Posición de la terminal de termómetro digital.

La medición de irradiación fue medida con un solarímetro digital modelo 1333 como el de la Figura 3.12.



Figura 3.12 Solarímetro digital.

### 3.3.- Segunda etapa: “Selección de la técnica de enfriamiento”.

Como segunda etapa, se propuso la selección de la técnica más conveniente tomando en cuenta las tres técnicas evaluadas anteriormente. Seleccionamos la técnica “ideal” conforme a dos puntos importantes:

- Eficiencia energética.
- Disminución de la temperatura.

Para la eficiencia energética, es importante recalcar que nuestra referencia para indicar que hubo un aumento o disminución de la productividad energética de un módulo fotovoltaico con alguna técnica implementada, fue la productividad energética que obtuvo el módulo estándar, que es el módulo fotovoltaico que no se le implemento ninguna técnica.

Otra consideración importante sobre la eficiencia energética, será, que la energía generada durante el día de un módulo fotovoltaico con alguna técnica implementada, se le restará la energía consumida por dicha técnica. Esto se hace para obtener el valor real de eficiencia de la técnica al ser implementada a un módulo fotovoltaico.

Para poder calcular la eficiencia aumentada, seguimos esta serie de pasos:

- Calcular el promedio de potencia por hora de cada módulo evaluado, al igual que el de la radiación y de las cargas (bomba y ventilador).
- Sumar los promedios de cada potencia; con esto obtenemos la energía producida en el día, para el caso de los módulos fotovoltaicos, la energía entregada en un metro cuadrado, en el caso de la radiación solar y la energía consumida, en el caso de las cargas.
- Calcular el área del módulo fotovoltaico.

$$\text{Área} = L_M * A_M \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Donde:

$L_M$ = Largo del módulo fotovoltaico (m).

$A_m$ = Ancho del módulo fotovoltaico (m).



- Calcular la energía solar incidida en el módulo fotovoltaico.

$$E_{\text{incidida}} = \text{Área} * Ra \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Donde:

Área= Área del módulo fotovoltaico (m<sup>2</sup>).

Ra= Suma de la energía por hora incidida en el día en un metro cuadrado. (W/m<sup>2</sup>).

- Calcular la diferencia de la energía generada de los módulos con una técnica implementada y la energía consumida sus cargas (bomba sumergible o ventilador).

$$E_{\text{real}} = E_{\text{técnica}} - E_{\text{carga}} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Donde:

E<sub>técnica</sub>= Suma de la energía generada por hora en un día, de un módulo fotovoltaico con alguna técnica implementada.

E<sub>carga</sub>= Suma de la energía consumida por hora en un día, de una carga.

- Calcular la eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

$$\eta_{\text{est}} \text{ ó } \eta_{\text{real}} = \frac{E_{\text{est}} \text{ ó } E_{\text{real}}}{E_{\text{incidida}}} * 100 \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Donde:

E<sub>est</sub>= Suma de la energía generada por hora en un día, de un módulo fotovoltaico estándar.

E<sub>real</sub> = Diferencia de la energía generada de los módulos con una técnica implementada y la energía consumida sus cargas (bomba sumergible o ventilador).

E<sub>incidida</sub>= Energía solar incidida en el módulo fotovoltaico.

- Calcular eficiencia de los módulos que se le implementaron las técnicas de enfriamiento respecto al módulo estándar.

$$\eta_{\text{real vs est}} = \frac{(E_{\text{real}} - E_{\text{est}})}{E_{\text{est}}} * 100 \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Donde:

$E_{\text{real}}$  = Diferencia de la energía generada de los módulos con una técnica implementada y la energía consumida sus cargas (bomba sumergible o ventilador).

$E_{\text{est}}$  = Suma de la energía generada por hora en un día, de un módulo fotovoltaico estándar.

Al hacer estas comparaciones de energía positiva (aumento de la energía) y energía negativa (consumo de la energía en la bomba y el ventilador), tuvimos la facultad de seleccionar la técnica que nos proporciona mayor eficiencia energética.

Respecto a los datos y gráficas de las temperaturas (superior y posterior) obtenidos de las evaluaciones de las técnicas de enfriamiento, observamos la eficacia de cada técnica en disminuir la temperatura a los módulos. Al igual que en el punto de la eficiencia energética, las temperaturas de los módulos modelos fueron comparadas con la temperatura del módulo estándar.

### **3.4.- Tercera etapa: “Construcción del sistema automatizado de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos”.**

En la tercera etapa se muestra el propósito de automatización absoluta del sistema de refrigeración. Al crear un circuito para la automatización del sistema, obtuvimos datos más precisos con menos margen de error y a su vez nos facilitó la recaudación de datos.

El programa se llevó a cabo en la plataforma Arduino, donde programamos e implementamos sensores de temperaturas, pantallas LCD y módulos captadores de información eléctrica que son la base de esta automatización. Para crear el programa se tuvo que entender y saber cómo funciona la plataforma de Arduino, para eso, se estudió exclusivamente la programación de esta.

Para automatizar eficientemente el método de enfriamiento seleccionada, tuvimos que adquirir los siguientes materiales:

- Arduino Mega.

Se seleccionó un Arduino Mega (Figura 3.13) por sus múltiples pines disponibles en la tarjeta, ya que nos fue más útil por esta característica.



Figura 3.13 Arduino Mega

- Módulo max6675 y termopar tipo K.

Se optó utilizar el termopar (Figura 3.14) para medir las temperaturas del módulo fotovoltaico, mientras que, el módulo max6675 tomaba esos datos y los trasladaba al Arduino Mega.

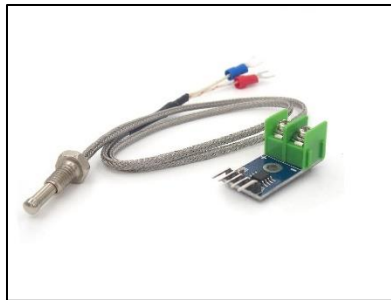


Figura 3.14 Módulo max6675 y termopar tipo K.

- Sensor de voltaje.

Se eligió utilizar el sensor de voltaje (Figura 3.15) para evaluar la tensión eléctrica de los módulos fotovoltaicos. El sensor tiene un límite máximo de 25 voltios, lo cual, es perfecto para obtener medidas a los módulos fotovoltaicos que tiene una generación de voltaje inferior a 25 voltios según la Tabla 3.1.

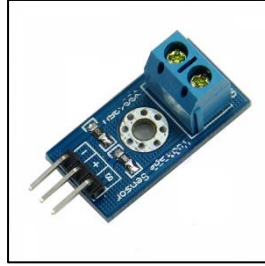


Figura 3.15 Sensor de voltaje.

- Sensor de corriente eléctrica de 5 A.

Este sensor de corriente obtuvo datos de la intensidad generada por el módulo fotovoltaico.

En el mercado hay de múltiple capacidad de amperaje, ya sea de 30A, 20 A, 10 A y 5 A. Se eligió de 5 A como el de la Figura 3.16, ya que en la Tabla 3.1, los módulos usados para las pruebas producen menos a 5 A.

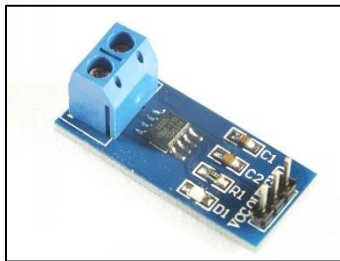


Figura 3.16 Sensor de corriente eléctrica de 5 A.

- Relevador de un canal.

El relevador se usó para poder conectar cargas de mayores voltajes a la tarjeta Arduino. Además, el relevador se programó para poder activarse a ciertas condiciones que nosotros deseamos.

En el mercado hay relevadores de hasta 16 canales, pero dado a nuestras necesidades, el relevador de un canal como el de la Figura 3.17, fue más que suficiente.



Figura 3.17 Relevador de un canal.

- Módulo micro SD.

El módulo micro SD (Figura 3.18) guardó de forma organizada todos los datos adquiridos por los sensores.



Figura 3.18 Módulo micro SD.

- Pantalla LCD 20x4.

La pantalla LCD nos mostraba datos eléctricos en tiempo real de los módulos fotovoltaicos cuando el prototipo se operaba sin ninguna computadora conectada. En el mercado existen pantallas de diferentes tamaños, pero la del tamaño 20x4 como el de la Figura 3.19, fue la que más se acoplaba a nuestras necesidades.



Figura 3.19 Pantalla LCD 20X4.

- Módulo reloj ds3231.

Al no tener Arduino alguna función para contabilizar el tiempo, se le implementó a nuestro sistema el módulo reloj ds3231 como el de la Figura 3.20. Este módulo nos arrojó la hora exacta de las evaluaciones de los sensores en el sistema.

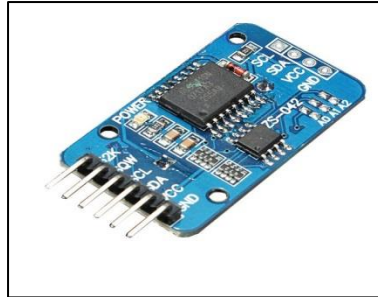


Figura 3.20 Módulo reloj ds3231.

- Reguladores de voltaje step down LM2596.

Regula y disminuye el voltaje de algún generador o captador de energía. Lo utilizamos para poder alimentar cargas eléctricas directamente de los módulos fotovoltaicos. Utilizamos un regulador como el de la Figura 3.21.

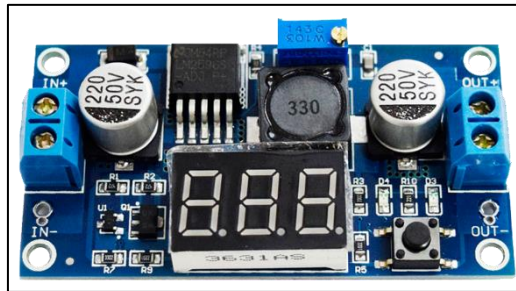


Figura 3.21 Reguladores de voltaje step down LM2596

- Placa fenólica o baquelita (10cm x 10 cm).

Sobre esta placa se hizo el circuito impreso para poder conectar todo el sistema. Utilizamos una placa fenólica como el de la Figura 3.22.

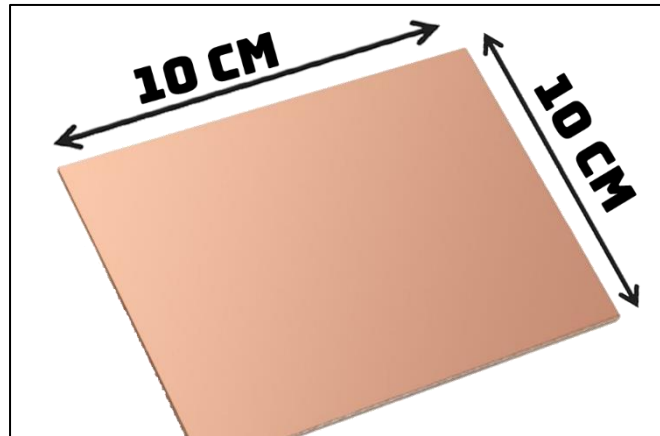


Figura 3.22 Placa fenólica o baquelita.

- Banco de terminales de 12 vías.

El banco de terminales nos lo utilizamos para hacer todas las conexiones eléctricas del módulo fotovoltaicos a los sensores. Utilizamos un banco de terminales como el de la Figura 3.23.

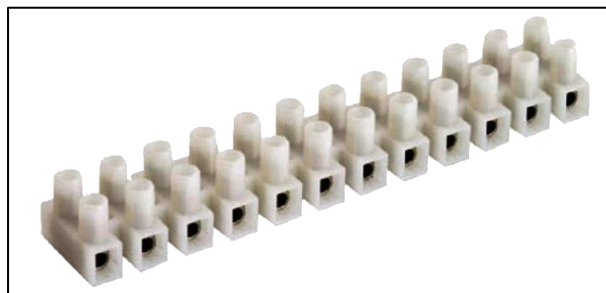


Figura 3.23 Banco de terminales de 12 vías.

- Batería de 9 V.

Se utilizó la batería para alimentar a la placa Arduino cuando esta no dependa de la energía procedente de una computadora. Utilizamos una batería como el de la Figura 3.24.



Figura 3.24 Batería de 9 V.

- Porta batería de 9 V.

Lo utilizamos para darle más rigidez a la batería y poder conectarles cables a las terminales más fácilmente. Utilizamos un porta batería como el de la Figura 3.25.



Figura 3.25 Porta batería de 9 V.

- Header macho 40 pines

Se utilizó para poder conectar los cables DuPont hembras. Utilizamos un header macho como el de la Figura 3.26.

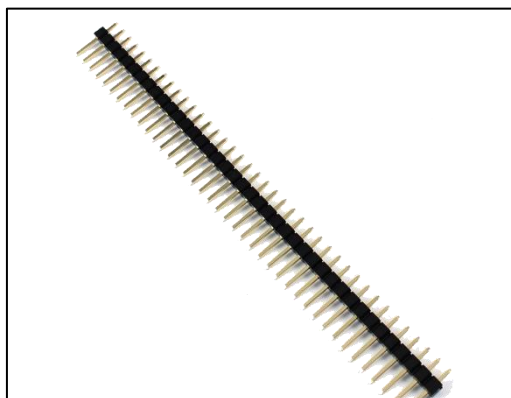


Figura 3.26 Header macho 40 pines.



- Cables DuPont jumper (macho-macho, macho-hembra, hembra-hembra).

Cables utilizados para hacer las conexiones electrónicas de los sensores a la placa Arduino. Utilizamos cables Dupont jumper como el de la Figura 3.27.

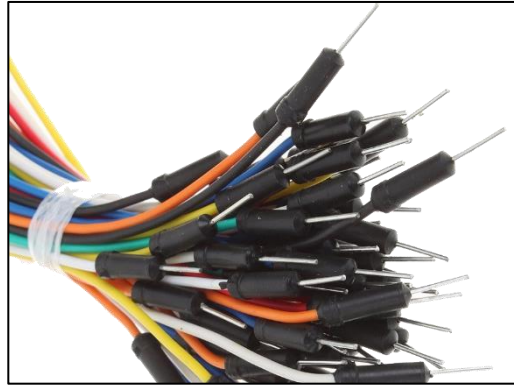


Figura 3.27 Cables Dupont.

- Cable estañado calibre 22 color rojo.

Cable utilizado para hacer las conexiones eléctricas del sistema. El color rojo representa el polo positivo de la energía (Figura 3.28).

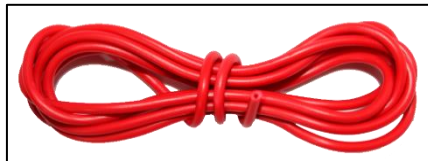


Figura 3.28 Cable estañado calibre 22 color rojo.

- Cable estañado calibre 22 color negro.

Cable utilizado para hacer las conexiones eléctricas del sistema. El color negro representa el polo negro de la energía (Figura 3.29).



Figura 3.29 Cable estañado calibre 22 color negro.

- Mini switch.

Se utilizó para controlar el paso de energía de la batería de 9 V a la placa Arduino. Utilizamos un mini switch como el de la Figura 3.30.



Figura 3.30 Mini switch.

- Header hembra 40 pines.

El header hembra de 40 pines se utilizó para hacer las conexiones de la pantalla LCD de 20x4. Utilizamos un header hembra como el de la Figura 3.31.

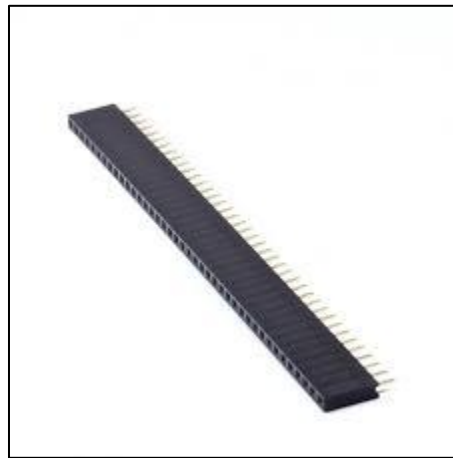


Figura 3.31 Header hembra 40 pines.

#### 3.4.1 Circuito en la placa fenólica o baquelita.

Para poder crear el circuito electrónico que lleva nuestra placa, nos apoyamos en el programa PCB Wizard. Este es un programa que nos permite crear esquemas de circuitos electrónicos y obtener el diseño del circuito impreso físicamente, para así poder grabar las pistas a una baquelita.

Al crear nuestro circuito en PCB Wizard marcamos los espacios donde se encajarán nuestros sensores y pantalla que conforman el sistema de enfriamiento.

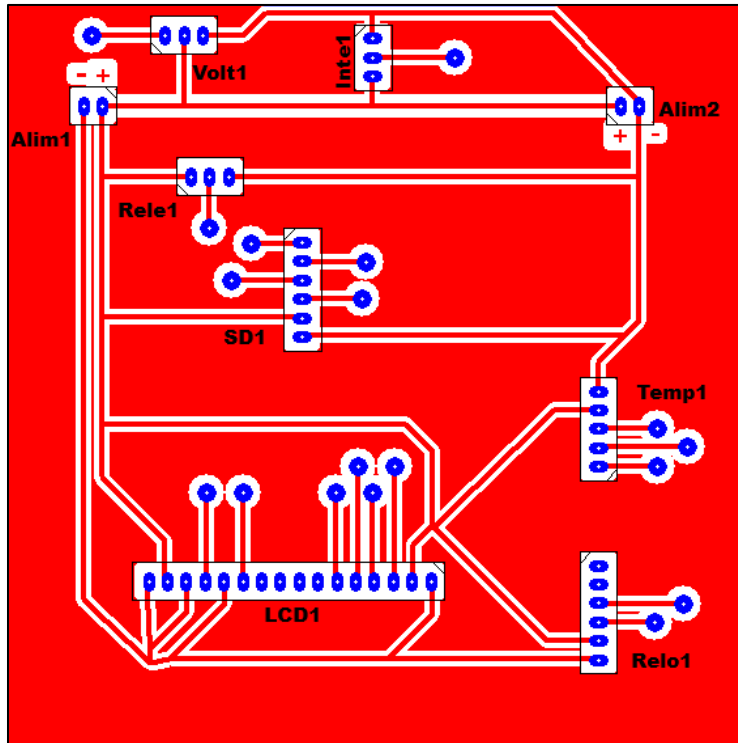


Figura 3.32 Diseño del circuito para el sistema de enfriamiento.

En la Figura 3.32 mostramos el diseño del circuito electrónico del sistema de enfriamiento. Donde:

- Volt1: Es el sensor de voltaje.
- Inte1: Es el sensor de intensidad.
- Rele1: Es el relevador.
- SD1: Es el módulo microSD.
- Temp1: Es el módulo de temperatura max6675.
- Relo1: Es el módulo reloj ds3231.
- LCD1: Es la pantalla LCD de 20X4.
- Alim1 y Alim2: Entradas de alimentación.

Al tener ya listo nuestro esquema digital para el circuito, imprimimos el circuito en papel fotográfico y en tinta láser a blanco y negro, esto para poder transferirlo por el método de planchado a la baquelita, como lo representa la Figura 3.33.



Figura 3.33 Método del planchado.

Al terminar el proceso de planchado y ya impreso el circuito a la baquelita, se retiró el papel fotográfico y se procedió a poner la baquelita en un recipiente con cloruro férrico durante 20 minutos aproximadamente, como lo muestra la Figura 3.34. Esto se hizo para oxidar las partes de cobre que no estén cubiertas por la tinta impresa anteriormente. Posteriormente, se retiró la tinta pasando un algodón remojado con thinner.

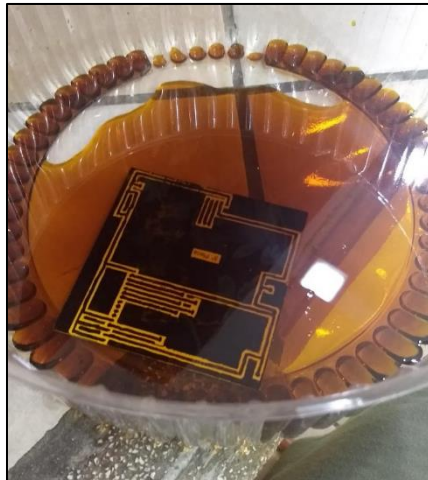


Figura 3.34 Placa de conexiones en cloruro férrico.

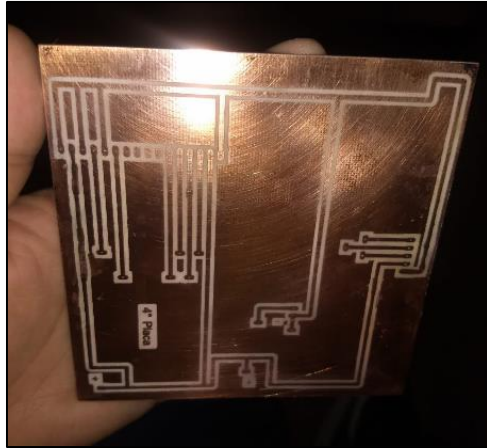


Figura 3.35 Placa de conexiones con pistas impresas.

Al tener la placa lista, como lo muestra la Figura 3.35, con ayuda de un MotoTool y una broca, se comenzó a perforar la baquelita en los puntos ya asignados. La baquelita ya perforada se presenta la Figura 3.36. Al tener ya la baquelita perforada se procedió a soldar los header machos en cada perforación, exceptuando en los lugares del módulo de temperatura Max6675, módulo microSD y módulo reloj ds3231, puesto era más conveniente tenerlos soldados directamente en la placa. En la Figura 3.37 y Figura 3.38 se muestra la baquelita con sus componentes ya soldados a ella.

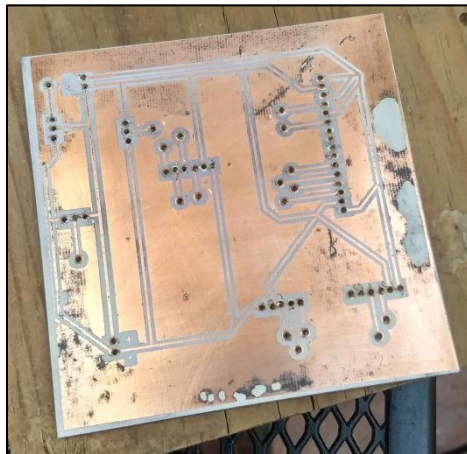


Figura 3.36 Baquelita perforada.

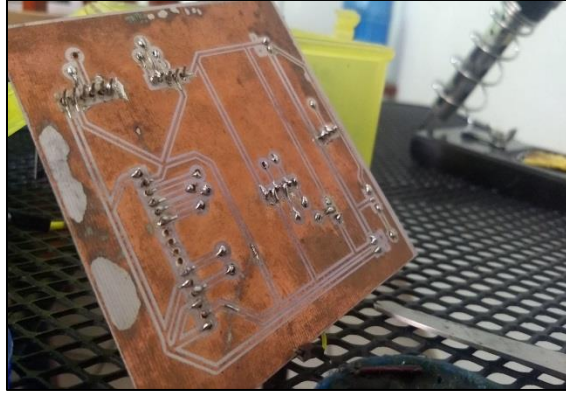


Figura 3.37 Parte inferior de la placa de conexiones.

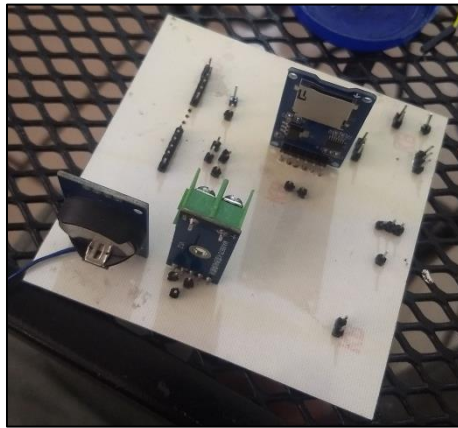


Figura 3.38 Parte superior de la placa de conexiones.

Para dar una mayor rigidez y estructura al sistema, los sensores, placa y Arduino Mega se fijaron con tornillos de acero de M3x10 mm y de M3x12 mm a una tabla de madera de 19 cm ancho por 22 cm de largo. Esto se muestra en la Figura 3.39.

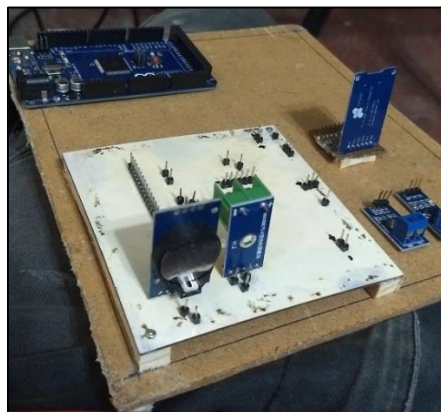


Figura 3.39 Distribución de sensores.

### 3.4.2 Conexiones de Arduino con placa fenólica.

Para poder crear el circuito electrónico de los sensores a la placa Arduino, y de las conexiones eléctricas del sistema a los módulos fotovoltaicos, nos apoyamos en el programa Fritzing. Este es un programa libre de automatización de diseño electrónico que busca ayudar a diseñadores y artistas para que puedan pasar de prototipos (usando, por ejemplo, placas de pruebas a productor finales.

Uno de los problemas más comunes en fallas en un sistema electrónico que trabaja con Arduino, es la mala conexión que hay entre la placa fenólica. Esto es debido principalmente por la calidad que estén los cables DuPont jumper. Por este caso fue de suma importancia usar cables DuPont jumper de buena calidad y nuevos, para evitar fallas en el sistema. Para hacer conexiones de la placa a Arduino Mega usaremos cables macho-hembra, puesto que en la placa tenemos header machos donde usaremos la parte hembra del cable DuPont jumper, y el Arduino Mega tiene entradas hembra donde requeriremos el lado macho del cable DuPont jumper.

A partir de la Figura 3.40 a la Figura 3.46, se exponen gráficamente, como se conectaron los sensores que conforman el sistema de automatización hacia Arduino Mega.

- Módulo microSD a Arduino.

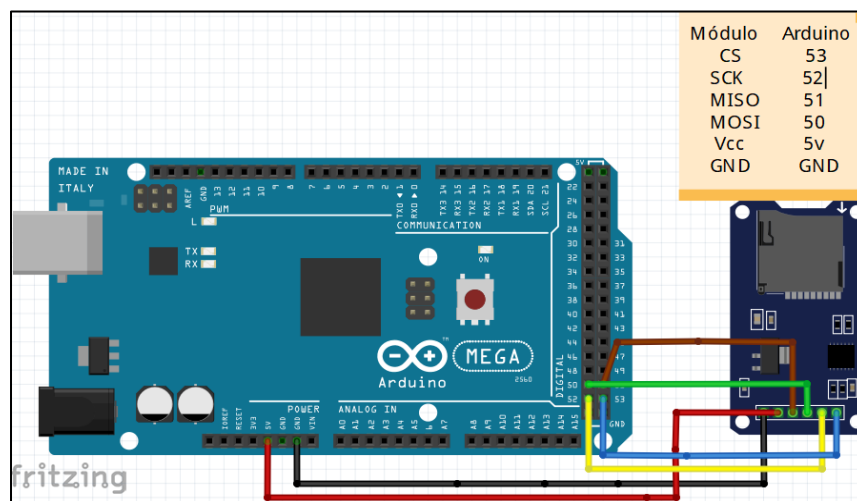


Figura 3.40 Conexiones del microSD a Arduino.

- Módulo max6675 a Arduino.

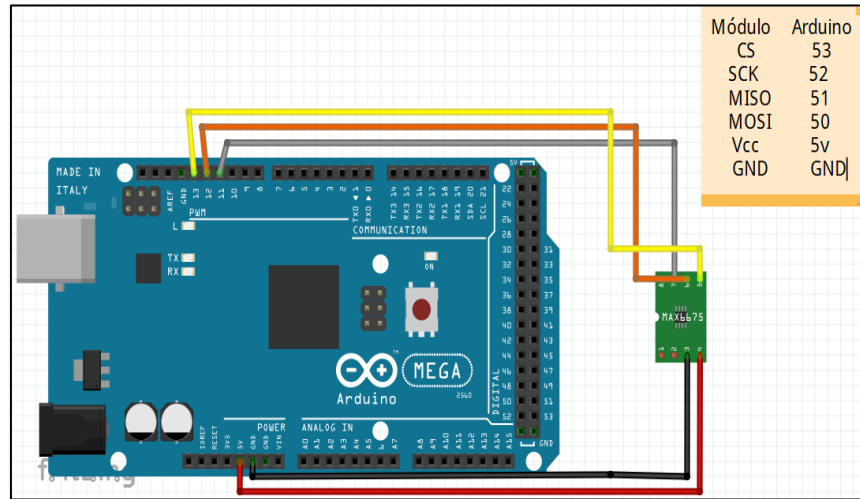


Figura 3.41 Conexiones del módulo max6675 a Arduino.

- Módulo reloj ds3231j a Arduino.

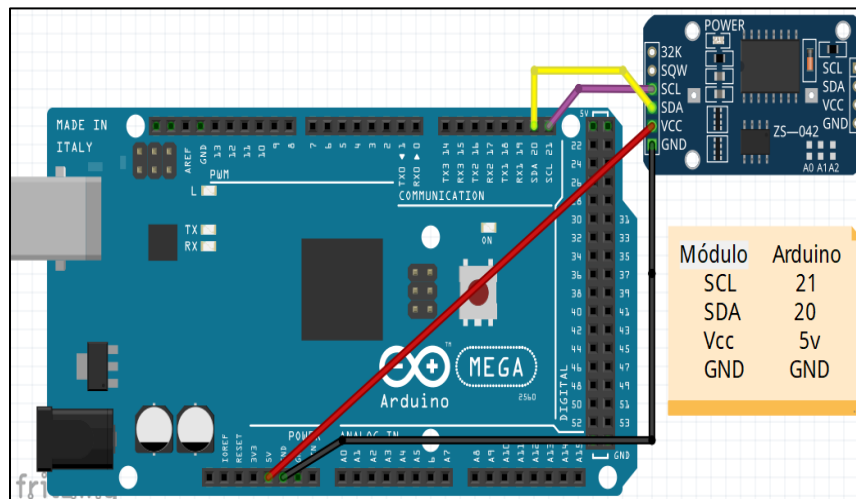


Figura 3.42 Conexiones del módulo ds3231j a Arduino Mega.



- Sensor de voltaje a Arduino Mega.

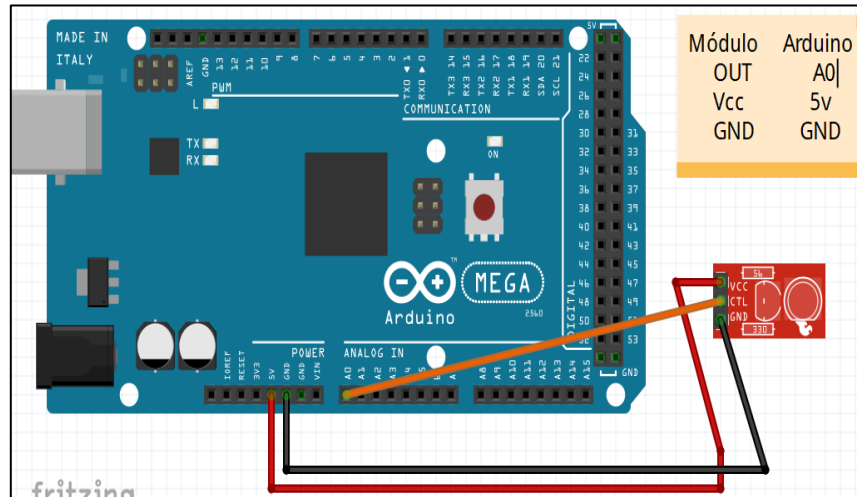


Figura 3.43 Conexiones del sensor de voltaje a Arduino Mega.

- Sensor de corriente a Arduino Mega.

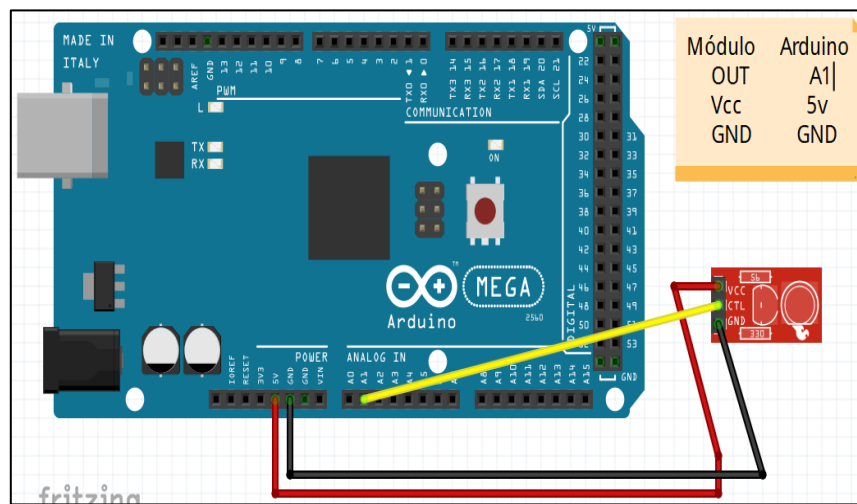


Figura 3.44 Conexiones del sensor de corriente a Arduino Mega.

- Relevador de un canal a Arduino Mega.

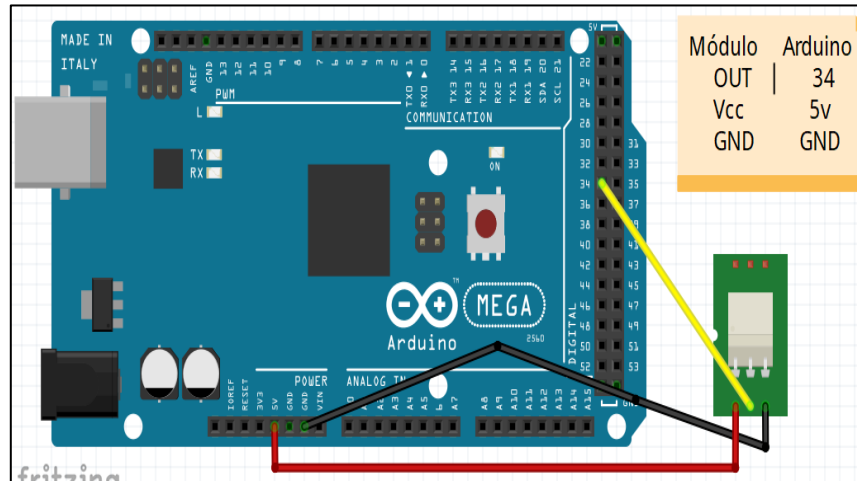


Figura 3.45 Conexiones del relevador de un canal a Arduino Mega.

- Pantalla LCD a Arduino Mega.

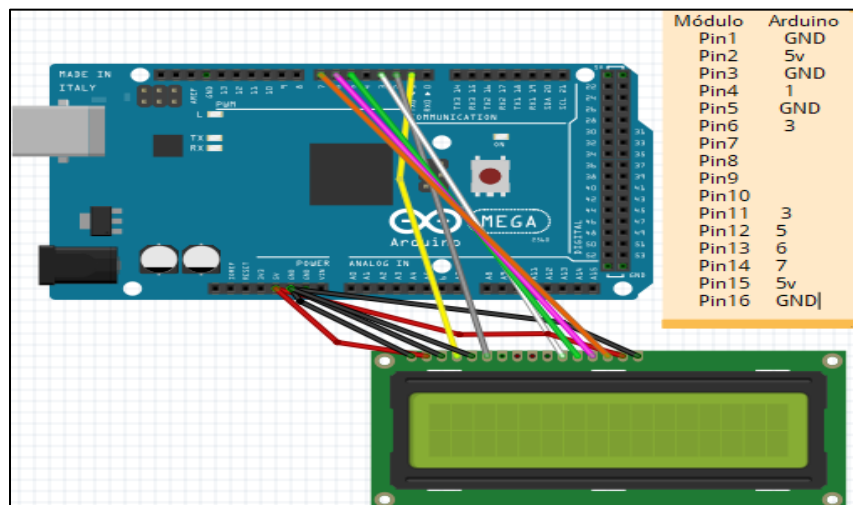


Figura 3.46 Conexiones de la pantalla LCD a Arduino Mega.

### 3.4.3 Conexión del módulo fotovoltaico al sistema de enfriamiento.

Los sensores de voltaje y de corriente serán los encargados en leer las cantidades de energía generada por el módulo fotovoltaico. En el caso del sensor de voltaje, este puede ir conectado directamente hacia el módulo fotovoltaico, con lo cual leerá

el voltaje producido. Por otro lado, para poder leer la corriente producida se le debe demandar una energía. Para poder demandar dicha energía se le conectó el ventilador que se utilizó en las pruebas anteriores (Figura 3.8). Como explicó anteriormente, el ventilador funciona con un voltaje de 12 volts, por eso usamos un regulador de voltaje (Figura 3.5), ya que el módulo fotovoltaico que usamos llega a generar 20.94 volts (Tabla 3.1). Para bombear el agua del depósito hacia el módulo fotovoltaico utilizamos la misma bomba sumergible que usamos en las pruebas pasadas (Figura 3.4). Para poder alimentar a esta bomba sumergible usamos un arreglo fotovoltaico compuesto por dos módulos amorfos conectados en serie. En la Tabla 3.8 muestra las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico amorfo.

Tabla 3.8 Características del módulo fotovoltaico amorfo.

Tamaño	107x61x2
Potencia	1 W
Corriente de trabajo	200 mA
Voltaje de salida	5v

Para poder regular el voltaje del arreglo fotovoltaico a la bomba sumergible utilizamos un regulador de voltaje (Figura 3.5) similar al que se utilizó para regular el voltaje al ventilador.

Para poder hacer las conexiones necesarias se utilizó un banco de terminales de 12 vías y cable estañado calibre 22 de dos colores; rojo para representar la conexión positiva y color negro para representar la conexión negativa.

En la Figura 3.47, se muestra un esquema eléctrico, donde se observa la forma de conectar cada dispositivo que hace funcionar el sistema. La conexión inicia conectando el módulo fotovoltaico de 25 W; el positivo en la entrada 1 y el negativo en la entrada 2 del banco de terminales. Se conectó en paralelo los pares 1-2 con los pares 3-4 y 5-6. En el par 3-4 de la entrada, se conectó directamente el sensor de voltaje respetando la polaridad en el sensor. En el par 5-6 de la entrada, se conectó el controlador de voltaje respetando la polaridad y que sea en el lado donde

recibe la energía. En la salida de energía del controlador de voltaje, conectamos en serie el sensor de corriente; conectamos la polaridad positiva de controlador en la entrada del sensor de corriente, la polaridad negativa la terminal 8 de la entrada del banco de terminales y en la salida del sensor de corriente conectamos la entrada 7 del bando de terminales. En las salidas del par 7-8 conectamos el positivo y negativo de ventilador. En las entradas del par 9-10, conectamos el arreglo fotovoltaico de los módulos amorfos; positivo para la entrada 9 y negativo para la entra 10. Conectamos las salidas del par 9-10 con el controlador de voltaje para la bomba sumergible, respetando polaridad y el lado donde recibe la energía. Conectamos la polaridad negativa de donde entrega la energía el controlador a la entrada 12, la polaridad positiva al “comúnmente abierto” del relevador y conectamos en la entrada 11 al “común” del relevador. Para finalizar conectamos la polaridad positiva de la bomba sumergible en la salida 11 del banco de terminales y la polaridad negativa en la salida 12.

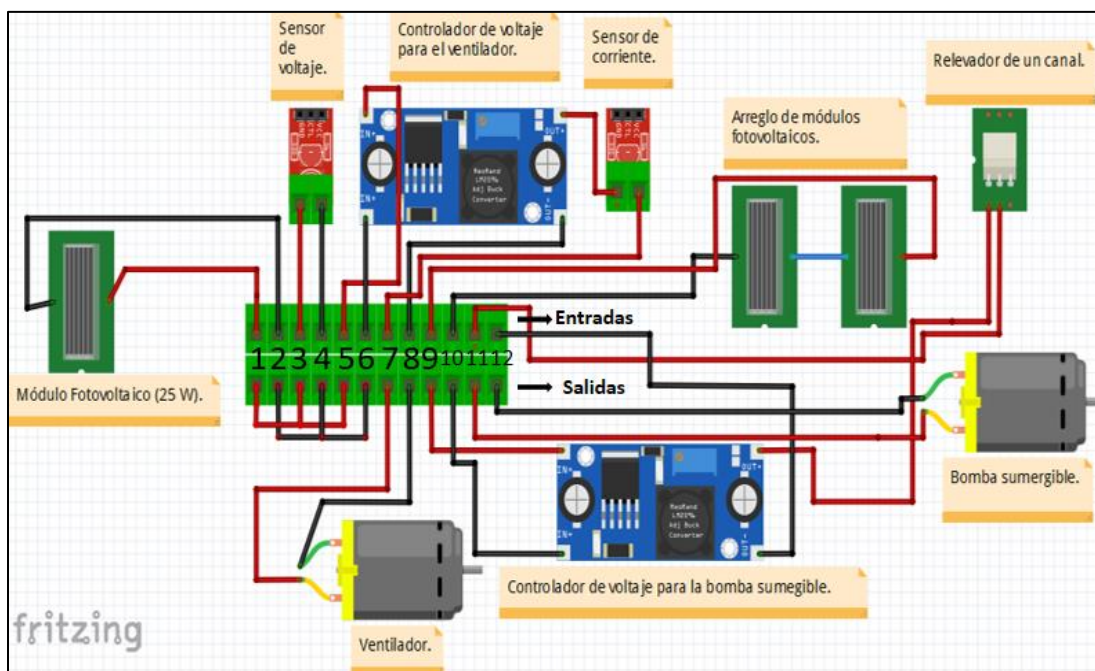


Figura 3.47 Esquema del conexionado del sistema-módulo fotovoltaico con sistema de enfriamiento.

Para la alimentación de la tarjeta Arduino Mega, tendremos dos opciones; conectarla a directamente a nuestra computadora y que la computadora alimente a la tarjeta o conectarla a una batería de 9 volts. Para tener la segunda opción disponible debemos de incluirle una batería de 9 volts, una porta baterías de 9 v, un mini switch para controlar la energía y un conector plug macho. La conexión es sencilla (Figura 3.48), conectamos el positivo y el negativo de la batería con el plug macho, pero en la polaridad positiva conectamos en serie un mini switch.

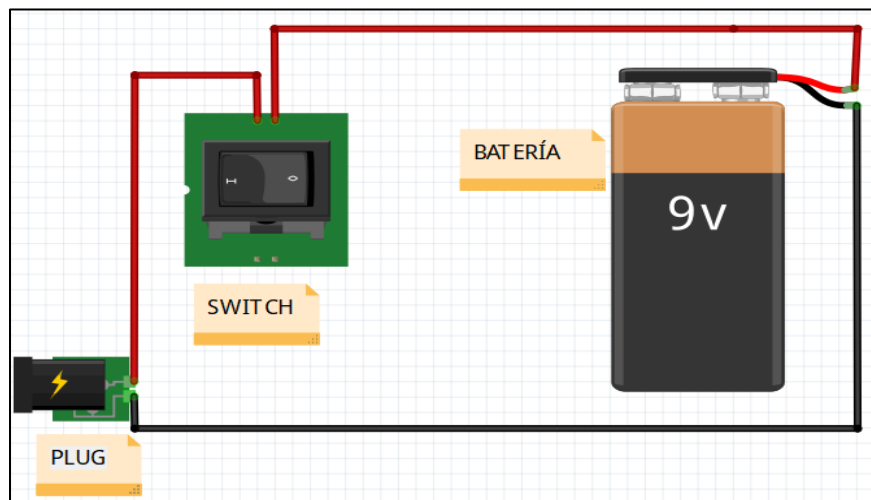


Figura 3.48 Esquema del conexionado de la opción de una batería.

Esta opción se introdujo para que el sistema pueda trabajar sin necesidad de una computadora, aunque lo más recomendable es trabajar con una fuente de energía estable (conexión a computadora o a red eléctrica), puesto que la batería se descargará y dejará de funcionar el sistema sin que nos demos cuenta.

Para tener una estructura y una mayor organización del sistema de enfriamiento, construimos una caja de madera de 19.5 cm de ancho por 22.5 cm de largo con 15 cm de altura, como lo muestra la Figura 3.49. En esta caja ensamblamos cada componente del sistema. Los sensores se pusieron en el interior de la caja, por otro el banco de terminales, los controladores, mini switch y la pantalla LCD se anexaron en la parte exterior de la caja. La pantalla LCD se asentó abriendo una ranura del tamaño del header hembra para fijarlo con silicona caliente a la caja y así poder conectar los pines machos de la pantalla (Figura 3.46), al igual que mini switch. El

banco de terminales y controladores de voltaje se anexo a la caja con tornillos y tuercas de acero inoxidable. Posteriormente se le pasó una capa de pintura en aerosol color negra para mejorar su apariencia.



Figura 3.49 Anexo de pantalla LCD a la caja.

Se armó otro sistema similar para el módulo estándar, que nos sirvió para hacer la comparación al evaluar los dos módulos fotovoltaicos con y sin sistema de enfriamiento. La variante en el sistema del módulo fotovoltaico que no tuvo ninguna técnica de enfriamiento fue: la eliminación del sistema de bombeo de agua, por lo tanto, quitamos la bomba sumergible, el controlador de voltaje para la bomba sumergible, los módulos fotovoltaicos para alimentar la bomba sumergible y el relevador de un canal. Por lo tanto, el esquema que tendrá el sistema del módulo estándar lo muestra la Figura 3.50.

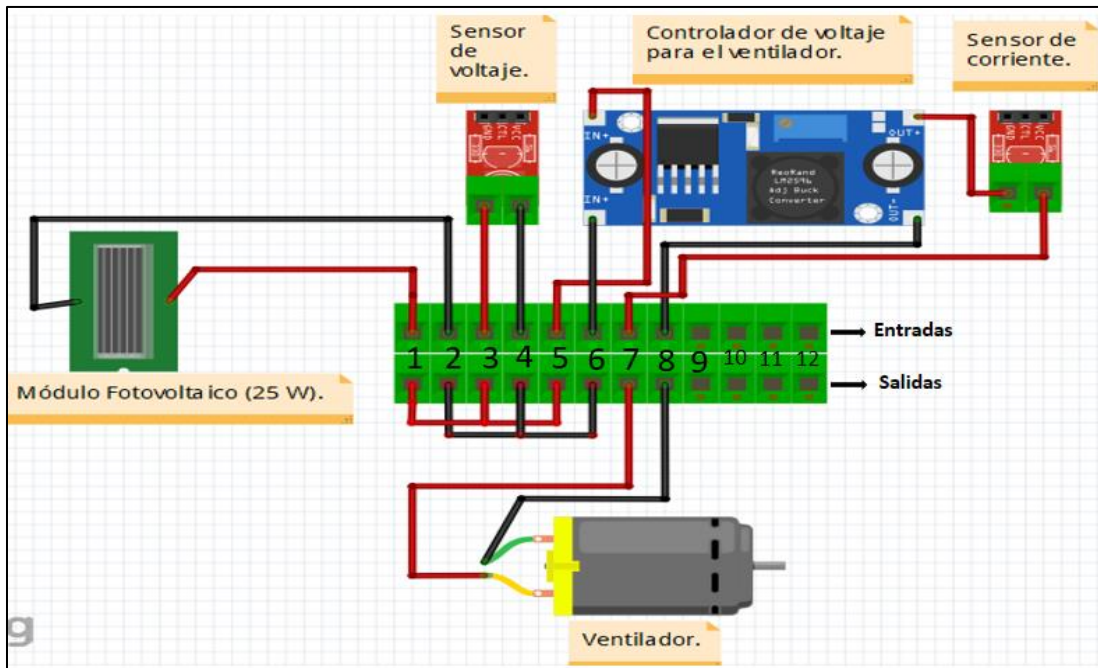


Figura 3.50 Esquema del conexionado del sistema-módulo fotovoltaico sin sistema de enfriamiento.

De igual forma se le creó una caja de las mismas medidas y materiales que la del sistema de enfriamiento.

#### 3.4.4 Programación del sistema automatizado de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos.

La automatización del sistema de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos fue por hecha mediante la plataforma de Arduino.

El programa consiste en mostrar los datos eléctricos de un módulo fotovoltaico mediante los sensores de voltaje y corriente, así como la temperatura de la parte inferior del módulo fotovoltaico, con la ayuda del módulo max6675 y su termopar. De igual forma, activa el sistema de enfriamiento al sobrepasar la temperatura límite que nosotros ingresemos en el programa. También contabiliza cuánto tiempo estuvo trabajando la bomba sumergible. Todos los datos arrojados por el programa son actualizados cada segundo y guardados gracias a una memoria microSD que se inserta en el módulo microSD del sistema.

A continuación, se presentan los diagramas de flujo del programa para automatizar el del sistema de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos en la Figura 3.51, la Figura 3.52 y la Figura 3.53. El programa se dividió en tres diagramas representando tres etapas. Las tres etapas son las siguientes:

- Inicio- Void setup.
- Void setup- Void loop.
- Void loop- Fin.

Para mayor referencia, en el apartado de anexos es posible ver el código completo para estos diagramas en la pág. 153 .



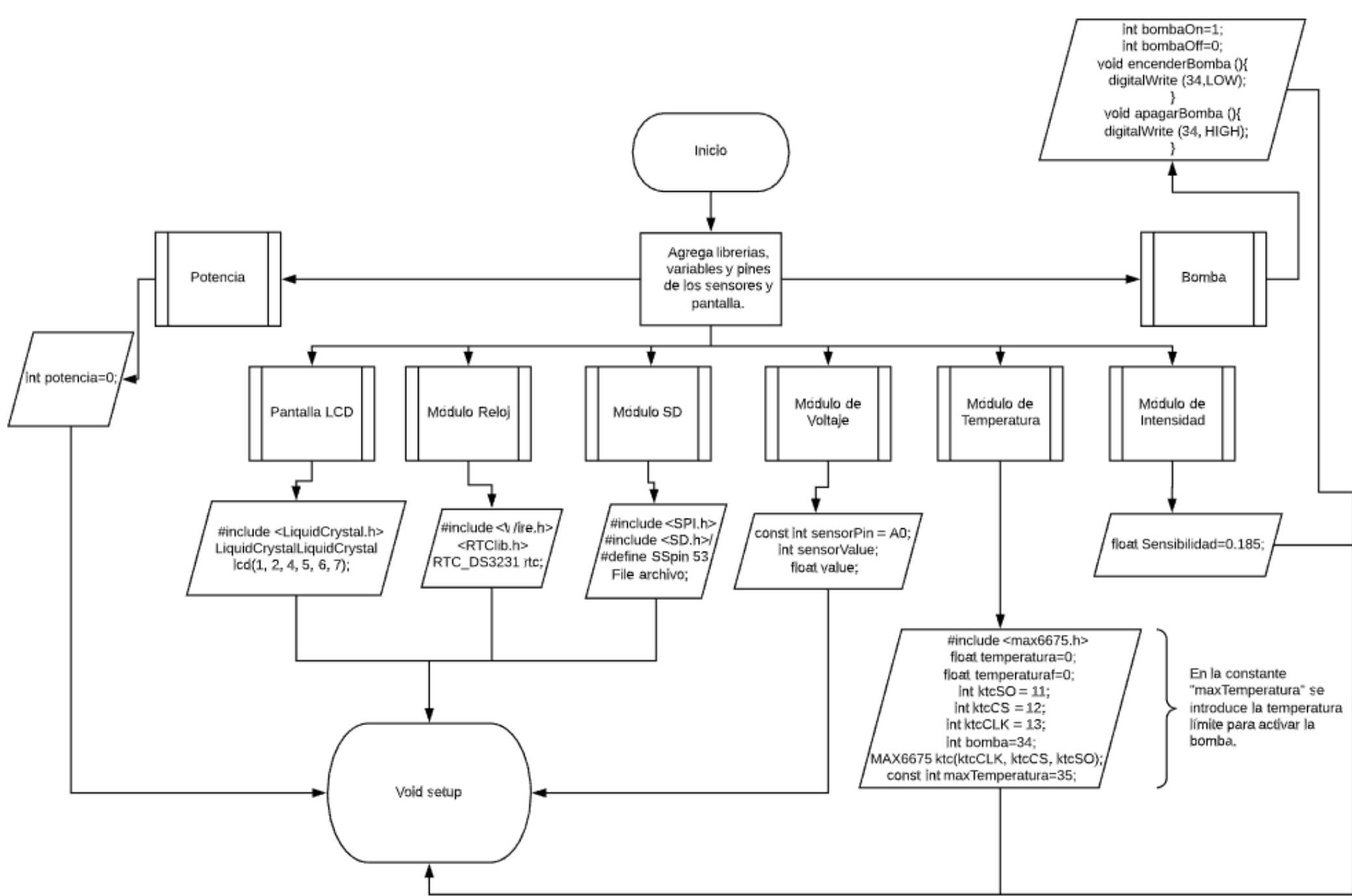


Figura 3.51 Diagrama de flujo de la etapa "Inicio-Void setup".

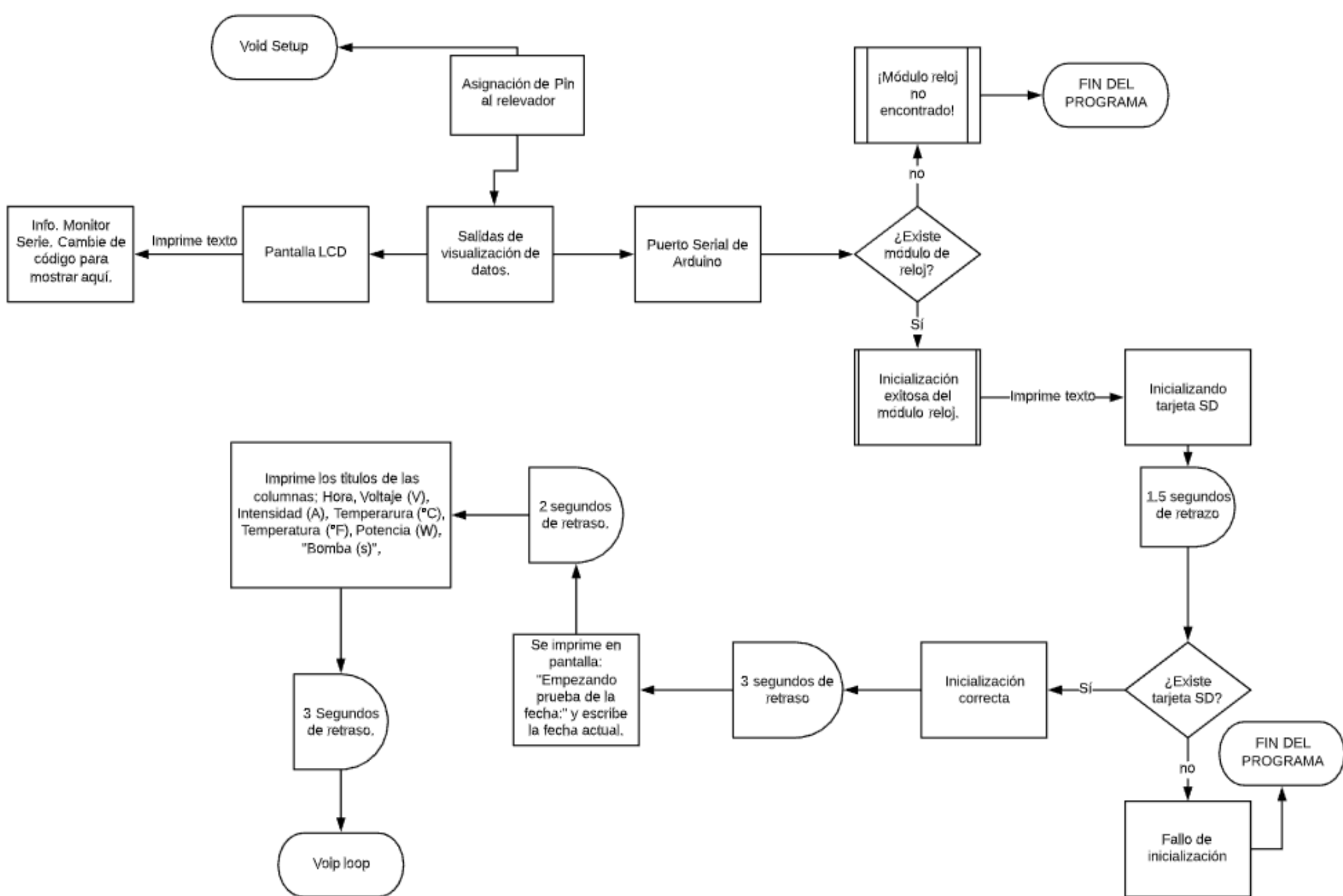


Figura 3.52 Diagrama de flujo de la etapa "Void setup-Void loop".

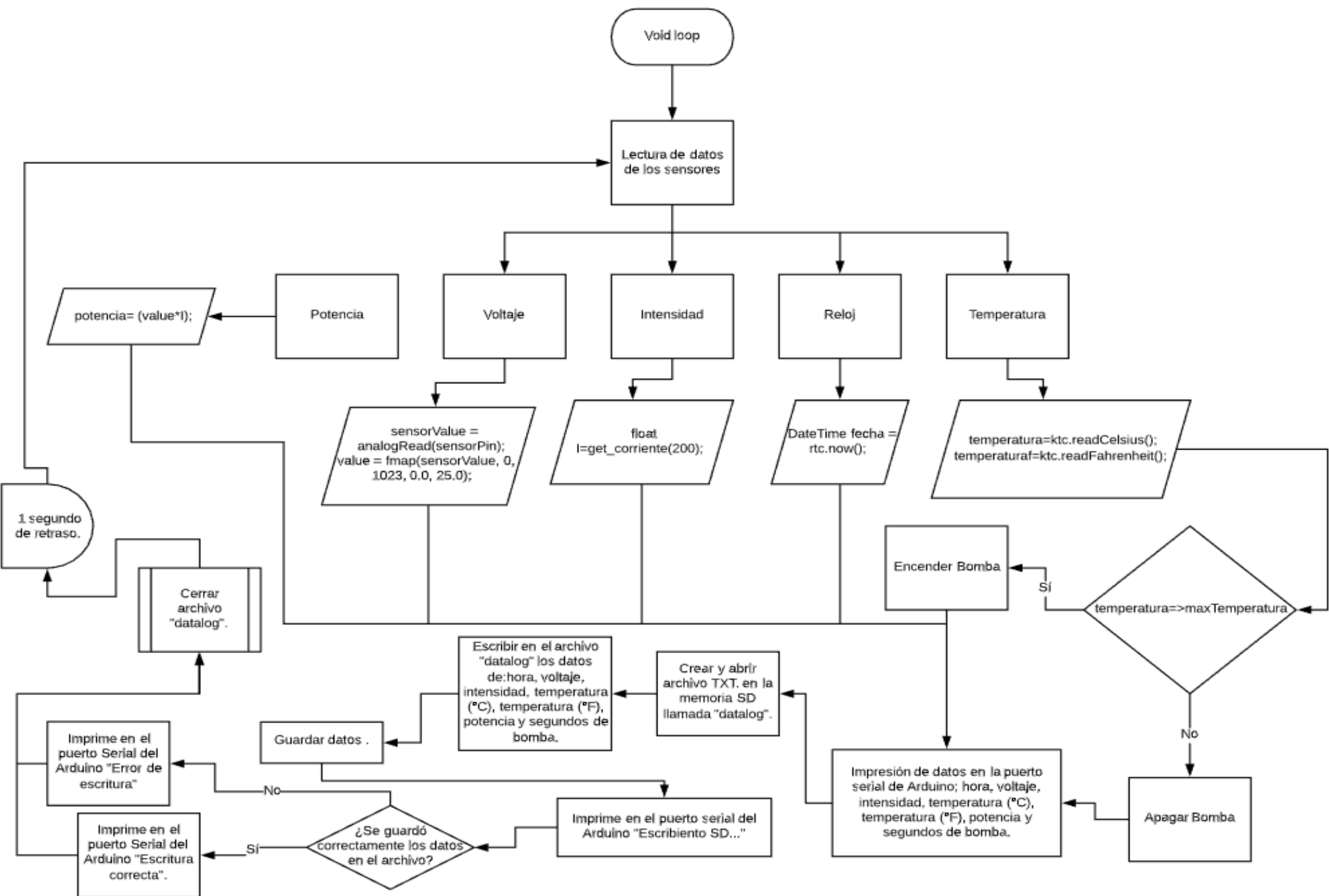


Figura 3.53 Diagrama de flujo de la etapa "Void loop-Fin".

### **3.5.- Cuarta etapa: “Implementación y evaluación de la técnica de enfriamiento por agua con el sistema automatizado”.**

Al visualizar los resultados de las evaluaciones donde comparamos la técnica de enfriamiento del aire contra la técnica de enfriamiento del agua, en el apartado 4.2.4.- Eficiencia de los días 14, 15 y 16 de marzo de 2019. (pág.123), se observó que la técnica de enfriamiento con mayor rendimiento energético fue la técnica del agua, por lo tanto, esta fue la elegida para poder conectarla al sistema automatizado.

Optamos la misma implementación de la técnica de enfriamiento por agua hecha anteriormente en el apartado 3.2.1 Implementación de la técnica de enfriamiento por agua. (pág.71), con las únicas diferencias que conectamos el módulo fotovoltaico con la técnica implementada a nuestro sistema automatizado de limpieza y enfriamiento, y usamos un almacenamiento de agua de 20 litros.

#### **3.5.1 Metodología de las pruebas (sistema automatizado de limpieza y enfriamiento vs módulo estándar).**

Con el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento, tenemos la posibilidad de controlar la temperatura operativa del módulo fotovoltaico. Se hicieron tres pruebas a tres temperaturas distintas de operación. Las pruebas fueron realizadas en un periodo de tres días consecutivos, empezando el día 25 de noviembre del 2019 y terminando el día 27 del mismo mes y año. Cada día se le programó una temperatura diferente al sistema automatizado. El día 25 de noviembre se evaluó con una temperatura operativa de 35°C, para el día 26 de noviembre se valuó a una temperatura de 40°C y para el día 27 de noviembre a una temperatura de 45 °C. El horario de las evaluaciones fue de 10 a.m. a 4 p.m. Se realiza en este rango de horas del día por la mayor incidencia de la radiación solar, en lo que conlleva a mayor generación de energía, así como mayores temperaturas operativas presentes en el módulo fotovoltaico.

Como ya se mencionó en apartado anterior (pág.103), los sistemas automatizados de limpieza y enfriamiento pueden obtener y guardar el voltaje, intensidad y

temperatura, así como activar la bomba y contabilizar el tiempo que estuvo trabajando. La radiación, temperatura ambiente y temperatura del agua del almacenamiento para la técnica de enfriamiento fueron recabadas manualmente por medio de dos termómetros (Figura 3.10), para el caso de las temperaturas y un solarímetro (Figura 3.12), para el caso de la radiación. El intervalo de tiempo que se medía la radiación, temperatura ambiente y temperatura del agua del almacenamiento fue de 10 minutos.

Los datos guardados en la memoria micro SD de cada sistema automatizado, se transportaban a una computadora para después llevarlos a Excel. En el programa Excel se formaban siete columnas, en el caso de los datos del módulo que tenía la técnica de enfriamiento (hora, voltaje, intensidad, temperatura °C, temperatura °F, Potencia y segundos de la bomba) y seis para el caso del módulo estándar (hora, voltaje, intensidad, temperatura °C, temperatura °F y potencia). Dividimos en hojas individuales de Excel los datos que pertenezcan a cada hora. Posteriormente calculamos los promedios de voltaje, intensidad, temperaturas y potencia de cada hora. Para en el caso del parámetro “segundos de la bomba” se suma la unidad de tiempo. Al tener los promedios de cada hora de todos los parámetros en una página nueva crearemos una tabla nueva donde anotaremos los promedios calculados para mayor facilidad de comparación. Se creará una tabla donde pondremos los datos de Radiación, temperatura ambiente y temperatura de agua de almacenamiento donde también se calculará el promedio de estos parámetros.

Para poder calcular la eficiencia del módulo con la técnica de agua implementada volvimos a usar los pasos del apartado 3.3.- Segunda etapa: “Selección de la técnica de enfriamiento”. (pág. 80).

# **CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS.**

#### **4.1.- Introducción.**

En este capítulo mostramos los resultados obtenidos al efectuar la metodología descrita anteriormente. En los resultados damos a conocer todas las ventajas de implementar el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza a un módulo fotovoltaico, así como, el análisis de eficiencia de generación de energía de los módulos fotovoltaicos con el sistema por medio de gráficas y tablas.

#### **4.2.- Diseño y selección de la técnica de enfriamiento ideal.**

En la parte de diseño obtuvimos estructuras rígidas y estables como se muestra en la Figura 4.1 y la Figura 4.2.



Figura 4.1 Módulo fotovoltaico con estructura.



Figura 4.2 Parte posterior del módulo fotovoltaico con estructura.

En la Figura 4.3 y la Figura 4.4. se puede observar los módulos evaluados con las técnicas de enfriamiento ya implementadas. Si seguimos el orden de izquierda a derecha, el primer módulo fotovoltaico es el encargado a suministrar energía al ventilador. El segundo módulo fotovoltaico es el que tiene implementada la técnica de enfriamiento a base de aire. El tercer módulo fotovoltaico es el que tiene implementada la técnica de enfriamiento a base de agua. El cuarto y último módulo fotovoltaico es el módulo estándar, el que no tiene ninguna técnica de enfriamiento implementada.





Figura 4.3 Evaluaciones de los diferentes módulos fotovoltaicos.



Figura 4.4 Parte posterior de los diferentes módulos fotovoltaicos evaluados.

A continuación, se muestran las gráficas de los parámetros medidos (voltaje, intensidad, temperatura superior y temperatura inferior) de las pruebas mencionadas en el apartado 1083.2.3 Metodología de las pruebas. (pág.76), en la sección de la metodología. Las gráficas están clasificadas por los tres días evaluados (14, 15 y 16 de marzo del 2019).

#### 4.2.1.- Día 14 de marzo del 2019.

La Figura 4.5, muestran un aumento notable de voltaje del módulo fotovoltaico que tiene la técnica de enfriamiento a base de agua, a comparación al del aire. Se aprecia que el módulo fotovoltaico estándar fue el que menos voltaje produjo.

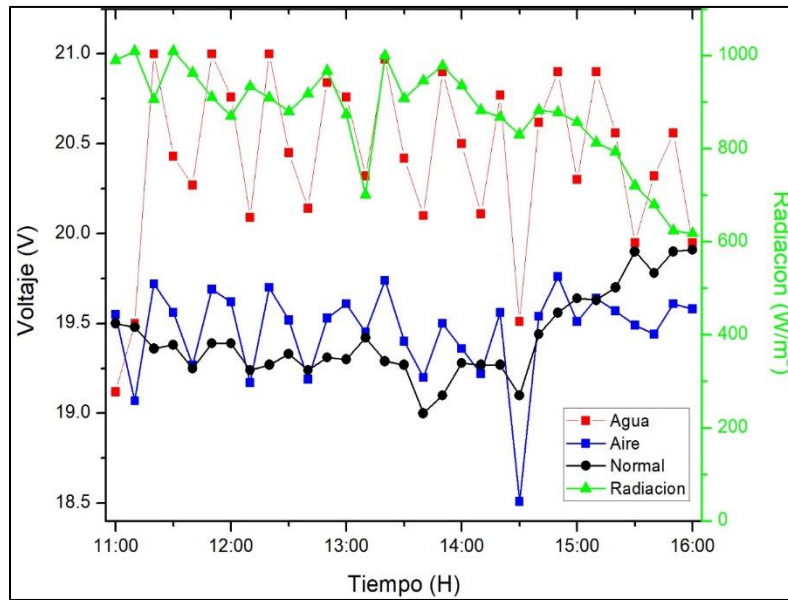


Figura 4.5 Voltaje en módulos del 14 de marzo del 2019.

En la Figura 4.6, se observa solamente una pequeña diferencia de intensidades en las tres intensidades. La diferencia es de centésimas de amperaje, por lo que se puede llegar corroborar, que, la temperatura no influye en la generación de corriente en un módulo fotovoltaico.

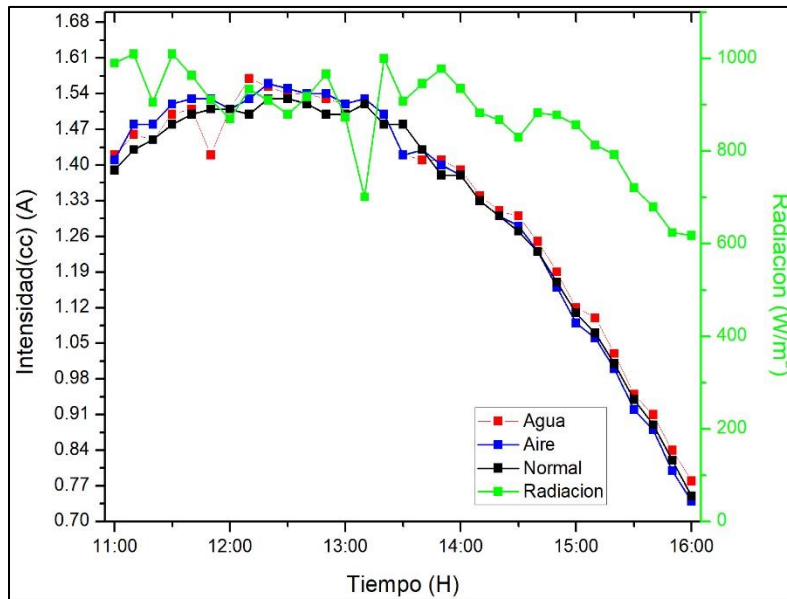


Figura 4.6 Intensidad en módulos del 14 de marzo del 2019.

Como se puede observar en la Figura 4.7 y la Figura 4.8, las temperaturas del módulo con la técnica a base de agua son menores ya sea en la parte superior o en la parte inferior. La técnica del aire pudo cumplir el objetivo de reducir la temperatura del módulo, pero no con mucha eficacia.

Aproximadamente a las 14:30 hrs., se nos presentó un problema con la bomba de agua, ya que dejó de funcionar y dejó de suministrar agua al módulo. Este percance su puede observar ya que hubo un aumento temperatura tanto en el lado superior e inferior. Al arreglar el problema, la temperatura volvió a disminuir como lo había hecho todo ese día.

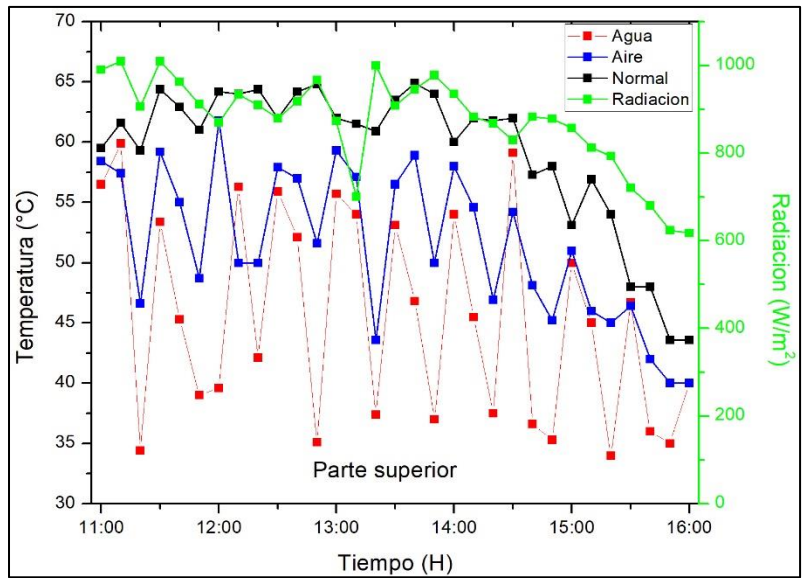


Figura 4.7 Temperatura superior en módulos del 14 de marzo del 2019.

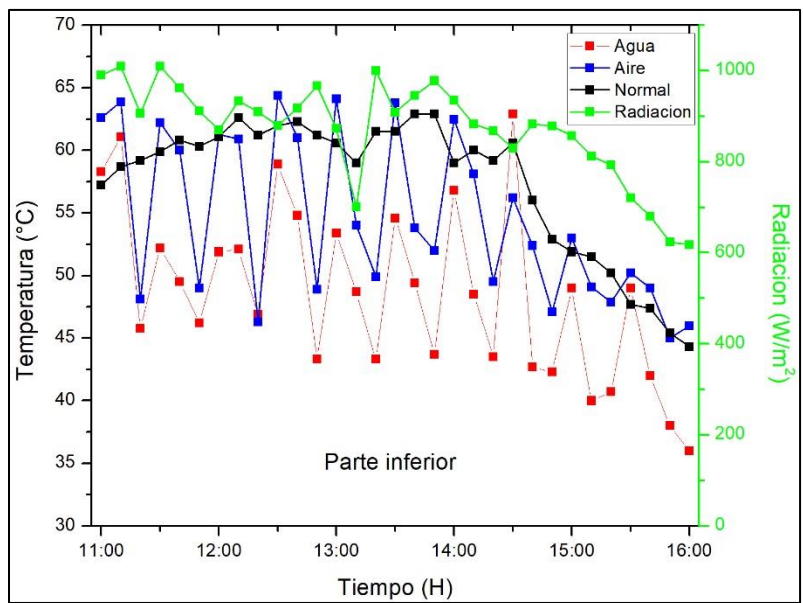


Figura 4.8 Temperatura inferior en módulos del 14 de marzo del 2019.

#### 4.2.2.- Día 15 de marzo de 2019.

Podemos observar que la Figura 4.9, muestra un comportamiento similar a la Figura 4.5. Se observa un voltaje superior por parte de los módulos con técnicas de enfriamiento. La técnica a base de agua obtuvo un voltaje mayor a la de la técnica de aire.

Se puede visualizar que entre las 11:30 hrs. a 12:00 hrs., el voltaje del módulo fotovoltaico con la técnica de enfriamiento a base de agua decae bruscamente, hasta estar por debajo de los otros dos módulos fotovoltaicos. Esto se produjo porque la radiación fue mucho menor a cuando se obtuvo la medición de voltaje de los otros dos módulos evaluados, ya que, al medir cada módulo fotovoltaico manualmente, nos demora tiempo, y se presta a que tomemos medidas eléctricas con radiaciones diferentes.

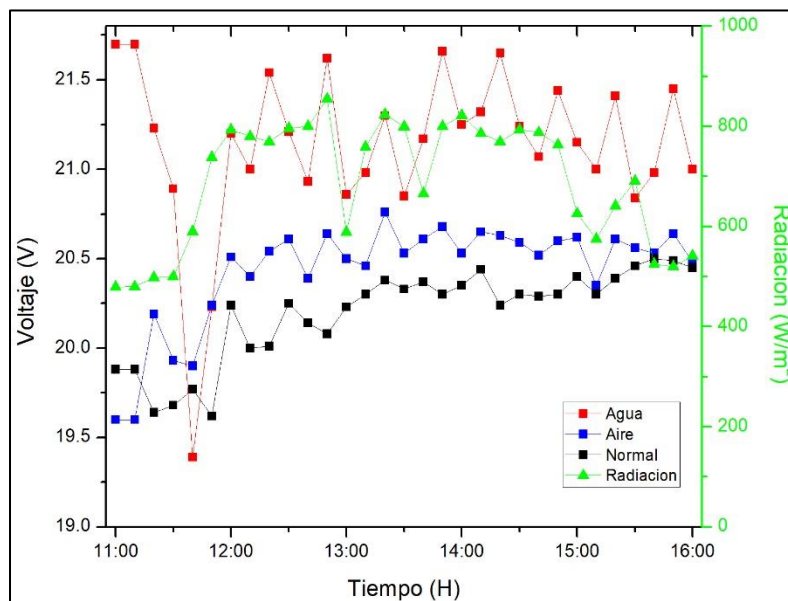


Figura 4.9 Voltaje en módulos del 15 de marzo del 2019.

En la Figura 4.10, muestran las variaciones de intensidades en corto circuito. Podemos observar que las intensidades obtenidas varían en lo más mínimo, ya que solo los separan centésimas de amperaje.

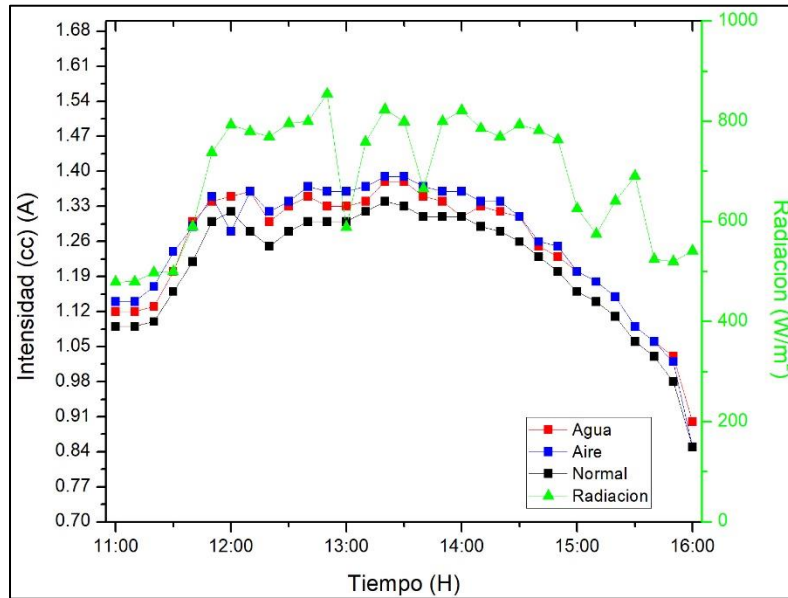


Figura 4.10 Intensidad en módulos del 15 de marzo del 2019.

En la Figura 4.11 y la Figura 4.12, muestran que el módulo fotovoltaico con la técnica de a base de agua obtuvo una temperatura menor a los otros módulos evaluados tanto en la parte superior y la parte inferior.

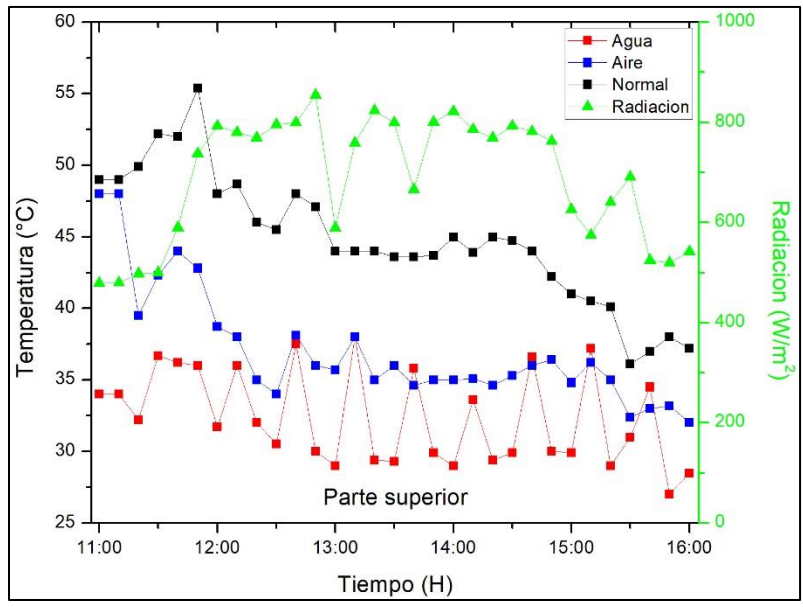


Figura 4.11 Temperatura superior en módulos del 15 de marzo del 2019.

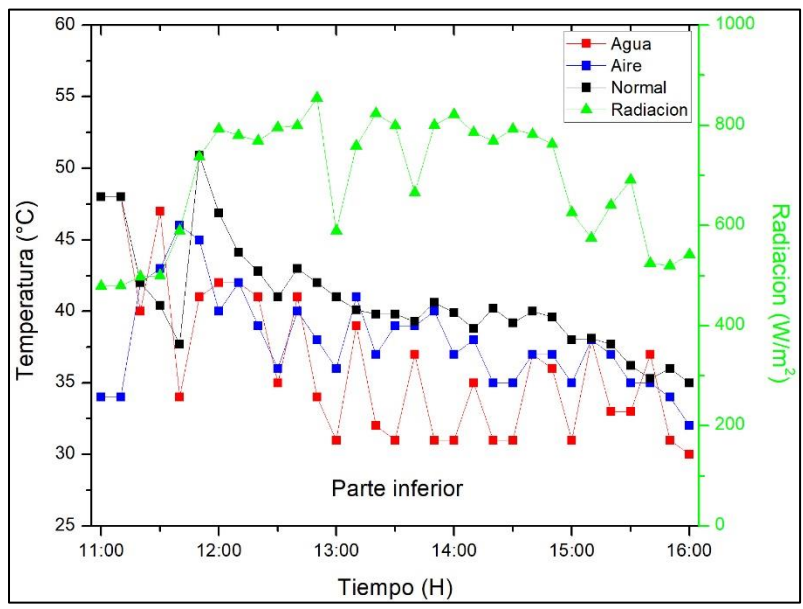


Figura 4.12 Temperatura inferior en módulos del 15 de marzo del 2019.

#### 4.2.3.- Día 16 de marzo de 2019.

Como en las figuras de voltaje de los días 14 y 15 de marzo de 2019, la Figura 4.13 muestra un aumento de voltaje del módulo fotovoltaico que tiene la técnica a base de agua, siguiéndole el módulo fotovoltaico con la técnica a base de aire.

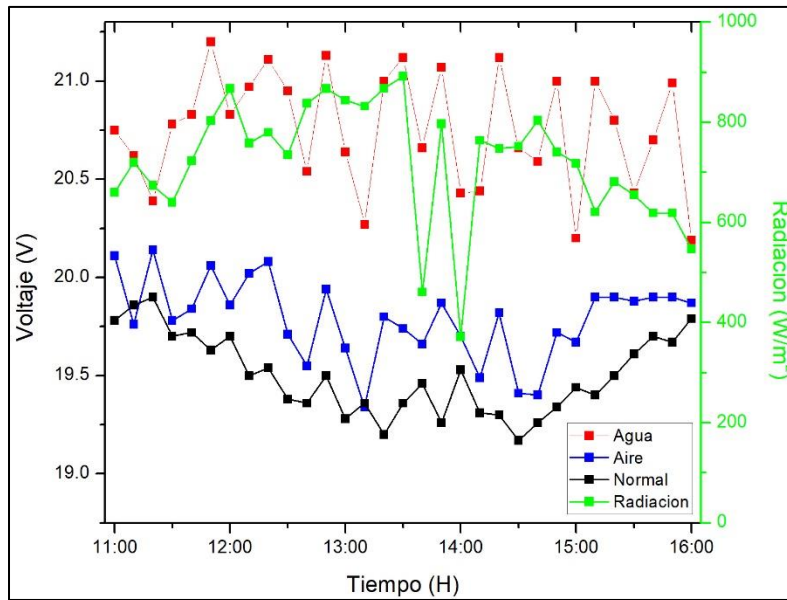


Figura 4.13 Voltaje en módulos del 16 de marzo del 2019.

En la Figura 4.14, se observa como en los otros dos días evaluados (14 y 15 de marzo de 2019) una intensidad similar en los tres módulos evaluados, solo variando por centésimas de amperajes su intensidad entre ellas. Se puede ver que aproximadamente a la 13:30 hrs. la intensidad del módulo estándar decae. Esto se debe a que la radiación cuando se obtuvo ese dato fue menor a la de los otros dos módulos evaluados. Este fenómeno de variaciones de radiación se presentó en la Figura 4.9, donde se explica en la página, más detalladamente en la parte del análisis de la figura.



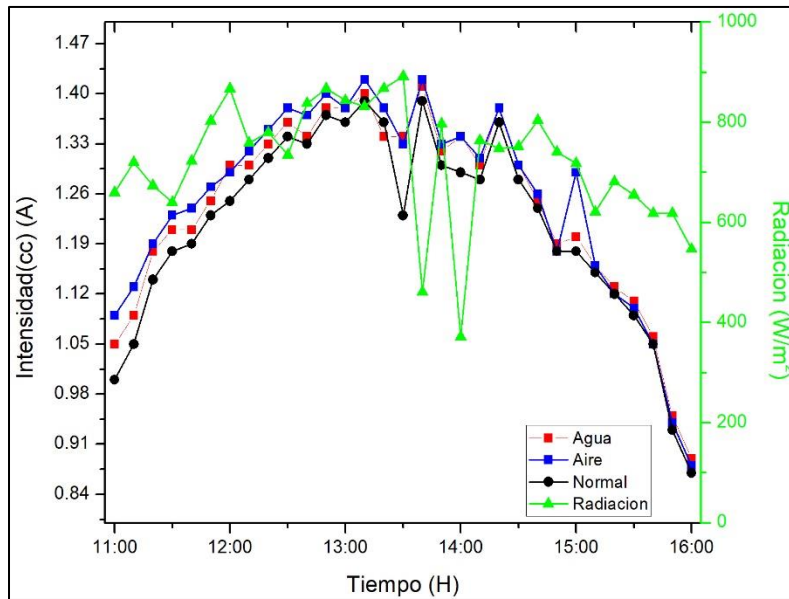


Figura 4.14 Intensidad en módulos del 16 de marzo del 2019.

En la Figura 4.15 y la Figura 4.16 muestran que el módulo fotovoltaico con la técnica de a base de agua obtuvo una temperatura menor a los otros módulos evaluados tanto en la parte superior y la parte inferior como en los otros dos días de evaluación (14 y 15 de marzo).

En la Figura 4.15 y la Figura 4.16 la aproximadamente a las 14:00 hrs. la radiación decae repentinamente al igual que las temperaturas de los módulos evaluados. Esto demuestra que la radiación influye directamente proporcional a la temperatura de los módulos; entre más radiación mayor temperatura.

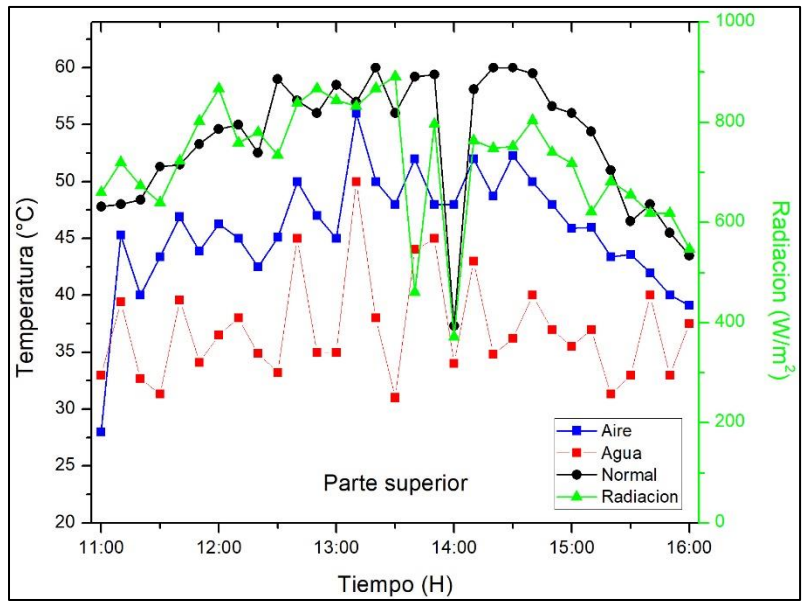


Figura 4.15 Temperatura superior en módulos del 16 de marzo del 2019.

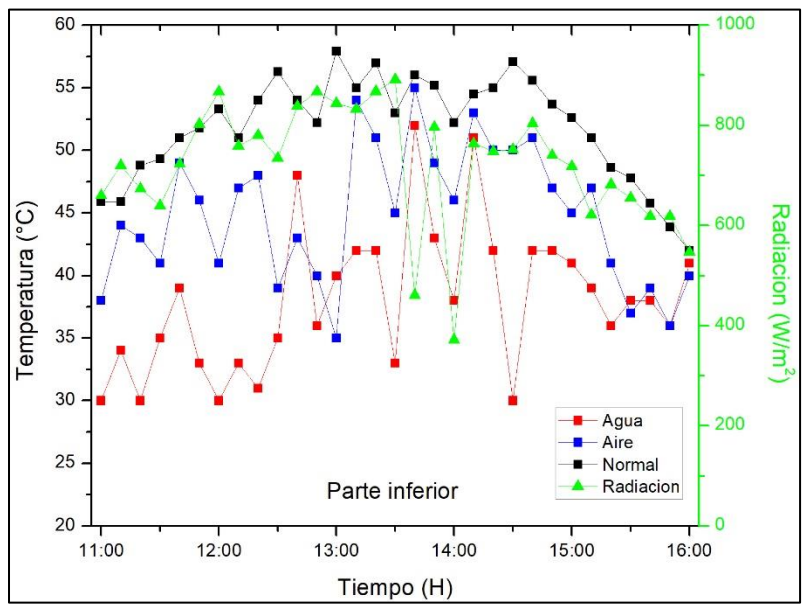


Figura 4.16 Temperatura inferior en módulos del 16 de marzo del 2019.

#### 4.2.4.- Eficiencia de los días 14, 15 y 16 de marzo de 2019.

En las siguientes tablas se muestra las eficiencias energéticas de los tres módulos puestos a prueba, tomando en cuenta una “potencia” generada ficticia, ya que al no conectarle ninguna carga a los módulos fotovoltaicos estos no generan ninguna potencia. Esta potencia es el resultado de la multiplicación de la intensidad a corto circuito por el voltaje producido.

En la Tabla 4.1 se observa que los módulos con las técnicas implementadas aumentaron su energía generada por lo tanto aumentaron su eficiencia.

Al restar la energía consumida de las técnicas de enfriamiento las eficiencias igual disminuyen. Se puede observar que el módulo con la técnica a base de agua sigue teniendo una eficiencia mayor a la del módulo estándar a pesar de resta de energía. Pero eso no fue el caso para el módulo con la técnica a base de aire, ya que, al restar la energía consumida de la técnica de enfriamiento, este se resultó con menor energía producida que el módulo fotovoltaico estándar, lo que conlleva a una menor eficiencia.

En la columna “eficiencia respecto al módulo estándar” se muestra el rendimiento que obtuvo los módulos fotovoltaicos con las técnicas de enfriamiento, respecto a la energía generada por el módulo estándar. Se puede observar en color verde los porcentajes positivos y en rojo los porcentajes negativos. Esta eficiencia es muy importante, porque demuestra cuanto es el mejoramiento de la generación de energía de un módulo fotovoltaico al disminuir su temperatura, comparándolo a un módulo fotovoltaico que no se le reduce su temperatura. Se puede apreciar que el módulo con la técnica a de base de agua aumento 2.21% de eficiencia, tomando en cuenta la energía consumida por la bomba sumergible. No fue el caso para la técnica de enfriamiento a base de aire, ya que disminuyó 12.29% de eficiencia.

Tabla 4.1 Eficiencia energética del 14 de marzo del 2019.

Nombre	Energía Generada (Wh)	Eficiencia (%)	Eficiencia respecto al módulo estándar (%)	Energía consumida por cargas (Wh)
Radiación	5006.14	No aplica	No aplica	No aplica
Estándar o Normal	143.98	14.52	No aplica	No aplica
Enfriamiento con agua	152.92	15.42	<b>6.20</b>	No aplica
Enfriamiento con agua menos el consumo de la bomba	147.17	14.84	<b>2.21</b>	5.74
Enfriamiento con aire	144.9	14.61	<b>0.63</b>	No aplica
Enfriamiento con aire menos el consumo del ventilador	126.28	12.74	<b>-12.29</b>	18.61

En la Tabla 4.2 se observa que los módulos con las técnicas implementadas aumentaron su energía generada por lo tanto aumentaron su eficiencia.

Se puede observar como en la tabla anterior, que el módulo con la técnica a base de agua sigue tienen una eficiencia mayor a la del módulo estándar a pesar de resta de energía, pero eso no fue caso para el módulo con la técnica a base de aire, ya que, al restar la energía consumida de la técnica de enfriamiento, este se resultó con menor energía producida que el módulo fotovoltaico estándar, lo que conlleva a una menor eficiencia. El módulo con la técnica a de base de agua aumento 4.73% de eficiencia y para el caso dela técnica de enfriamiento a base de aire disminuyó 6.15% de eficiencia.

Tabla 4.2 Eficiencia energética del 15 de marzo del 2019.

Nombre	Energía Generada (Wh)	Eficiencia (%)	Eficiencia respecto al módulo estándar (%)	Energía consumida por cargas (Wh)
Radiación	4010.1	No aplica	No aplica	No aplica
Estándar o Normal	140.68	17.71	No aplica	No aplica
Enfriamiento con agua	152.09	19.15	<b>8.1</b>	No aplica
Enfriamiento con agua menos el consumo de la bomba	147.34	18.55	<b>4.73</b>	4.75
Enfriamiento con aire	147.39	18.56	<b>4.76</b>	No aplica
Enfriamiento con aire menos el consumo del ventilador	132.01	16.62	<b>-6.15</b>	15.37

En la Tabla 4.3 se observa que los módulos con las técnicas implementadas aumentaron su energía generada por lo tanto aumentaron su eficiencia.

Se puede observar como en las tablas de los días anteriores, que el módulo con la técnica a base de agua sigue tienen una eficiencia mayor a la del módulo estándar a pesar de resta de energía, pero eso no fue caso para el módulo con la técnica a base de aire, ya que, al restar la energía consumida de la técnica de enfriamiento, este se resultó con menor energía producida que el módulo fotovoltaico estándar, lo que conlleva a una menor eficiencia. El módulo con la técnica a de base de agua aumento 3.9% de eficiencia y para el caso de la técnica de enfriamiento a base de aire disminuyó 11.23% de eficiencia.

Tabla 4.3 Eficiencia energética del 16 de marzo del 2019.

Nombre	Energía Generada (Wh)	Eficiencia (%)	Eficiencia respecto al módulo estándar (%)	Energía consumida por cargas (Wh)
Radiación	4189.5	No aplica	No aplica	No aplica
Estándar o Normal	136.84	16.49	No aplica	No aplica
Enfriamiento con agua	148.02	17.84	<b>8.17</b>	No aplica
Enfriamiento con agua menos el consumo de la bomba	142.18	17.14	<b>3.9</b>	5.84
Enfriamiento con aire	142.58	17.18	<b>4.19</b>	No aplica
Enfriamiento con aire menos el consumo del ventilador	121.47	14.64	<b>-11.23</b>	21.11

En conclusión, la Tabla 4.1, la Tabla 4.2 y la Tabla 4.3, nos muestran de forma numérica los datos más importantes de la generación y consumo de energía, así como, la eficiencia obtenida de los módulos fotovoltaicos puestos a prueba.

En los tres días se observa un aumento de generación de energía por parte de las dos técnicas de enfriamiento (agua y aire), sin tomar en cuenta el consumo de las cargas (bomba y/o ventilador). Al aumentar su generación de energía, conlleva a aumentar su eficiencia al transformar la energía solar a energía eléctrica y también se logra una mayor eficiencia respecto al módulo estándar. La técnica de agua es la que obtuvo mayores eficiencias en los tres días evaluados.

Cuando tomamos en cuenta sus cargas, y restamos su consumo energético de estas, disminuye la eficiencia de las técnicas, puesto que hay menor potencia generada. En el caso del módulo fotovoltaico con la técnica de agua implementada, mantuvo eficiencias mayores a los otros dos módulos evaluados, caso contrario de del módulo fotovoltaico con la técnica de aire implementada, que, al restarle la energía consumida del ventilador, obtuvo una menor generación de energía que los otros módulos fotovoltaicos evaluados, y por ende disminuir sus eficiencias. Otra característica que la técnica de enfriamiento a base de agua obtuvo y que la del aire

no, fue la eliminación de residuos de polvo y/o tierra que el mismo aire deja en los módulos.

Se determina en estas pruebas, que la técnica de enfriamiento a base de agua como fluido refrigerante es la técnica ideal, ya que es la que obtuvo mejores resultados, tanto en disminuir las temperaturas operativas del módulo, limpiar de elementos de tierra, así como aumentar sus eficiencias energéticas. Por lo tanto, se eligió esta técnica, para su instalación en el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento automático para módulos fotovoltaicos.

### **4.3.- Sistema automatizado de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos.**

El sistema automatizado de limpieza y enfriamiento para módulos fotovoltaicos consiste en un conjunto de dispositivos electrónicos que son controlados por un microprocesador. Todo esto dentro de una estructura de forma cúbica de madera, como lo muestra la Figura 4.17. Los dispositivos electrónicos son sensores de voltaje, intensidad y temperatura, así como, controladores de voltaje, interruptores y pantalla LCD, como se puede observar en la Figura 4.18. El “cerebro” del sistema es un Arduino Mega. Este es el microprocesador encargado de obtener, guardar y mostrar todos los datos arrojados de los sensores conectados al sistema.

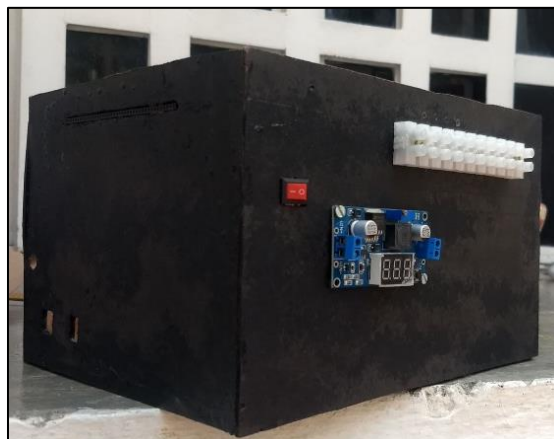


Figura 4.17 Caja del sistema de enfriamiento y limpieza.

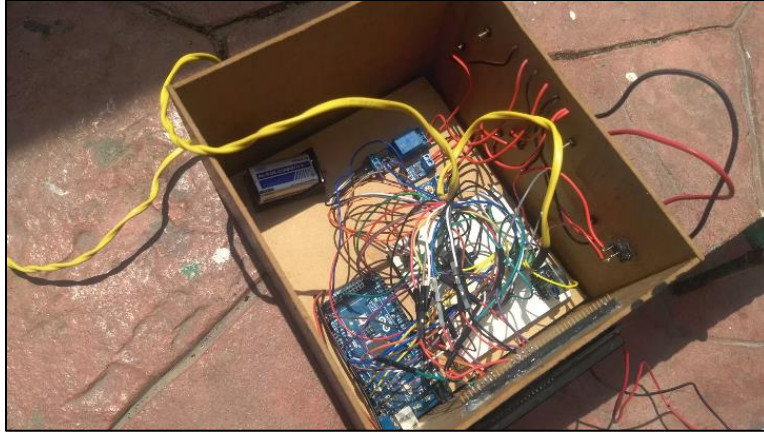


Figura 4.18 Interior de la caja con sensores conectados.

Al realizar las evaluaciones, el sistema de automatizado de limpieza y enfriamiento reguló la temperatura de un módulo fotovoltaico al activar alguna técnica de enfriamiento sobre el módulo fotovoltaico. La temperatura fue programada por el usuario, dependiendo de sus necesidades o evaluaciones realizadas con el sistema automático.

En la Figura 4.19 y la Figura 4.20 se observa los dos módulos evaluados, uno con la técnica de enfriamiento y el otro sin la técnica. El módulo fotovoltaico con la técnica de enfriamiento es la que está arriba de la mesa, puesto que se necesita una diferencia de alturas entre módulo fotovoltaico y el acumulador de agua. Esto se explica en el apartado 3.2.1 Implementación de la técnica de enfriamiento por agua. (página 71).





Figura 4.19 Evaluaciones de los módulos fotovoltaicos.



Figura 4.20 Parte posterior de los módulos fotovoltaicos evaluados.

En la Figura 4.21 se observa con más detalle el prototipo el módulo fotovoltaico con la técnica de enfriamiento siendo evaluado. En la parte inferior izquierda se observa el prototipo de enfriamiento y limpieza automatizado.



Figura 4.21 Módulo fotovoltaico con técnica de enfriamiento y limpieza.

El sistema automatizado de limpieza y enfriamiento guardó los datos de temperatura y tiempo de activación de la técnica. Así mismo, el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento, midió, mostró y guardó datos de voltaje, intensidad y potencia generada en el módulo fotovoltaico. Todos los datos fueron guardados en un archivo “.txt” de forma ordena.

Las ventajas de evaluar con un sistema automatizado de limpieza y enfriamiento de módulos fotovoltaicos son mayores a comparación de evaluar de forma convencional, con multímetro y termómetros.

Ventajas:

- Obtención de datos eléctricos y de temperatura en tiempo real.

Con el sistema automatizado obtuvimos datos cada segundo al evaluar un módulo fotovoltaico. Esto no es posible al evaluar sin el sistema automático, ya que, es imposible anotar en ese tiempo los datos medidos de los multímetros y termómetros.

- Llevar un control más eficaz de las temperaturas operativas de un módulo fotovoltaico.

El sistema automatizado conservó la temperatura que se programó, gracias a esto, la técnica de enfriamiento hizo presencia cuando se necesitó, evitando consumir energía de más.

- Total autonomía.

El sistema automatizado no necesitó asistencia humana en las horas de evaluaciones, esto con llevó a menos trabajo de personas.

- Menos exposición de la radiación solar a usuarios.

Al evaluar sin el sistema automático las personas deben de exponerse directamente al sol, donde pueden experimentar síntomas leves como golpe de calor o deshidratación o enfermedades graves como algún padecimiento dermatológico. Esto puede pasar si no se toman las protecciones necesarias.

#### **4.4.- Evaluaciones con el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento de módulos fotovoltaicos.**

A continuación, se muestran las gráficas de los parámetros medidos (voltaje, intensidad, temperaturas y potencia) de las pruebas mencionadas en el apartado 3.5.1 Metodología de las pruebas (sistema automatizado de limpieza y enfriamiento vs módulo estándar). Las gráficas están clasificadas por los tres días evaluados (25, 26 y 27 de noviembre del 2019).

##### **4.4.1.- Día 25 de noviembre del 2019 (35°C).**

En la Figura 4.22, se muestran el promedio de voltajes por hora que produjeron los dos módulos fotovoltaicos. Se puede observar que el módulo con el sistema automático de limpieza y enfriamiento produjo más voltaje que el módulo sin la técnica de enfriamiento.

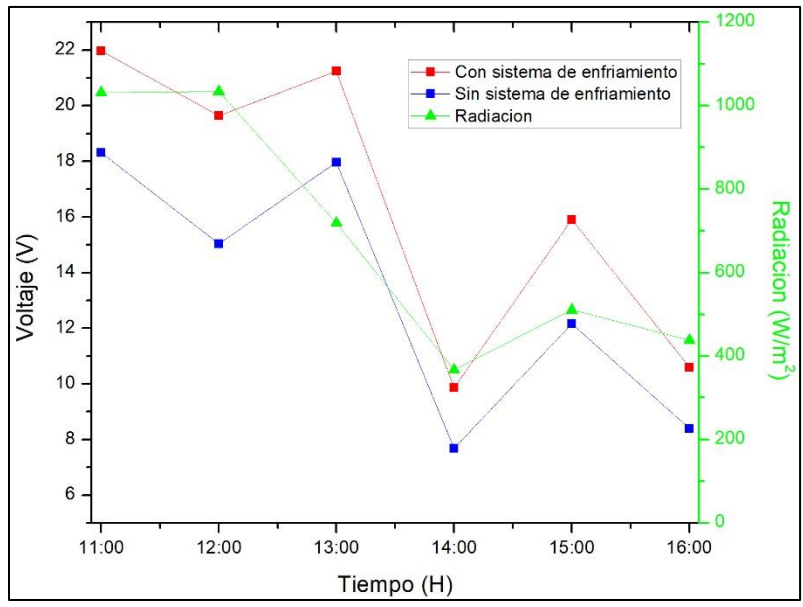


Figura 4.22 Voltaje en módulos del 25 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.23, se muestran el promedio de las intensidades por hora que generaron los dos módulos fotovoltaicos. Se observan que las dos líneas que representan los módulos siguen un patrón semejante. Esto nos muestra que los módulos fotovoltaicos evaluados produjeron intensidades similares.

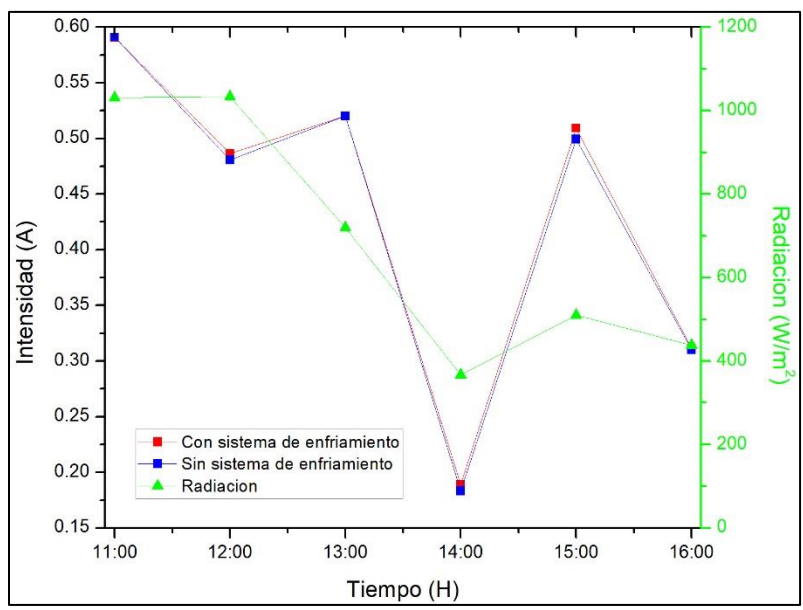


Figura 4.23 Intensidad en módulos del 25 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.24, muestra el promedio de las temperaturas por hora que tuvieron los dos módulos fotovoltaicos. El módulo con el sistema automático de limpieza y enfriamiento mantuvo una temperatura casi constante de 35 °C, que fue el valor de la temperatura con la que se programó. Por el contrario, la temperatura del otro módulo evaluado fue muy variable, y se llegó a elevar aproximadamente el doble que el módulo con el sistema automático de limpieza y enfriamiento a las 13:00 hrs.

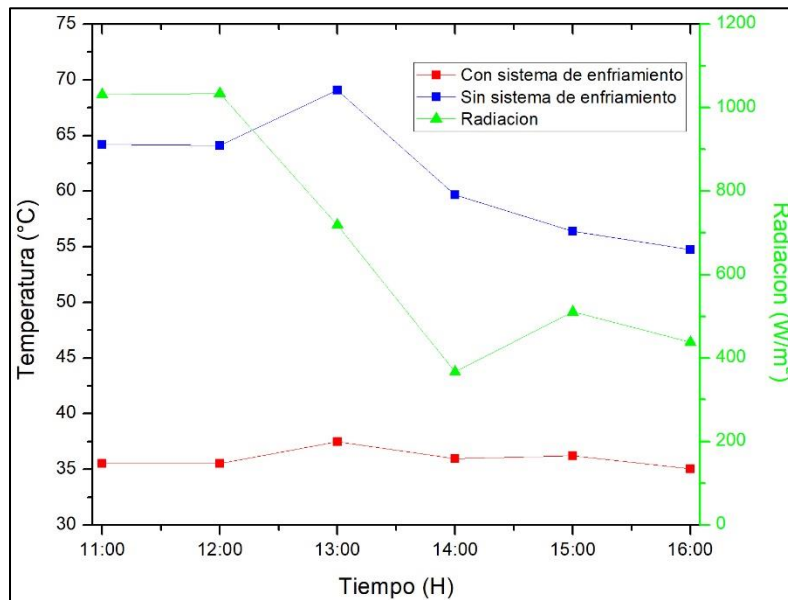


Figura 4.24 Temperatura en módulo del 25 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.25, se muestra el promedio de temperaturas por hora del agua, el ambiente y el módulo con sistema automático de limpieza y enfriamiento.

Se observa que el agua aumentó de temperatura rápidamente de 11:00 hrs. a 12:00 hrs. Esto se debe, a que el agua recibió la radiación más alta durante ese día. A las 13:00 horas obtuvimos la temperatura más alta del agua, eso conllevó a tener la temperatura más alta del módulo fotovoltaico, ya que la sustracción del calor del módulo hacia el agua era más complicada. Respecto a la temperatura ambiente, no se pudieron observar relaciones con la temperatura del módulo fotovoltaico.

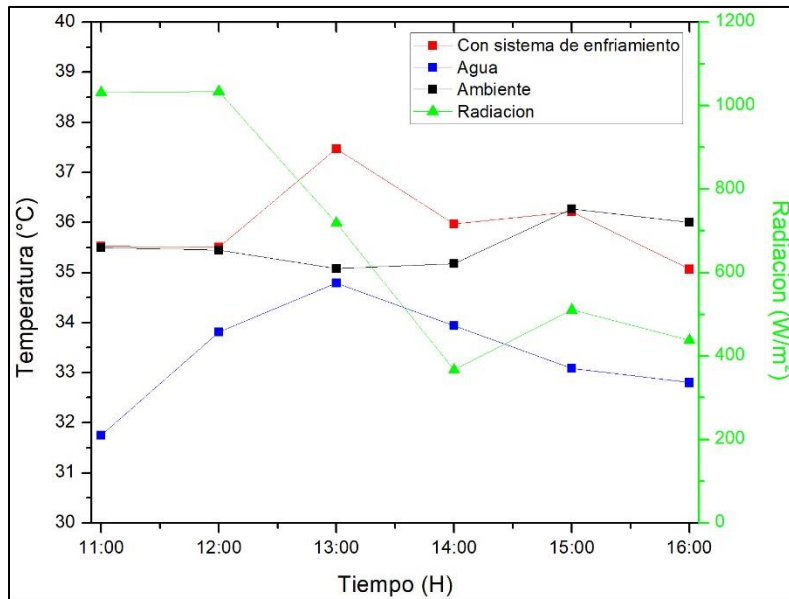


Figura 4.25 Temperatura del agua, ambiente y módulo con técnica de enfriamiento del 25 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.26, se muestran el promedio de la potencia por hora que produjeron los dos módulos fotovoltaicos. Se puede observar que el módulo con el sistema automático de limpieza y enfriamiento produjo más potencia que el módulo sin la técnica de enfriamiento.

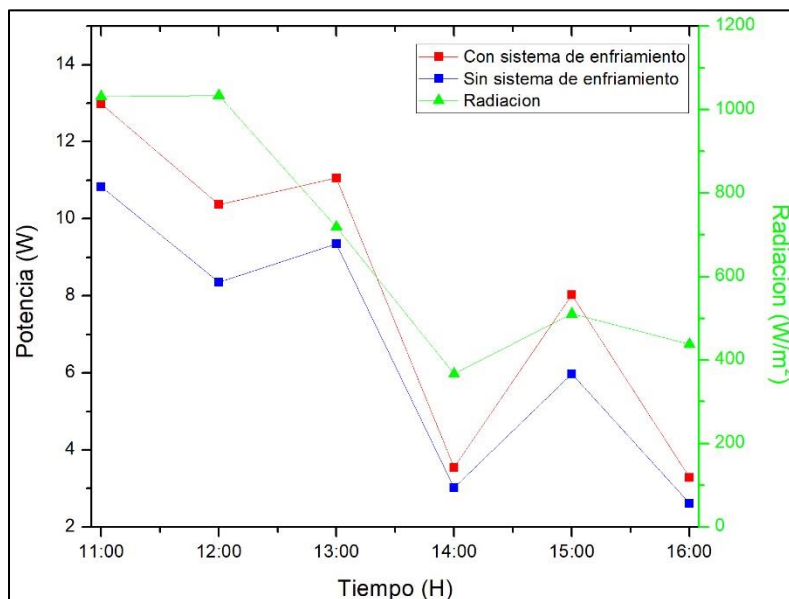


Figura 4.26 Potencia en módulos del 25 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.27 muestra la potencia generada de los dos módulos evaluados, representándolas como áreas bajo la curva dibujada. Se observa que el módulo con sistema de enfriamiento tiene un área que sobresale de la otra, ya que, ese módulo genero más potencia.

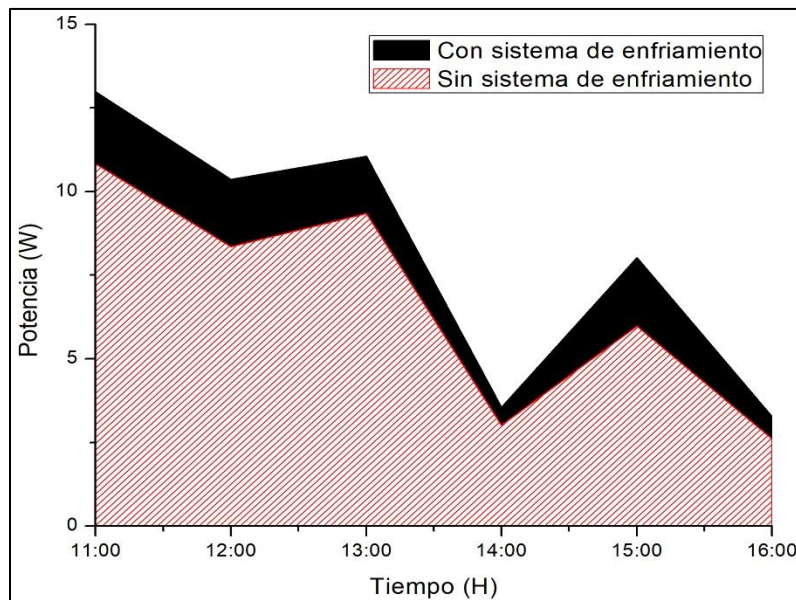


Figura 4.27 Área de potencias en módulos del 25 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.28 nos muestra la potencia generada del módulo sin sistema de enfriamiento y la potencia resultante al restar la potencia del módulo con el sistema de enfriamiento y la potencia consumida por la bomba sumergible.

Se puede observar en la Figura 4.26 dentro de las 11:00 hrs. a 13:00 hrs. hay una mayor generación de potencia respecto a al módulo sin sistema de enfriamiento, gracias a una mayor radiación en ese rango de tiempo. Esto origina a que los módulos fotovoltaicos evaluados generen más energía, pero al igual, aumente sus temperaturas operativas. Esto hace que el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza se active por más tiempo, ya que, debe de mantener la temperatura del módulo fotovoltaico por debajo a 35 °C para este caso, y en consecuencia se tenga un mayor consumo de energía, obteniendo una menor energía generada como se observa en la Figura 4.28 en el rango aproximadamente de las 11 hrs. a 12 hrs.

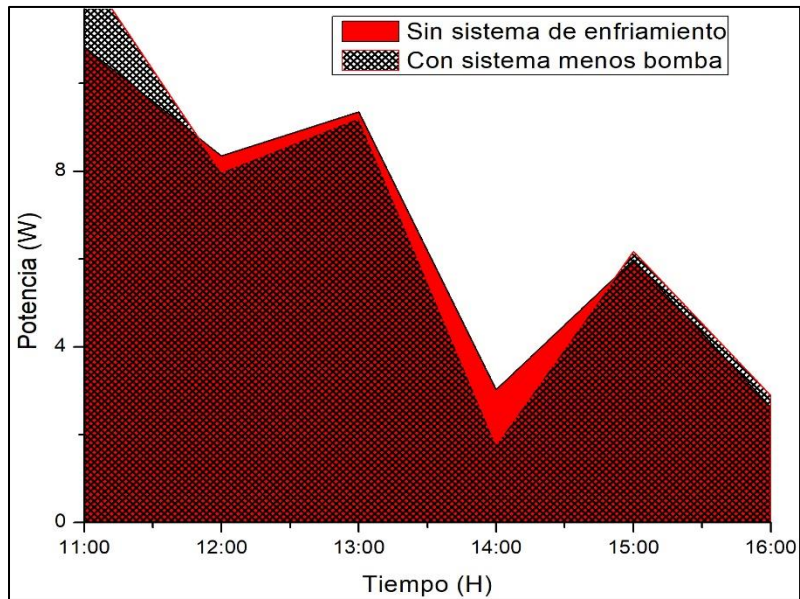


Figura 4.28 Área de potencias en módulos restando el consumo de la bomba del 25 de noviembre del 2019.

#### 4.4.2.- Día 26 de noviembre del 2019 (40 °C).

En la Figura 4.29, al igual que en el día 25 de noviembre, el módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza generó mayor voltaje que el módulo sin el sistema de enfriamiento.

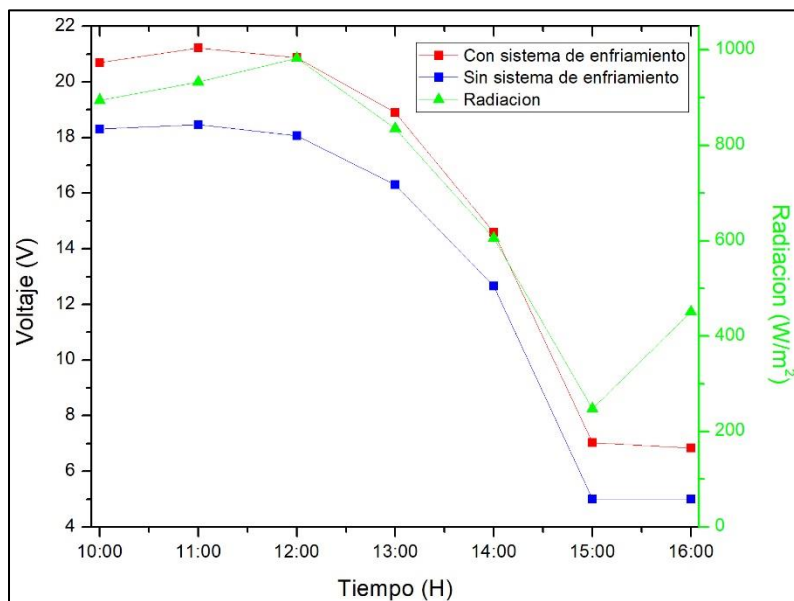


Figura 4.29 Voltaje en módulos del 26 de noviembre del 2019.



En la Figura 4.30 al igual que en el día 25 de noviembre, los módulos evaluados generaron intensidades similares, solo variando por centésimas de amperaje, que es algo insignificante.

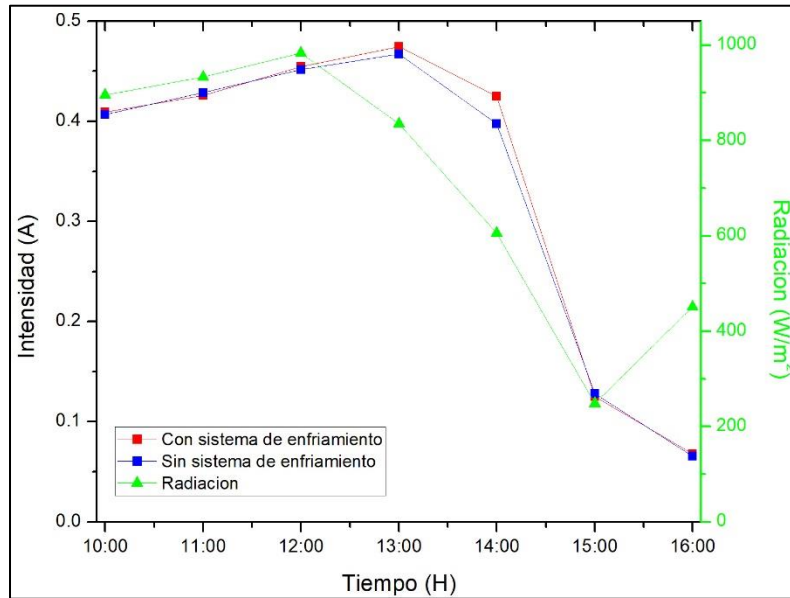


Figura 4.30 Intensidad en módulos del 26 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.31 se observa que el módulo con el sistema automático de limpieza y enfriamiento mantuvo una temperatura casi constante de 40 °C, que fue el valor de la temperatura con la que se programó. Por el contrario, la temperatura del otro módulo fotovoltaico evaluado el día 25 de noviembre, fue muy variable, esta vez no al doble, ya que la temperatura operativa del módulo con el sistema automático de limpieza y enfriamiento se elevó 5°C.

En el rango de las de las 13:00 hrs. a 15:00 hrs. se observa el decrecimiento de la temperatura de ambos módulos fotovoltaicos, a causa de la disminución de radiación. Al incrementar la radiación a partir de las 15:00 hrs. la temperatura de ambos módulos fotovoltaicos comenzó a aumentar.

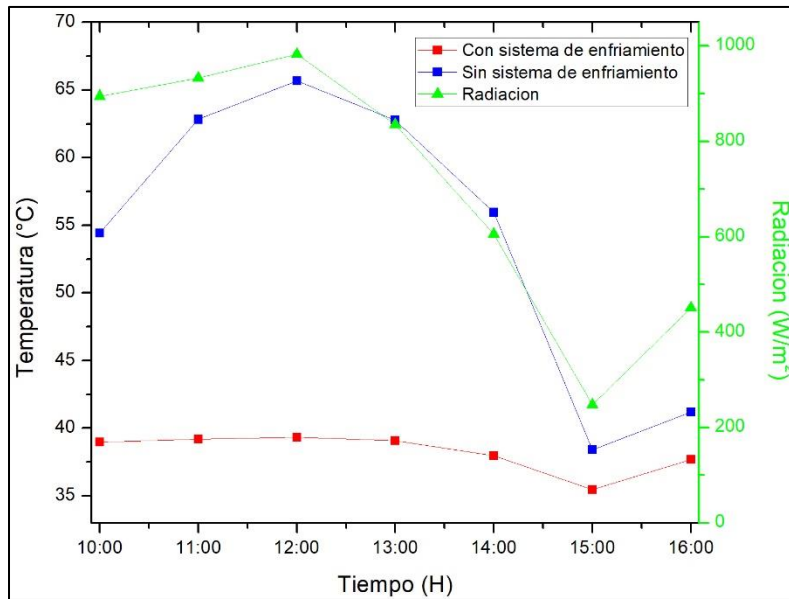


Figura 4.31 Temperatura en módulos del 26 de noviembre del 2019.

Se puede observar en la Figura 4.32, que el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza pudo controlar con más eficacia la temperatura del módulo fotovoltaico a su límite programado (40 °C), a comparación del día 25 de noviembre, que hubo temperaturas fuera de su límite (35°C). Esto fue gracias a que el agua no llegó a cercarse o igualar la temperatura programa.

Como se puede deducir, la temperatura ambiente muestra mínimas relaciones con la temperatura del módulo fotovoltaico.

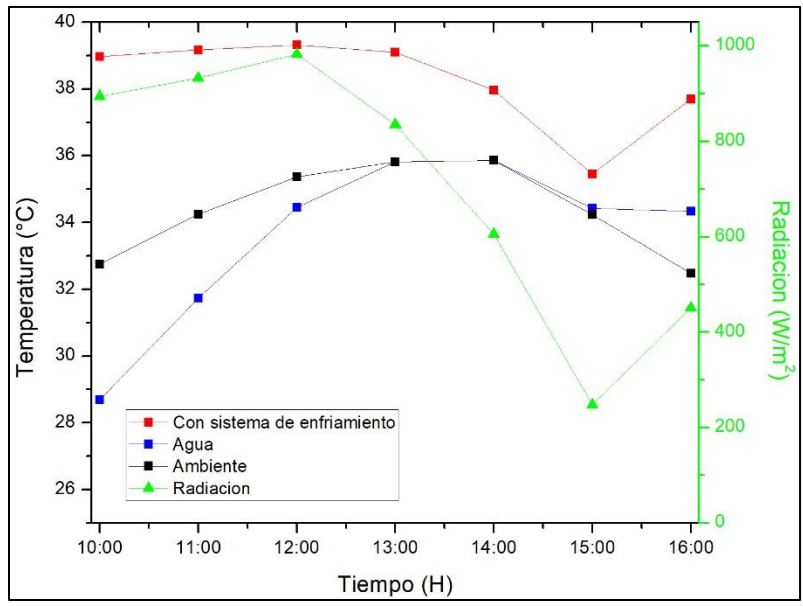


Figura 4.32 Temperatura del agua, ambiente y módulo con técnica de enfriamiento del 26 de noviembre del 2019.

En Figura 4.33, al igual que en el día 25 de noviembre, el módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza generó mayor potencia que el módulo sin el sistema de enfriamiento. Se observa que, entre menor radiación incida a los módulos, menores potencias generan.

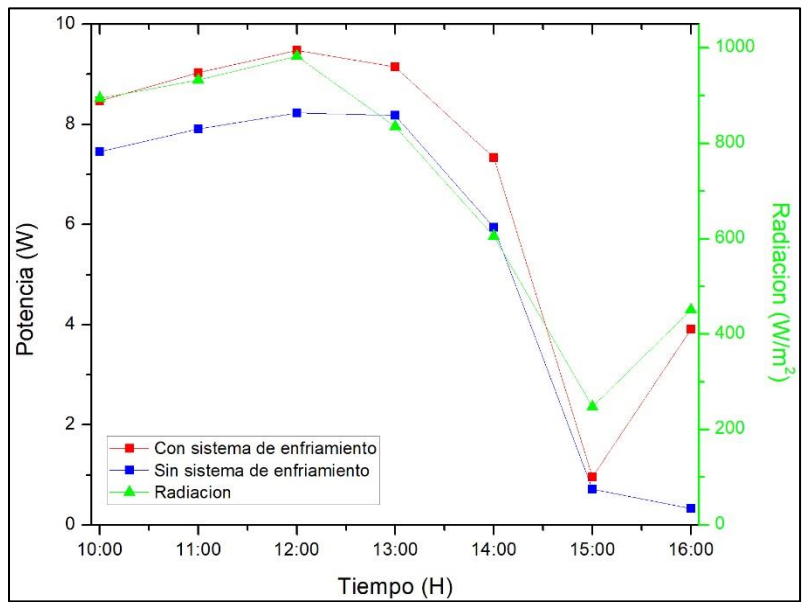


Figura 4.33 Potencias en módulos del 26 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.34, muestra una mayor área sombreada del módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza, como se vio en la Figura 4.27, donde este logró generar una mayor potencia durante el día.

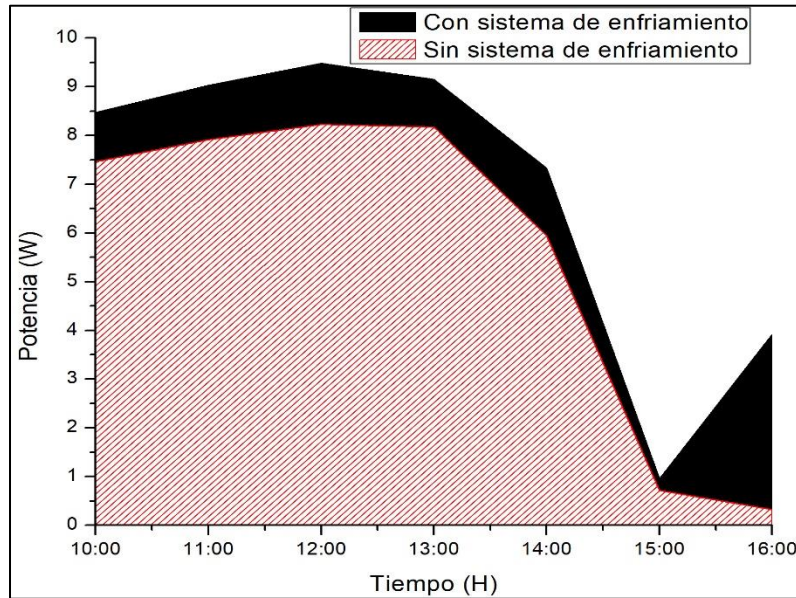


Figura 4.34 Área de potencias en módulos del 26 de noviembre del 2019.

En la 141Figura 4.35 se puede observar que, a pesar de la sustracción de energía por el consumo de la bomba sumergible, la potencia generada por el módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza siguió siendo superior durante todo el día a comparación del otro módulo fotovoltaico evaluado. Esto fue, porque el sistema no fue activado durante mucho tiempo, ya que podía mantener la temperatura por debajo de la programada. Así, ahorrándonos mucha más energía que el día 25 de noviembre.

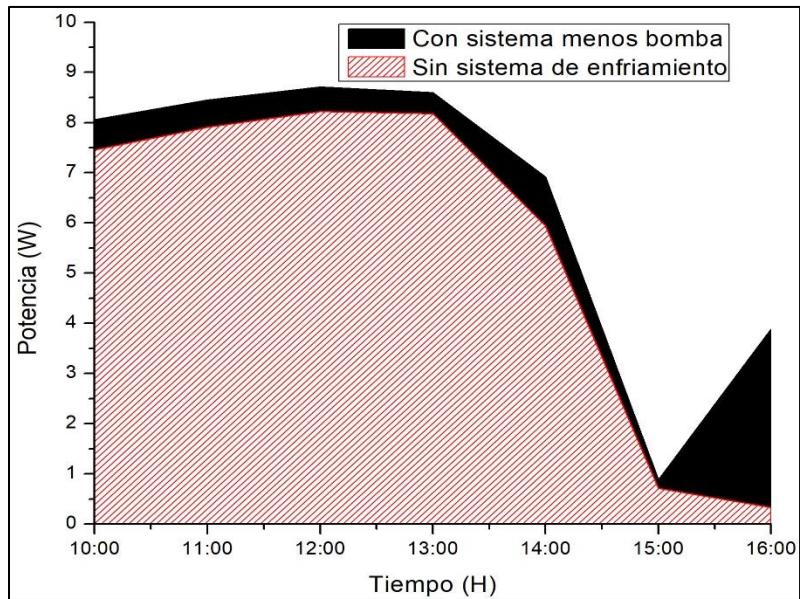


Figura 4.35 Área de potencias en módulos restando el consumo de la bomba del 26 de noviembre del 2019.

#### 4.4.3.- Día 27 de noviembre del 2019 (45°C).

En la Figura 4.36, al igual que los días 25 y 26 de noviembre, el módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza generó mayor voltaje que el módulo sin el sistema de enfriamiento.

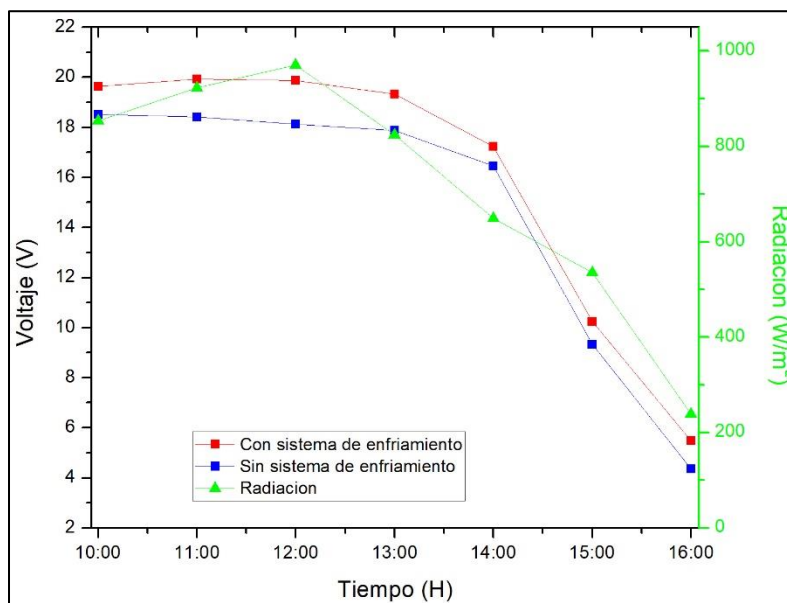


Figura 4.36 Voltaje en módulos del 27 de noviembre del 2019.

En la 142Figura 4.37, al igual que los días 25 y 26 de noviembre, los módulos evaluados generaron intensidades similares, solo variando por centésimas de amperaje, que es algo insignificante.

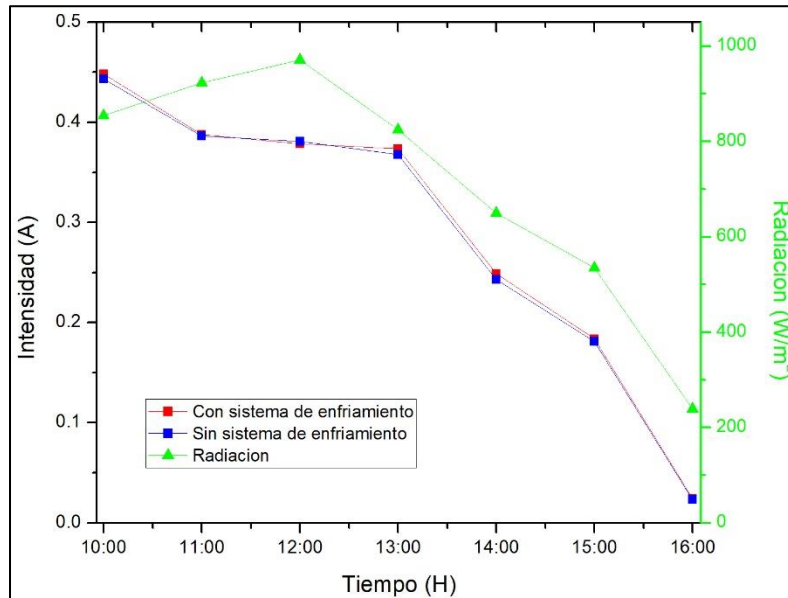


Figura 4.37 Intensidad en módulos del 27 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.38, se puede observar una menor temperatura del módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza que el otro módulo evaluado. El sistema pudo controlar la temperatura satisfactoriamente por debajo de la temperatura limite (45°C).

El módulo fotovoltaico sin el sistema de enfriamiento y limpieza casi logra a tener temperaturas similares a del módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza aproximadamente a las 16:00 hrs.

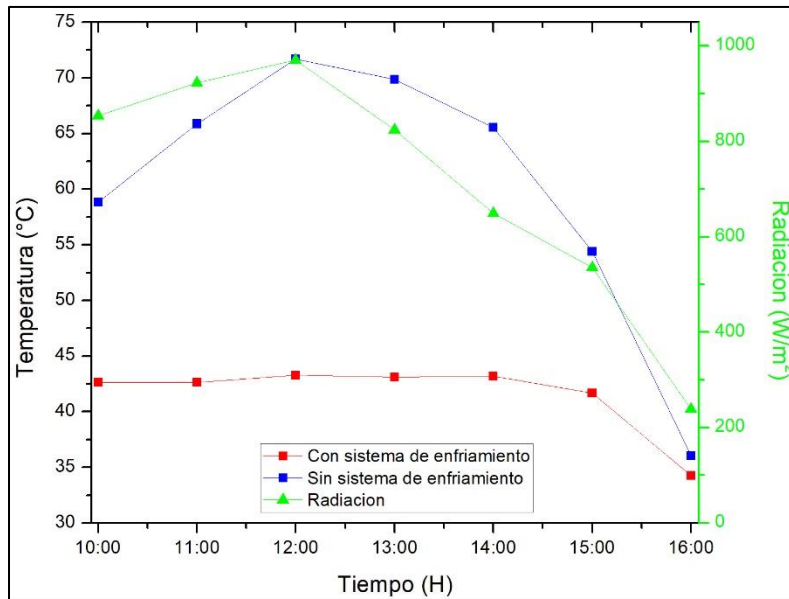


Figura 4.38 Temperatura en módulos del 27 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.39 se logra apreciar que, aunque hay un aumento importante de temperatura en el agua, este logra mantener fácilmente la temperatura límite programada (45°C). Al igual que otros dos días evaluados (25 y 26 de noviembre), la temperatura ambiente tiene muy poca relación con la temperatura del módulo evaluado.

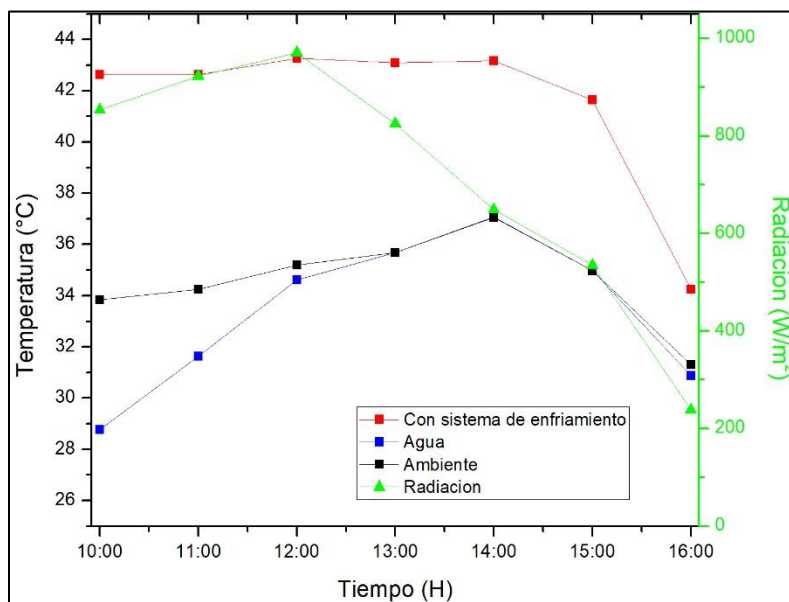


Figura 4.39 Temperatura del agua, ambiente y módulo con técnica de enfriamiento del 27 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.40, al igual que los días 25 y 26 de noviembre, el módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza generó mayor potencia que el módulo sin el sistema de enfriamiento.

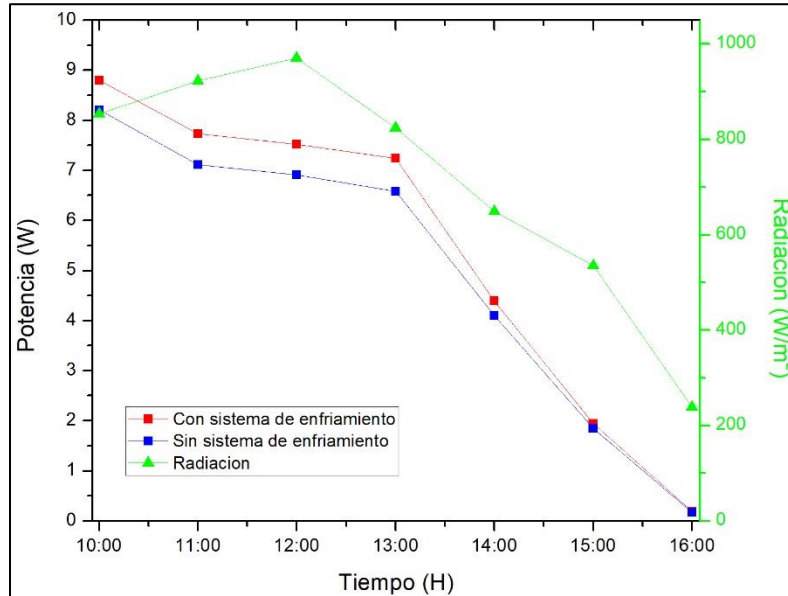


Figura 4.40 Potencia en módulos del 27 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.41 muestra una mayor área sombreada del módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza, como se vio en la Figura 4.27 y la Figura 4.34. Al módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza se le puede observar muy poca ganancia de energía a su opositor (módulo sin sistema de enfriamiento), a comparación de los otros días evaluados anteriormente, como los muestran las Figura 4.27 y la Figura 4.34. Esto se debe a que módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza evaluado el 27 de noviembre del 2019, operara con una mayor temperatura limite programada en el sistema (45 °C). Esto hace que el módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza generara menor voltaje, y por conciencia menor potencia.



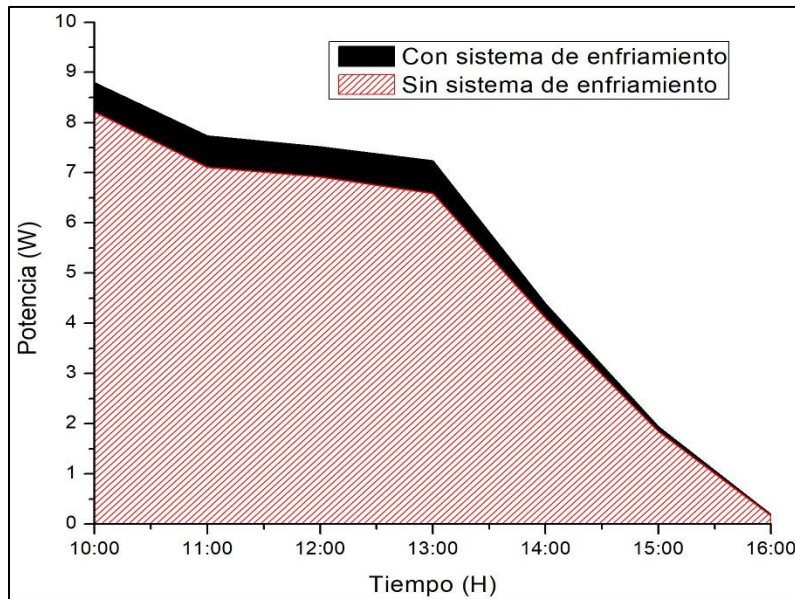


Figura 4.41 Área de potencia en módulos del 27 de noviembre del 2019.

En la Figura 4.42, se observa que la energía sobrante de la resta de la energía consumida por la bomba sumergible a la energía generada por el módulo fotovoltaico con el sistema automatizado de limpieza e enfriamiento, no decayó por debajo de la energía generada por el módulo fotovoltaico sin sistema de enfriamiento, a pesar que no hubo una diferencia de generación de energía tan notoria del módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza al módulo sin sistema de enfriamiento, como se explicó anteriormente. No hubo un decaimiento, porque, el sistema de enfriamiento y limpieza no estuvo activó por mucho tiempo, ya que difícilmente el módulo con el sistema automatizado de enfriamiento y limpieza lograba alcanzar la temperatura límite programada (45°C), después de que el sistema este se activará y bajara su temperatura.

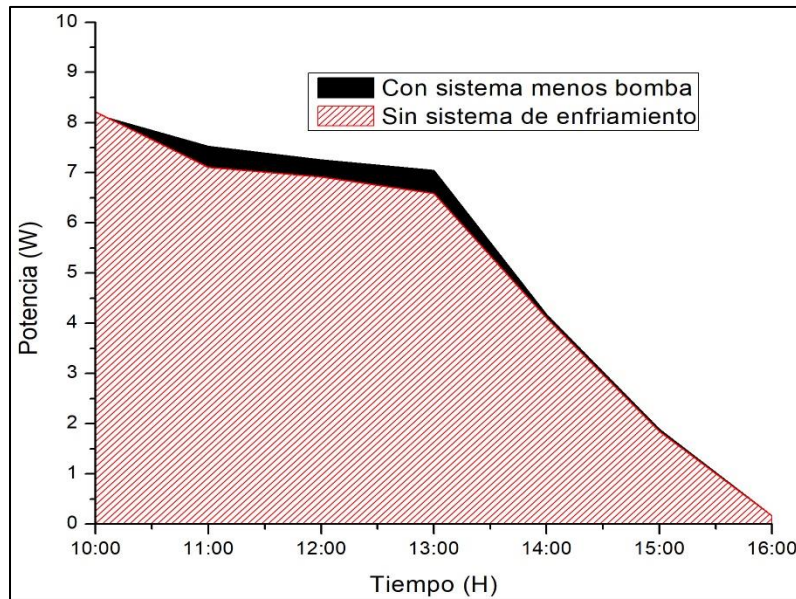


Figura 4.42 Área de potencias en módulos restando el consumo de la bomba del 27 de noviembre del 2019.

Se puede observar que, en las tres gráficas que muestran el voltaje, el módulo que tiene el sistema automático de limpieza y enfriamiento produjo más voltaje.

Las tres gráficas que exponen las intensidades, muestran líneas sobrepuestas, porque los módulos prácticamente generaron en los tres días de evaluación la misma corriente que su adversario.

Para la Figura 4.24, la Figura 4.31 y la Figura 4.38, se observa que el módulo con el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento, tiende a dibujar una línea recta en la temperatura programada en la prueba. Esto nos muestra que el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento pudo mantener la temperatura programada con éxito y eficacia. Por el contrario, el módulo estándar tuvo temperaturas más elevadas, dibujando una parábola, donde el punto más alto osciló entre las 12:00 hrs. y 13:00 hrs. donde la radiación es mayor, para posteriormente ir decreciendo lentamente. Un caso muy particular se produjo en el día 27 de noviembre, donde se evaluó a 45 °C. La Figura 4.38, muestra que la temperatura del módulo estándar baja rápidamente a partir de las 15:00 hrs. hasta casi estar a la misma temperatura que el módulo con el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento. La razón de esto, fue que ese día, a partir de las 15:00 hrs. pasaron ráfagas de aire con temperaturas bajas, haciendo que el módulo fotovoltaico estándar enfriarse más

rápido en muy poco tiempo. Esto no paso en los otros días medidos, que bajaban a medida que bajaba la radiación. En la Figura 4.39 se puede ver el mismo fenómeno explicado anteriormente. La línea que representa la temperatura ambiente, que a partir de las 15:00 hrs. baja drásticamente. Esto fue gracias a las ráfagas de aire que se produjo a esa hora.

#### 4.4.4.- Eficiencia de los días 25, 26 y 27 de noviembre de 2019.

En las siguientes tablas se muestra las eficiencias energéticas de los dos módulos puestos a prueba en los tres días diferentes.

En la Tabla 4.4, muestra un aumento de eficiencia del módulo fotovoltaico que tiene el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento de 22.7% respecto al módulo estándar, pero al restarle el consumo de la bomba sumergible, la eficiencia decae hasta 1.34%. La disminución de 21.36%, se debe a que la temperatura programa es muy baja, esto hace que la bomba tenga que trabajar más tiempo para poder mantener los 35°C. Si bien, a esta temperatura, el módulo fotovoltaico que tiene el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento generó más energía que el módulo estándar, al restarle la energía excesiva consumida durante el día de la bomba sumergible, se vuelve la temperatura menos conveniente de las tres evaluadas.

Tabla 4.4 Eficiencia energética del 25 de noviembre de 2019 a 35 °C.

Nombre	Energía Generada (Wh)	Eficiencia (%)	Eficiencia respecto al módulo estándar (%)	Energía consumida por cargas (Wh)
Radiación	4100.51	No aplica	No aplica	No aplica
Estándar o Normal	40.14	4.94	No aplica	No aplica
Sistema automático	49.25	6.06	<b>22.69</b>	No aplica
Sistema automático menos el consumo de la bomba	40.68	5.01	<b>1.34</b>	8.57

En la Tabla 4.5, muestra un aumento de eficiencia de 24.7% respecto al módulo estándar y al restarle el consumo de la bomba sumergible decae a 17.36%. Ya que su temperatura operativa del módulo fue programada a 40°C, la técnica de enfriamiento podía mantener con más facilidad esa temperatura, ya que se mantuvo activado por menos tiempo la bomba sumergible, a lo que se resulta a menos energía consumida. Al aumentar 5°C la temperatura operativa del módulo, no causó una disminución de generación de energía. Por lo tanto, esta temperatura operativa para el módulo fotovoltaico resultó las más viable.

Tabla 4.5 Eficiencia energética del 26 de noviembre de 2019 a 40°C.

Nombre	Energía Generada (Wh)	Eficiencia (%)	Eficiencia respecto al módulo estándar (%)	Energía consumida por cargas (Wh)
Radiación	4056.37	No aplica	No aplica	No aplica
Estándar o Normal	38.75	4.82	No aplica	No aplica
Sistema automático	48.32	6.01	<b>24.7</b>	No aplica
Sistema automático menos el consumo de la bomba	45.48	5.66	<b>17.36</b>	2.84

En la Tabla 4.6, muestra un aumento de eficiencia de 8.26% respecto al módulo estándar y al restarle el consumo de la bomba sumergible decae a 3.76%. A 40°C, que fue la temperatura programa, el módulo fotovoltaico sufre una disminución de eficiencia respecto al módulo estándar. Esto sucede a que la temperatura operativa del módulo fotovoltaico que tiene el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento se acerca más a la temperatura operativa del módulo estándar. Aunque no todo es negativo en esto, ya que la temperatura es más elevada (comparando a las pruebas anteriores), a la técnica de enfriamiento le resulta más fácil controlarla, a lo que resulta un menor consumo energético por parte de la bomba.

Tabla 4.6 Eficiencia energética del 27 de noviembre de 2019 a 45°C.

Nombre	Energía Generada (Wh)	Eficiencia (%)	Eficiencia respecto al módulo estándar (%)	Energía consumida por cargas (Wh)
Radiación	4142.44	No aplica	No aplica	No aplica
Estándar o Normal	34.93	4.25	No aplica	No aplica
Sistema automático	37.82	4.61	<b>8.26</b>	No aplica
Sistema automático menos el consumo de la bomba	36.25	4.42	<b>3.76</b>	1.57

En conclusión, la Tabla 4.4, la Tabla 4.5 y la Tabla 4.6, nos muestran un aumento de producción de energía para el módulo fotovoltaico que tiene el sistema automatizado de limpieza y enfriamiento, esto hace que aumentar su eficiencia respecto a la cantidad de energía solar que pueda transformar a energía eléctrica, y al igual aumentar la eficiencia respecto al módulo estándar. El sistema automático menos el consumo de la bomba obtiene una menor eficiencia ya que en ese concepto se le resta la energía consumida de la bomba sumergible. A pesar de esta disminución de energía, aún se mantiene una mayor eficiencia respecto al módulo estándar, aunque con diferentes cantidades por día, resultando la temperatura de 40°C evaluada el día 26 de noviembre de 2019 la que dio mejores resultados.

## Conclusión.

Al finalizar el estudio relacionado con el diseño, construcción y caracterización de un prototipo de enfriamiento y limpieza para módulos fotovoltaicos, logramos cumplir nuestros objetivos planteados anteriormente. Conseguimos realizar un dispositivo funcional tanto en su parte estructural, electrónica y eléctrica. La funcionalidad del dispositivo consiste en la capacidad de evaluar automáticamente los datos eléctricos de un módulo fotovoltaico, al mismo tiempo, pueda activar una técnica de enfriamiento para disminuir la temperatura operativa del módulo, operando a temperaturas programadas.

Otra funcionalidad de rociar agua sobre el módulo fotovoltaico, es la liberación de partículas de polvo y/o tierra sobre él, puesto que, se evita la formación de una capa indeseada sobre el módulo fotovoltaico, que evite el paso de la radiación.

La limpieza y disminución de temperatura del módulo fotovoltaico trajo eficiencias superiores, llegando hasta 17.36% mayor que un módulo fotovoltaico el dispositivo sin el sistema de enfriamiento y limpieza con las mismas características eléctricas. Podemos concluir, que bajar la temperatura de los módulos y limpiarlos con el prototipo usado en este trabajo, aumentan su eficiencia eléctrica, llegando a generar más energía durante el día, haciéndolos más redituables comercialmente.

Durante los tres días de evaluaciones realizadas con el prototipo de enfriamiento y limpieza, nos pudimos percatar que un factor muy importante para tomar en cuenta en investigaciones futuras, es el factor de la velocidad del viento presente en la zona. Este factor tiene una relación grande con la temperatura del módulo fotovoltaico, puesto que, a medida que la velocidad del viento aumenta las temperaturas operacionales de los módulos disminuirán.

## Bibliografía

- Abu, S. K., Bakkar Sikder, A., Shan, S., Afroz Zerin, D., & Salam, B. (Diciembre de 2017). Fabricación y análisis experimental del panel solar de agua del sistema de refrigeración.
- Agustín, C. O., & Santamaria Herranz, G. (2010). En *Instalaciones solares fotovoltaicas* (pág. 8). Madrid: Editex.
- Arduino. (s.f.). Obtenido de <https://arduino.cl/que-es-arduino/>
- Astronoo. (01 de Junio de 2013). Obtenido de <http://www.astronoo.com/es/sol.html>
- AutoSolar. (09 de Junio de 2017). *AutoSolar*. Obtenido de <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-multicristalino-o-policristalino>
- AutoSolar. (22 de Junio de 2017). *AutoSolar*. Obtenido de <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/como-entender-la-ficha-tecnica-de-un-panel-solar>
- Camaer. (s.f.). *Camaer*. Obtenido de <http://www.cemaer.org/>
- Cardete, R. (23 de Agosto de 2018). Obtenido de <https://www.ceac.es/blog/componentes-electronicos-basicos-que-debes-conocer>
- Desmex Solar. (16 de Noviembre de 2011). *Quiminet.com*. Obtenido de <https://www.quiminet.com/articulos/que-es-un-sistema-fotovoltaico-2638847.htm>
- Eduardo, C. (13 de 07 de 2015). *Energías Renovables*. Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/los-efectos-de-la-temperatura-en-la-20150713>
- Energías renovables y eficiencia energética. (2008). En S. R. C., G. Piernavieja Izquierdo, C. Hernández Rodríguez, P. Unamunzaga Falcón, R. García Déniz, M. DíazTorres, . . . V. Subiela Ortin. Canarias.
- Enríquez, H. (2012). *El ABC de las instalaciones eléctricas em sistemas eólicos y fotovoltaicos*. México: Limusa.
- Fernández, J. L., & Coronado, G. (s.f.). *Física Lab*. Obtenido de <https://www.fisicalab.com/apartado/potencial-electrico-punto#contenidos>
- Foro de la Industria Nuclear Española. (s.f.). *Foro de la Industria Nuclear Española*. Obtenido de <https://www.foronuclear.org/es/el-experto-te-cuenta/121636-que-es-la-electricidad>

- Grubišić-Čabo Filip, N. S. (2016). Los paneles fotovoltaicos: una revisión de las técnicas de la refrigeración. Croacia: Operaciones de Famena XL.
- Grubišić-Čabo, F. (s.f.).
- Ingelibre. (09 de Noviembre de 2014). *ingelibreblog*. Obtenido de <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- Krannich. (s.f.). *Krannich*. Obtenido de <https://es.krannich-solar.com/es.html>
- Manuel, T. B. (30 de Abril de 2014). *Electricidad*. Obtenido de <https://www.edu.xunta.es/espazoAbalar/sites/espazoAbalar/files/datos/1464947843/contido/index.html>
- MCI Capacitación- MCI Electronics. (s.f.). *MCI Capacitación- MCI Electronics*. Obtenido de <http://cursos.mcielectronics.cl/voltaje-corriente-resistencia-y-ley-de-ohm/>
- Ordiales, O. (27 de Abril de 2017). *Aula de robótica* . Obtenido de <http://roboticclassroom.blogspot.com/2017/04/arduino-tipos-de-placas.html>
- Raffino, M. E. (11 de Octubre de 2019). Obtenido de Concepto.de: <https://concepto.de/electronica/>
- Redator Rock Content. (2019 de Abril de 2019). *Rockcontent*. Obtenido de <https://rockcontent.com/es/blog/que-es-un-lenguaje-de-programacion/>
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (9 de Diciembre de 2018). *Gobierno de México*. Obtenido de <https://www.gob.mx/semarnat/es/articulos/que-son-las-energias-renovables?idiom=es>
- Textos científicos.com*. (04 de Julio de 2005). Obtenido de <https://www.textoscientificos.com/energia/celulas>
- Universidad Internacional de Valencia. (21 de Marzo de 2018). *Universidad Internacional de Valencia*. Obtenido de <https://www.universidadviu.com/lenguaje-alto-nivel-los-mas-utilizados/>



## Anexos.

Anexo.1: Programa de Arduino.

```
//Pantalla LCD

#include <LiquidCrystal.h> // Incluye la Libreria LiquidCrystal

LiquidCrystal lcd(1, 2, 4, 5, 6, 7); // Crea un Objeto LC. Parámetros: (rs, enable, d4,
d5, d6, d7)

//Reloj

#include <Wire.h> // incluye librería para interfaz I2C

#include <RTClib.h> // incluye librería para el manejo del módulo RTC

RTC_DS3231 rtc; // crea objeto del tipo RTC_DS3231

// Módulo SD

#include <SPI.h>

#include <SD.h>/

#define SSpin 53

File archivo;

//Voltaje

const int sensorPin = A0; // seleccionar la entrada para el sensor

int sensorValue; // variable que almacena el valor raw (0 a 1023)

float value; // variable que almacena el voltaje (0.0 a 25.0)

//Temperatura

#include <max6675.h>

float temperatura=0; //Se crea una variable flotante para almacenar la temperatura
```

```

float temperaturaf=0;

//Se definen los pines a usar para conectar el módulo MAX6675

int ktcSO = 11;

int ktcCS = 12;

int ktcCLK = 13;

int bomba=34;

MAX6675 ktc(ktcCLK, ktcCS, ktcSO);

const int maxTemperatura=45;

//Intensidad

float Sensibilidad=0.185; //sensibilidad en Voltios/Amperio para sensor de 5A

//Potencia

int potencia=0;

//Bomba encendida o apagada

int bombaOn=1;

int bombaOff=0;

void encenderBomba (){

    digitalWrite (34,LOW);}

void apagarBomba (){

    digitalWrite (34, HIGH);}

void setup() {

    //Rele

    pinMode (bomba, OUTPUT);

```

```

//LCD

  lcd.begin(20,4); // Inicializa la interface para el LCD screen, and determina sus
dimensiones (ancho y alto) del display

  lcd.setCursor(0,0);

  lcd.write("Info. Monitor Serie");

  lcd.setCursor(0,2);

  lcd.write("Cambie de codigo");

  lcd.setCursor(0,3);

  lcd.write("para mostrar aqui");

//Puerto serial

  Serial.begin(9600); // inicializa comunicación serie a 9600 bps

//Reloj

  if (! rtc.begin()) { // si falla la inicialización del modulo

  Serial.println("¡Modulo reloj no encontrado !");// muestra mensaje de error

  while (1); // bucle infinito que detiene ejecución del programa}

  rtc.adjust(DateTime(__DATE__, __TIME__)); // funcion que permite establecer
fecha y horario al momento de la compilación. Comentar esta línea y volver a subir
para normal operación

  Serial.println("Inicialización exitosa del módulo reloj");

//SD

  Serial.print("Inicializando tarjeta SD");

```

```

delay(500);

Serial.print(".");

delay(500);

Serial.print(".");

delay(500);

Serial.print(".");

if (!SD.begin(SSpin)){

    Serial.println("Fallo en inicialización.");

    return;

}

Serial.println ("Inicialización correcta");

delay(3000);

//Escribir en la pantalla los encabezados de cada dato que vamos a medir.

Serial.print("Empezando prueba de la fecha:");

DateTime fecha = rtc.now();    // función que devuelve fecha y horario en formato

Serial.print(fecha.day());    // función que obtiene el día de la fecha completa

Serial.print("/");    // carácter barra como separador

Serial.print(fecha.month());    // función que obtiene el mes de la fecha completa

Serial.print("/");    // carácter barra como separador

Serial.println(fecha.year()); // función que obtiene el año de la fecha completa

delay(2000);

Serial.print("Hora");

```

```

Serial.print("  ");
Serial.print("Voltaje (V)");
Serial.print("  ");
Serial.print("Intensidad (A)");
Serial.print("  ");
Serial.print("Temperatura(°C)");
Serial.print("  ");
Serial.print("Temperatura(°F)");
Serial.print("  ");
Serial.print("Potencia (W)");
Serial.print("  ");
Serial.println("Bomba (s)");
delay(3000);}
void loop () {
  //Voltaje
  sensorValue = analogRead(sensorPin);      // realizar la lectura
  value = fmap(sensorValue, 0, 1023, 0.0, 25.0); // cambiar escala a 0.0 - 25.0
//Intensidad
float I=get_corriente(200);//obtenemos la corriente promedio de 500 muestras
//Reloj
DateTime fecha = rtc.now();// DateTime y asigna a variable fecha
//Temperatura.
temperatura=ktc.readCelsius();

```

```

temperaturaf=ktc.readFahrenheit();

if (temperatura>=maxTemperatura){encenderBomba(); }

    else {apagarBomba();}

//Fórmula de pontencia

potencia= (value*I);

//Imprimir en el puerto serial los datos medidos.

Serial.print(fecha.hour());    // función que obtiene la hora de la fecha completa

Serial.print(":");    // carácter dos puntos como separador

Serial.print(fecha.minute());// función que obtiene los minutos de la fecha completa

    Serial.print(":");

Serial.print(fecha.second()); //

Serial.print("  ");

Serial.print(value);

Serial.print("      ");

Serial.print(1,2);

Serial.print("      ");

Serial.print(temperatura);

Serial.print("      ");

Serial.print(temperaturaf);

Serial.print("      ");

Serial.print(potencia);

Serial.print("      ");

```

```

if (temperatura>=maxTemperatura){
    Serial.print(bombaOn);}

    else { (Serial.print(bombaOff));}

    Serial.print("                ");

//Crear archivo donde serán guardados los datos.

archivo= SD.open ("datalog.txt", FILE_WRITE);

if (archivo){

archivo.print(fecha.hour());    // función que obtiene la hora de la fecha completa

archivo.print(":");    // carácter dos puntos como separador

archivo.print(fecha.minute());    // función que obtiene los minutos de la fecha
completa

archivo.print(",");

archivo.print(value);

archivo.print(",");

archivo.print(1,2);

archivo.print(",");

archivo.print(temperatura);

archivo.print(",");

archivo.print(temperaturaf);

archivo.print(",");

archivo.print(potencia);

archivo.print(",");

if (temperatura>=maxTemperatura){archivo.println(bombaOn);}

```

```

else { (archivo.println(bombaOff));}

Serial.print("Escribiendo en SD...");

archivo.close();

Serial.println("Escritura correcta");}

else {Serial.println("Error en escritura");

archivo.close();}

delay(1000);}

// cambio de escala entre floats (Voltaje)

float fmap( float x, float in_min, float in_max, float out_min, float out_max)

{return (x - in_min) * (out_max - out_min) / (in_max - in_min) + out_min;}

//Variables de la Intensidad

float get_corriente(int n_muestras)

{ float voltajeSensor;

float corriente=0;

for(int i=0;i<n_muestras;i++)

{ voltajeSensor = analogRead(A1) * (5.0 / 1023.0);////lectura del sensor

corriente=corriente+(voltajeSensor-2.5)/Sensibilidad; //Ecuación para obtener la

corriente}

corriente=corriente/n_muestras;

return(corriente);

}

```



Anexo. 2: Datos obtenidos de la prueba del día 14 de marzo de 2019.

Hora del día (H)	Voltaje (V)		
	Aire	Agua	Normal
11:00	19.12	19.55	19.5
11:10	19.5	19.07	19.48
11:20	21	19.72	19.36
11:30	20.43	19.56	19.38
11:40	20.27	19.27	19.25
11:50	21	19.69	19.39
12:00	20.76	19.62	19.39
12:10	20.09	19.17	19.24
12:20	21	19.7	19.27
12:30	20.45	19.52	19.33
12:40	20.14	19.19	19.24
12:50	20.84	19.53	19.31
13:00	20.76	19.61	19.3
13:10	20.32	19.45	19.42
13:20	20.97	19.74	19.29
13:30	20.42	19.4	19.27
13:40	20.1	19.2	19
13:50	20.9	19.5	19.1
14:00	20.5	19.36	19.28
14:10	20.11	19.22	19.27
14:20	20.77	19.56	19.27
14:30	19.51	18.51	19.1
14:40	20.62	19.54	19.44
14:50	20.9	19.76	19.56
15:00	20.3	19.51	19.64
15:10	20.9	19.64	19.63
15:20	20.56	19.57	19.7

15:30	19.95	19.49	19.9
15:40	20.32	19.44	19.78
15:50	20.56	19.61	19.9
16:00	19.95	19.58	19.91

Hora del día (H)	Intensidad (A)		
	Aire	Agua	Normal
11:00	1.42	1.41	1.39
11:10	1.46	1.48	1.43
11:20	1.45	1.48	1.45
11:30	1.5	1.52	1.48
11:40	1.51	1.53	1.5
11:50	1.42	1.53	1.51
12:00	1.51	1.51	1.51
12:10	1.57	1.53	1.5
12:20	1.554	1.56	1.53
12:30	1.54	1.55	1.53
12:40	1.54	1.54	1.52
12:50	1.53	1.54	1.5
13:00	1.52	1.52	1.5
13:10	1.53	1.53	1.52
13:20	1.5	1.5	1.48
13:30	1.42	1.42	1.48
13:40	1.41	1.43	1.43
13:50	1.41	1.4	1.38
14:00	1.39	1.38	1.38
14:10	1.34	1.33	1.33
14:20	1.31	1.3	1.3
14:30	1.3	1.28	1.27
14:40	1.25	1.23	1.23

14:50	1.19	1.16	1.17
15:00	1.12	1.09	1.11
15:10	1.1	1.06	1.07
15:20	1.03	1	1.01
15:30	0.95	0.92	0.94
15:40	0.91	0.88	0.89
15:50	0.84	0.8	0.82
16:00	0.78	0.74	0.75

Hora del día (H)	Temperatura superior (°C)		
	Aire	Agua	Normal
11:00	56.5	58.4	59.5
11:10	59.9	57.4	61.6
11:20	34.4	46.6	59.3
11:30	53.4	59.2	64.4
11:40	45.3	55	62.9
11:50	39	48.7	61
12:00	39.6	61.8	64.2
12:10	56.3	50	64
12:20	42.1	50	64.4
12:30	55.9	57.9	62
12:40	52.1	57	64.2
12:50	35.1	51.6	64.8
13:00	55.7	59.3	62
13:10	54	57.1	61.5
13:20	37.4	43.6	60.9
13:30	53.1	56.5	63.5
13:40	46.8	58.9	64.9
13:50	37	50	64
14:00	54	58	60

14:10	45.5	54.6	62
14:20	37.5	46.9	61.8
14:30	59.1	54.2	62
14:40	36.6	48.1	57.3
14:50	35.3	45.2	58
15:00	50	51	53.1
15:10	45	46	56.9
15:20	34	45	54
15:30	46.7	46.4	48
15:40	36	42	48
15:50	35	40	43.6
16:00	40	40	43.6

Hora del día (H)	Temperatura inferior (°C)		
	Aire	Agua	Normal
11:00	58.3	62.6	57.2
11:10	61.1	63.9	58.7
11:20	45.8	48.1	59.2
11:30	52.2	62.2	59.9
11:40	49.5	60	60.8
11:50	46.2	49	60.3
12:00	51.9	61.3	61.1
12:10	52.1	60.9	62.6
12:20	46.9	46.3	61.2
12:30	58.9	64.4	62
12:40	54.8	61	62.3
12:50	43.3	48.9	61.2
13:00	53.4	64.1	60.6
13:10	48.7	54	59
13:20	43.3	49.9	61.5

13:30	54.6	63.8	61.5
13:40	49.4	53.8	62.9
13:50	43.7	52	62.9
14:00	56.8	62.5	59
14:10	48.5	58.1	60
14:20	43.5	49.5	59.2
14:30	62.9	56.2	60.6
14:40	42.7	52.4	56
14:50	42.3	47.1	52.9
15:00	49	53	51.9
15:10	40	49.1	51.5
15:20	40.7	47.9	50.2
15:30	49	50.2	47.7
15:40	42	49	47.4
15:50	38	45	45.4
16:00	36	46	44.3

Hora del día (H)	Radiación
11:00	990
11:10	1010
11:20	906
11:30	1010
11:40	963
11:50	911
12:00	870
12:10	934
12:20	910
12:30	880
12:40	918

12:50	967
13:00	873.5
13:10	701
13:20	1000
13:30	908
13:40	946
13:50	978
14:00	935.3
14:10	882.5
14:20	868
14:30	830
14:40	883
14:50	878
15:00	857
15:10	813
15:20	793
15:30	721
15:40	680
15:50	624
16:00	618

Anexo. 3: Datos obtenidos de la prueba del día 15 de marzo de 2019.

Hora del día (H)	Voltaje (V)		
	Agua	Aire	Normal
11:00	21.7	19.6	19.88
11:10	21.7	19.6	19.88
11:20	21.23	20.19	19.64
11:30	20.89	19.93	19.68
11:40	19.39	19.9	19.77
11:50	20.23	20.24	19.62
12:00	21.2	20.51	20.24
12:10	21	20.4	20
12:20	21.54	20.54	20.01
12:30	21.21	20.61	20.25
12:40	20.93	20.39	20.14
12:50	21.62	20.64	20.08
13:00	20.86	20.5	20.23
13:10	20.98	20.46	20.3
13:20	21.3	20.76	20.38
13:30	20.85	20.53	20.33
13:40	21.17	20.61	20.37
13:50	21.66	20.68	20.3
14:00	21.25	20.53	20.35
14:10	21.32	20.65	20.44
14:20	21.65	20.63	20.24
14:30	21.24	20.59	20.3
14:40	21.07	20.52	20.29
14:50	21.44	20.6	20.3
15:00	21.15	20.62	20.4
15:10	21	20.35	20.3
15:20	21.41	20.61	20.39

15:30	20.84	20.56	20.46
15:40	20.98	20.53	20.5
15:50	21.45	20.64	20.49
16:00	21	20.48	20.45

Hora del día (H)	Intensidad (A)		
	Agua	Aire	Normal
11:00	1.12	1.14	1.09
11:10	1.12	1.14	1.09
11:20	1.13	1.17	1.1
11:30	1.2	1.24	1.16
11:40	1.3	1.29	1.22
11:50	1.34	1.35	1.3
12:00	1.35	1.28	1.32
12:10	1.36	1.36	1.28
12:20	1.3	1.32	1.25
12:30	1.33	1.34	1.28
12:40	1.35	1.37	1.3
12:50	1.33	1.36	1.3
13:00	1.33	1.36	1.3
13:10	1.34	1.37	1.32
13:20	1.38	1.39	1.34
13:30	1.38	1.39	1.33
13:40	1.35	1.37	1.31
13:50	1.34	1.36	1.31
14:00	1.31	1.36	1.31
14:10	1.33	1.34	1.29



14:20	1.32	1.34	1.28
14:30	1.31	1.31	1.26
14:40	1.25	1.26	1.23
14:50	1.23	1.25	1.2
15:00	1.2	1.2	1.16
15:10	1.18	1.18	1.14
15:20	1.15	1.15	1.11
15:30	1.09	1.09	1.06
15:40	1.06	1.06	1.03
15:50	1.03	1.02	0.98
16:00	0.9	0.85	0.85

Hora del día (H)	Temperatura superior (°C)		
	Agua	Aire	Normal
11:00	34	48	49
11:10	34	48	49
11:20	32.2	39.5	49.9
11:30	36.7	42.3	52.2
11:40	36.2	44	52
11:50	36	42.8	55.4
12:00	31.7	38.7	48
12:10	36	38	48.7
12:20	32	35	46
12:30	30.5	34	45.5
12:40	37.5	38.1	48
12:50	30	36	47.1
13:00	29	35.7	44
13:10	38	38	44
13:20	29.4	35	44
13:30	29.3	36	43.6

13:40	35.8	34.6	43.6
13:50	29.9	35	43.7
14:00	29	35	45
14:10	33.6	35.1	43.9
14:20	29.4	34.6	45
14:30	29.9	35.3	44.7
14:40	36.6	36	44
14:50	30	36.4	42.2
15:00	29.9	34.8	41
15:10	37.2	36.2	40.5
15:20	29	35	40.1
15:30	31	32.4	36.1
15:40	34.5	33	37
15:50	27	33.2	38
16:00	28.5	32	37.2

Hora del día (H)	Temperatura inferior (°C)		
	Agua	Aire	Normal
11:00	41	40	43
11:10	34	38	42
11:20	31	36	41
11:30	39	41	40.1
11:40	32	37	39.8
11:50	31	39	39.8
12:00	37	39	39.3
12:10	31	40	40.6
12:20	31	37	39.9
12:30	35	38	38.8
12:40	31	35	40.2
12:50	31	35	39.2

13:00	37	37	40
13:10	36	37	39.6
13:20	31	35	38
13:30	38	38	38.1
13:40	33	37	37.7
13:50	33	35	36.2
14:00	37	35	35.3
14:10	31	34	36
14:20	30	32	35
14:30	41	40	43
14:40	34	38	42
14:50	31	36	41
15:00	39	41	40.1
15:10	32	37	39.8
15:20	31	39	39.8
15:30	37	39	39.3
15:40	31	40	40.6
15:50	31	37	39.9
16:00	35	38	38.8

Hora del día (H)	Radiación
11:00	479
11:10	480
11:20	498
11:30	500
11:40	590
11:50	738
12:00	793
12:10	780

12:20	769
12:30	796
12:40	800
12:50	855
13:00	589
13:10	758
13:20	823
13:30	799
13:40	666
13:50	800
14:00	822
14:10	786
14:20	769
14:30	793
14:40	788
14:50	763
15:00	626
15:10	575
15:20	641
15:30	691
15:40	525
15:50	520
16:00	542

Anexo. 4: Datos obtenidos de la prueba del día 16 de marzo de 2019.

Hora del día (H)	Voltaje (V)		
	Agua	Aire	Normal
11:00	20.75	20.11	19.78
11:10	20.62	19.76	19.86
11:20	20.39	20.14	19.9
11:30	20.78	19.78	19.7
11:40	20.83	19.84	19.72
11:50	21.2	20.06	19.63
12:00	20.83	19.86	19.7
12:10	20.97	20.02	19.5
12:20	21.11	20.08	19.54
12:30	20.95	19.71	19.38
12:40	20.54	19.55	19.36
12:50	21.13	19.94	19.5
13:00	20.64	19.64	19.28
13:10	20.27	19.34	19.36
13:20	21	19.8	19.2
13:30	21.12	19.74	19.36
13:40	20.66	19.66	19.46
13:50	21.07	19.87	19.26
14:00	20.43	19.7	19.53
14:10	20.44	19.49	19.31
14:20	21.12	19.82	19.3
14:30	20.66	19.41	19.17
14:40	20.59	19.4	19.26
14:50	21	19.72	19.34
15:00	20.2	19.67	19.44
15:10	21	19.9	19.4
15:20	20.8	19.9	19.5

15:30	20.43	19.88	19.61
15:40	20.7	19.9	19.7
15:50	20.99	19.9	19.67
16:00	20.19	19.87	19.79

Hora del día (H)	Intensidad (A)		
	Agua	Aire	Normal
11:00	1.05	1.09	1
11:10	1.09	1.13	1.05
11:20	1.18	1.19	1.14
11:30	1.21	1.23	1.18
11:40	1.21	1.24	1.19
11:50	1.25	1.27	1.23
12:00	1.3	1.29	1.25
12:10	1.3	1.32	1.28
12:20	1.33	1.35	1.31
12:30	1.36	1.38	1.34
12:40	1.34	1.37	1.33
12:50	1.38	1.4	1.37
13:00	1.38	1.38	1.36
13:10	1.4	1.42	1.39
13:20	1.34	1.38	1.36
13:30	1.34	1.33	1.23
13:40	1.41	1.42	1.39
13:50	1.32	1.33	1.3
14:00	1.34	1.34	1.29
14:10	1.3	1.31	1.28
14:20	1.38	1.38	1.36
14:30	1.3	1.3	1.28
14:40	1.25	1.26	1.24

14:50	1.19	1.18	1.18
15:00	1.2	1.29	1.18
15:10	1.16	1.16	1.15
15:20	1.13	1.12	1.12
15:30	1.11	1.1	1.09
15:40	1.06	1.05	1.05
15:50	0.95	0.94	0.93
16:00	0.89	0.88	0.87

Hora del día (H)	Temperatura superior (°C)		
	Agua	Aire	Normal
11:00	33	28	47.8
11:10	39.4	45.3	48
11:20	32.7	40	48.4
11:30	31.3	43.4	51.3
11:40	39.6	46.9	51.5
11:50	34.1	43.9	53.3
12:00	36.5	46.3	54.6
12:10	38	45	55
12:20	34.9	42.5	52.5
12:30	33.2	45.1	59
12:40	45	50	57.1
12:50	35	47	56
13:00	35	45	58.5
13:10	50	56	57
13:20	38	50	60
13:30	31	48	56
13:40	44	52	59.2
13:50	45	48	59.4
14:00	34	48	37.3

14:10	43	52	58.1
14:20	34.8	48.7	60
14:30	36.2	52.3	60
14:40	40	50	59.5
14:50	37	48	56.6
15:00	35.5	45.9	56
15:10	37	46	54.4
15:20	31.3	43.4	51
15:30	33	43.6	46.5
15:40	40	42	48
15:50	33	40	45.5
16:00	37.5	39.1	43.5

Hora del día (H)	Temperatura inferior (°C)		
	Agua	Aire	Normal
11:00	30	38	45.9
11:10	34	44	45.9
11:20	30	43	48.8
11:30	35	41	49.3
11:40	39	49	51
11:50	33	46	51.8
12:00	30	41	53.3
12:10	33	47	51
12:20	31	48	54
12:30	35	39	56.3
12:40	48	43	54
12:50	36	40	52.2
13:00	40	35	57.9
13:10	42	54	55



13:20	42	51	57
13:30	33	45	53
13:40	52	55	56
13:50	43	49	55.2
14:00	38	46	52.2
14:10	51	53	54.5
14:20	42	50	55
14:30	30	50	57.1
14:40	42	51	55.6
14:50	42	47	53.7
15:00	41	45	52.6
15:10	39	47	51
15:20	36	41	48.6
15:30	38	37	47.8
15:40	38	39	45.8
15:50	36	36	43.9
16:00	41	40	42

Hora del día (H)	Radiación
11:00	660
11:10	720
11:20	674
11:30	640
11:40	723
11:50	803
12:00	867
12:10	759
12:20	780
12:30	735

12:40	838
12:50	867
13:00	844
13:10	832
13:20	868
13:30	892
13:40	461
13:50	797
14:00	372
14:10	764
14:20	748
14:30	752
14:40	804
14:50	741
15:00	718
15:10	621
15:20	682
15:30	655
15:40	619
15:50	619
16:00	547

Anexo. 4: Datos obtenidos de la prueba del día 15 de noviembre de 2019.

Hora del día (H)	Voltaje (V)	Intensidad (A)	Temperatura (°C)	Temperatura (°F)	Potencia
10:00	21.977484 66	0.59071574 6	35.5270961 1	95.9487730 1	12.9830885 5
	18.317885 38	0.59116600 8	64.2144268 8	147.585968 4	10.8284430 8
11:00	19.637382 41	0.48668711 7	35.5081799 6	95.9147239 3	10.3632765 3
	15.029446 64	0.48088932 8	64.0869565 2	147.356521 7	8.35122899 4
12:00	21.247873 21	0.52044989 8	37.4713701 4	99.4484662 6	11.0572628 6
	17.967924 9	0.52029644 3	69.0943675 9	156.369861 7	9.34776153 8
13:00	9.8661145 19	0.18889570 6	35.9759713 7	96.7567484 7	3.54597571 4
	7.6764229 25	0.18333992 1	59.6501976 3	139.292984 2	3.01997120 3
14:00	15.897955 01	0.50928425 4	36.2198364 2	97.1957055 2	8.02465755 1
	12.152944 66	0.49926877 5	56.3769762 8	133.478557 3	5.97899743 6
15:00	10.588854 81	0.31167689 2	35.0669734 2	95.1205521 5	3.28147836 7
	8.4026482 21	0.31007905 1	54.7322134 4	130.517984 2	2.61688461 5
16:00	21.977484 66	0.59071574 6	35.5270961 1	95.9487730 1	12.9830885 5
	18.317885 38	0.59116600 8	64.2144268 8	147.585968 4	10.8284430 8

Con enfriamiento	
Sin enfriamiento	

Hora del día (H)	Radiación ( $\frac{W}{m^2}$ )	Temperatura del agua (°C)	Temperatura del ambiente (°C)
10:00	1031.5	31.75	35.5
11:00	1033.91667	33.8083333	35.45
12:00	719.5	34.7916667	35.0833333
13:00	367.166667	33.9416667	35.175
14:00	510.428571	33.0857143	36.2714286
15:00	438	32.8	36
16:00	1031.5	31.75	35.5

Hora del día (H)	Tiempo de uso de la bomba (s)	Potencia (W)
10:00	420	0.35
11:00	2848	2.37333333
12:00	2204	1.83666667
13:00	2118	1.765
14:00	2222	1.85166667
15:00	474	0.395
16:00	420	0.35

Anexo. 5: Datos obtenidos de la prueba del día 16 de noviembre de 2019.

Hora del día (H)	Voltaje (V)	Intensidad (A)	Temperatura (°C)	Temperatura (°F)	Potencia
10:00	20.690629 42	0.40941527	38.9780260 7	102.160446 9	8.4729346
	18.311109 9	0.40709104 1	54.4035183 2	129.926333	7.45773623 5
11:00	21.216218 43	0.42588395 9	39.1678327 6	102.502099	9.02972706 5
	18.459116 97	0.42883031 3	62.8139209 2	145.064612 9	7.91065542
12:00	20.876131 01	0.45471852 6	39.3200272 9	102.776049 1	9.48224387 6
	18.058844 25	0.45185709 6	65.6781363 2	150.220645 4	8.22456483 4
13:00	18.894384 64	0.47460747 3	39.0933321 9	102.333770 9	9.14781271 9
	16.298728 53	0.46717635 4	62.7693196 8	144.985964 3	8.17669124 8
14:00	14.589867 03	0.42508353 2	37.9697408 8	100.345533 6	7.33238066 8
	12.655438 08	0.39747365	55.9343708 8	132.681422 9	5.94499341 2
15:00	7.0232454 64	0.12534748 4	35.4589181 8	95.8260527 2	0.95224981 2
	5.0142152 02	0.12795985 5	38.3970878 6	101.114758 1	0.71392102 7
16:00	6.8416147 08	0.06816546 8	37.6975419 7	99.8555755 4	3.91127098 3
	5.0093019 67	0.06581180 1	41.2023717 7	106.164269 2	0.32664866 9

Con enfriamiento	
Sin enfriamiento	

Hora del día (H)	Radiación ( $\frac{W}{m^2}$ )	Temperatura del agua (°C)	Temperatura del ambiente (°C)
10:00	894.9	28.68	32.75
11:00	933.416667	31.7333333	34.25
12:00	982.833333	34.45	35.3583333
13:00	835.25	35.8166667	35.8166667
14:00	605.333333	35.8583333	35.8583333
15:00	248	34.4166667	34.2333333
16:00	451.545455	34.3363636	32.4727273

Hora del día (H)	Tiempo de uso de la bomba (s)	Potencia (W)
10:00	499	0.41583333
11:00	699	0.5825
12:00	930	0.775
13:00	660	0.55
14:00	505	0.42083333
15:00	84	0.07
16:00	34	0.02833333

Anexo. 6: Datos obtenidos de la prueba del día 17 de noviembre de 2019.

Hora del día (H)	Voltaje (V)	Intensidad (A)	Temperatura (°C)	Temperatura (°F)	Potencia
10:00	19.637680 11	0.44822475	42.6345742 8	108.669527 7	8.79694667 4
	18.524030 29	0.44315113 6	58.8365986 2	137.905877 5	8.21308373 4
11:00	19.937059 02	0.38795974 1	42.6359604 2	108.744728 8	7.73750706 2
	18.413240 04	0.38622653 9	65.8689496 2	150.564109 3	7.11080326
12:00	19.870678 95	0.37856363	43.2804607 5	109.905731 8	7.52233845 1
	18.121828 06	0.38111989 5	71.6782773 4	161.020899 2	6.91186462 5
13:00	19.327436 86	0.37374402 7	43.0967576 8	109.574163 8	7.23924610 9
	17.871096 84	0.36779973 6	69.8369565 2	157.706521 7	6.58104186 4
14:00	17.236281 13	0.24867622	43.1780109 2	109.720419 7	4.39154640 1
	16.457552 7	0.24290843 2	65.5359025 5	149.964624 5	4.10612378 1
15:00	10.240146 56	0.18387184 7	41.6485173 8	106.967331 3	1.94321400 8
	9.3366666 67	0.18105401 8	54.3920454 5	129.905681 8	1.84706307 6
16:00	5.4733333 33	0.02416751 8	34.2515321 8	93.6527579 2	0.19436615 6
	4.3578794 86	0.02337174 8	36.0351498 2	96.8632696 7	0.16840833 1

Con enfriamiento	
Sin enfriamiento	

Hora del día (H)	Radiación ( $\frac{W}{m^2}$ )	Temperatura del agua (°C)	Temperatura del ambiente (°C)
10:00	854	28.775	33.85
11:00	923.1	31.64	34.25
12:00	970.916667	34.6083333	35.2
13:00	824.583333	35.675	35.6833333
14:00	649.666667	37.0833333	37.0583333
15:00	535.272727	34.9727273	34.9727273
16:00	238.909091	30.8818182	31.3

Hora del día (H)	Tiempo de uso de la bomba (s)	Potencia (W)
10:00	766	0.63833333
11:00	251	0.20916667
12:00	320	0.26666667
13:00	230	0.19166667
14:00	254	0.21166667
15:00	63	0.0525
16:00	0	0