



**UNL**

Universidad  
Nacional  
de Loja

**Universidad Nacional de Loja**

**Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales  
no Renovables**

**Carrera de Ingeniería Electromecánica**

**Diseño de un sistema fotovoltaico para la generación de energía  
eléctrica en una vivienda unifamiliar ubicada en la ciudad de  
Zaruma.**

**Trabajo de Titulación previo a  
la obtención del Título de  
Ingeniero Electromecánico**

**AUTOR:**

Julio Cesar Freire Loaiza

**DIRECTOR:**

Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio, MSc.

Loja – Ecuador

2023

## Certificación

Loja, 11 de julio del 2022

Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio, MSc.

**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

### CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Diseño de un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en una vivienda unifamiliar ubicada en la ciudad de Zaruma**, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electromecánica**, de la autoría de estudiante, **Julio César Freire Loaiza** con **cédula de identidad Nro.0706442050**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.



Firmado electrónicamente por:

**IVAN ALBERTO  
CORONEL  
VILLAVICENCIO**

---

Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio, MSc.  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

### **Autoría**

Yo, **Julio Cesar Freire Loiza**, declaro ser autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi Trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional - Biblioteca Virtual.

**Firma:** 

**Cédula de identidad:** 0706442050

**Fecha:** 26 de enero de 2023

**Correo electrónico:** juliofreire43@gmail.com

**Teléfono:** 0978906469 - 072972587

**Carta de autorización por parte del autor, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Titulación.**

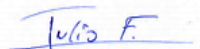
Yo, **Julio Cesar Freire Loaiza**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Diseño de un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en una vivienda unifamiliar ubicada en la ciudad de Zaruma**, como requisito para optar el título de **Ingeniero electromecánico**; autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos, muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y de exterior con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los veintiséis días del mes de enero del dos mil veintitrés.

**Firma:**



**Autor:** Julio Cesar Freire Loaiza

**C.I.:** 0706442050

**Dirección:** Zaruma - El Oro, José Antonio Jara.

**Correo electrónico:** juliofreire43@gmail.com

**Teléfono:** 0978906469 - 072972587

**DATOS COMPLEMENTARIOS:**

**Director del Trabajo de Titulación:** Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio, Mg. Sc.

## **Dedicatoria**

El presente Trabajo de Titulación se lo dedico a mis padres Luis Freire y Soraya Loaiza, quienes con su esfuerzo, amor y paciencia me han permitido llegar a cumplir hoy una meta más, agradezco infinitamente a los consejos de dedicación, esfuerzo e investigación que me supieron inculcar, ya que gracias a ellos he podido salir adelante en este largo camino de mi carrera universitaria. De igual manera este trabajo de investigación se la dedico a mis hermanos Marjorie y Angel, ya que su ejemplo de lucha y perseverancia ha sido mi principal motivo para salir adelante ante cualquier obstáculo que se presente.

A Marelys Romero quien ha sido un gran apoyo para poder lograr con este propósito que es obtener el título de Ingeniero Electromecánico.

Finalmente, el presente trabajo quiero dedicarles con mucho cariño en primer lugar a todos mis familiares, amigos y a todas las personas que de una u otra forma siempre estuvieron dándome su voz de aliento para que mi formación profesional llegue a un feliz término.

*Julio Cesar Freire Loaiza*

## **Agradecimiento**

Primero agradezco a Dios, por permitirme lograr una de mis metas. A la Universidad Nacional de Loja, a los docentes de la anhelada carrera de Ingeniería Electromecánica quienes me incentivaron a obtener nuevos conocimientos durante todo el lapso de mi carrera profesional y a mis queridos padres por ser el pilar fundamental en mi formación de Ingeniero Electromecánico.

Al Ing. Iván Coronel Villavicencio, por su apoyo en la dirección del perfeccionamiento del presente trabajo de investigación.

Gracias a todos mis amigos, compañeros y a todas las personas que me han apoyado de manera desinteresada para poder cumplir con esta meta.

***Julio Cesar Freire Loaiza***

## Índice de contenidos

<b>Portada</b> .....	<b>i</b>
<b>Certificación</b> .....	<b>ii</b>
<b>Autoría</b> .....	<b>iii</b>
<b>Carta de autorización</b> .....	<b>iv</b>
<b>Dedicatoria</b> .....	<b>v</b>
<b>Agradecimiento</b> .....	<b>vi</b>
<b>Índice de contenidos</b> .....	<b>vii</b>
Índice de tablas .....	<b>x</b>
Índice de figuras .....	<b>xi</b>
Índice de anexos .....	<b>xii</b>
Glosario .....	<b>xiii</b>
<b>1. Título</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Resumen</b> .....	<b>2</b>
<b>2.1 Abstract</b> .....	<b>3</b>
<b>3. Introducción</b> .....	<b>4</b>
<b>4. Marco teórico</b> .....	<b>6</b>
<b>4.1 Marco Legal</b> .....	<b>6</b>
<b>4.1.1 Constitución de la República Del Ecuador</b> .....	<b>6</b>
<b>4.1.2 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica</b> .....	<b>6</b>
<b>4.1.3 Regulaciones para sistemas fotovoltaicos en el Ecuador</b> .....	<b>6</b>
<b>4.1.4 Regulaciones para sistemas termosolares para agua caliente en Ecuador</b> .....	<b>7</b>
<b>4.2 Marco conceptual</b> .....	<b>8</b>
<b>4.2.1 Energía</b> .....	<b>8</b>
<b>4.2.2 Fuentes de energía</b> .....	<b>9</b>
<b>4.2.3 Energía solar</b> .....	<b>11</b>
<b>4.2.4 Panel fotovoltaico</b> .....	<b>18</b>
<b>4.2.5 Energía solar térmica</b> .....	<b>28</b>
<b>5. Metodología</b> .....	<b>35</b>
<b>5.1 Área de estudio</b> .....	<b>35</b>
<b>5.2 Materiales y métodos</b> .....	<b>35</b>
<b>5.2.1 Materiales</b> .....	<b>35</b>
<b>5.2.2 Métodos</b> .....	<b>36</b>
<b>5.2.3 Técnicas</b> .....	<b>36</b>

5.3	Metodología para el diseño de un sistema fotovoltaico .....	37
5.3.1	Condiciones del proyecto .....	37
5.3.2	Demanda eléctrica .....	37
5.3.3	Parámetros de dimensionamiento.....	39
5.3.4	Dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaico .....	39
5.3.5	Cálculo del sistema fotovoltaico. ....	41
5.3.6	Dimensionamiento de conductores .....	45
5.3.7	Protecciones, conectores y tableros eléctricos .....	46
5.3.8	Producción anual de energía.....	47
5.3.9	Factor de planta .....	48
5.3.10	Índice de rendimiento .....	49
5.4	Metodología para el diseño de un sistema termosolar .....	49
5.4.1	Elección del colector .....	49
5.4.2	Demanda energética .....	50
5.4.3	Sistema de captación .....	50
5.4.4	Sistema de acumulación .....	51
5.4.5	Método de cálculo de las curvas de f (f-chart) .....	51
5.4.6	Cálculo del parámetro Y.....	52
5.4.7	Cálculo del parámetro X.....	52
5.4.8	Cálculo de la energía útil mensual .....	53
5.4.9	Cálculo de la cobertura solar anual [%] .....	53
5.4.10	Rendimiento anual del sistema .....	53
5.4.11	Sistema hidráulico. ....	54
5.4.12	Vaso de expansión .....	56
5.5	Estudio económico .....	58
5.5.1	Consideraciones para el sistema fotovoltaico .....	58
5.5.2	Consideraciones para el sistema termosolar.....	62
<b>6.</b>	<b>Resultados</b> .....	<b>63</b>
6.1	Ubicación y descripción de la vivienda.....	63
6.2	Irradiación y temperatura ambiente de la localidad .....	64
6.3	Diseño del sistema fotovoltaico .....	65
6.3.1	Demanda eléctrica .....	65
6.3.2	Análisis de sombras.....	66
6.3.3	Orientación e inclinación.....	68



6.3.4	Hora solar pico .....	68
6.3.5	Pérdidas .....	69
6.3.6	Relación consumo / radiación .....	69
6.3.7	Selección del panel fotovoltaico.....	69
6.3.8	Número de paneles fotovoltaicos .....	69
6.3.9	Selección del inversor .....	69
6.3.10	Cantidad máxima de módulos en serie .....	70
6.3.11	Cantidad mínima de módulos en serie.....	70
6.3.12	Determinación de la cantidad de módulos en paralelo .....	70
6.3.13	Altura mínima.....	70
6.3.14	Área necesaria para el sistema de generación.....	70
6.3.15	Potencia nominal instalada .....	71
6.3.16	Dimensionamiento de conductores.....	71
6.3.17	Protecciones, conectores y tableros eléctricos.....	72
6.3.18	Estimación de la producción anual de energía .....	72
6.3.19	Factor de planta .....	73
6.3.20	Índice de rendimiento .....	73
6.4	Dimensionamiento del sistema termo solar.....	73
6.4.1	Tipo de colector.....	74
6.4.2	Demanda energética. ....	74
6.4.3	Sistema de captación .....	75
6.4.4	Sistema de acumulación .....	76
6.4.5	Sistema hidráulico .....	80
6.4.6	Cálculo del vaso de expansión. ....	82
6.5	Estudio económico .....	84
6.5.1	Sistema fotovoltaico.....	84
6.5.2	Sistema termo solar .....	87
7.	<b>Discusión</b> .....	89
8.	<b>Conclusiones</b> .....	91
9.	<b>Recomendaciones</b> .....	92
10.	<b>Bibliografía</b> .....	93
11.	<b>Anexos</b> .....	96

## Índice de tablas:

<b>Tabla 1</b>	Unidades de la energía .....	8
<b>Tabla 2</b>	Eficiencia de las principales tecnologías fotovoltaicas .....	20
<b>Tabla 3</b>	Tipos de fusibles.....	26
<b>Tabla 4</b>	Formato para el cuadro de cargas.....	38
<b>Tabla 5</b>	Valores de conductividad de cobre y aluminio para varias temperaturas. ....	45
<b>Tabla 6</b>	Parámetros y factores de pérdidas en un sistema fotovoltaico.....	48
<b>Tabla 7</b>	Consideraciones del VAN para la toma de decisión de la inversión.....	60
<b>Tabla 8</b>	Consideraciones del TIR para la toma de decisión de la inversión.....	61
<b>Tabla 9</b>	Coordenadas geográficas de la vivienda .....	63
<b>Tabla 10</b>	Datos meteorológicos de Zaruma.....	64
<b>Tabla 11</b>	Cuadro de cargas de la vivienda.....	66
<b>Tabla 12</b>	Hora solar pico .....	68
<b>Tabla 13</b>	Radiación solar anual .....	68
<b>Tabla 14</b>	Protecciones del sistema fotovoltaico conectado a la red. ....	72
<b>Tabla 15</b>	Producción anual del sistema fotovoltaico.....	73
<b>Tabla 16</b>	Demanda energética total .....	75
<b>Tabla 17</b>	Cálculo del parámetro Y .....	77
<b>Tabla 18</b>	Cálculo del parámetro X .....	78
<b>Tabla 19</b>	Fracción solar mensual.....	78
<b>Tabla 20</b>	Energía útil mensual.....	79
<b>Tabla 21</b>	Cobertura solar anual .....	79
<b>Tabla 22</b>	Rendimiento anual.....	80
<b>Tabla 23</b>	Presupuesto para el sistema fotovoltaico.....	85
<b>Tabla 24</b>	Movimiento de flujo y capital. ....	86
<b>Tabla 25</b>	Presupuesto de la instalación del sistema termo solar.....	87

## Índice de figuras:

<b>Figura 1</b> Fuentes de energía no renovables .....	9
<b>Figura 2</b> Fuentes de energía renovables .....	10
<b>Figura 3</b> Energía solar que atraviesa la atmósfera .....	13
<b>Figura 4</b> Zonas y movimiento.....	14
<b>Figura 5</b> Estaciones del año .....	15
<b>Figura 6</b> Latitud geográfica .....	15
<b>Figura 7</b> Longitud geográfica .....	16
<b>Figura 8</b> Ángulo de inclinación.....	16
<b>Figura 9</b> Declinación del sol con respecto al plano del Ecuador .....	17
<b>Figura 10</b> Hora del día.....	17
<b>Figura 11</b> Esquema de generación fotovoltaica .....	18
<b>Figura 12</b> Panel solar monocristalino.....	19
<b>Figura 13</b> Panel solar de policristalino.....	19
<b>Figura 14</b> Características I-V de una célula fotovoltaica .....	20
<b>Figura 15</b> Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	21
<b>Figura 16</b> Equipos que componen un sistema fotovoltaico.....	22
<b>Figura 17</b> Esquema básico del sistema solar térmico.....	30
<b>Figura 18</b> Esquema de instalación por termosifón .....	30
<b>Figura 19</b> Sistema con captador y depósito integrado .....	31
<b>Figura 20</b> Esquema de sistema activo directo con controlador y sondas.....	32
<b>Figura 21</b> Esquema de sistema activo indirecto con controlador y sondas .....	32
<b>Figura 22</b> Componentes de un colector de placa plana .....	33
<b>Figura 23</b> Vivienda unifamiliar .....	35
<b>Figura 24</b> Esquema para el cálculo de altura .....	44
<b>Figura 25</b> Vista superior geográfica de la vivienda. ....	63
<b>Figura 26</b> Coordenadas geográficas de la vivienda.....	64
<b>Figura 27</b> Historial de consumo eléctrico .....	65
<b>Figura 28</b> Equinoccio de primavera 22 marzo del 2022. ....	67
<b>Figura 29</b> Solsticio de verano de 21 junio del 2022.....	67
<b>Figura 30</b> Solsticio de invierno 22 de diciembre del 2022.....	67
<b>Figura 31</b> Rendimiento instantáneo de diferentes topes de colectores .....	74
<b>Figura 32</b> Producción anual por la pérdida de eficiencia.....	84

## Índice de anexos:

<b>Anexo 1</b> Parámetros del sitio geográfico .....	96
<b>Anexo 2</b> Planillas del consumo eléctrico .....	97
<b>Anexo 3</b> Planos eléctricos y diagrama unifilar de la vivienda .....	109
<b>Anexo 4</b> Factor de corrección en función de ángulo de inclinación y a una latitud geográfica de 3° .....	113
<b>Anexo 5</b> Ficha técnica del panel fotovoltaico monocristalino “AE SOLAR” .....	114
<b>Anexo 6</b> Ficha técnica del inversor “ABB” .....	115
<b>Anexo 7</b> Tramos de cableado.....	117
<b>Anexo 8</b> Ficha técnica de cable de cobre TTU .....	118
<b>Anexo 9</b> Esquema eléctrico y diagrama unifilar del sistema fotovoltaico propuesto .....	119
<b>Anexo 10</b> Ficha técnica del colector solar “SUNSET” .....	121
<b>Anexo 11</b> Ficha técnica del depósito de almacenamiento BWS I/200 “SUNSET” .....	122
<b>Anexo 12</b> Ficha técnica de tubería de acero inoxidable AISI316L de 1/2” .....	123
<b>Anexo 13</b> Ficha técnica de aislante de tubería K_FLEX .....	124
<b>Anexo 14</b> Espesor mínimo de aislamiento en función del diámetro exterior de la tubería y la temperatura del fluido para tuberías .....	126
<b>Anexo 15</b> Propiedades físicas del agua saturada.....	127
<b>Anexo 16</b> Certificado de traducción del resumen .....	128

## Glosario

SGDA:	Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento
NEC:	Norma ecuatoriana de construcción
ARCERNNR:	Agencia de Regulación y Control de energía y Recursos Natrales No Renovables
ARCONEL:	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
OLADE:	Organización Latinoamericana de Energía.
$G_c$ :	Es la constante solar
$\phi$ :	Es la latitud
$\beta$ :	Es el ángulo de inclinación
$\delta$ :	Es el ángulo de declinación
CA:	Corriente alterna
CC/DC:	Corriente continua/direct current
$I_{cc}$ o $I_{sc}$ :	Corriente de cortocircuito
$V_{ca}$ o $V_{oc}$ :	Tensión de circuito abierto
$P_{m\acute{a}x}$ :	Potencia máxima en condiciones estándar
$\eta$ :	Eficiencia o rendimiento
UV:	Ultravioleta
SPD:	Protector de sobretensiones
HSP:	Hora solar pico
STC:	Condiciones estándar de medida
MPP/PMP:	Punto de máxima potencia
BOS:	Balance del sistema.
$\tau$ :	“transmitancia” es una propiedad de los materiales $\tau$ “tau” que indica la relación entre la radiación transmitida en un medio y la radiación que incide sobre el mismo.
$\alpha$ :	Es el coeficiente de absorción del absorbedor

## **1. Título**

**Diseño de un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en una vivienda unifamiliar ubicada en la ciudad de Zaruma.**

## 2. Resumen

La energía solar en la actualidad es una de las técnicas de menor impacto ambiental y más limpias en la producción de energía, es por esto que esta investigación se enfocó en el diseño de un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en una vivienda unifamiliar. En donde se planteó como objetivo general diseñar un sistema de generación fotovoltaico para una vivienda unifamiliar ubicada en la ciudad de Zaruma. Así mismo como objetivos específicos: analizar la demanda eléctrica de la vivienda; diseñar un sistema de generación fotovoltaica para la vivienda; dimensionar un sistema termosolar para uso de la vivienda y realizar un estudio económico. Se cuantificó la demanda energética con el mes de mayor consumo eléctrico de la vivienda y la cantidad de agua caliente que emplea la familia al ducharse. Posteriormente con la ayuda del software PVsyst 7.1 se consiguió el promedio de radiación y temperatura existente en el lugar. La información obtenida permitió realizar el diseño del sistema fotovoltaico y termosolar, para la generación de energía eléctrica y agua caliente sanitaria. El diseño del sistema fotovoltaico propuesto se compone de 1 ramal con 3 paneles solares monocristalinos conectados en serie, con una potencia máxima de  $330 W_p$  cada uno; así mismo se empleó un inversor ABB con una potencia de 1500 W, que permite convertir la corriente continua en alterna para el uso de la vivienda. Para el sistema termosolar se empleó un colector solar de placa plana SUNblue®21 y un tanque termo aislado de marca SUNSET de 200 litros, los cuales trabajan por circulación natural, es decir, la circulación de agua entre ambos es producida por el principio de termosifón. Finalmente, se realizó el estudio económico para los sistemas propuestos, en donde se obtuvo que el sistema fotovoltaico no es rentable.

**Palabras claves:** energía eléctrica, energía solar, demanda energética, sistema fotovoltaico, sistema termosolar.

## 2.1 Abstract

Currently, solar energy is the most environmentally friendly and cleanest method of producing energy, which is why the following research focused on the design of a photovoltaic system for the generation of electricity in a single-family house. The general objective was to design a photovoltaic generation system for a single-family house located in the city of Zaruma. Moreover, as specific objectives: to analyze the electrical demand of the house; to design a photovoltaic generation system for the house; to dimension a thermosolar system for the use of the house and to carry out an economic study. The family's hot water consumption and the month of their highest electricity consumption were used to quantify the energy demand., the energy demand was quantified. Subsequently, with the help of PVsyst 7.1 software, the average radiation and temperature of the place was obtained. The information obtained allowed the design of the photovoltaic and solar thermal system for the generation of electricity and domestic hot water. The design of the proposed photovoltaic system consists of 1 string with 3 monocrystalline solar panels connected in series, with a maximum power of 330 Wp each; an ABB inverter with a power of 1500 W was also used, which allows converting direct current into alternating current for the use of the house. The family's hot water consumption and the month of their highest electricity consumption were used to quantify the energy demand. Finally, an economic study was carried out for the proposed systems, where it was found that the photovoltaic system is not profitable.

**Key words:** electric energy, solar energy, energy demand, photovoltaic system, solar thermal system.



### 3. Introducción

Desde el inicio de la civilización, el ser humano ha ido evolucionando buscando nuevos recursos y nuevas fuentes de energía, obteniendo el carbón, el petróleo y el gas natural, como energías fósiles, las cuales aparecieron inicialmente como inagotables favoreciendo un crecimiento rápido de nuestra civilización. Tal como lo expresa Cunningham (2003) “la historia de la humanidad consiste en la búsqueda de fuentes de energía y de sus formas de aprovechamiento en el inacabado propósito de servirse del ambiente”. Las energías no renovables han resultado ser muy eficientes pero dañinas para el medio ambiente, deteriorando poco a poco nuestro planeta. Por ello se han buscado alternativas, una de ellas es el uso de las energías renovables, que son aquellas que provienen de fuentes naturales cuyo potencial es inagotable.

Avendaño Hurtado, Lopez, y Moral (2014) expresan que “la demanda de energía primaria total de Ecuador entre 1980-2006 creció en un 2,74%, lo cual supera al promedio mundial 1,6% y al de Latinoamérica 2%”. En los últimos años el Ecuador se ha enfocado a la generación de energía por medio del uso de fuentes y recursos tradicionales, siendo las más dominantes el petróleo, la hidroelectricidad y la biomasa. En el país las viviendas desconectadas de la red eléctrica son desconocidas, debido a que existe poco conocimiento por parte de los ciudadanos. Estas viviendas tratan de aprovechar al máximo los recursos naturales generando su propia electricidad, ya sea por la radiación solar o la fuerza del viento, ocupando la electricidad de una forma eficiente. Existen muchas viviendas que se encuentran ubicadas lejos del tendido de la red eléctrica, por ello se tiene inconvenientes en el acceso a la acometida de la red de distribución de electricidad y no es rentable conectar las mismas al sistema por el exceso de pérdidas que pueden generarse, lo cual impide el suministro de energía eléctrica a estas viviendas.

El proyecto se considera viable debido que cuenta con acceso a la vivienda en donde se pretende realizar el estudio. En el desarrollo se hará uso de fundamentos de diseño eléctrico y otras ciencias básicas, así como también de varios softwares de la ingeniería y auto aprendizaje de nuevos temas como lo son la obtención de energía limpia. Otro punto muy importante a mencionar es que hoy en día se vive en un ecosistema muy contaminado, por ello se tiene que empezar a cuidar el medio ambiente, en el que el uso de las energías renovables son una excelente opción para contribuir con el cuidado del planeta.

Es por esto que en la presente investigación se planteó como objetivo general diseñar un sistema de generación fotovoltaico para una vivienda unifamiliar ubicada en la ciudad de Zaruma. Mientras que como objetivos específicos se tiene: analizar la demanda eléctrica de la

vivienda; diseñar un sistema de generación fotovoltaica para la vivienda; dimensionar un sistema termosolar para uso de la vivienda y realizar un estudio económico.

El proyecto se basa en dos Regulaciones, la primera es la Nro. ARCERNNR – 013/2021, que muestra las normas necesarias para diseñar el sistema fotovoltaico y la segunda es la normativa NEC – HS – ER (2020), que exhibe las normativas necesarias para diseñar el sistema termosolar.

Para el diseño metodológico se emplea el dimensionamiento del sistema fotovoltaico en la zona residencial, en el que se puede basar a partir del promedio mensual, el mes de mayor consumo o el levantamiento de cargas de la vivienda, ya que este sistema estará conectado en paralelo con la red pública en baja tensión. Se establecen algunos parámetros a considerar como el área necesaria para el emplazamiento del que depende directamente del panel seleccionado, también el análisis de sombras que es de suma importancia para una generación adecuada y sin pérdidas de eficiencia del sistema. Así mismo, se encuentra la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos, con la finalidad de obtener menos pérdida en la captación de energía. Para evitar una tensión elevada se realiza una configuración de paneles en serie con ramas, con la finalidad de seleccionar un inversor disponible en el mercado.

En el diseño de un sistema termosolar se utiliza la metodología de cálculo de las curvas de f (f-chart), el cual se obtiene mediante una serie de correlaciones experimentales, el porcentaje de demanda energética que se puede cubrir con el aporte del sol, calculando previamente la superficie del colector y el volumen de almacenamiento del sistema.

Para el estudio económico de estos sistemas se analiza la existencia de rentabilidad en las instalaciones de los sistemas propuestos, en el sistema fotovoltaico existe un método de “comercialización”, en el cual se da la comercialización entre la empresa distribuidora y el usuario, así generando un ahorro económico que está representado por los saldos netos mensuales y el retorno de la inversión se evalúa como tal. Analizando el sistema termosolar se debe comparar el costo del combustible con el costo de energía eléctrica requerida por un sistema convencional para generar la misma cantidad de calor que un sistema termosolar.

## 4. Marco teórico

### 4.1 Marco Legal

#### 4.1.1 Constitución de la República Del Ecuador

En el Ecuador la constitución ampara la protección del medio ambiente bajo leyes y reglamentos establecidos en la misma, como así lo indica:

En el título II “Derechos”, capítulo segundo “Derechos De Buen vivir”, sección segunda “Ambiente Sano”.

**Art. 15.-** El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.

Del mismo modo, en el título VII “Régimen del buen vivir”, capítulo II en la sección séptima “Biosfera, ecología urbana y energías alternativas”.

**Art. 413.-** El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.

#### 4.1.2 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

La Asamblea Nacional de conformidad con las atribuciones que le confiere la Constitución de la República del Ecuador y la Ley Orgánica de la Función Legislativa, discutió y aprobó el PROYECTO DE LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (República Del Ecuador, 2015).

**Art 26.-** Energías renovables no convencionales. - El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía. La electricidad producida con este tipo de energías contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL.

#### 4.1.3 Regulaciones para sistemas fotovoltaicos en el Ecuador

Existen varias regulaciones aprobadas por la agencia de regulación y control de electricidad, en la cual establecen condiciones, restricciones, métodos de tramitación y contrato con la empresa del servicio eléctrico. Entre las regulaciones más actuales tenemos:

- Regulación Nro. ARCERNNR – 013/2021.
- Regulación Nro. ARCONEL – 003/18.

**4.1.3.1 Regulación Nro. ARCERNR – 013/2021.** Esta regulación se titula “Marco normativo de la Generación Distribuidora para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” y tiene como objetivo establecer las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados (ARCONEL, 2021). Esta regulación aborda:

- La caracterización de los sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados;
- Las modalidades de generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados;
- El procedimiento para la obtención de la factibilidad de conexión;
- El procedimiento y requisitos para la habilitación;
- Las condiciones para la instalación, conexión, operación y mantenimiento;
- El tratamiento de la energía producida por el sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento, medición y facturación; y,
- El régimen de infracciones y sanciones.

#### **4.1.4 Regulaciones para sistemas termosolares para agua caliente en Ecuador**

**4.1.4.1 Normativa Ecuatoriana de la Construcción NEC.** Se constituye en una normativa de diseño para sistemas solares térmicos para agua sanitaria en aplicaciones menores a 100°C, buscando una mejor calidad de vida en los ecuatorianos y aporta en la construcción de una cultura de seguridad y prevención; por ello, define los principios básicos para el diseño sismo resistente de las estructuras; establece parámetros mínimos de seguridad y calidad en las edificaciones; optimiza los mecanismos de control y mantenimiento en los procesos constructivos; reduce el consumo y mejora la eficiencia energética de las edificaciones; aboga por el cumplimiento de los principios básicos de habitabilidad y salud; y además fija responsabilidades, obligaciones y derechos de todos los actores involucrados en la construcción. El objetivo principal de la normativa NEC, consiste en conseguir que una parte del consumo energético proceda de fuentes de energía renovable como consecuencia de las características de, construcción, uso y mantenimiento de su proyecto, considerando la previsión de demanda de agua caliente sanitaria o de climatización, mediante la incorporación de mecanismos y sistemas de captación, almacenamiento y utilización de fuentes de energías renovables (Macchiavello Almeida & Estupiñán Trujillo, 2020).

## 4.2 Marco conceptual

### 4.2.1 Energía

Según Chávez y Malaver (2007), definen a la energía como una "propiedad o atributo de todo cuerpo o sistema material en virtud de la cual éste puede transformarse, modificando su situación o estado, así como actuar sobre otros originando en ellos procesos de transformación".

La energía está presente de diversas maneras y se puede clasificar en: energía cinética, energía potencial, energía química, energía térmica, energía nuclear, entre otras.

Se comprende que la energía es una magnitud física que está presente de diversas formas, la cual tiene la capacidad para producir un efecto o trabajo. La Ley de Conservación de Energía expresa: "La energía no se crea, ni se destruye, solamente se transforma"

Su unidad de la energía en el sistema internacional, es el Joule (J). Donde:

$$\text{Joule} = \text{Newton} * \text{metro}$$

Otras unidades en las que se puede medir la energía se encuentran en la tabla 1:

**Tabla 1**  
*Unidades de la energía*

Unidades	Símbolo	Equivalencia en JOULE
Kilovatio hora	kWh	$3,6 \times 10^6$
Tonelada equivalente de Carbón	Tec	$2,93 \times 10^{10}$
Unidad Térmica Británica	BTU	1 055,055
Caballo de Vapor hora	CVh	$2,468 \times 10^6$
Caloría	cal	41,85

*Nota.* Obtenido de investigación de Buitrón Proaño y Burbani Gube, (2010)

**4.2.1.1 Formas de energía.** A continuación, se presentan las principales formas de energía:

**4.2.1.1.1 Energía cinética.** Está presente en el movimiento de cualquier objeto, un ejemplo, es el flujo de un fluido a través de una tubería.

**4.2.1.1.2 Energía potencial.** Está presente en cualquier cuerpo debido a la diferencia de altura, un ejemplo, es el agua en un embalse a una altura determinada.

**4.2.1.1.3 Energía térmica.** Está se expresa en forma de calor, un ejemplo es la combustión de madera.

**4.2.1.1.4 Energía química.** Este tipo de energía se almacena en átomos y moléculas, un ejemplo son las baterías.

**4.2.1.1.5 Energía nuclear.** Está se encuentra contenida en el núcleo de un átomo, un ejemplo es cómo produce energía el sol.

**4.2.1.1.6 Energía eléctrica.** Esta se presenta en el flujo de electrones a través de un conductor.

**4.2.1.1.7 Energía electromagnética.** Esta se da debido a la radiación que emiten los objetos en diferentes cantidades.

**4.2.1.1.8 Energía mecánica.** Esta se la observa en la rotación de un eje, un ejemplo es la turbina.

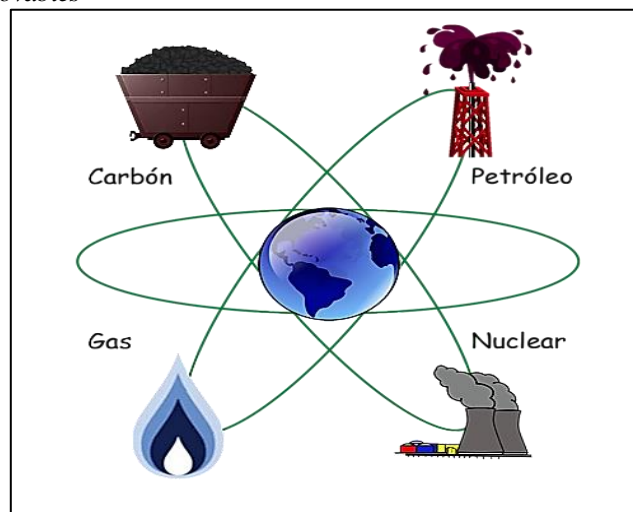
## 4.2.2 Fuentes de energía

En la naturaleza se encuentran diversos recursos o fuentes de energía, estas se clasifican en dos grupos: energías renovables y energías no renovables.

**4.2.2.1 Fuentes de energía no renovable.** Mogrovejo y Sarmiento (2011), menciona que las fuentes de energía primarias utilizadas ya no regresan a su estado inicial, es decir sus fuentes son limitadas en el planeta. Dentro de este tipo se encuentran los combustibles fósiles (carbón, gas natural, petróleo y sus derivados), nuclear (fisión, Uranio, Plutonio), como se puede observar en la figura 1. Estas fuentes son las más utilizadas por el hombre para la producción de energía, las cuales impulsan la economía de los países productores, causando gran impacto ambiental por los desechos que generan al ser consumidos.

**Figura 1**

*Fuentes de energía no renovables*



*Nota.* Obtenido de energías no renovables, 2017 (<https://epre.gov.ar/web/que-es-la-energia-electrica/>)

**4.2.2.2 Fuentes de energía renovable.** Son las que se presentan de manera natural o artificial, se puede aprovechar por los próximos millones de años, ya que sus fuentes son ilimitadas, su cantidad disponible no disminuye relativamente a medida que se aprovecha. Se las conoce también como energías alternativas, por su capacidad de reemplazo de las energías convencionales; es decir, el reemplazo de los combustibles fósiles principalmente. La producción de este tipo de energía es amigable con el medio ambiente ya que causa un menor efecto contaminante. Algunas de ellas son:

**4.2.2.2.1 Energía de biomasa.** Se obtiene de la combustión de residuos orgánicos de origen animal y vegetal. También de productos biodegradables como la paja, o bagazo, para producir vapor mediante calderos, el cual mueve turbinas.

**4.2.2.2.2 Energía eólica.** Se obtiene con la fuerza del viento. Los molinos de viento son los encargados de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica.

**4.2.2.2.3 Energía solar fotovoltaica.** Se obtiene a través de placas solares, la cual absorbe la radiación solar y se transforma en electricidad.

**4.2.2.2.4 Energía solar térmica.** Conversión en calor mediante captadores.

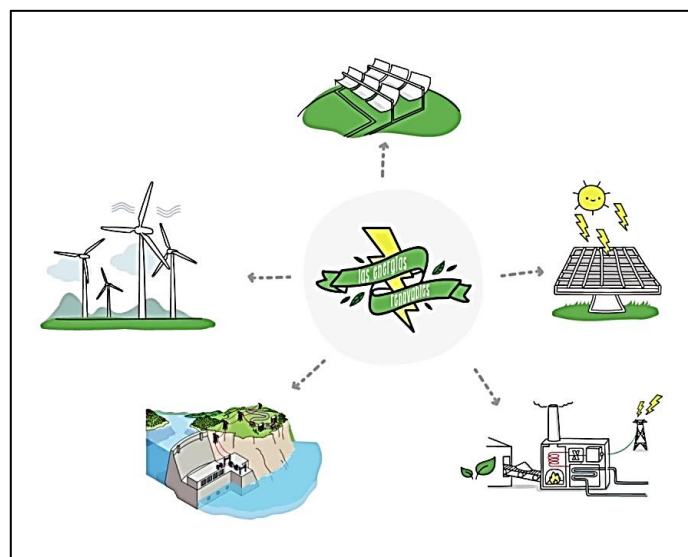
**4.2.2.2.5 Energía hidráulica a pequeña escala.** Movimiento de turbinas mediante velocidad de agua.

**4.2.2.2.6 Energía mareomotriz.** Aprovechamiento de las olas.

Para comprender mejor las fuentes de energía renovables se muestra la Figura 2, en donde se destacan las más utilizadas.

**Figura 2**

*Fuentes de energía renovables*



*Nota.* Obtenido de iagua, (<https://www.iagua.es/blogs/arturo-albaladejo-ruiz/es-agua-solucion-problemas-energeticos>)

### **4.2.3 Energía solar**

El sol, la estrella más cercana al planeta tierra, con aproximadamente 700 000 kilómetros de radio; por efecto de la fuerza gravitatoria que en él se produce y a su elevada temperatura en el interior del mismo, dos átomos de hidrógeno se fusionan en un átomo de Helio; produciendo una diferencia de masa, lo que luego se convierte en energía, esta energía llega a nuestro planeta en forma de ondas electromagnéticas, la cual es conocida como energía solar.

La energía solar es una fuente de vida y es el origen de las demás formas de energía de la tierra, de hecho, casi todas las formas de energía que hoy en día disponemos de una u otra manera tienen un origen de la energía solar. El petróleo, motor fundamental de la era moderna, no es más que la misma energía solar almacenada en forma de energía química. La energía eólica existe únicamente por la diferencia de temperatura producida a lo largo de la tierra. La hidroenergía sería incapaz de mantenerse si no existiese el ciclo del agua atribuida a la evaporación de la misma. De igual manera, la biomasa es una forma de energía solar almacenada.

Según Mogrovejo y Sarmiento (2011), cada año la radiación solar aporta al planeta la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad. Las características propias que posee la energía solar es su consideración como una fuente energética inagotable a escala humana, sumándose a ella su virtud de producir un nulo impacto ambiental, y la gratuidad con la que llega hacia nosotros. Sin embargo, la utilización de la misma requiere de un alto desarrollo científico y la superación de varias dificultades que se presentan como la variabilidad con la que esta energía llega a la superficie terrestre, debido a los aspectos geográficos, meteorológicos y estacionales.

Según la OLADE (1995), el sol emite continuamente radiación a todo el espacio. La tierra intercepta aproximadamente  $1,7 \times 10^{14}$  kW, de tal manera que la tierra es efectivamente un gran colector solar.

**4.2.3.1 Aprovechamiento de la energía solar.** La transformación de radiación solar en energía eléctrica es posible por medio de paneles o bandas fotovoltaicas, cuyo principio de funcionamiento está basado en elementos semiconductores, comúnmente de silicio, en donde los electrones son excitados, y con su movimiento generan energía eléctrica. De igual manera es evidente la conversión de energía electromagnética en energía calorífica debido a la absorción de radiación en los cuerpos; aquí nuestro aprovechamiento es utilizar colectores térmicos, los cuales pueden servir para calentamiento de agua sanitaria y calefacción.



**4.2.3.2 Radiación solar.** Fernández y Cervantes (2017), mencionan que la radiación es un fenómeno físico debido a la emisión de energía por parte del sol en forma de radiaciones electromagnéticas. Estas radiaciones pueden ser cuantificadas y a su vez se expresan en unidades de irradiancia, es decir una unidad que expresa su potencia por unidad de superficie.

Una de las características particulares de la radiación es que se trata de una forma de energía que puede ser transmitida a través del vacío, lo cual hace que sea capaz de distribuirse en el espacio. La cantidad de radiación solar que llega a nuestro planeta depende de factores como la distancia entre el planeta tierra y el sol, la dirección o el ángulo en que estas radiaciones entran a la atmósfera y los movimientos que normalmente tiene la tierra de rotación y traslación.

Para comprender mejor, es necesario recalcar los conceptos fundamentales y sus unidades de medida:

**4.2.3.2.1 Irradiancia solar.** Potencia incidente en una superficie por unidad de tiempo; por lo cual su unidad es  $W/m^2$ .

**4.2.3.2.2 Radiación solar o irradiación.** Energía emitida por el sol y se propaga mediante ondas electromagnéticas en todas las direcciones por unidad de tiempo; por lo cual su unidad es  $Wh/m^2$ .

**4.2.3.2.3 Insolación.** Es la cantidad total de radiación solar (directa y reflejada) que se recibe en un punto determinado del planeta, sobre una superficie de  $1 m^2$ , para un determinado ángulo de inclinación, entre la superficie colectora y la horizontal.

**4.2.3.3 Factores de radiación solar.** La radiación solar al atravesar la atmósfera terrestre, pierde intensidad, a la vez que se modifica su distribución espectral. Todo ello es debido a complejos fenómenos de absorción, reflexión, difusión, efectos climáticos y efectos astronómicos esencialmente relacionados por la geometría de la tierra con el sol.

**4.2.3.3.1 Radiación directa.** Esta radiación es la que llega directamente del sol sin haber incidido con algún elemento por el camino o desviado ni cambiado de dirección.

**4.2.3.3.2 Radiación difusa.** Esta radiación es la que llega después de haber incidido con cualquier cuerpo de la atmósfera ya sea polvo, nubes, contaminantes, entre otros, por lo que ha cambiado de dirección.

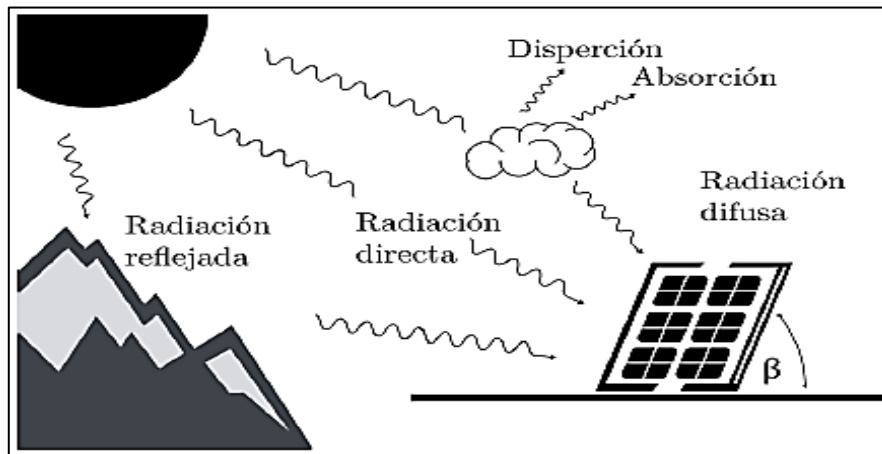
**4.2.3.3.3 Radiación reflejada o albedo.** Por otro lado, esta radiación es la reflejada por la superficie terrestre; es de suma importancia en las zonas con nieve, con agua o cualquier otra zona donde la reflexión sea importante.

**4.2.3.3.4 Radiación global.** Son la suma de todas las radiaciones anteriores, es decir la radiación que recibe una superficie. En la **Figura 3** se muestra cómo actúa la radiación

global sobre una superficie, en este caso el área de un panel solar (Romero Márquez & Solano Jiménez, 2020).

**Figura 3**

*Energía solar que atraviesa la atmósfera*



*Nota.* Obtenido de investigación de Romero Márquez y Solano Jiménez, 2020

**4.2.3.4 Valores de irradiancia solar.** Constante solar. Según Jarabo et al. (1988), definen a la constante solar “ $G_c$ ” como la cantidad de energía solar recibida por unidad de superficie y unidad de tiempo sobre una superficie perpendicular al sol situada en el límite de la atmósfera, a la distancia media anual tierra-sol. Su valor es de  $1\ 353\ \text{W}/\text{m}^2$  y representa la energía media que llega a la capa más externa de la atmósfera terrestre.

**4.2.3.5 Movimiento solar.** La tierra gira alrededor del sol en un período exacto de 365 días, 6 horas, 9 minutos y 8 segundos; tiempo adicional por el cual cada 4 años al mes de febrero se aumenta un día más a su calendario. Nuestro planeta gira sobre su propio eje en un período aproximado de 24 horas, lo cual representa un día.

Mogrovejo y Sarmiento (2011), mencionan que para el diseño de sistemas solares fotovoltaicos o térmicos es importante entender cómo se comporta el sol donde lo vamos a aplicar, es decir, la radiación en nuestro planeta no es uniforme, depende de la latitud, la longitud y la época del año. Y ciertos factores meteorológicos y atmosféricos. Es muy extraño que no todas las superficies de la tierra reciban la misma radiación, los polos reciben la menor magnitud y los trópicos la mayor, es decir que la radiación de Ecuador no es la más alta, sino por encima o por debajo de esta línea. En latitudes, justo en el Trópico de Cáncer y Capricornio, se pueden encontrar rayos verticales. Este hecho se debe a la inclinación de la tierra con respecto al sol de aproximadamente  $23,45^\circ$ , conocida como declinación del sol.

**4.2.3.5.1 La distancia sol a tierra.** Es de  $1,496 \times 10^8$  km, el sol se encuentra a una temperatura de aproximadamente  $5\ 778\ \text{K}$ , la cual se produce por las reacciones de la fusión de átomos de hidrógeno. La distancia mínima entre el sol y la tierra se la denomina como perihelio,

mientras que cuando la tierra se encuentra lo más alejada del sol se la conoce como Afelio (6 de julio).

#### 4.2.3.5.2 Líneas y círculos imaginarios.

a) Las líneas imaginarias son:

- **El eje terrestre:** Es la línea imaginaria sobre la cual rota la tierra y la atraviesa polo a polo cruzando por el centro del planeta.
- **El Ecuador:** Es el círculo máximo del eje terrestre que divide a la tierra en dos hemisferios: norte y sur. El ecuador es denominado también paralelo cero.
- **Los paralelos:** Son líneas en las zonas paralelas al ecuador. Sirven para expresar la latitud terrestre. Los paralelos principales son el ecuador ( $0^\circ$ ), el Trópico de Cáncer ( $23^\circ 27'$ ; +), el Trópico de Capricornio ( $23^\circ 27'$ ; -) y los círculos polares Ártico y Antártico ( $66^\circ 33'$ ).
- **Los meridianos:** Son semicircunferencias que comienzan y terminan en los polos, es decir tienen orientación norte, sur; El meridiano cero grados es el de Greenwich, dividiendo el planeta en los hemisferios: Occidental u Oeste (-) y Oriental o Este (+).

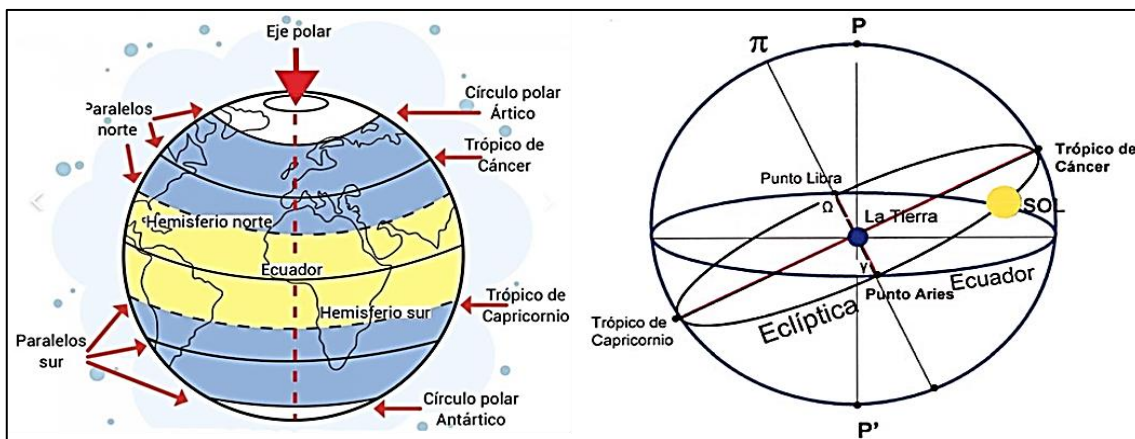
b) Los círculos imaginarios son:

- Los Trópicos: Son paralelos situados a  $23^\circ$  y  $27'$  al norte y sur del ecuador. El del norte recibe la denominación de trópico de Cáncer, y el del sur trópico de Capricornio.
- Los Círculos Polares: Son paralelos situados a  $66^\circ$  y  $33'$  de Latitud norte y sur. Sus nombres son Ártico, el del norte y Antártico el del sur.

A continuación, en la figura 4 se muestra las líneas y círculos imaginarios de la tierra:

**Figura 4**

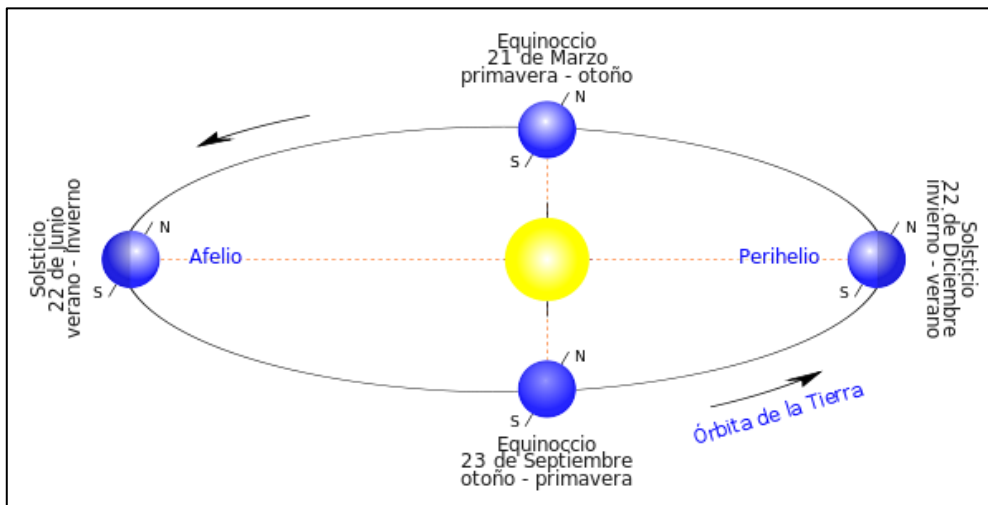
Zonas y movimiento



Nota. Obtenido de instrumentos de medición, (<https://instrumentosdemedicion.org/medir/paralelos-y-meridianos/>)

**4.2.3.5.3 Estaciones.** Las cuatro estaciones que tiene nuestro planeta comienzan con los solsticios y equinoccios. A continuación, se muestra la figura 5 donde se presenta las estaciones del año.

**Figura 5**  
*Estaciones del año*



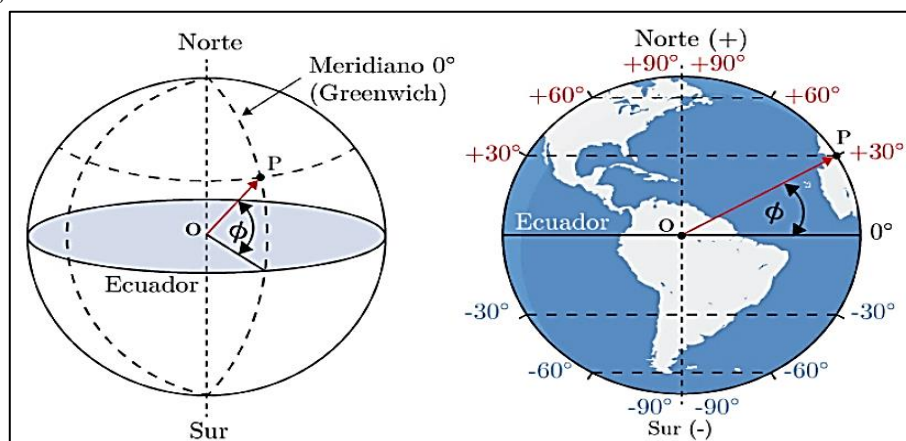
*Nota.* Obtenido de yold, (<https://genteyold.com/por-que-existen-los-anos-bisiestos/>)

Para el caso del hemisferio sur, en donde está ubicado el Ecuador:

- El verano empieza cuando el sol se encuentra en solsticio, 22 de junio.
- El otoño empieza en el equinoccio, 23 de septiembre.
- El invierno empieza en el solsticio, 21 de diciembre.
- La primavera empieza en el equinoccio, 21 de marzo.

**4.2.3.5.4 Coordenadas geográficas, latitud y longitud.** La latitud ( $\phi$ ) proporciona la localización de un lugar en específico en dirección norte o sur desde la línea ecuatorial que divide los dos hemisferios, se expresan en medidas angulares que varían desde los  $0^\circ$  a partir de esta línea, hasta  $90^\circ\text{N}$  ( $+90^\circ$ ) y  $90^\circ\text{S}$  ( $-90^\circ$ ), como lo muestra la figura 6:

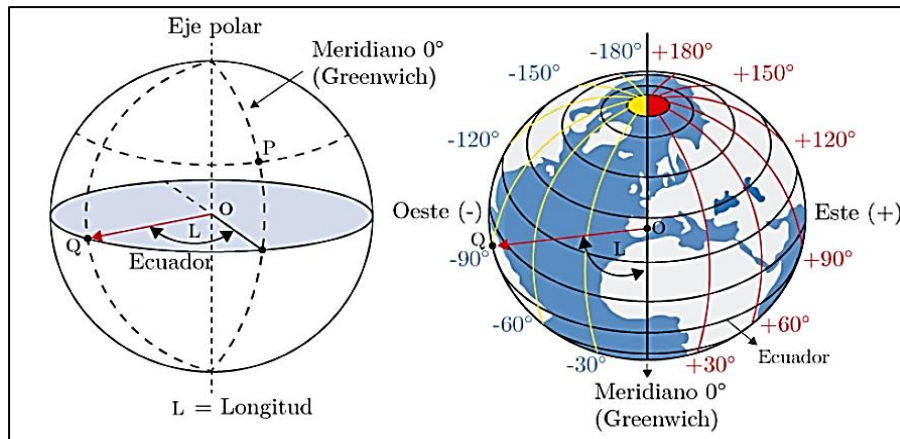
**Figura 6**  
*Latitud geográfica*



*Nota.* Obtenido de investigación de Romero Márquez y Solano Jiménez, 2020

Por otro lado, la longitud (L) es el ángulo medido entre el meridiano de Greenwich y el meridiano que pasa por el punto a medir, es decir, se mide a lo largo del paralelo que pasa por el lugar, y evidentemente todos los puntos del mismo meridiano ostentan la misma longitud, se mide ya sea hacia el este o hacia el oeste hasta completar cada semiesfera de 180°, como lo muestra la siguiente figura:

**Figura 7**  
*Longitud geográfica*

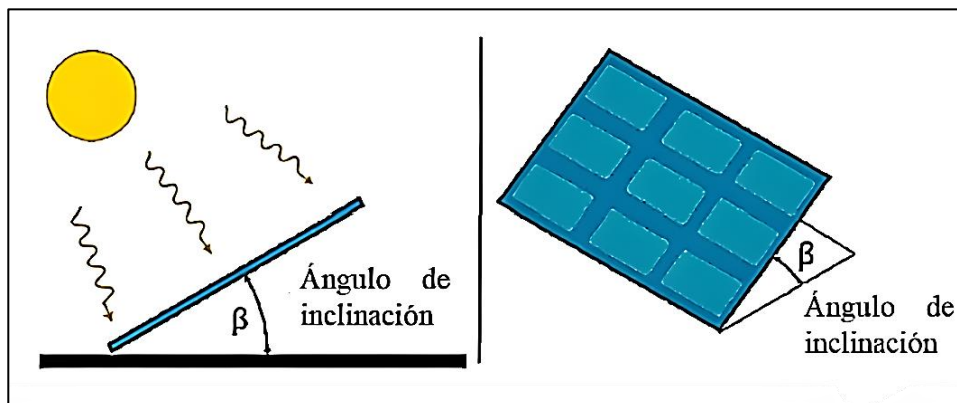


*Nota.* Obtenido de investigación de Romero Márquez y Solano Jiménez, 2020

**4.2.3.5.5 Dirección del haz de radiación.** Las relaciones geométricas entre un plano con cualquier orientación e inclinación respecto al sol, se puede describir en varios ángulos, estos son:

a) **Inclinación:** Es el ángulo “ $\beta$ ” que forma una superficie con el panel fotovoltaico respecto a la horizontal. Se observa de mejor manera en la siguiente figura:

**Figura 8**  
*Ángulo de inclinación*

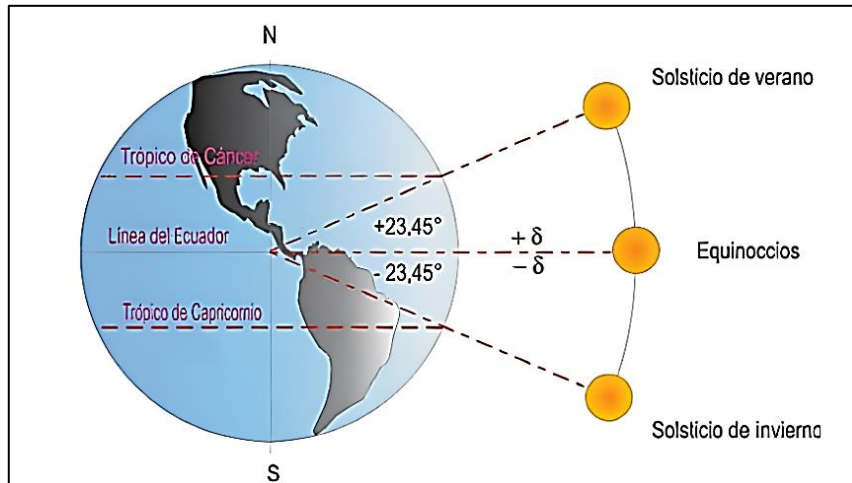


*Nota.* Obtenido de investigación de Romero Márquez y Solano Jiménez, 2020

b) **Declinación:** Es el ángulo “ $\delta$ ” el cual describe la posición angular del sol al medio solar con respecto al plano del ecuador, norte positivo;  $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$ . Se observa de mejor manera en la siguiente figura:

**Figura 9**

*Declinación del sol con respecto al plano del Ecuador*

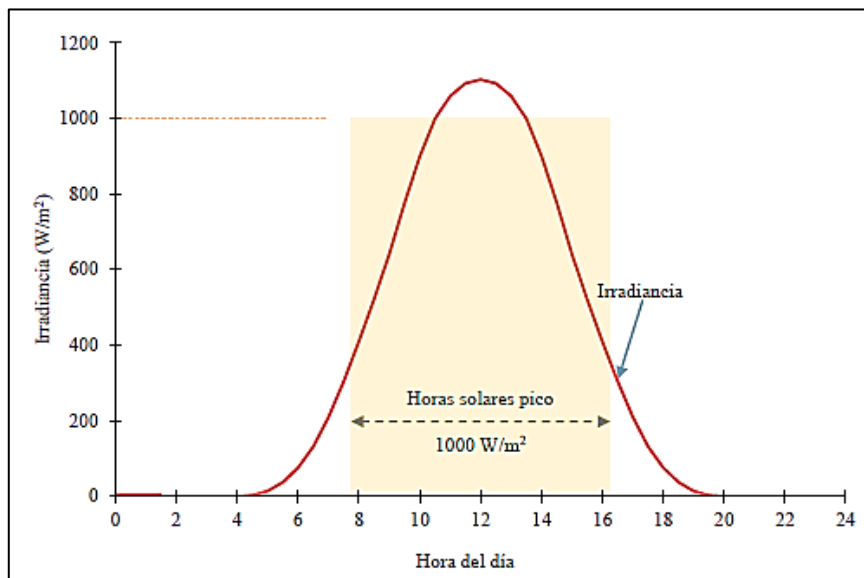


*Nota.* Obtenido de Atlas de Radiación Solar de Colombia, 2020

**4.2.3.6 Hora solar pico.** Según mencionan Romero y Solano (2020), la hora solar pico “HSP”, es una unidad que mide la irradiación solar, se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de  $1\ 000\ \text{W/m}^2$  y es equivalente a la energía total diaria incidente sobre una superficie horizontal. Se puede comprender de mejor manera gráficamente en la Figura 10.

**Figura 10**

*Hora del día*



*Nota.* Obtenido de investigación de Potes Valencia y Proaño Maldonado, 2019

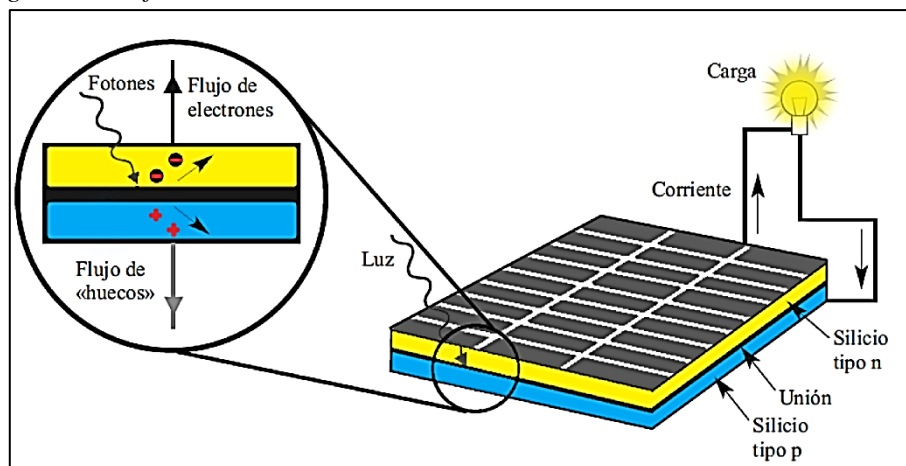
#### 4.2.4 Panel fotovoltaico

**4.2.4.1 Estructura y funcionamiento.** Según Potes y Proaño (2019), los paneles solares fotovoltaicos están formados por varias células fotovoltaicas. La célula fotovoltaica consiste en un material al que artificialmente se le han creado dos regiones, una que podríamos considerar cargada positivamente (P) y otra negativa (N) con exceso de electrones. La unión de ambos materiales (P, N), al ser expuestos a la radiación solar, produce una circulación de electrones y al conectar una carga se establece una corriente continua.

La luz del sol está compuesta de fotones. Estos fotones contienen diferentes cantidades de energía correspondientes a varias longitudes de onda de luz. Cuando los fotones golpean una célula fotovoltaica, pueden ser absorbidos, reflejados o pasar a través de estas células. La absorción de los fotones en la célula solar da lugar a la generación de un par de agujeros de electrones. Esta generación de pares de agujeros de electrones da como resultado la generación de un voltaje, que puede conducir la corriente en un circuito externo. La figura 11 muestra el efecto que causa la luz solar sobre una celda fotovoltaica de silicio (Vera Bermeo & Coronel Villavicencio, 2021).

**Figura 11**

*Esquema de generación fotovoltaica*



*Nota.* Obtenido de investigación de Vera Bermeo y Coronel Villavicencio, 2021

**4.2.4.2 Tipos de paneles fotovoltaicos.** Rivas y Tapia (2015), mencionan que las células se fabrican mediante la cristalización del silicio, por lo que se encuentran tres tipos principales.

**4.2.4.2.1 Silicio monocristalino.** Poseen una estructura cristalina completamente ordenada, está formado por un único cristal se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica, cuya red cristalina es idéntica en todo el cristal y caracterizada por la solidificación de los átomos de silicio en tres direcciones especiales perpendiculares entre sí y sin imperfecciones. En la figura 12 se muestra un panel solar monocristalino:

**Figura 12**

*Panel solar monocristalino*



*Nota.* Obtenido de investigación de Quinche Bravo y Soto Ludeña , 2012

**4.2.4.2.2 Silicio policristalino.** La célula está compuesta por la unión de diferentes cristales, tiene una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos. En la siguiente figura se muestra un panel solar policristalino:

**Figura 13**

*Panel solar de policristalino*



*Nota.* Obtenido de investigación de Quinche Bravo y Soto Ludeña, 2012



**4.2.4.2.3 Silicio amorfo.** Poseen un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. La potencia que se obtiene es inferior a las células que utilizan silicio monocristalino o policristalino (Quinche Bravo & Soto Ludeña , 2012).

**4.2.4.3 Eficiencia de las principales tecnologías fotovoltaicas.** Las más utilizadas en instalaciones fotovoltaicas son las de silicio monocristalino por ofrecer un mejor rendimiento, en la tabla 2 se indica el rendimiento de los diferentes módulos de acuerdo al material construido.

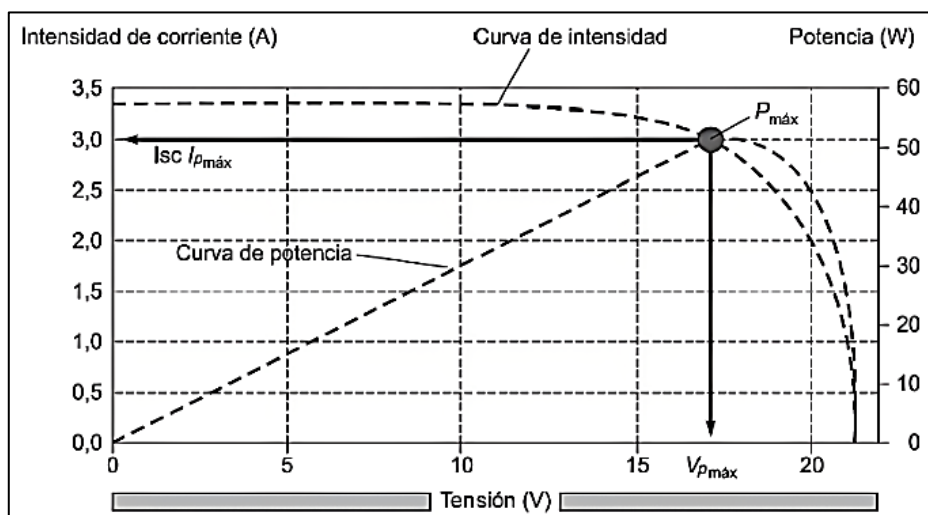
**Tabla 2**  
*Eficiencia de las principales tecnologías fotovoltaicas*

Material	Eficiencia
Monocristalino (Si)	16 a 19 %
Policristalino (Si)	15 a 17 %
Amorfo (Si)	4 a 8 %

*Nota.* Obtenido de investigación de Raúl Germán Cordero, 2020

**4.2.4.4 Parámetros eléctricos.** El funcionamiento de los paneles se representa mediante una curva característica I-V, la cual se muestra en la figura 14, demostrando su comportamiento con los parámetros:

**Figura 14**  
*Características I-V de una célula fotovoltaica*



*Nota.* Obtenido de investigación de Potes Valencia & Proaño Maldonado, 2019

**4.2.4.4.1 Corriente de cortocircuito “ $I_{cc}$  o  $I_{sc}$ ”.** Máxima corriente que se puede obtener de una celda fotovoltaica si se cortocircuitan sus terminales. Su valor depende de la radiación solar y superficie del panel.

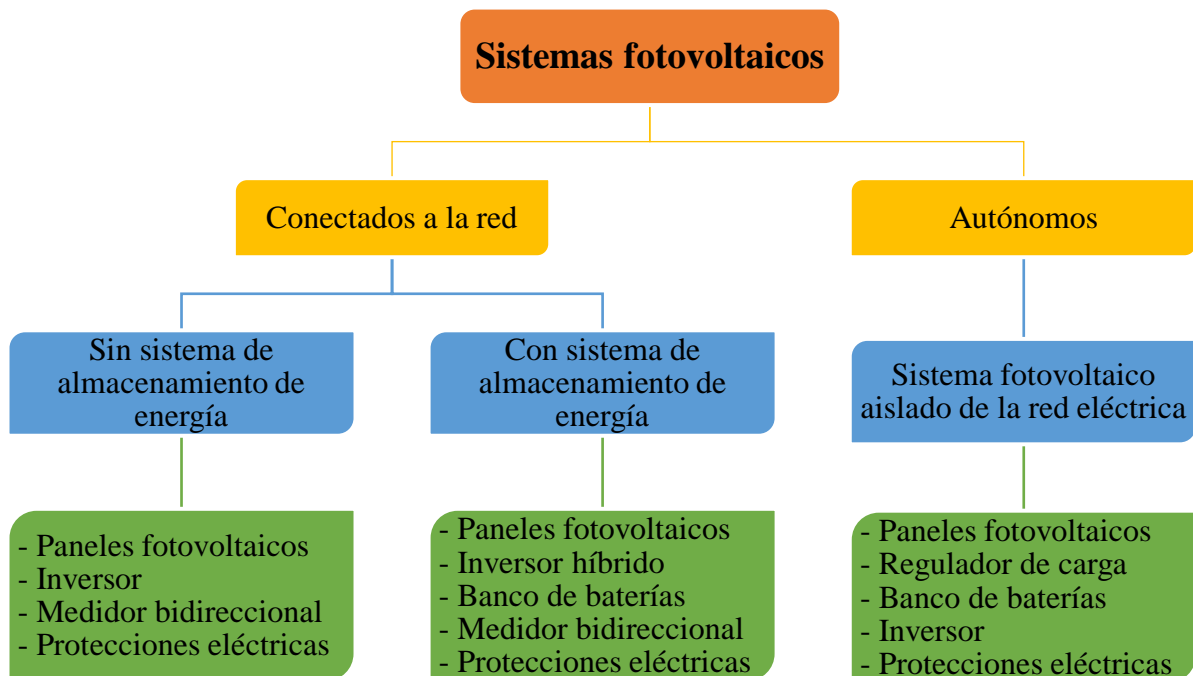
**4.2.4.4.2 Tensión de circuito abierto “ $V_{ca}$  o  $V_{oc}$ ”.** Constituye la máxima tensión que puede generar un panel fotovoltaico si se dejan sus terminales en circuito abierto, esto sucede cuando el módulo generando no está conectado a ninguna carga.

**4.2.4.4.3 Potencia pico “ $P_{máx}$ ”.** Es la máxima potencia que puede suministrar una celda y se define por el punto de la curva I-V en que se consigue un valor máximo, en los puntos restantes de la curva generan valores inferiores.

**4.2.4.4.4 Eficiencia de conversión o rendimiento “ $\eta$ ”.** Se expresa en porcentaje (%), representando la relación entre la potencia que suministra la célula o panel por superficie y la irradiancia estándar (Potes Valencia & Proaño Maldonado , 2019).

**4.2.4.5 Tipos de sistemas fotovoltaicos.** Los sistemas de generación fotovoltaica son un conjunto de componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos que presentan variaciones según sea el caso de diseño, consisten en la transformación de energía solar a energía eléctrica. Existen varias aplicaciones clasificándose en sistemas conectados y no conectados a la red eléctrica. En la figura 15 se muestra un esquema con una idea más explícita sobre los tipos de sistemas fotovoltaicos:

**Figura 15**  
*Tipos de sistemas fotovoltaicos*



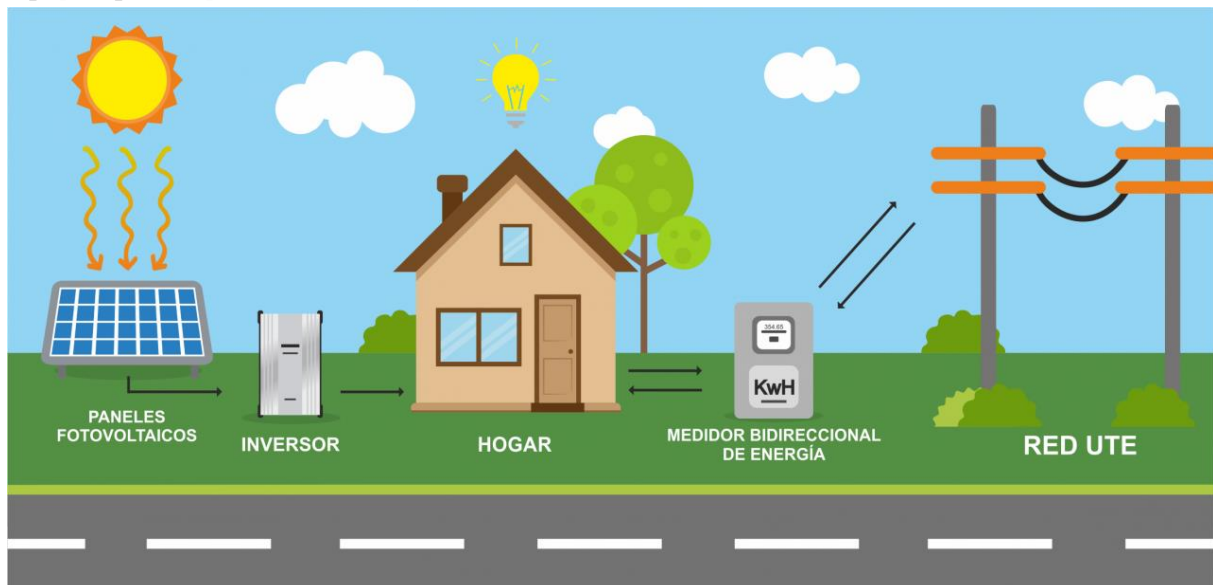
**4.2.4.5.1 Instalaciones conectadas a la red.** Estos sistemas están conectados a la red eléctrica pública de baja tensión, con la finalidad de generar la energía suficiente para un domicilio durante el día y que la energía sobrante sea vendida mediante el medidor bidireccional

para obtener una reducción en la facturación mensual. Durante la noche consume energía de la red ya que el sistema no cuenta con acumuladores de energía.

**4.2.4.5.2 Instalaciones aisladas de la red.** Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo es un sistema independiente a la red eléctrica, el panel fotovoltaico se encarga de proporcionar tensión y corriente para mantener la carga de los acumuladores, siendo estos los que brindan energía a la instalación domiciliaria.

**4.2.4.6 Elementos que componen un sistema fotovoltaico conectado a la red.** Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red están compuestos de varios elementos necesarios para su óptimo funcionamiento y control. Entre ellos están el generador fotovoltaico, el inversor de corriente y equipo diverso para mantener estables los sistemas de seguridad y medición. En la figura 16 se muestran los equipos que componen un sistema fotovoltaico conectado a la red:

**Figura 16**  
*Equipos que componen un sistema fotovoltaico*



*Nota.* Obtenido de mburugua, (<https://www.mburuguay.com.uy/sistemas-conectados-a-red/>)

**4.2.4.6.1 Panel fotovoltaico.** Es el equipo principal para la generación de energía en la instalación solar. Generalmente viene compuesto de 36 células fotovoltaicas conectadas en serie para obtener la tensión suficiente para recargar baterías de 12 V, considerando la caída de tensión. La potencia de salida depende de las características de sus celdas y su curva V-I. Los principales elementos que conforman un panel solar son:

- **Recubrimiento exterior:** Comúnmente son recubiertas de vidrio para facilitar la captación electromagnética.
- **Material encapsulante:** Este nos sirve para proteger las celdas fotovoltaicas, son elaborados a base de siliconas transparentes y de poca degradación.

- **Recubrimiento posterior:** Cierra y ayuda a proteger al panel fotovoltaico, generalmente es construido de colores claros con la finalidad de reflejar la luz que atraviesa al módulo y redireccionar a las celdas solares.
- **Conexiones eléctricas:** Se ubican en la parte posterior del módulo, siendo accesibles y seguras para la conexión con los demás componentes.
- **Marco metálico:** Son generalmente de aluminio o de acero inoxidable, es el elemento externo que compacta a todo el panel en un solo conjunto.

a) **Características eléctricas del panel fotovoltaico.** Estas se rigen a las mismas leyes de una célula solar, sin embargo, cuando se interconectan entre sí las celdas surgen nuevos fenómenos:

- **Mismatch o pérdidas por dispersión:** Se presenta cuando las células son distintas en un módulo fotovoltaico, presentando diversas curvas V-I; esto produce una reducción en la potencia total del panel. Puede ocasionar que, en algún punto de sus curvas, la celda empiece a funcionar como disipador.
- **Puntos calientes:** Este fenómeno ocurre cuando una o varias celdas fotovoltaicas conectadas en serie reciben sombra, y dejan algunas áreas del módulo expuestas directamente a radiación solar. El fenómeno provoca que las células sombreadas no produzcan corriente y se polarizan inversamente, por tanto, las celdas empiezan a comportarse como disipadores de energía de las células que trabajan normalmente. Esta energía es disipada a manera de calor pudiendo ocasionar daños muy severos en las mismas. Para dar solución se colocan diodos bypass para crear caminos alternativos al paso de la corriente y que trabajen como disipadores de potencia. Normalmente se colocan dos diodos por módulo para evitar caídas de tensión que representan pérdidas considerables.

b) **Conexión de varios módulos fotovoltaicos.** Estas conexiones dependen de las características de tensión, corriente y potencia requerida. Las formas de conexión son las siguientes:

- **Serie:** La tensión total de generación es igual a la tensión que genera un módulo multiplicado por el número de paneles.

$$V_{\text{Generador}} = V_{\text{módulo}} * N_{\text{paneles}} \quad \text{ec. (1)}$$

- **Paralelo:** La corriente total de generación es igual a la corriente del módulo multiplicada por el número de paneles.

$$I_{\text{Generador}} = I_{\text{módulo}} * N_{\text{paneles}} \quad \text{ec. (2)}$$

- **Mixta:** Es la combinación de ambos casos anteriores para ajustar a los parámetros eléctricos requeridos o a las necesidades del sistema de diseño.

La potencia total de los módulos conectados se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_{pico\ sistema} = P_{pico\ módulo} * N \quad \text{ec. (3)}$$

Donde:

$P_{pico\ sistema}$  = Es la potencia pico del sistema de interconexión.

$P_{pico\ módulo}$  = Es la potencia pico de un módulo individual.

$N = N_{serie} * N_{paralelo}$  = Es el número total de módulos.

**4.2.4.6.2 Inversor de corriente.** Es un equipo electrónico que sirve para adaptar la forma de corriente producida en el módulo fotovoltaico a la forma requerida por la carga. La corriente que genera los paneles es continua “dc”, mientras que el consumo en una vivienda funciona con corriente alterna “ca”; es por tanto indispensable realizar la inversión de corriente. La tensión de alimentación tiene valores entre 12, 24 o 48 voltios, aunque para requisitos de potencias elevadas se puede recurrir a equipos que requieran una tensión de entrada de hasta los 120 - 240 voltios.

**4.2.4.6.3 Medidor bidireccional.** El medidor bidireccional cuantifica la energía que se inyecta en la red y mide el consumo del usuario en ausencia de radiación solar. El contador se ubica entre el inversor y la red de la empresa distribuidora (Potes Valencia & Proaño Maldonado , 2019).

**4.2.4.6.4 Equipos adicionales.**

a) **Cableado.** En los sistemas de generación fotovoltaica es muy importante elegir secciones y tipos de cable adecuados con el fin de reducir su resistencia óhmica y evitar caídas de tensión. La norma ecuatoriana de construcción "NEC" (2013), establece una codificación de colores para identificar la canalización eléctrica en:

Alimentadores eléctricos:

- Conductor de la fase 1 azul
- Conductor de la fase 2 negro
- Conductor de la fase 3 rojo
- Conductor de neutro blanco
- Conductor de tierra verde

Para instalaciones interiores:

- Conductor de fase azul, negro o rojo

- Conductor de neutro blanco
- Conductor de tierra verde
- Conductor de retorno cualquier otro color

Bayod Rújula en su libro del (2009), menciona que para el dimensionamiento de los conductores se debe tener en cuenta estos criterios importantes:

- **La tensión de aislamiento o tensión asignada (V):** es la tensión máxima del sistema eléctrico al que el cable puede estar conectado, es decir, el máximo valor de tensión que puede soportar un cable sin que su aislamiento pierda sus propiedades dieléctricas.
- **La corriente admisible permanente (A):** es el valor máximo de la corriente que circula permanentemente por un conductor, en condiciones específicas, sin que su temperatura supere la máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Hay que tener presente que los cables y módulos pueden estar expuestos a una temperatura ambiente elevada, por lo tanto, el cable utilizado en los módulos debe tener capacidad de funcionar óptimamente a dicha temperatura, además de tener protección contra radiación UV.
- **La caída de tensión:** la circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Se recomienda que, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de corriente continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA, para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

**b) Protecciones eléctricas.** En todos los sistemas eléctricos es necesario tener protecciones, ya que, al existir una sobrecarga o un cortocircuito estas se encargan de desconectar el sistema para que no se dañen los principales elementos del sistema de generación. Entre las protecciones más comunes tenemos:

- **Diodos:** Son muy necesarios para que los módulos únicamente actúen como captadores de energía.

- **Diodos de paso:** Ya vienen instalados en el módulo por parte del fabricante, con la finalidad de impedir que las celdas actúen como receptores cuando se dan sombras parciales en ellas.
- **Magnetotérmicos:** Es recomendable conectarlos en la salida del acumulador y del inversor por si existe el caso, en el cual se sobrepasa el nivel de potencia máximo de carga, proteja el sistema desconectándolo.
- **Fusibles:** Son muy utilizados en las instalaciones fotovoltaicas porque son muy económicos en comparación con los magnetotérmicos de corriente continua.

Romero y Solano (2020) en su investigación dice que los fusibles se subdividen en clases de servicios. La primera letra indica la clase de funcionamiento y la segunda, el objeto a proteger. En la siguiente tabla se detalla la descripción de cada letra.

**Tabla 3**  
*Tipos de fusibles*

Dg	Nombre	Descripción
<b>Primera letra</b>		
a	Fusibles de uso parcial	Fusibles que como mínimo, pueden conducir en forma permanente corrientes de hasta la intensidad asignada indicada, y, además, están en condiciones de interrumpir corrientes de desconexión.
g	Fusibles de uso general	Fusible que pueden conducir en forma permanente corrientes de, como mínimo, la intensidad asignada indicada y, además, están en condiciones de interrumpir las corrientes de más pequeñas hasta llegar a su intensidad asignada de la corriente de desconexión.
<b>Segunda letra</b>		
D	Protección de motores	Fusibles empleados para la protección de motores (según UL 248 - Norte América).
G	Protección de cables y conductores	Fusibles empleados para la protección de cables y conductores (uso general).
M	Protección para aparatos de maniobra	Protección para aparatos de maniobra/motores (para protección de circuitos de motores).
N	Protección de cables y conductores	Fusibles empleados para la protección de cables y conductores (según UL 248 – Norte América).
PV	Protección de equipos fotovoltaicos	Fusibles empleados para la protección de equipos fotovoltaicos.
R, S	Protección de semiconductores	Fusibles empleados para la protección de semiconductores.
Tr	Protección de transformadores	Fusibles empleados para la protección de transformadores.
L	Protección de cables y conductores	Fusibles empleados para la protección de cables y conductores (según DIN VDE).

*Nota.* Obtenido de investigación de Romero Márquez y Solano Jiménez, 2020

- **Interruptor diferencial:** Es un elemento eléctrico cuyo propósito es proteger las vidas humanas al contacto accidental, directo o indirecto provocados por el contacto con las partes activas de la instalación.
- **Relé de voltaje y frecuencia:** Este componente es un interruptor de interconexión para desconexión – conexión en caso de variación de la frecuencia y voltaje de la red según los siguientes límites: +/- 5 % frecuencia nominal y +/- 10 % voltaje nominal; respectivamente, junto con un relé de enclavamiento.
- **Protector de sobretensiones (SPD):** Las sobretensiones transitorias son causadas por descargas atmosféricas directas o indirectas, que alcanzan altos voltios y su duración es instantánea, estos ocasionan la destrucción de los equipos eléctricos y electrónicos. Se utilizará un SPD de corriente continua CC y en el mercado existen de varios polos (1P, 2P, 3P, 4P+N).

**4.2.4.7 Análisis de factores de sombras.** Según Romero Márquez y Solano Jiménez (2020), expresan que el sombreado es el principal problema que afronta los sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos, ya que, si bien disminuyen considerablemente su eficiencia, puede presentar inconvenientes, como puntos calientes, que es en donde se ocasiona la degradación. Por esto es necesario realizar un análisis a los factores que generan sombras, destacando los posibles obstáculos que puedan generar sombreado en los paneles. Este fenómeno natural es variable respecto a la posición del sol.

**4.2.4.8 Puesta a tierra.** La puesta a tierra es la unión eléctrica directa, sin protecciones de una parte del circuito eléctrico, mediante una toma de tierra con un electrodo. Tiene como objetivo limitar la tensión que pueda presentarse en un momento dado las masas metálicas, asegurando la actuación de las protecciones y disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. Todos los elementos metálicos relacionados con la instalación del sistema fotovoltaico, tanto de la sección de corriente continua, como de la de corriente alterna, deberán estar conectadas a un único sistema de puesta a tierra; el cual, deberá ser independiente de la empresa de distribución.

Consideraciones para la instalación:

- El sistema de generación fotovoltaico debe contar con dispositivos de seccionamiento manual para una circunstancia inusual o para dar mantenimiento.
- Debe disponer de una conexión a tierra de todos los equipos.



- El electrodo de tierra debe ser una varilla de acero recubierto de cobre de 1.8 m de longitud y con un diámetro de 16 mm (5/8 pulgadas), enterrada verticalmente en su totalidad. La abrazadera de conexión al electrodo de tierra deberá ser resistente a la corrosión, de preferencia de cobre o bronce.
- La resistividad de la tierra debe ser menor a 20 ohms.
- El conductor del circuito de la puesta a tierra de los equipos, podrá ser de cobre desnudo o aislado y el calibre debe ser dimensionado de acuerdo a las características eléctricas de la instalación.
- Los sistemas deben incluir una protección contra descargas o sobre voltajes directos o inducidos, tanto en la parte de CC como en la de CA.
- La conexión a tierra de la parte continua del sistema se hará de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes de los equipos instalados, debiendo prevalecer siempre la condición de seguridad de las personas.

**4.2.4.9 Precio de la energía distribuida por empresa eléctrica.** La empresa eléctrica considera dos tipos de tarifas, dependientes de las características del consumidor: residencial y general; y a partir de las características del punto de entrega, se establecen tres niveles de voltaje: baja, media y alta tensión. En el caso de la vivienda donde se aplicará el proyecto, pertenece a la categoría de consumidor residencial con nivel de baja tensión. Según la Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico (2021), el precio promedio del kilovatio hora en la actualidad es 0,09217 USD/kWh.

#### **4.2.5 Energía solar térmica**

La energía solar térmica se aprovecha de la radiación solar para calentar un fluido, puede ser aire o agua. El principio de su funcionamiento es el aprovechamiento de la energía solar, mediante un conjunto de captadores y un sistema de almacenamiento el cual abastece cuando el usuario lo necesite. Cualquier material que recibe la radiación solar absorbe una parte de esa radiación y refleja el resto. Los materiales que absorben mayor cantidad de radiación solar, son los que se calientan en mayor grado siendo estos de color oscuro o negro y los que absorben menos radiación solar, son los que se calientan en menor medida siendo estos de color claro o blanco. Las instalaciones de energía solar térmica tienen los captadores solares con superficies de color oscuro para absorber la mayor cantidad de energía.

**4.2.5.1 Sistemas de energía solar térmico.** Mogrovejo y Sarmiento (2011), dicen que los sistemas termo solares son muy utilizados para la producción de agua caliente sanitaria, al principio fueron instalaciones diseñadas de forma artesanal, pero al darse cuenta del aprovechamiento del sol y del ahorro energético, estos sistemas han venido evolucionando. Para la implementación de un sistema termo solar, se tiene que realizar una inversión elevada, para obtener una vida útil del producto superior a los 20 a 25 años. La cantidad de energía solar aprovechable depende de factores como diseño, localización, control, agentes atmosféricos y calidad de los materiales dentro de la instalación. El diseño de un sistema termo solar debe ser lo más sencillo posible para reducir costos, cumpliendo criterios para cubrir la demanda deseada.

En un sistema básico solar térmico, se tienen los siguientes sistemas y circuitos:

**4.2.5.1.1 Sistema de captación.** Está constituido por captadores solares conectados entre sí, cuya función es transformar la radiación solar incidente en energía térmica aumentando la temperatura de un fluido.

**4.2.5.1.2 Sistema de acumulación.** Es donde se almacena el fluido caliente para su utilización cuando el usuario lo requiera. La dimensión de los depósitos de almacenamiento debe ser proporcional al consumo estimado y debe cubrir la demanda para uno o dos días.

**4.2.5.1.3 Sistema de intercambio.** Es el encargado de transferir el calor del fluido del colector al agua de consumo.

**4.2.5.1.4 Sistema hidráulico.** Conduce el fluido “agua caliente” al lugar que el usuario lo requiera, está constituido por tuberías, válvulas, bombas.

**4.2.5.1.5 Sistema de regulación y control.** Es el encargado de mantener el correcto funcionamiento del sistema termo solar.

**4.2.5.1.6 Sistema auxiliar o de apoyo.** Es el encargado de obtener la temperatura deseada por el usuario.

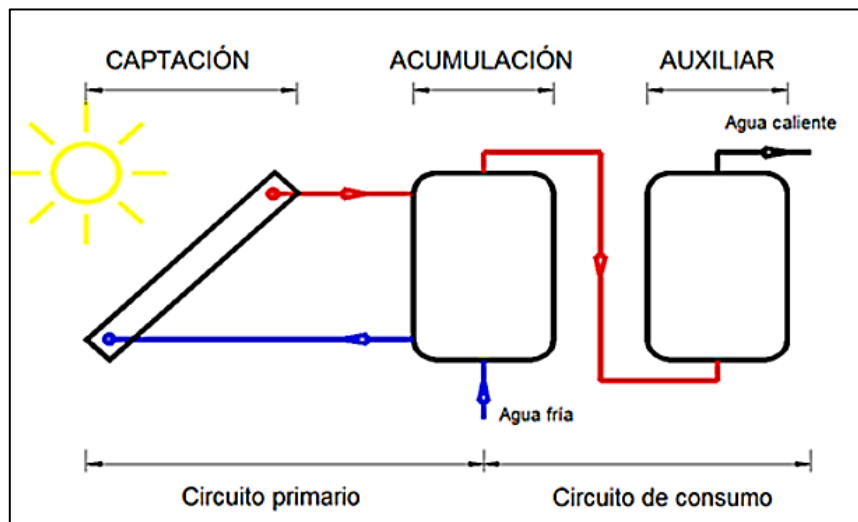
**4.2.5.1.7 Circuito primario.** Permite la circulación de un fluido a través de los colectores donde recogen la energía térmica y la transportan hasta el intercambiador o acumulador.

**4.2.5.1.8 Circuito de consumo.** Es el encargado de transportar el agua caliente para ser consumida por el usuario.

En la siguiente figura se observa un esquema básico del sistema solar térmico:

**Figura 17**

*Esquema básico del sistema solar térmico*



*Nota.* Obtenido de investigación de Martínez Escribano, Noceto, y Suárez, 2013

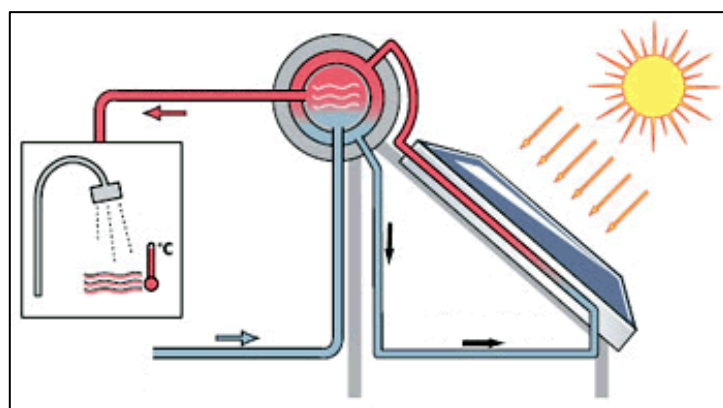
**4.2.5.2 Clasificación de las instalaciones solares térmicas.** Según Porras Prieto y Ruiz Mazarrón (2015), los sistemas de agua caliente sanitaria se pueden agrupar en dos categorías como son: sistemas de circulación pasiva y sistemas de circulación activa.

**4.2.5.2.1 Sistemas pasivos.** Estos sistemas dependen de la convección para que circule el agua, dentro del sistema. Existen dos categorías principales, los sistemas de termosifón y los sistemas con almacenamiento de captador integrado.

**a) Instalaciones por termosifón.** Este tipo de instalaciones están compuestas por tanque de almacenamiento, colector y tuberías, donde el acumulador se ubica encima del colector. Su funcionamiento es esencialmente por el cambio de la densidad que presenta el fluido, debido al aumento de temperatura, el fluido que se calienta se vuelve menos denso y se expande, circulando desde el colector hacia el tanque de almacenamiento y el agua más fría se ubica en la parte inferior del mismo. Se observa de mejor manera en la siguiente figura:

**Figura 18**

*Esquema de instalación por termosifón*

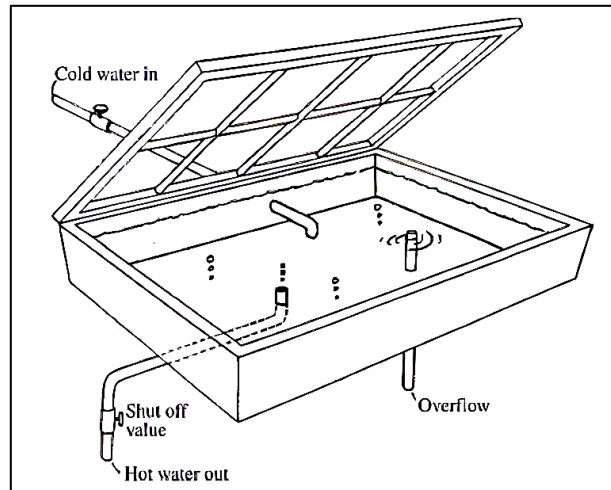


*Nota.* Obtenido de Son Picotnell Renovables, 2021

**b) Instalación con colector y depósito integrado.** En este sistema, el depósito y el colector forman un conjunto como se muestra en la figura 19. El principio del funcionamiento de este tipo de instalación se basa en el aprovechamiento del efecto invernadero. Básicamente es una placa metálica (acero, cobre o aluminio), pintada de color negro mate para absorber al máximo la radiación solar que incide sobre la cubierta de vidrio, que absorbe una parte de ella, refleja otra y deja pasar el resto.

**Figura 19**

*Sistema con captador y depósito integrado*



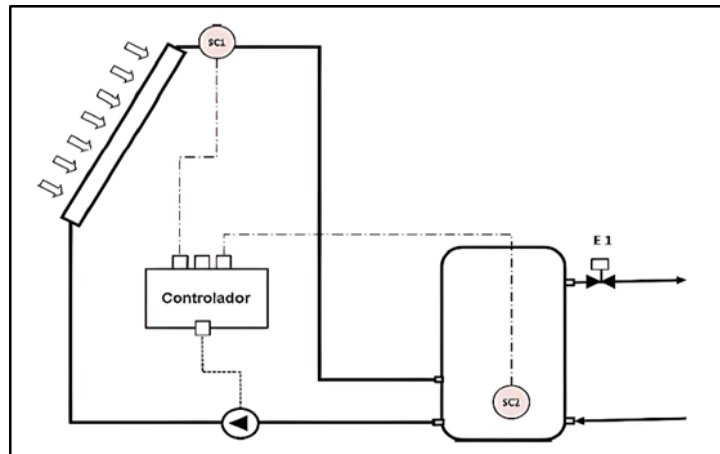
*Nota.* Obtenido de investigación de Porras Prieto y Ruiz Mazarrón, 2015

**4.2.5.2.2 Sistemas activos.** Estos sistemas dependen de una o más bombas para circular el fluido caliente desde el colector hasta el tanque de almacenamiento. Los colectores pueden estar ubicados por encima o debajo del depósito de almacenamiento y no es necesario que esté cerca del mismo. Existen dos tipos de instalaciones estas son:

**a) Instalación con sistema directo.** En este tipo de instalaciones el agua circula directamente entre el tanque de almacenamiento y el colector. Tienen un funcionamiento simple, son muy sensibles a las condiciones de congelación, proporcionando agua caliente a temperaturas entre 50 – 60 °C. Se suelen ocupar en regiones con mucho sol y donde no existan variaciones climáticas. En la figura 20 se observa un esquema de sistema activo directo con controlador y sondas.

**Figura 20**

*Esquema de sistema activo directo con controlador y sondas.*

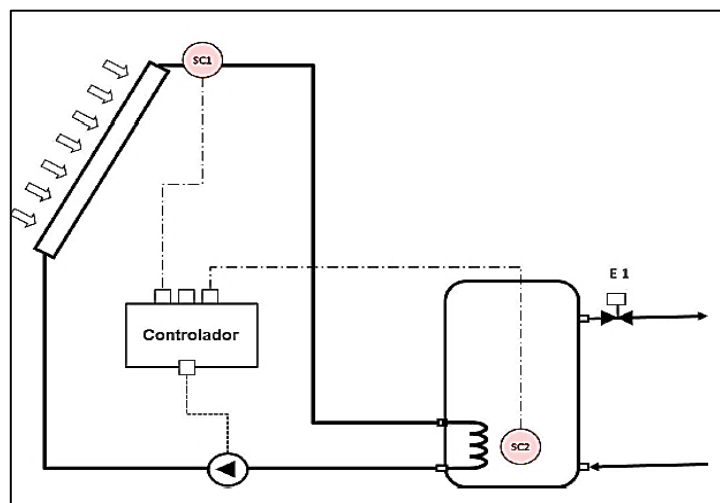


*Nota.* Obtenido de investigación de Porras Prieto y Ruiz Mazarrón, 2015

**b) Instalación con circuito indirecto.** Normalmente en estos sistemas se hace circular un fluido, que puede ser agua más anticongelante o agua destilada, donde se emplea un intercambiador de calor para transferir la energía térmica absorbida del colector al tanque de almacenamiento de agua. El intercambiador de calor puede estar ubicado dentro o fuera del tanque de almacenamiento. Es un sistema con mejor comportamiento que el directo, ya que es menos sensible a las variaciones climáticas, suele ser más ocupado en las regiones que poseen menos horas de sol al día con temperaturas de ambiente bajas. En la siguiente figura se muestra un esquema de sistema activo indirecto con controlador y sondas.

**Figura 21**

*Esquema de sistema activo indirecto con controlador y sondas.*



*Nota.* Obtenido de investigación de Porras Prieto y Ruiz Mazarrón, 2015

**4.2.5.3 Sistemas de Captación.** El captador o colector solar es el principal componente del sistema de captación y el elemento más representativo de las instalaciones solares térmicas. Además de producir el calor de manera eficiente, el colector debe estar diseñado para soportar la continua exposición a condiciones exteriores (lluvia, granizo, polvo) y para resistir las temperaturas extremas, tanto altas como bajas, a las que va a estar sometido.

**4.2.5.3.1 Clasificación de sistemas de captación.** Los sistemas que se aprovechan de la energía solar para transformarla en energía térmica se dividen en tres grupos:

a) **Sistemas de baja temperatura.** El calentamiento del agua se produce hasta un límite inferior de su punto de ebullición (100 °C). La mayoría de estos sistemas se utilizan para la producción de agua caliente sanitaria y en climatización.

b) **Sistemas de media temperatura.** Generan temperaturas entre 100 - 300 °C y son utilizados muy comúnmente para las calefacciones, proporcionar calor en procesos industriales, suministro de vapor, entre otros.

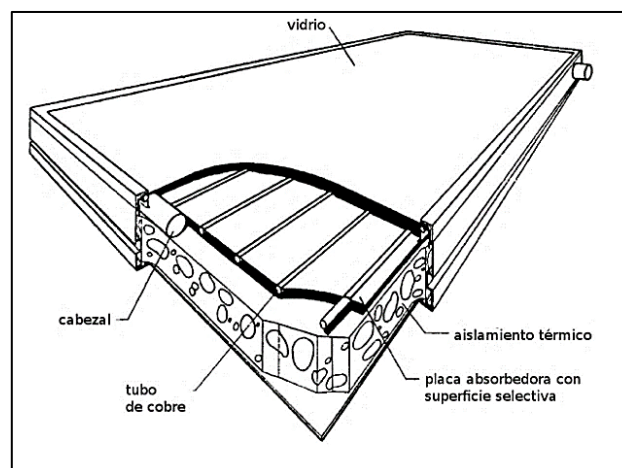
c) **Sistemas a alta temperatura.** Estos generan temperaturas superiores a 300 o 400°C y se los utiliza para producir vapor o para la generación de energía eléctrica.

**4.2.5.3.2 Tipos de colectores.** En este trabajo se va hacer uso de los colectores estacionarios, existen tres tipos de colectores:

a) **Colectores de placa plana.** Su funcionamiento en general es evidente a partir de la figura 22, una parte de la irradiación solar transmitida por la cubierta transparente es absorbida por la placa y una parte de este calor es transferido al fluido de trabajo, normalmente agua. El aislamiento posterior busca minimizar las pérdidas térmicas al ambiente, pero aún en condiciones ideales hay pérdidas térmicas por radiación al entorno. La importancia de estas pérdidas aumenta con la temperatura de operación del colector.

**Figura 22**

*Componentes de un colector de placa plana.*



*Nota.* Obtenido de investigación de Martínez Escribano, Noceto, y Suárez, 2013

**b) Colector solar de concentración parabólica.** Según Peña Solano y Montaña Peralta (2018), dicen que si se quiere alcanzar mayores temperaturas se debe concentrar la radiación solar, para lo cual se utilizan procedimientos ópticos con dispositivos de lentes, los cuales tienen un coste muy elevado. Fundamentalmente, el colector solar de concentración no es más que un espejo cilindro-parabólico que refleja toda la radiación solar recibida sobre un tubo de vidrio situado a lo largo de la línea focal del espejo. En el interior de dicho tubo se localiza una superficie absorbente que está en contacto con el fluido caloportador. Esta disposición del absorbedor y el fluido caloportador tiene como misión reducir las pérdidas por convección.

**c) Colector de tubos al vacío.** Según Juan Martínez, Pablo Noceto y Rodrigo Suárez (2013), dicen que son colectores planos y muy herméticos a los que se les hace el vacío interior. Disponen de unos soportes internos que impiden que la cubierta y la carcasa se quiebren hacia dentro al hacer el vacío. Estos colectores de tubos al vacío están compuestos por un conjunto de tubos, conectados en un distribuidor, cada uno de los cuales está formado por uno o más tubos por donde circula el fluido a calentar y un tubo de vidrio como cubierta y envolvente exterior.

## 5. Metodología

### 5.1 Área de estudio

El área de estudio corresponde a la vivienda que pertenece a la familia Pacheco Loaiza, esta se encuentra ubicada en la Provincia de El Oro, en la ciudad de Zaruma, como se muestra en la figura 23.

**Figura 23**  
*Vivienda unifamiliar*



### 5.2 Materiales y métodos

#### 5.2.1 *Materiales*

Entre los principales materiales necesarios para la ejecución de este proyecto son los siguientes:

- Recurso Humanos:
  - Tutor de proyecto de tesis
  - Asesor de proyecto
  - Autor de proyecto
- Recursos bibliográficos:
  - Libros
  - Artículos de investigación



- Tesis
- Páginas Web
- Recursos informáticos:
  - Computadora
- Software de Ingeniería:
  - AutoCAD.
  - Google Earth Pro.
  - Paquete de Microsoft® Office 2019.
  - SketchUp Pro 2021
  - PVsyst 7.1

### **5.2.2 Métodos**

Para el presente proyecto se empleó los siguientes métodos de la investigación: el método de observación, permitió obtener datos específicos de la zona de estudio; seguidamente se procedió con el método inductivo en el que se parte de la observación particular para poder generar una conclusión general del diseño del sistema fotovoltaico. El método deductivo se lo utilizó para poder explicar la realidad del diseño partiendo de leyes, reglamentos y teorías generales hacia el caso particular que se está indagando. Así mismo se usó el método histórico para la recopilación de información de datos de la vivienda, en cuanto al consumo de energía eléctrica durante un año. El método explicativo permite evaluar, determinar las capacidades y desempeño del sistema fotovoltaico, esto en función de la demanda eléctrica de la vivienda y de la energía producida, para posteriormente realizar un estudio económico.

Por último, se empleó los métodos sintético y analítico: el primero permitió integrar los componentes dispersos en el estudio del sistema fotovoltaico para sí poderlos estudiar en su totalidad, en cambio el segundo se utilizó para descomponer aquel objeto de estudio, en donde posteriormente se separó cada parte y se estudió en forma individual.

### **5.2.3 Técnicas**

Para la recopilación de datos se empleó la técnica documental, que permitió realizar la recolección y análisis de documentos relacionados con el diseño del sistema fotovoltaico. La técnica de campo consiste en todos los mecanismos que facilitaron la compilación de datos, para analizar y transmitir a la investigación, como lo son la recopilación de medidas, dimensiones y verificación de equipos electrónicos de la vivienda.

### 5.3 Metodología para el diseño de un sistema fotovoltaico

#### 5.3.1 Condiciones del proyecto

En esta sección se debe establecer todos los parámetros necesarios en los que se va a realizar este proyecto, como detallar la ubicación y descripción de la vivienda.

**5.3.1.1 Datos meteorológicos.** Son necesarios para los diseños de un sistema de generación fotovoltaica y de un sistema termo solar. Estos datos se obtendrán mediante el software PVsyst 7.1, el cual permite obtener información meteorológica completa del sitio donde se hará los diseños. Este programa de computador es muy útil como base de datos meteorológicos, gracias a las mediciones realizadas por estaciones meteorológicas en todo el mundo. Los datos a encontrar son irradiación y temperatura ambiente de la localidad.

#### 5.3.2 Demanda eléctrica

Para determinar la demanda eléctrica de la vivienda existen 3 metodologías, la primera consiste en obtener el promedio mensual del consumo energético mediante la facturación dada por la empresa eléctrica distribuidora, la segunda radica en encontrar el mayor consumo eléctrico mensual y en la tercera se debe realizar un levantamiento energético de todas las cargas existentes dentro de la vivienda. Estas metodologías llegan a un punto en común, que es encontrar la demanda energética diaria que necesita el domicilio para su funcionamiento.

**5.3.2.1 Consumo eléctrico promedio mensual.** En las zonas residencial, comercial o industrial, existen demandas energéticas las cuales son abastecidas por la empresa eléctrica dotando la energía necesaria, mensualmente se genera una planilla en la cual consta la cantidad de energía eléctrica consumida. El consumo de una vivienda varía mensualmente debido al libre uso de las cargas, por ello se deberá realizar un levantamiento de datos del consumo energético mes a mes, con la finalidad de obtener un nivel idóneo de energía eléctrica, es decir, un promedio de generación que el sistema fotovoltaico pueda satisfacer.

Para obtener el promedio de consumo eléctrico se utilizará la siguiente ecuación:

$$E_{pcm} = \frac{E_{ene} + E_{feb} + E_{mar} + E_{abr} + \dots + E_{dic}}{12 \text{ meses}} \quad \text{ec. (4)}$$

Donde:

$E_{pcm}$  = Energía promedio de consumo mensual [kWh/mes]

$E_{ene} + E_{feb} + E_{mar} + E_{abr} + \dots + E_{dic}$  = Sumatoria del consumo de energía mensual

Para obtener la energía diaria en [kWh/día] que debe generar el sistema fotovoltaico, se lo encuentra con la siguiente ecuación:

$$E_{Gen} = \frac{E_{pcm} \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}}{30 \frac{\text{día}}{\text{mes}}} \quad \text{ec. (5)}$$

Donde:

$E_{Gen}$  = Energía diaria que se deberá generar [kWh/día]

**5.3.2.2 Mes de mayor consumo eléctrico.** Este método consiste en realizar un levantamiento de los datos de consumo eléctrico descrito en las planillas de energía eléctrica comercializada por la empresa distribuidora, donde se seleccionará el mes de mayor consumo para realizar el dimensionamiento del sistema. La energía que debe generar el sistema fotovoltaico [kWh/día], se la determina con la siguiente ecuación con la finalidad de satisfacer la demanda eléctrica de la vivienda.

$$E_{Gen} = \frac{E_{mc} \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}}{N_d} \quad \text{ec. (6)}$$

Donde:

$E_{mc}$  = Energía eléctrica en el mes de mayor consumo [kWh/mes]

$N_d$  = Número de días del mes de mayor consumo.

**5.3.2.3 Levantamiento de cargas empleadas.** Esta metodología está enfocada en las cargas existentes dentro de una vivienda, el cual consiste en realizar un levantamiento de todos los consumos existentes dentro del entorno, asumiendo horas de funcionamiento de cada carga, factores de simultaneidad, entre otros factores. Se propone el siguiente formato para su determinación:

**Tabla 4**

*Formato para el cuadro de cargas*

Equipos	Potencia [W]	Cant.	F. Sim.	Potencia De Consumo	Horas	Energía Consumida
A						
B						
C						
<b>Total</b>						

Donde:

Cant. = Cantidad del mismo equipo.

F.Sim. = Factor de simultaneidad

Horas = Número de horas de funcionamiento [h]

La potencia consumida de cada equipo será:

$$P_{cons} = P * N * F_{sim} \quad \text{ec. (7)}$$

Donde:

P = Potencia consumida por cada elemento. [W]

N = Cantidad de elementos.

F<sub>sim</sub> = Factor de simultaneidad.

La energía diaria total en [Wh/día] será:

$$E_{con} = P_{cons} * N_h \quad \text{ec. (8)}$$

Donde:

N<sub>h</sub> = Número de horas de funcionamiento

### 5.3.3 *Parámetros de dimensionamiento*

Se establecerán algunos parámetros a considerar, estos factores serán fundamentales para el correcto dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

**5.3.3.1 Área de emplazamiento del sistema fotovoltaico.** Se deberá elegir un lugar adecuado para aprovechar la radiación solar disponible, es importante que sea una zona libre de sombras, con un área considerable para el emplazamiento de los paneles fotovoltaicos, de fácil acceso para su mantenimiento.

**5.3.3.2 Análisis de factores de sombras.** Este fenómeno natural es variable respecto a la posición del sol. Se recomienda utilizar el software SketchUp Pro 2021 debido a que es un programa de fácil acceso para realizar este análisis.

### 5.3.4 *Dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaico*

Para un diseño en la zona residencial o comercial, se puede optar por un dimensionamiento a partir del promedio mensual o el mes de mayor consumo, ya que este sistema estará conectado en paralelo con la red pública en baja tensión. Se deberá tener en cuenta que en estos entornos no existan cargas de alta demanda energética. Por otro lado, a nivel industrial se deberá realizar un levantamiento de todas las cargas, empleando factores de simultaneidad, horas equivalentes de funcionamiento y un porcentaje de seguridad.

**5.3.4.1 Orientación e inclinación.** Mogrovejo y Sarmiento (2011), menciona que la orientación de los sistemas fotovoltaicos, se ubican según la zona, es decir que en el hemisferio norte los módulos se deben colocar con dirección al sur y en el hemisferio sur los módulos se deben colocar con dirección al norte. En cualquier caso, es recomendable que la inclinación no se encuentre por debajo de 15° para permitir que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia.

Vera Bermeo y Coronel Villavicencio (2021), en su investigación detallan que el ángulo óptimo de inclinación del generador fotovoltaico se puede relacionar con la latitud de un determinado lugar, mediante la siguiente ecuación, donde ambos ángulos se expresan en grados y  $\phi$  es la latitud del lugar:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\phi| \quad \text{ec. (9)}$$

Donde:

$\beta_{opt}$  = Inclinación óptima

$\phi$  = Latitud

**5.3.4.2 Hora solar pico.** Para determinar las horas de sol pico “HSP”, es necesario calcular la irradiación promedio mensual en función de un factor de corrección debido al ángulo de inclinación y a ubicación geográfica (Romero Márquez & Solano Jiménez, 2020).

$$R_c = k * R_d \quad \text{ec. (10)}$$

Donde:

$R_c$  = Irradiación promedio mensual corregida [kWh/m<sup>2</sup>/día]

$R_d$  = Irradiación promedio mensual [kWh/m<sup>2</sup>/día]

$k$  = Factor de corrección en función de ángulo de inclinación y latitud geográfica, ver anexo 4.

$$HSP = \frac{R_c}{1kW/m^2/día} \quad \text{ec. (11)}$$

**5.3.4.3 Pérdidas.** Cuando la inclinación del panel aumenta, se produce una pérdida angular al subir el nivel de panel fotovoltaico, para calcularla se aplica la siguiente ecuación:

$$Pérdidas(\%) = 100 \cdot [1,2 * 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{ec. (12)}$$

; para  $\leq 15\%$

**5.3.4.4 Relación de consumos / Radiación.** Bayod Rújula (2009), propone utilizar el “método del mes peor” porque hace que el dimensionamiento sea más sencillo e intuitivo, realiza un balance de energía eléctrica entre la oferta (energía solar) y la demanda (energía requerida para el funcionamiento de la vivienda tipo). Este método supone que no habrá problemas en el suministro durante el resto del año, si la instalación es capaz de asegurar el suministro en el periodo en el cual la relación de la radiación disponible y el consumo de energía es más crítica.

La relación de consumos/radiación disponible se calcula con la siguiente ecuación:

$$\frac{C}{R_{máx}} = \frac{C_t}{R_d} \quad \text{ec. (13)}$$

Donde:

$C/R$  = Relación de consumos / Radiación

$C_t$  = Consumo total de la instalación [Wh/día]

$R_d$  = Radiación disponible [kWh/m<sup>2</sup>/día]

**5.3.4.5 Determinación del número de paneles fotovoltaicos.** Para determinar el número de paneles “ $N_p$ ”, primero se debe elegir el tipo de panel con el cual se pretende realizar el diseño de generación fotovoltaica. En la ficha técnica del mismo se dan los parámetros necesarios para realizar un correcto dimensionamiento fotovoltaico. Se realizará el cálculo con la siguiente ecuación, con la finalidad de determinar el número de paneles necesarios para cubrir la demanda eléctrica mínima de la vivienda.

$$N_p = \frac{1,2 * C/R_{m\acute{a}x}}{P_p} \quad \text{ec. (14)}$$

Donde:

$N_p$  = Número de paneles

$C/R_{m\acute{a}x}$  = Relación de consumo / Radiación

$P_p$  = Potencia de panel seleccionado

La constante 1,2 de la ecuación, se utiliza con la finalidad de compensar posibles pérdidas debido a errores en la orientación, limpieza de los paneles, sombreado, entre otros.

**5.3.4.6 Selección del inversor.** Un factor fundamental para su elección es su potencia nominal, entendida como la potencia que es capaz de suministrar el inversor de forma continua, también se debe tener en cuenta las condiciones extremas del funcionamiento en invierno y en verano; la tensión de la configuración de los paneles en el generador fotovoltaico depende directamente de la temperatura de funcionamiento. El rendimiento de este equipo es un aspecto que se debe tomar mucho en cuenta, debido a que si su eficiencia es muy pobre se produce elevadas cantidades de energía desperdiciada en forma de calor. El inversor de corriente se conecta en los bornes de salida del regulador.

### **5.3.5 Cálculo del sistema fotovoltaico.**

Para diseñar el sistema fotovoltaico, se debe realizar una configuración de paneles en serie con ramas que no generen una tensión elevada, con la finalidad de encontrar un inversor disponible en el mercado, el cual debe tener un rango de tensión de entrada superior al generado, porque de lo contrario este no soporta y terminará afectado o dañado.

**5.3.5.1 Cantidad máxima de módulos en serie.** Bayod Rújula en su libro del (2009), dice que el valor límite se determina en invierno, con la mínima temperatura registrada en el emplazamiento. Según los autores Angamarca, Carabajo y Chima (2021), en su reporte estadístico de datos a 3 estaciones meteorológicas del Ecuador, el cantón Zaruma ha registrado una temperatura mínima de 13,4 °C. La máxima tensión que puede presentarse en el funcionamiento del generador fotovoltaico, es la obtenida al hacer funcionar el sistema en circuito abierto (sin cargas) a bajas temperaturas, como en un día soleado de invierno. Dicha máxima tensión de salida del generador fotovoltaico debe ser menor que la máxima tensión de entrada DC del inversor, pues con esta medida se protege el funcionamiento de este equipo. Teniendo en cuenta este aspecto, se puede determinar la cantidad máxima de módulos en serie a conectarse  $N_{s\text{máx}}$ , como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión de circuito abierto del módulo a la menor temperatura ambiente del emplazamiento 13 °C, así:

$$N_{s\text{máx}} = \frac{U_{\text{máx(inversor)}}}{U_{\text{ca(módulo a } 13^{\circ}\text{C)}}} \quad \text{ec. (15)}$$

En las hojas técnicas de los fabricantes de paneles se indica siempre la tensión en circuito abierto del módulo en condiciones STC y se encuentra también la información sobre la variación de tensión con la temperatura (coeficiente  $\beta$ ) en porcentaje por cada aumento de grado centígrado respecto a 25 °C (%/°C), o en milivoltios por cada aumento de grado centígrado, mV/°C. Esta variación de tensión aparecerá siempre con signo negativo, puesto que por cada aumento de temperatura de la célula se produce una disminución en la tensión de circuito abierto. De lo anterior se puede concluir que la tensión de circuito abierto a la temperatura de 13 °C. se puede calcular a partir del valor de las condiciones de prueba estándar “STC” [ $U_{\text{ca(STC)}}$ ] de la siguiente forma:

$$U_{\text{ca(módulo a } 13^{\circ}\text{C)}} = \left[ 1 + \frac{(T_{\text{min}} - 25^{\circ}\text{C}) * \beta}{100} \right] * U_{\text{ca(STC)}} \quad \text{ec. (16)}$$

**5.3.5.2 Cantidad mínima de módulos en serie.** Según los autores Angamarca, Carabajo y Chima (2021), en su reporte estadístico de datos a 3 estaciones meteorológicas del Ecuador, el cantón Zaruma ha registrado una temperatura máxima de 27°C. Con este valor es posible determinar la cantidad mínima de módulos en serie. Debido a las altas temperaturas alcanzadas en un día de verano con alta radiación solar, un módulo fotovoltaico registra una tensión inferior a la obtenida bajo condiciones de prueba estándar. Cuando la tensión de trabajo del sistema disminuya por debajo de la mínima tensión de seguimiento del punto de máxima potencia MPP del inversor, éste no alcanzará a inyectar la máxima cantidad posible de potencia, o incluso, se llegue a apagar en el peor de los casos. Por esta razón, se debe dimensionar de manera que la mínima cantidad de módulos conectados en serie en una cadena, sea determinada por el cociente entre la tensión mínima de entrada del inversor en el punto de máxima potencia (PMP) y la tensión generada por el módulo en el punto de máxima potencia a la temperatura de operación más desfavorable (Bayod Rújula, 2009).

Con la siguiente ecuación se determina el valor mínimo de la cantidad de módulos fotovoltaicos en serie:

$$N_{s\text{ mín}} = \frac{U_{\text{mín PMP inversor}}}{U_{\text{MPP(módulo a 27°C)}}} \quad \text{ec. (17)}$$

De forma análoga a lo mostrado antes, se puede determinar el valor de la tensión a la temperatura de la célula “ecuación 18”, esta es la temperatura más alta de operación a partir del dato de la variación de tensión con la temperatura,  $\beta$  y del valor de tensión en el punto MPP bajo las condiciones de prueba estándar “STC” a través de la siguiente ecuación 19:

$$T_c = T_m + 1,25 * (TONC - 20) \quad \text{ec. (18)}$$

$$U_{\text{PMP}(T_c)} = [1 + (T_c - 25^\circ\text{C}) * \frac{\beta}{100}] * U_{\text{MPP}(STC)} \quad \text{ec. (19)}$$

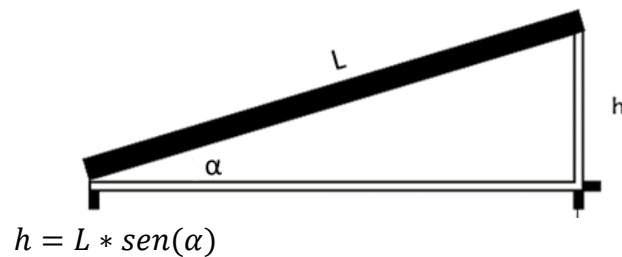
**5.3.5.3 Determinación de la cantidad de módulos en paralelo.** También se debe verificar que la máxima cantidad de corriente entregada por el generador fotovoltaico no sobrepase la máxima corriente de entrada del inversor. La cantidad paneles en paralelo está determinada por el cociente entre la cantidad máxima permitida de corriente DC de entrada del inversor y la corriente máxima del módulo, así lo expresa (Bayod Rújula, 2009). Para calcular el número de ramas en paralelo utilizamos la ecuación:

$$Np_{\text{máx}} \leq \frac{I_{\text{máx (inversor)}}}{I_{\text{sc módulo}}} \quad \text{ec. (20)}$$



**5.3.5.4 Altura mínima.** Según Vera y Coronel (2021), en su investigación establece una fórmula sencilla para calcular la altura mínima. Para calcular la altura de los paneles respecto de la horizontal se debe hacer un cálculo trigonométrico, ver figura 24:

**Figura 24**  
Esquema para el cálculo de altura



$$h = L * \text{sen}(\alpha) \quad \text{ec. (21)}$$

Donde:

$h$  = Altura de los paneles respecto de la horizontal [m]

$L$  = Longitud de los paneles [m]

$\alpha$  = Ángulo de inclinación de los paneles

Potes y Proaño (2019) aconseja añadir al resultado de la altura de las estructuras un aproximado de no más de 10 cm para así evitar obstáculos. Las medidas del panel solar se encuentran en la ficha técnica del mismo.

**5.3.5.5 Área del emplazamiento.** Para determinar el área necesaria de emplazamiento se utilizará la siguiente ecuación:

$$A_N = N_p * A_p \quad \text{ec. (22)}$$

Donde:

$A_N$  = Área necesaria de emplazamiento [m<sup>2</sup>]

$N_p$  = Número de paneles fotovoltaicos

$A_p$  = Área del panel fotovoltaico seleccionado para el diseño [m<sup>2</sup>]

**5.3.5.6 Potencia nominal instalada.** La potencia nominal instalada del generador fotovoltaico, se lo calcula con la siguiente ecuación:

$$P_o = \frac{N_p * P_p}{1\ 000\ W_p/kW_p} \quad \text{ec. (23)}$$

Donde:

$P_o$  = Potencia nominal instalada [kW<sub>p</sub>]

$N_p$  = Número de paneles fotovoltaicos

$P_p$  = La potencia pico del panel fotovoltaico seleccionado [W<sub>p</sub>]

### 5.3.6 Dimensionamiento de conductores

#### 5.3.6.1 Determinación de las corrientes

**5.3.6.1.1 Tramos de corriente continua.** Bayod Rújula en su libro del (2009), dice que la intensidad máxima transportada en cada rama corresponde a la de cortocircuito del módulo escogido. Se tomará un valor para los cálculos de un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en la ITC-BT 40 para instalaciones generadoras. Esta corriente debe ser inferior a la máxima admisible por el cable en todo el trazado. En la agrupación de varias ramas, la corriente de diseño será 125% el valor de la suma de las corrientes de cortocircuito de cada rama. Vera y Coronel (2021), establecen la siguiente ecuación para el cálculo de corriente continua:

$$S_{string} = \frac{2 * L_{string} * I_{MOD\_MMP\_STC}}{\frac{\Delta V_{string}(\%)}{100} * \gamma(T_{MAX}) * V_{string}} \quad \text{ec. (24)}$$

Donde:

$L_{string}$  = Longitud del conductor en el tramo de CC.

$I_{MOD\_MMP\_STC}$  = Intensidad máxima de un cadena. Su valor se corresponde con la corriente de un módulo en el PMP, bajo condiciones estándar de medición (1 000 W/m<sup>2</sup> y 25°C).

$\Delta V_{string}$  = Caída de tensión máxima, en valor porcentual.

$\gamma(T_{MAX})$  = Conductividad del cobre a una temperatura máxima. Se tomará el valor de la tabla 5 a una temperatura de 90°C.

$V_{string}$  = Tensión de la rama de paneles. Se calcula con la ecuación 1.

**Tabla 5**

*Valores de conductividad de cobre y aluminio para varias temperaturas.*

Material	$\gamma$ 20 (S m/ $\Omega$ mm <sup>2</sup> )	$\gamma$ 70 (S m/ $\Omega$ mm <sup>2</sup> )	$\gamma$ 90 (S m/ $\Omega$ mm <sup>2</sup> )
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28

*Nota.* Obtenido del libro de Bayod Rújula, 2009

**5.3.6.1.2 Tramos de corriente alterna.** Vera y Coronel (2021), establecen la siguiente ecuación para el cálculo de corriente alterna:

$$S_{CA} = \frac{2 * L_{CA} * I_{INV\_CA} * \cos(\varphi)}{\frac{\Delta V_{CA}(\%)}{100} * \gamma(T_{MAX}) * V_{línea}} \quad \text{ec. (25)}$$

Donde:

$L_{CA}$  = Longitud del conductor en el tramo de CA.

$I_{INV\_CA}$  = Intensidad nominal del inversor.

$\cos(\varphi)$  = Factor de potencia del inversor.

$\Delta V_{CA}$  = Caída de tensión máxima, en valor porcentual.

$\gamma(T_{MAX})$  = Conductividad del cobre a una temperatura máxima.

$V_{línea}$  = Tensión entre fases de la red a la que se conecta la instalación.

### 5.3.7 Protecciones, conectores y tableros eléctricos

Romero y Solano (2020), dicen que las protecciones son distribuidas por 3 cuadros, el de campo, el fotovoltaico y el general. Para los cuadros de campo o tableros eléctricos, se debe tener en cuenta las siguientes reglas:

- Los tableros que contienen los interruptores termomagnéticos para la protección de la instalación, deben permitir la ampliación por lo menos en un 20 %.
- Los armazones de los tableros y las partes metálicas, deben conectarse obligatoriamente a tierra.
- Los tableros deberán disponer de una buena iluminación para que puedan manipular los interruptores y efectuar lecturas con facilidad.
- Según su ubicación, debe disponer al menos un índice de protección IP32 si se lo ubica al interior de un cuarto o vivienda e IP54 si se coloca a la intemperie.
- Todos los tableros deben utilizar carril din para la contención de los elementos de protección y seccionamiento.

**5.3.7.1 Protecciones empleadas en cuadro de corriente continua.** Las protecciones que se utilizarán en circuito de corriente continua serán ubicadas en el tablero “Cuadro de campo”, el cual será el primer tablero de protecciones del sistema fotovoltaico. Este podría estar compuesto por una o varias ramas según el dimensionamiento del sistema.

Dispondrá las siguientes protecciones:

- Fusibles.
- Diodos de bloqueo.
- Interruptor general automático magnetotérmico del generador fotovoltaico.
- Protector de sobretensiones transitorias (SPD).

Todas las protecciones y componentes utilizados en el sistema fotovoltaico deben estar debidamente referenciadas.

**5.3.7.1.1 Diodo de protección.** Para seleccionarlo se toma corriente de máxima potencia en STC que circulará por los conductores de una rama, al tratarse de un diodo de protección de corrientes inversas su valor será 1,5 veces la corriente nominal y el inmediato superior de esa operación, será únicamente empleado a partir de 2 ramas o más.

$$Diodo = 1,5 \cdot I_{mp} \quad \text{ec. (26)}$$

Se lo colocará en el polo positivo y en lo posible con un conector MC4 o empleando borneras para su fácil manipulación.

**5.3.7.1.2 Fusible.** El fusible es un componente primordial en el sistema fotovoltaico, estos se colocarán en el polo positivo y negativo, preferiblemente con porta fusibles. Se lo selecciona con el 1,25 veces de corriente de máxima potencia en STC de toda la rama, se utilizarán fusibles de cuchilla o fusibles de alta capacidad de ruptura.

$$Fusible = 1,25 \cdot I_{mp} \quad \text{ec. (27)}$$

**5.3.7.2 Cuadro de corriente alterna.** Estas son las principales protecciones del sistema fotovoltaico:

- Interruptor termomagnético.
- Interruptor general automático magnetotérmico.
- Protector de sobretensiones monofásico o trifásico según se lo requiera (SPD)
- Relé de voltaje y frecuencia.

**5.3.7.3 Cuadro general.** El cuadro general es para la distribución de energía en los circuitos de la vivienda y compuesto por las siguientes protecciones:

- Interruptor automático magnetotérmico general de corte.
- Interruptor automático magnetotérmico para cada circuito por separado.
- Interruptor diferencial.
- Protector de sobretensiones transitorias (SPD).

### **5.3.8 Producción anual de energía**

La energía que generará el sistema fotovoltaico, está basada en el consumo máximo mensual de la vivienda, pero dado que las matemáticas determinan la cantidad de paneles fotovoltaicos de acuerdo con este consumo, generalmente es un número entero con decimales y su selección es el número inmediato superior. Esta pequeña capacidad adicional se utilizará para estimar la producción total anual de energía con todos los factores utilizados, la producción anual de energía tendrá en cuenta los elementos A, B, C, D de la siguiente tabla, la eficiencia de los conductores recibidos y la eficiencia del inversor utilizado, siempre que el balance general del sistema “BOS”, sea esencialmente un sistema eficiente. Este se determina con la ecuación 30. A continuación, en la tabla 6 se establecen los parámetros que deben tenerse en cuenta en el sistema fotovoltaico.

**Tabla 6***Parámetros y factores de pérdidas en un sistema fotovoltaico*

Pérdidas del sistema fotovoltaico		
	Tipo	Valor [%]
A	Pérdidas por reflexión	3,10
B	Pérdidas por sombreado	3,00
C	Pérdidas por desajuste	5,00
D	Pérdidas por efecto de la temperatura	7,00
E	Pérdidas en circuitos de corriente continua	1,20
F	Pérdidas en el inversor	2,00
G	Pérdidas en los circuitos de corriente alterna	2,00

Nota. Datos obtenidos del software PVsyst SA 7.1

Las pérdidas totales “PT.” se las obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$PT. [\%] = \left\{ 100 - \left[ \left( \frac{100 - A - B}{100} \right) * \left( \frac{100 - C - D}{100} \right) * \left( \frac{100 - E}{100} \right) * \left( \frac{100 - F}{100} \right) \right] * [100] \right\} + G \quad \text{ec. (28)}$$

El balance del sistema BOS [%] será:

$$BOS [\%] = 100\% - PT. [\%] \quad \text{ec. (29)}$$

La producción mensual se la determina con la siguiente 0 más atrás:

$$E_{pm} = P_o * HSP * BOS * D_m \quad \text{ec. (30)}$$

Donde:

$E_{pm}$  = Energía producida mensual [kWh/mes]

$P_o$  = Potencia nominal instalada [kW<sub>p</sub>]

$HSP$  = Hora solar pico

$BOS$  = Rendimiento del sistema [%]

$D_m$  = Días del mes

La producción anual será la sumatoria de todas las producciones mensuales del año. Se calcula con la ecuación 31:

$$E_{pa} = \sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} P_{mi} \quad \text{ec. (31)}$$

### 5.3.9 Factor de planta

El factor de planta de una central eléctrica es la relación entre la capacidad real producida por la planta durante un período determinado y la capacidad operativa a plena carga durante el mismo período (generalmente 1 año). Cabe recalcar que el factor de planta en

sistemas fotovoltaicos oscila entre el 10 % y 30 % porque el sistema solo funciona a plena capacidad durante unas pocas horas al día y puede adaptarse a un clima impredecible.

$$F_p = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} E_{mensual_i}}{P_0 \cdot 8\ 760\ h} \cdot (100\%) \quad \text{ec. (32)}$$

Donde:

$F_p$  = Factor de planta anual [%]

$\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} E_{mensual_i}$  = Energía anual entregada por el sistema fotovoltaico [kWh]

$P_0$  = Potencia nominal instalada [kW<sub>p</sub>]

8 760 h = Número de horas del año.

### 5.3.10 Índice de rendimiento

El índice de rendimiento da un valor porcentual y representa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de una instalación fotovoltaica. Cuanto más se acerca este valor al 100%, más eficiente es el sistema, sin embargo, debido a las pérdidas existentes, no se puede alcanzar el 100%, mientras que una instalación fotovoltaica eficiente tiene una eficiencia del 80% (Romero Márquez & Solano Jiménez, 2020).

$$PR = \frac{E_{pa}}{\frac{R_a * P_0}{G}} * 100\% \quad \text{ec. (33)}$$

Donde:

$PR$  = Índice de rendimiento [%]

$E_{pa}$  = Energía producida en un año [kWh/año]

$R_a$  = Radiación anual incidente en el sistema fotovoltaico [kWh/m<sup>2</sup>]

$P_0$  = potencia nominal instalada [kW<sub>p</sub>]

$G$  = Irradiancia de referencia “1 kW/m<sup>2</sup>”

## 5.4 Metodología para el diseño de un sistema termosolar

Un aspecto importante a tener en cuenta en el diseño de calentadores solares es el régimen de uso del agua caliente, ya que éste puede variar debido a diversos factores, por lo tanto, es necesario disponer de datos que definen el sistema.

### 5.4.1 Elección del colector

Para seleccionar el colector apropiado, es necesario calcular la eficiencia en función de la temperatura de trabajo. Se lo determina con la ecuación 34.

$$\Delta T = T_{mf} - T_{amb} \quad \text{ec. (34)}$$

Donde:

$T_{mf}$  = Temperatura media del fluido

$T_{amb}$  = temperatura ambiente

### 5.4.2 Demanda energética

Guevara (2003), en su investigación indica que es la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de un volumen de agua, desde una temperatura inicial hasta una temperatura final o de consumo, el volumen de agua está dado por la ecuación 35:

$$\dot{m} = n_p * V_p \quad \text{ec. (35)}$$

Donde:

$n_p$  = Número de personas [personas/día]

$V_p$  = Volumen de agua por persona [l/persona]

Según Guevara Vásquez (2003) el volumen de agua que necesita una persona diariamente varía en un rango de 20 a 60 litros.

La demanda energética mensual se la calcula con la ecuación 36.

$$D_E = \dot{m} * C_p * (T_f - T_i) * n * \rho_{H_2O} \quad \text{ec. (36)}$$

Donde:

$D_E$  = Demanda energética [kWh/mes]

$\dot{m}$  = Volumen agua diaria consumida [l/día]

$C_p$  = Capacidad calorífica del agua [ $1,163 \times 10^{-3}$  kWh/kg°C]

$T_f$  = Temperatura de consumo [45°C, (Macchiavello Almeida & Estupiñán Trujillo, 2020)]

$T_i$  = Temperatura normal de agua [°C]

$n$  = Número de días del mes considerado

$\rho_{H_2O}$  = Densidad del agua a 25°C [1 kg/l]

### 5.4.3 Sistema de captación

Para el dimensionamiento del sistema se debe determinar la superficie captadora térmica, cuya función es aprovechar la radiación solar calentando el agua.

**5.4.3.1 Área de captación.** Es el área necesaria para aprovechar la energía solar, con la finalidad de satisfacer la demanda energética. Se determina con la ecuación 37:

$$A_{nec} = \frac{\text{Consumo anual a cubrir}}{\text{Radiación solar anual}} \quad \text{ec. (37)}$$

Donde:

$A_{nec}$  = Área necesaria de captación [m<sup>2</sup>]

**5.4.3.2 Número de colectores.** Se debe seleccionar un colector de placa plana con un área superior a la calculada. Para determinar la cantidad de colectores se utiliza la ecuación 38.

$$N_c = \frac{A_{nec} * F_s}{A_c} \quad \text{ec. (38)}$$

Donde:

$N_c$  = Número de colectores

$A_{cap}$  = Área de captación [ $m^2$ ]

$A_c$  = Área del colector seleccionado [ $m^2$ ]

$F_s$  = Factor de seguridad (1 – 1,5)

#### 5.4.4 Sistema de acumulación

Se debe seleccionar un sistema de acumulación para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria de la vivienda. El depósito de acumulación elegido deberá cumplir la siguiente relación:

$$40 \leq \frac{V}{S_c} \leq 180 \quad \text{ec. (39)}$$

Donde:

$V$  = Volumen del acumulador seleccionado [l]

$S_c$  = Superficie de captación del colector seleccionado [ $m^2$ ]

#### 5.4.5 Método de cálculo de las curvas de $f$ (f-chart)

Es un método reconocido por organizaciones como la IDAE y es recomendado por la norma de construcción ecuatoriana. Este método consiste en obtener, mediante una serie de correlaciones experimentales, el porcentaje de demanda energética que se puede cubrir con el aporte del sol, calculando previamente la superficie del colector y el volumen de almacenamiento del sistema. En la investigación de Romero y Samaniego (2021), recalcan que este método permite conocer las condiciones de funcionamiento mensuales exactas de su instalación, no es válido para períodos de tiempo más cortos.

Una vez dimensionado los sistemas anteriores, es necesario verificar la cobertura obtenida que brindan dichos sistemas, utilizando el método de la curva f-Chart con la ecuación 40, que esta función de las variables adimensionales "Y" y "X".

$$f = 1,029Y - 0,065X - 0,245Y^2 + 0,0018X^2 + 0,0215Y^3 \quad \text{ec. (40)}$$

La ecuación es válida siempre que los parámetros "Y" y "X" están entre: ( $0 < Y < 3$ ) y ( $0 < X < 18$ ).



#### 5.4.6 Cálculo del parámetro Y

Este valor se define como la relación entre la energía absorbida por el colector y la demanda energética mensual de la vivienda (Macchiavello Almeida & Estupiñán Trujillo, 2020).

$$Y = \frac{F_R(\tau\alpha)_n * \frac{F'_R}{F_R} * \left[ \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \right] * R_c * n * S_c}{D_E} \quad \text{ec. (41)}$$

Donde:

$F_R(\tau\alpha)_n$  = Factor de eficiencia óptica del colector (ordenada en el origen de la curva característica del captador) [%]

$\frac{F'_R}{F_R}$  = Factor de corrección del acumulador [Macchiavello y Estupiñán recomiendan el valor de 0,95 (2020)]

$\left[ \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \right]$  = Factor de pérdida de rendimiento debido al ángulo de incidencia, constantes de: (0,96 superficie transparente sencilla - 0,94 superficie transparente doble)

$R_c$  = Irradiación promedio mensual corregida [kWh/m<sup>2</sup>/día]

$n$  = Número de días del mes

$S_c$  = Superficie de captación [m<sup>2</sup>]

$D_E$  = Demanda energética [kWh/mes]

#### 5.4.7 Cálculo del parámetro X

Se define como la relación entre la energía perdida por el captador para una temperatura determinada, y la demanda energética mensual (Macchiavello Almeida & Estupiñán Trujillo, 2020).

$$X = \frac{F_R U_L * \frac{F'_R}{F_R} * (100 - T_{amb}) * \Delta t * S_c}{D_E} * K_1 * K_2 \quad \text{ec. (42)}$$

Donde:

$F_R U_L$  = Coeficiente Global de pérdidas del colector (Pendiente de la curva característica del captador) [W/m<sup>2</sup> °C]

$(F'_R)/F_R$  = Factor de corrección del acumulador [Macchiavello y Estupiñán recomiendan el valor de 0,95 (2020)]

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente [°C]

$\Delta t$  = Número de horas total del mes

$S_c$  = Superficie de captación [m<sup>2</sup>]

$D_E$  = Demanda energética [kWh/mes]

$K_1$  = Factor de corrección por el almacenamiento, se lo determina con la ecuación 43:

$$K_1 = \left( \frac{\dot{m}}{75 * S_c} \right)^{-0,25} \quad \text{ec. (43)}$$

$K_2$  = Factor de corrección para temperaturas, se lo determina con la ecuación 44:

$$K_2 = \frac{11,6 + 1,18 T_f + 3,86 T_i - 2,32 T_{amb}}{100 - T_{amb}} \quad \text{ec. (44)}$$

$T_f$  = Temperatura de consumo [45°C, (Macchiavello Almeida & Estupiñán Trujillo, 2020)]

$T_i$  = Temperatura normal de agua [°C]

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente [°C]

#### 5.4.8 Cálculo de la energía útil mensual

Se la calcula con la siguiente ecuación 45:

$$Q_u = f * D_E \quad \text{ec. (45)}$$

Donde:

$Q_u$  = Energía útil mensual [kWh/mes]

$f$  = Fracción solar mensual

$D_E$  = Demanda energética [kWh/mes]

#### 5.4.9 Cálculo de la cobertura solar anual [%]

Se la determina con la siguiente ecuación 46:

$$C_a = \frac{\sum_{Enero}^{Diciembre} Q_u}{\sum_{Enero}^{Diciembre} D_E} \quad \text{ec. (46)}$$

Donde:

$C_a$  = Cobertura solar anual [%]

$Q_u$  = Energía útil mensual [kWh/mes]

$D_E$  = Demanda energética [kWh/mes]

#### 5.4.10 Rendimiento anual del sistema

Se define como el cociente entre la energía térmica aportada por el sistema solar térmico y la energía solar incidente sobre el plano del captador, refiriéndose a un periodo de tiempo (Macchiavello Almeida & Estupiñán Trujillo, 2020).

$$\eta_a = \left( \frac{Q_u}{R_{cm} * S_c} \right) \cdot 100 \quad \text{ec. (47)}$$

Donde:

$\eta_a$  = Rendimiento anual del sistema [%]

$Q_u$  = Energía útil mensual [kWh/mes]

$S_c$  = Superficie de captación [ $m^2$ ]

$R_{cm}$  = Radiación media mensual incidente sobre superficie inclinada [ $kWh/m^2 \cdot mes$ ]

#### 5.4.11 Sistema hidráulico.

**5.4.11.1 Tuberías.** Según Macchiavello Almeida y Estupiñán Trujillo (2020), expresan que en el circuito hidráulico primario se puede utilizar tuberías de cobre y acero inoxidable; con uniones roscadas, soldadas o bridadas y protección exterior con pintura anticorrosiva. Los diámetros de las tuberías serán calculados de manera que cumpla las siguientes condiciones: la velocidad del fluido debe ser menor a 2,0 m/s con la finalidad de evitar ruidos, su mínimo valor es de 0,3 m/s para disminuir la entrada de aire y las pérdidas de carga unitaria en tuberías no debe sobrepasar a 40 mm de columna de agua por metro lineal de tubería.

**5.4.11.1.1 Circuito primario.** Según Romero Cando y Samaniego Ojeda (2021), en su investigación dice que primero se debe calcular el caudal del circuito primario a partir del caudal unitario por  $m^2$  del colector, la superficie y el número de colectores utilizados. Se lo determina con la ecuación 48.

$$Q = Q_{cap} * A_c * N_c \quad \text{ec. (48)}$$

Donde:

$Q$  = Caudal del circuito primario [ $m^3/s$ ]

$Q_{cap}$  = Corriente de flujo del colector seleccionado [ $l/h \cdot m^2$ ]

$A_c$  = Área de captación del colector [ $m^2$ ]

$N_c$  = Número de colectores

La Corriente de flujo del colector viene establecido por el fabricante, el cual fue obtenido mediante una serie de ensayos realizados para poder obtener la máxima transferencia de calor entre la placa de absorción y el fluido caloportador.

- **Dimensionamiento de las tuberías:** Se utiliza la ecuación 49, en donde se establece la relación entre el caudal, la velocidad del fluido y la sección interna de la tubería.

$$D = \sqrt{\frac{4 * Q}{v * \pi}} \quad \text{ec. (49)}$$

Donde:

$Q$  = Caudal del circuito primario [ $m^3/s$ ]

$v$  = Velocidad [ $m/s$ ]

$D$  = Diámetro interior de la tubería [ $m$ ]

- **Aislamiento de las tuberías:** Según Zabalza Bribián y Aranda Usón (2009), en su libro dice que el aislamiento de las tuberías tiene la función de disminuir la transferencia de calor entre el fluido y el ambiente, con la finalidad de ahorrar energía. Se calculará con la ecuación 50.

$$e = \frac{D_i}{2} * \left\{ e^{\left[ \frac{\lambda}{\lambda_{ref}} * \ln\left(\frac{D_i + 2 * e_{ref}}{D_i}\right) \right]} - 1 \right\} \quad \text{ec. (50)}$$

Donde:

$e$  = Espesor del aislamiento [mm]

$e_{ref}$  = Espesor de referencia [mm]

$D_i$  = Diámetro interior de la sección circular [mm]

$\lambda$  = Conductividad térmica del material aislante [W/m °C]

$\lambda_{ref}$  = Conductividad térmica de referencia [0,040 W/m °C]

- **Pérdidas de carga en la tubería:** Zabalza Bribián y Aranda Usón (2009), expresan que se utiliza la ecuación 51, la cual es la fórmula básica de Darcy-Weisbach para determinar las pérdidas de carga en las tuberías.

$$\Delta hf = f * \frac{L}{D} * \frac{v^2}{2g} \quad \text{ec. (51)}$$

Donde:

$f$  = Coeficiente de rozamiento

$L$  = Longitud de tubería [m]

$D$  = Diámetro interior de la tubería [m]

$v$  = Velocidad media de circulación del fluido [m/s]

$g$  = Gravedad [9,81 m/s<sup>2</sup>]

Para determinar el coeficiente de rozamiento “ $f$ ”, se debe conocer el número de Reynolds “ $Re$ ” para determinar si el flujo es laminar o turbulento. Para valores inferiores a 2 000, la circulación es laminar, para valores superiores a 4 000, la circulación es turbulenta, y entre 2 000 y 4 000 la circulación es transicional.

El número de Reynolds se calcula mediante la ecuación 52:

$$Re = \frac{\rho_{fluido} * v_{fluido} * D}{\mu_{fluido}} \quad \text{ec. (52)}$$

Donde:

$\rho_{fluido}$  = Densidad del fluido [kg/m<sup>3</sup>]

$v_{fluido}$  = Velocidad de circulación del fluido [m/s]

$D$  = Diámetro interior de la tubería [m]

$\mu_{fluido}$  = Viscosidad dinámica del fluido [kg/m\*s]

En un régimen laminar, el coeficiente de fricción solo depende del número de Reynolds y se determina con la ecuación 53.

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{ec. (53)}$$

En el caso de tener una circulación con régimen turbulento, el coeficiente de fricción se determina mediante el diagrama de “Moody” o con la ecuación 54.

$$f = \frac{0,25}{\left[ \log\left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + 5,74/Re^{0,9}\right) \right]^2} \quad \text{ec. (54)}$$

Donde:

$\varepsilon$  = Rugosidad de la tubería [m]

$D$  = Diámetro interior de la tubería [m]

$Re$  = Número de Reynolds

**5.4.11.1.2 Circuito secundario.** En las instalaciones pequeñas, donde el acumulador es inferior a los 1 000 litros, el intercambiador de calor puede ser interno al depósito, con la finalidad de conseguir un mayor rendimiento de intercambio. La normativa NEC escrita por Macchiavello Almeida y Estupiñán Trujillo (2020), expresa que la relación entre la superficie útil de intercambiador y la superficie total de captación no será inferior a 0,15, como lo muestra la ecuación 55.

$$S_i \geq 0,15 * A_c \quad \text{ec. (55)}$$

**5.4.11.1.3 Circuito de consumo.** Martínez, Noceto y Suárez (2013), en su libro dicen que el agua en el circuito de consumo tiene un sentido de flujo por la presión de red, cuando se abre cualquier grifo o punto de consumo. Desde el punto de vista del acoplamiento de la instalación solar al circuito de consumo, la única precaución a adoptar es que no se introduzcan pérdidas de carga excesivas. En instalaciones existentes, esta situación se resuelve utilizando los mismos diámetros que la instalación.

#### **5.4.12 Vaso de expansión**

La normativa NEC escrita por Macchiavello Almeida y Estupiñán Trujillo (2020), expresa que este permite absorber la dilatación y contracción del fluido caloportador cuando se presentan cambios de temperatura, es decir ayuda a compensar el cambio de volumen, manteniendo la presión constante evitando la entrada del aire al sistema. Para los colectores solares térmicos se utilizan depósitos de expansión cerrados debido a que son fáciles para

montarlos al sistema, no necesitan de aislamiento, entre otras virtudes. Para el dimensionamiento del vaso de expansión se utiliza la ecuación 56.

$$V_t = (V * C_e + V_{vap} * 1,1) * C_{pre} \quad \text{ec. (56)}$$

Donde:

$V_t$  = Volumen total del vaso de expansión [l]

$V$  = Volumen total del fluido del circuito [l]

$C_e$  = Coeficiente de expansión o dilatación del fluido caloportador [0,05 si es agua (Romero Cando & Samaniego Ojeda, 2021)]

$V_{vap}$  = Volumen de fluido en forma de vapor en las tuberías a cotas superiores a la parte inferior de los colectores [l]

$C_{pre}$  = Coeficiente de presión del fluido

El coeficiente de presión representa la relación entre el volumen total y el volumen útil del vaso de expansión. Este valor es siempre positivo y mayor que la unidad. Su valor se determina a con la ecuación 57:

$$C_{pre} = \frac{P_{m\acute{a}x} + 1}{P_{m\acute{a}x} - P_{min}} \quad \text{ec. (57)}$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$  = Presión máxima admisible [bar]

$P_{min}$  = Presión mínima en el vaso de expansión [bar]

La presión mínima deberá tener un valor lo suficientemente elevado para evitar la entrada de aire en el circuito, por ello se considerará un valor mínimo de 500 hPa (0,5 bar) superior a la presión atmosférica en el punto o cota más alta de la instalación. Se la calcula con las ecuaciones 58 y 59:

$$P_{est\acute{a}tica} = h * 100 \quad \text{ec. (58)}$$

$$p_{min} = 500 + P_{est\acute{a}tica} \quad \text{ec. (59)}$$

Donde:

$h$  = Diferencia de altura entre el punto más elevado del campo de colectores y el depósito de expansión. [m]

La presión máxima para su funcionamiento deberá ser inferior a la de calibración de la válvula de seguridad del vaso de expansión en aproximadamente entre 300 y 500 hPa (0,3 y 0,5 bar). Se la calcula con la ecuación 60:

$$p_{m\acute{a}x} = P_{vs} - 300 \quad \text{ec. (60)}$$

Donde:

$P_{vs}$  = Presión de calibración de la válvula de seguridad [hPa]

## 5.5 Estudio económico

La principal causa de este apartado es obtener una rentabilidad para la instalación de los sistemas propuestos. Los beneficios de estos sistemas se pueden determinar:

- ✓ Mediante la comercialización entre la empresa distribuidora y el usuario, para instalaciones residenciales de baja tensión, no existen tarifas de comercialización, sin embargo, existe un método de “comercialización” donde el ahorro económico está representado por los saldos netos mensuales y el retorno de la inversión se evalúa como tal. Esto es para el sistema fotovoltaico.
- ✓ Comparando el costo del combustible requerido por un sistema convencional para generar la misma cantidad de calor que un sistema termo solar.

Se realizará el estudio económico para el sistema fotovoltaico con la siguiente metodología:

### 5.5.1 Consideraciones para el sistema fotovoltaico

Para obtener un correcto estudio económico, se deberá considerar los factores técnicos y económicos que afectan los sistemas solares durante su vida útil.

**5.5.1.1 Pérdida de eficiencia.** Los sistemas fotovoltaicos en el paso de los años tienen una pérdida de eficiencia, por lo cual se debe considerar un valor del 0,90% de pérdida anual (Romero Márquez & Solano Jiménez, 2020).

**5.5.1.2 Inversión para elaborar el sistema fotovoltaico.** En esta sección se presenta el presupuesto del sistema a evaluar, en donde se incluye todo el equipamiento necesario para obtener una instalación en perfectas condiciones luego de su puesta en marcha.

**5.5.1.3 Costos de mantenimiento.** Para el mantenimiento preventivo se recomienda que el dueño del sistema sea el que realice la limpieza de los paneles fotovoltaicos en cada período, para ahorrar un coste adicional. Y también se considerará el cambio del inversor a los 13 años de su uso.

**5.5.1.4 Flujo de caja sin comercialización económica.** El flujo de carga ayuda a obtener el retorno de la inversión del sistema fotovoltaico. Se lo determina con la ecuación 61.

$$F_c = A_h - (I_{ini} + C_{mt}) \quad \text{ec. (61)}$$

Donde:

$F_c$  = Flujo de caja [\$]

$A_h$  = Ahorro económico [\$]

$I_{ini}$  = Inversión inicial [\$]

$C_{mt}$  = Costo de mantenimiento total [\$]

**5.5.1.5 Flujo de caja con comercialización económica.** La tarifa de importación no es diferente de un contrato a largo plazo en el que el precio está relacionado con el costo de la producción de energía renovable, esta tarifa de importación se usa normalmente entre 15 y 25 años. Desde un punto de vista económico, esta tasa de alimentación hace que los sistemas fotovoltaicos sean atractivos ya que la inversión se amortiza en menos tiempo. Los ingresos económicos por la producción de energía bajo la tarifa de alimentación serán:

$$I_{Ta} = E_{pa} * T_a \quad \text{ec. (62)}$$

Donde:

$I_{Ta}$  = Ingresos por tarifa de alimentación de energía [\$]

$E_{pa}$  = Producción anual [kWh/año]

$T_a$  = Tarifa de alimentación [\$/kWh]

Otro factor a considerar no es más que la tarifa de exportación, la cual depende principalmente de la cantidad de energía que se inyecta a la red para su comercialización:

$$I_{Te} = E_{ired} * T_e \quad \text{ec. (63)}$$

Donde:

$I_{Te}$  = Ingresos por tarifa de exportación de energía [\$]

$E_{pa}$  = Energía inyectada a la red [kWh/año]

$T_a$  = Tarifa de exportación [\$/kWh]

Entonces, el flujo de carga está en función de estos factores por lo que se lo determina con la siguiente ecuación:

$$F_c = (A_h + I_{Ta} + I_{Te}) - (I_{ini} + C_{mt}) \quad \text{ec. (64)}$$

Donde:

$A_h$  = Ahorro económico [\$]

$I_{Ta}$  = Ingresos por tarifa de alimentación de energía [\$]

$I_{Te}$  = Ingresos por tarifa de exportación de energía [\$]

$I_{ini}$  = Inversión inicial [\$]

$C_{mt}$  = Costo de mantenimiento total [\$]

**5.5.1.6 Valor actual neto y tasa interna de retorno.** Romero y Solano (2020), expresan que el valor actual neto es un criterio económico que consiste en actualizar los ingresos y gastos de un proyecto de inversión para ver cuánto se ganará o perderá con esa inversión.

$$VAN = -I_{ini} + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} = -I_{ini} + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad \text{ec. (65)}$$



Donde:

$I_{ini}$  = Inversión inicial [\\$]

$i$  = Tasa de descuentos

$n$  = Número de periodos

$F_t$  = Flujo de dinero en cada periodo de tiempo “ingresos económicos” [\\$]

El criterio para tomar una acción ante una inversión es el siguiente:

**Tabla 7**

*Consideraciones del VAN para la toma de decisión de la inversión*

<b>Valor actual neto en la vida útil del sistema fotovoltaico</b>		
<b>Valor</b>	<b>Descripción</b>	<b>Consideraciones</b>
Si $VAN > 0$	La inversión realizada obtendrá una rentabilidad superior a la rentabilidad requerida ( $i$ ).	Los proyectos de inversión son aceptables. Dado que los proyectos de inversión no son rentables, deben analizarse frente a otros criterios, como los beneficios sociales y ambientales.
Si $VAN = 0$	No habrá ganancias o pérdidas de su inversión.	
Si $VAN < 0$	La inversión a realizar resultará en pérdida por debajo de la rentabilidad exigida ( $i$ ).	La inversión en dicho proyecto debe ser negada.

Según Romero y Solano (2020), la tasa interna de retorno (TIR) es el interés que proporciona una inversión expresada en porcentaje, sobre los flujos de efectivo durante un período de tiempo determinado. La TIR es la tasa de descuento igual a los flujos de efectivo futuros y los flujos de pago iniciales, dando un VAN de cero:

$$VAN = -I_{ini} + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} = -I_{ini} + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad \text{ec. (66)}$$

Donde:

$I_{ini}$  = Inversión inicial [\\$]

$i$  = Tasa de descuentos

$n$  = Número de periodos

$F_t$  = Flujo de dinero en cada periodo de tiempo “ingresos económicos” [\\$]

El criterio de la tasa interna de retorno es el siguiente:

**Tabla 8***Consideraciones del TIR para la toma de decisión de la inversión*

<b>Tasa interna de retorno</b>		
<b>Valor</b>	<b>Descripción</b>	<b>Consideraciones</b>
Si $TIR > i$	La inversión a realizar obtendrá una rentabilidad superior a la rentabilidad requerida ( $i$ ).	Los proyectos de inversión son aceptables.
Si $TIR = i$	No habrá ganancias o pérdidas de su inversión.	Dado que los proyectos de inversión no son rentables, deben analizarse frente a otros criterios, como los beneficios sociales y ambientales.
Si $TIR < i$	La inversión a realizar resultará en pérdida por debajo de la rentabilidad exigida ( $i$ ).	La inversión en dicho proyecto debe ser negada.

**5.5.1.7 Tasa de descuento nominal.** Es un factor financiero generalmente utilizado para determinar el valor del dinero a lo largo del tiempo. La tasa de descuento permite determinar el valor presente neto “VAN” de una inversión y así decretar si un proyecto es rentable o no. También permite saber la tasa interna de retorno “TIR”, que es la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero. Para los proyectos de inversión pública se toma la tasa de referencia efectiva del 8,58% anual (Banco Central del Ecuador , 2022).

**5.5.1.8 Precio de la energía eléctrica generada por el sistema propuesto.** Se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$C_{Eg} = \frac{I * R + C_m}{E_{pa}} \quad \text{ec. (67)}$$

Donde:

$C_{Eg}$  = Costo útil de electricidad generada [USD/kWh]

$I$  = Inversión inicial del sistema fotovoltaico [USD]

$C_m$  = Costo anual de operación y mantenimiento “es el 1% de la inversión” [USD]

$E_{pa}$  = Energía producida anualmente [kWh/año]

$R$  = Factor de recuperación de la inversión

El factor de recuperación de la inversión se lo calcula con la siguiente ecuación:

$$R = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad \text{ec. (68)}$$

Donde:

$r$  = Tasa de retorno [Para los proyectos de inversión pública se toma la tasa de referencia efectiva del 8,58% anual (Banco Central del Ecuador , 2022)]

$n$  = Años de vida útil del proyecto

**5.5.2 Consideraciones para el sistema termosolar.** Se realizará el estudio económico para el sistema solar térmico con la siguiente metodología:

**5.5.2.1 Inversión para elaborar el sistema termo solar.** En esta sección se presenta el presupuesto del sistema a evaluar, en donde se incluye todo el equipamiento necesario para obtener una instalación en perfectas.

**5.5.2.2 Ahorro anual.** El ahorro anual corresponde a la cantidad de dinero que el usuario no pagaría, a la compañía suministradora de electricidad o de gas. Con la ecuación 69, se determina el ahorro anual:

$$Ahorro\ anual = \left( \frac{Q_u}{\eta_{sistema\ convencional}} \right) * precio \quad ec. (69)$$

Donde:

$Q_u$  = Energía aprovechada anualmente por los sistemas solares [kWh/año]

$\eta_{sistema\ convencional}$  = Rendimiento convencional de calefones.

$Precio$  = Valor de compra [USD/kWh]

**5.5.2.3 Periodo de amortización.** Consiste en determinar el tiempo que se tardaría en recuperar la inversión inicial. Para esto se utiliza la ecuación 70.

$$Payback = \frac{Costo\ del\ sistema}{Ahorro\ anual} \quad ec. (70)$$

## 6. Resultados

### 6.1 Ubicación y descripción de la vivienda

La vivienda se encuentra ubicada en la Provincia de El Oro, en la ciudad de Zaruma, en la Av. Isidro Ayora, pertenece a la familia Pacheco Loaiza y en ella habitan actualmente cinco personas, el terreno posee una extensión aproximada de 1 600m<sup>2</sup>.

Las coordenadas de la vivienda se citan a continuación:

**Tabla 9**

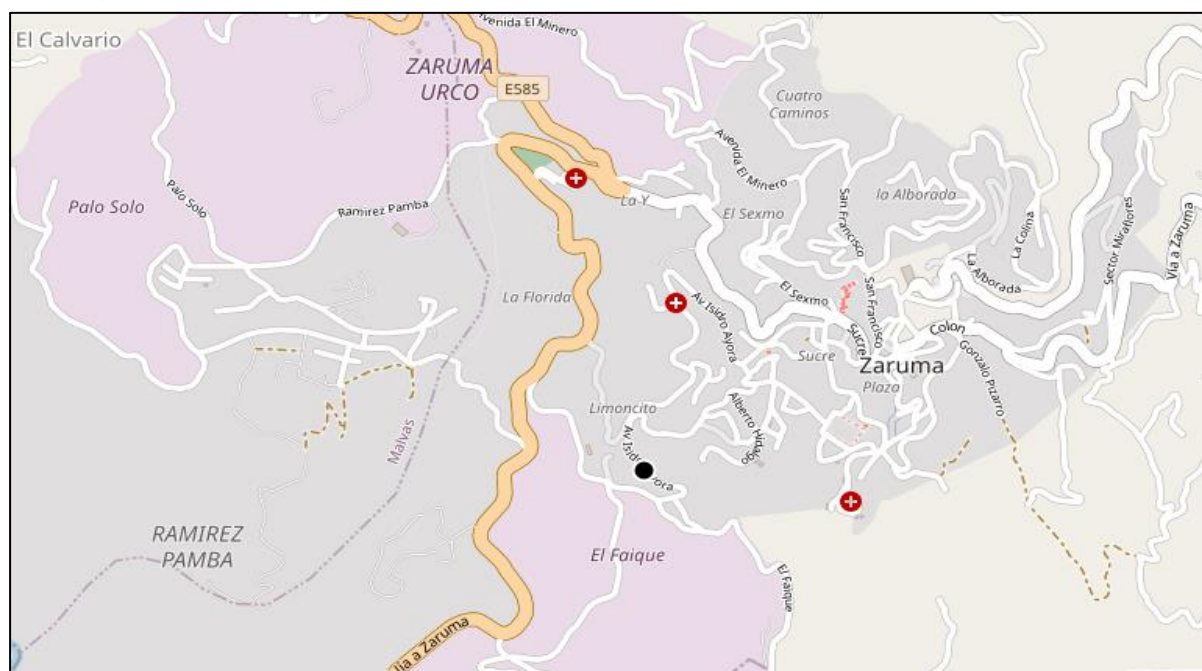
*Coordenadas geográficas de la vivienda*

Ángulo	Valor
<b>Latitud:</b>	- 3°41' 45" Sur
<b>Longitud:</b>	- 79° 37' 3,49" Oeste
<b>Altitud:</b>	1 037 m sobre el nivel del mar

A continuación, en la figura 25 se muestra la ubicación geográfica de la vivienda:

**Figura 25**

*Vista superior geográfica de la vivienda.*



*Nota.* Obtenido del software PVsyst SA 7.1

Actualmente, la vivienda cuenta con el servicio eléctrico de la empresa CNEEL El Oro. La vivienda dispone de 3 plantas conformadas por: una planta baja en la que se encuentra un patio con áreas verdes, un salón de eventos y un bar; la primera planta está conformada por 2 salas, 2 comedores, 1 cocina, 4 dormitorios y 2 baños los que disponen de agua caliente sanitaria mediante duchas eléctricas; la segunda planta cuenta con la lavandería de ropa y la tercera planta dispone de una pequeña loza la cual se pretende utilizar para colocar los sistemas con la finalidad de adquirir una mayor radiación.

## 6.2 Irradiación y temperatura ambiente de la localidad

Para la obtención del recurso solar, se ha optado por la ayuda del software “PVsyst 7.1”, el cual permite analizar e importar la base de datos de diferentes fuentes. Se utilizará la fuente Meteonorm 7.3, la cual proporciona una información meteorológica confiable para cualquier ubicación, con datos interpolados a partir de más de 8 000 estaciones en el mundo. Las coordenadas geográficas se colocan de manera rápida y sencilla a través de un mapa interactivo que dispone el software. En la figura 26 se puede evidenciar las coordenadas de la vivienda:

**Figura 26**

*Coordenadas geográficas de la vivienda*

The screenshot shows a window titled "Coordenadas geográficas" with the following fields and values:

- Latitud:** Decimal: -3.6961; Grad. Min. Seg.: -3, 41, 45. (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
- Longitud:** Decimal: -79.6175; Grad. Min. Seg.: -79, 37, 3. (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)
- Altitud:** 1037 M por encima del nivel del mar
- Zona horaria:** -5.0. Corresponde a una diferencia promedio. Hora Legal - Hora Solar = 0h 19m.

Buttons: "Recorridos solares" (top right), "Obtener del nombre" (bottom center), and a help icon (bottom right).

Una vez colocada las coordenadas geográficas de la vivienda, se importa los datos de irradiación horizontal global mensual de la base de datos de Meteonorm, además de otros parámetros como: irradiación difusa horizontal, temperatura ambiente, velocidad del viento, turbidez linke y humedad relativa, los datos del software se observa en anexo 1. La tabla 10 muestra los datos meteorológicos y la temperatura media de la ciudad de Zaruma durante un año.

**Tabla 10**

*Datos meteorológicos de Zaruma*

Mes	Irradiación horizontal global [kWh/m <sup>2</sup> /día]	Temperatura [°C]
Enero	4,87	21,9
Febrero	5,28	22,1
Marzo	5,71	22,3
Abril	5,45	21,9
Mayo	5,16	21,1
Junio	5,03	19,0
Julio	5,04	18,5
Agosto	5,88	18,2
Septiembre	6,43	17,8
Octubre	6,28	18,5
Noviembre	5,83	19,1
Diciembre	5,11	20,7

*Nota.* Datos obtenidos del software PVsyst SA 7.1 cuya fuente es de Meteonorm, 7.1

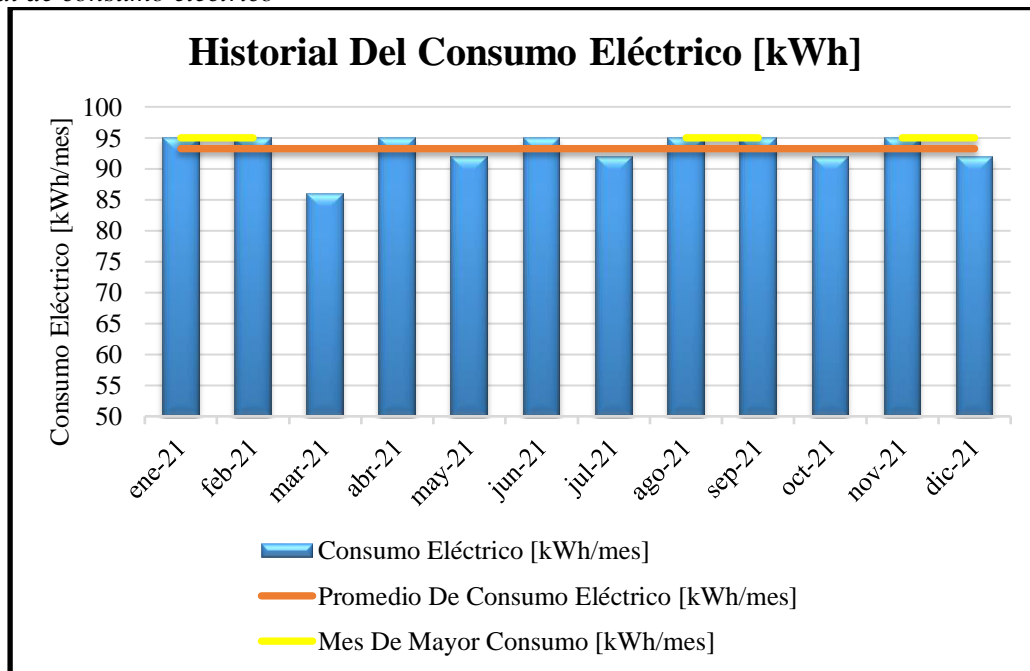
### 6.3 Diseño del sistema fotovoltaico

#### 6.3.1 Demanda eléctrica

Para encontrar la demanda eléctrica se recopiló las planillas del consumo eléctrico de la vivienda del año 2021, (véase en anexo 2). En la figura 27 se muestra el historial de consumo de la vivienda.

**Figura 27**

*Historial de consumo eléctrico*



**6.3.1.1 Consumo eléctrico promedio mensual.** Se utiliza las ecuaciones 4 y 5 para obtener el promedio de consumo eléctrico:

$$E_{pcm} = \frac{(95 + 95 + 86 + 95 + 92 + 95 + 92 + 95 + 95 + 92 + 95 + 92) \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}}{12 \text{ meses}}$$

$$E_{pcm} = 93,25 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}$$

$$E_{Gen} = \frac{93,25 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}}{30 \frac{\text{d}}{\text{mes}}} = 3,108 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

**6.3.1.2 Mes de mayor consumo.** Para el diseño fotovoltaico se emplea el método del mes de mayor consumo eléctrico, se utiliza la ecuación 6 para encontrar la energía necesaria en [kWh/día] que debe generar el sistema fotovoltaico.

$$E_{Gen} = \frac{95 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}}{30 \frac{\text{día}}{\text{mes}}}$$

$$E_{Gen} = 3,1666 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} = 3\,166,67 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

**6.3.1.3 Levantamiento de cargas de la vivienda.** Se realizó los planos eléctricos y el diagrama unifilar de la vivienda (véase en anexo 3), con la finalidad de obtener todas las cargas existentes. Luego se calculó la potencia y energía consumida para cada equipo con las ecuaciones 0 más atrás 7 y 8. En la tabla 11 se muestra el cuadro de cargas de la vivienda:

**Tabla 11**

*Cuadro de cargas de la vivienda*

Equipos	Potencia [W]	Cantidad	F. Sim.	Potencia De Consumo [W]	Horas	Energía Consumida [Wh/día]
Foco led	20	28	0,7	392	4,00	1 568
Foco led	45	6	0,7	189	3,00	567
Televisor 1	75	1	0,35	26,25	2,00	52,5
Televisor 2	100	1	0,35	35	5,00	175
Radio	20	1	0,35	7	4,00	28
Equipo de sonido	100	1	0,35	35	2,00	70
Congelador	200	1	0,35	70	8,00	560
Refrigeradora	350	1	0,35	122,5	8,00	980
Licuada	600	1	0,35	210	0,15	31,5
Cafetera	1 090	1	0,35	381,5	0,50	190,75
Lavadora	550	1	0,35	192,5	2,00	385
Plancha de ropa	1 200	1	0,35	420	0,15	63
<b>Total</b>						<b>4 670,75</b>

### 6.3.2 Análisis de sombras

Se utilizó el software SketchUp Pro 2021, para realizar el análisis de los factores que generan sombra, tomando en cuenta cada detalle que pueda generar una sombra, como los árboles, edificios, considerando los cambios de estaciones. Se obtuvo el siguiente análisis de sombras en las diferentes estaciones del año, como se puede observar en las figuras 28, 29 y 30:

**Figura 28**  
*Equinoccio de primavera 22 marzo del 2022.*



**Figura 29**  
*Solsticio de verano de 21 junio del 2022.*



**Figura 30**  
*Solsticio de invierno 22 de diciembre del 2022.*





### 6.3.3 Orientación e inclinación

El sistema fotovoltaico y termosolar se ubicarán en el hemisferio sur, por lo que debe tener una orientación hacia el norte. La inclinación se calcula con la ecuación 9.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69| - 3,6961|$$

$$\beta_{opt} = 6,25^\circ \rightarrow 15^\circ$$

Por la recomendación expuesta se opta por poner una inclinación de 15° para permitir que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia.

### 6.3.4 Hora solar pico

Se determina con las ecuaciones 10 y 11, donde el factor de correlación será tomado de la tabla del anexo 4. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 12**

*Hora solar pico*

Mes	Irra. Prom. $R_d$	F. Corr. $k$	Irra. $R_c$	HSP
Enero	4,87	0,89	4,33	4,33
Febrero	5,28	0,93	4,91	4,91
Marzo	5,71	0,98	5,60	5,60
Abril	5,45	1,03	5,61	5,61
Mayo	5,16	1,06	5,47	5,47
Junio	5,03	1,06	5,33	5,33
Julio	5,04	1,05	5,29	5,29
Agosto	5,88	1,02	6,00	6,00
Septiembre	6,43	0,98	6,30	6,30
Octubre	6,28	0,93	5,84	5,84
Noviembre	5,83	0,89	5,19	5,19
Diciembre	5,11	0,88	4,50	4,50
<b>Promedio</b>	5,51	0,98	5,36	5,36

La radiación solar anual se la obtiene multiplicando la hora solar pico por el número de días de cada mes y la sumatoria de este resultado será la irradiación anual:

**Tabla 13**

*Radiación solar anual*

Mes	Días	Irra. "R <sub>c</sub> "	Irra. "R <sub>Cm</sub> "
Enero	31	4,33	134,23
Febrero	28	4,91	137,48
Marzo	31	5,60	173,60
Abril	30	5,61	168,30
Mayo	31	5,47	169,57
Junio	30	5,33	159,90

Julio	31	5,29	163,99
Agosto	31	6,00	186,00
Septiembre	30	6,30	189,00
Octubre	31	5,84	181,04
Noviembre	30	5,19	155,70
Diciembre	31	4,50	139,50
<b>Radiación solar anual [kWh/m<sup>2</sup>*año]</b>			<b>1 958,31</b>

### 6.3.5 Pérdidas

Para calcular la pérdida angular al subir el nivel del panel fotovoltaico se utiliza la ecuación 12.

$$Pérdidas(\%) = 100 * [1,2 * 10^{-4}(15 - 3,6961 + 10)^2]$$

$$Pérdidas(\%) = 5,45\%$$

### 6.3.6 Relación consumo / radiación

Para este cálculo se utilizó el método del peor mes, en el cual se emplea la relación entre el consumo de un día entre la radiación más crítica de la zona, para el cálculo se ocupa la ecuación 13.

$$\frac{C}{R} = \frac{3\,166,67 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}}{4,87 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2/\text{día}}}$$

$$\frac{C}{R} = 650,23 W_p$$

### 6.3.7 Selección del panel fotovoltaico

Se seleccionó un módulo fotovoltaico monocristalino de marca “AE SOLAR” con una potencia de salida  $P_{\text{máx}}$  de 330 W<sub>p</sub>, son distribuidos por la empresa Solergy Ecuador; se pueden observar las características en anexo 5.

### 6.3.8 Número de paneles fotovoltaicos

Es necesario dimensionar un número de paneles fotovoltaicos para cubrir la demanda mínima de 3 166,67 Wh/día. Con la ecuación 14 se calcula los paneles necesarios:

$$N_p = 1,2 * \frac{650,24 W_p}{330 W_p}$$

$$N_p = 2,36 \approx 3$$

### 6.3.9 Selección del inversor

Se ha seleccionado un inversor monofásico de marca ABB con una potencia de 1 500 watts (véase en anexo 6), debido a que es ideal para aplicaciones residenciales, permitiendo

realizar instalaciones y reparaciones sencillas. Este tiene características únicas como el acceso inalámbrico a interfaz de usuario web integrada, capacidad para una sencilla puesta en marcha.

### 6.3.10 Cantidad máxima de módulos en serie

Se calcula con las ecuaciones 15 y 16:

$$U_{ca(\text{módulo a } 13^{\circ}\text{C})} = \left[ 1 + (13,4 - 25)^{\circ}\text{C} * \frac{-0,29 \% / ^{\circ}\text{C}}{100} \right] * 46,74 \text{ V}$$

$$U_{ca(\text{módulo a } 13^{\circ}\text{C})} = 48,31 \text{ V}$$

$$N_{s \text{ máx}} = \frac{600 \text{ V}}{48,31 \text{ V}}$$

$$N_{s \text{ máx}} = 12,41 \approx 12$$

### 6.3.11 Cantidad mínima de módulos en serie

La temperatura nominal de funcionamiento de celda lo especifica la ficha técnica del panel fotovoltaico seleccionado. Se calcula con las ecuaciones 17, 18 y 19:

$$T_c = 27^{\circ}\text{C} + 1,25 * (45 - 20)^{\circ}\text{C}$$

$$T_c = 58,25^{\circ}\text{C}$$

$$U_{PMP(T_c)} = \left[ 1 + (58,25 - 25)^{\circ}\text{C} * \frac{-0,29 \% / ^{\circ}\text{C}}{100} \right] * 38,72 \text{ V}$$

$$U_{PMP(T_c)} = 34,98 \text{ V}$$

$$N_{s \text{ mín}} = \frac{100 \text{ V}}{34,98 \text{ V}} = 2,853 \approx 3$$

### 6.3.12 Determinación de la cantidad de módulos en paralelo

Se aplica la ecuación 20 para el cálculo:

$$Np_{\text{máx}} \leq \frac{12,5 \text{ A}}{9,38 \text{ A}}$$

$$Np_{\text{máx}} \leq 1,332 \approx 1$$

El inversor permite conectar un máximo de una rama en paralelo.

### 6.3.13 Altura mínima

Para este cálculo se aplica la ecuación 21:

$$h = 2 \text{ m} * \text{sen}(15^{\circ})$$

$$h = 0,518 \text{ m} \rightarrow 0,618 \text{ m}$$

### 6.3.14 Área necesaria para el sistema de generación

Para determinar el área necesaria se utiliza la ecuación 22:

$$A_N = 3 * 1,984 \text{ m}^2$$

$$A_N = 5,95 \text{ m}^2$$

### 6.3.15 Potencia nominal instalada

La potencia nominal instalada se la calcula con la ecuación 23:

$$P_o = \frac{3 * 330 \frac{W_p}{p}}{1000 \frac{W_p}{kW_p}} = 0,99 \text{ kW}_p$$

### 6.3.16 Dimensionamiento de conductores

Para esta sección se procederá a dimensionar el cableado de acuerdo a los tramos que se expresan en el anexo 7.

**6.3.16.1 Tramo de corriente continua.** Se dimensionará el cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta el ingreso del inversor.

Se aplica el criterio de intensidad máxima expuesto en la metodología:

$$I_{CAB\_string} \geq 1,25 * I_{SC}$$

$$I_{CAB\_string} \geq 1,25 * 10,4 \text{ A}$$

$$I_{CAB\_string} \geq 13 \text{ A}$$

Se aplica la ecuación 24 para encontrar la sección del conductor, se toma un valor del 1,5% de caída de tensión y la conductividad del cobre a una temperatura 90°C es 44 m/mm<sup>2</sup> según la tabla 5:

$$S_{string} = \frac{2 * 20 \text{ m} * 9,38 \text{ A}}{\frac{1,5}{100} * 44 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2 * 116,2 \text{ V}}$$
$$S_{string} = 4,9 \text{ mm}^2$$

De acuerdo al cálculo, se elegirá cable de cobre THHN 600V 90°C de calibre 10 AWG, sección comercial 5,261 mm<sup>2</sup>. La información técnica del conductor está en anexo 8.

**6.3.16.2 Tramo de corriente alterna.** Se dimensionará el cableado desde la salida del inversor hasta el tablero de distribución de energía.

Se aplica el criterio de intensidad máxima expuesto en la metodología:

$$I_{CAB\_string} \geq 1,25 * I_{INV}$$

$$I_{CAB\_string} \geq 1,25 * 12,5 \text{ A}$$

$$I_{CAB\_string} \geq 15,625 \text{ A}$$

Se aplica la ecuación 25 para encontrar la sección del conductor, se toma un valor del 1,5% de caída de tensión y la conductividad del cobre a una temperatura 90°C es 44 m/mm<sup>2</sup> según la tabla 5:

$$S_{CA} = \frac{2 * 20 \text{ m} * 15,625 \text{ A} * \cos(0,995)}{\frac{1,5}{100} * 44 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2 * 220 \text{ V}}$$

$$S_{CA} = 4,3 \text{ mm}^2$$

De acuerdo al cálculo, el conductor será de cobre THHN 600V 90°C de calibre 10 AWG, sección comercial 5,26 mm<sup>2</sup>. La información técnica del conductor está en anexo 8.

### 6.3.17 Protecciones, conectores y tableros eléctricos

Las protecciones son seleccionadas acorde a la metodología.

**Tabla 14**

*Protecciones del sistema fotovoltaico conectado a la red.*

Protecciones eléctricas			
N°	Elemento	Modelo	Capacidad
<b>Cuadro de corriente continua</b>			
1	Fusibles	FOPV110016	16 A
2	Interruptor Termomagnético	S802PV-SP16	16 A
3	Protector De Sobretensiones (SPD)	OVR PV T2 40-600 P QS	600 V
<b>Cuadro de corriente alterna</b>			
1	Interruptor Termomagnético	S803B-B63	63 A
2	Interruptor Automático Diferencial	FH204 AC-63/0,3	63 A

### 6.3.18 Estimación de la producción anual de energía

La producción de energía anual tiene en cuenta los ítems A, B, C, D de la tabla 6, la eficiencia de los conductores y la eficiencia del inversor seleccionado, adquiriendo el balance general del sistema “BOS”.

Se determina las pérdidas totales con la ecuación 28:

$$PT. [\%] = \left\{ 100 - \left[ \left( \frac{100 - 3,10 - 3}{100} \right) * \left( \frac{100 - 5 - 7}{100} \right) * \left( \frac{100 - 0,02}{100} \right) * \left( \frac{100 - 2}{100} \right) \right] * [100] \right\} + 0,22$$

$$PT. [\%] = 19,257 \%$$

Con la ecuación 29, se determina el balance “BOS [%]” del sistema:

$$BOS [\%] = 100 \% - 19,257 \%$$

$$BOS [\%] = 80,743 \%$$

Aplicando la ecuación 30, se determina la producción mensual de energía del sistema fotovoltaico y la producción anual será la sumatoria de todas las producciones mensuales del año como lo expresa la ecuación 31. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 15***Producción anual del sistema fotovoltaico*

Mes	$P_o$ [kWp]	HSP [h]	BOS	Días	Producción kWh/mes
Enero	0,99	4,33	0,807	31	107,24
Febrero	0,99	4,91	0,807	28	109,84
Marzo	0,99	5,60	0,807	31	138,69
Abril	0,99	5,61	0,807	30	134,46
Mayo	0,99	5,47	0,807	31	135,47
Junio	0,99	5,33	0,807	30	127,75
Julio	0,99	5,29	0,807	31	131,02
Agosto	0,99	6,00	0,807	31	148,60
Septiembre	0,99	6,30	0,807	30	151,00
Octubre	0,99	5,84	0,807	31	144,64
Noviembre	0,99	5,19	0,807	30	124,39
Diciembre	0,99	4,50	0,807	31	111,45
<b>Producción anual <math>E_{pa}</math></b> <b>[kWh/año]</b>					1 564,55

### 6.3.19 Factor de planta

De la ecuación 32, se determina el factor de planta:

$$F_p = \frac{1\,564,55 \text{ kWh}}{0,99 \text{ kW}_p * 8\,760 \text{ h}} * (100\%)$$

$$F_p = 18,04 \%$$

### 6.3.20 Índice de rendimiento

Se lo calcula con la ecuación 33:

$$PR = \frac{1\,564,55 \text{ kWh}}{\frac{1\,958,31 \text{ kWh/m}^2 * 0,99 \text{ kW}_p}{1 \text{ kW/m}^2}} * 100\%$$

$$PR = 80,7 \%$$

El diseño fotovoltaico propuesto se compone de 3 paneles solares para suministrar la demanda requerida por la vivienda, los cuales están distribuidos en 1 ramal de 3 módulos en serie. El esquema eléctrico y el diagrama unifilar se pueden visualizar en anexo 9.

## 6.4 Dimensionamiento del sistema termo solar.

Se diseñará un sistema por circulación natural “Termosifón”, debido a que son recomendados para las viviendas unifamiliares de 4 a 8 personas (Romero Cando & Samaniego Ojeda, 2021). Se debe tener presente en las instalaciones por termosifón que su funcionamiento es por el cambio de la densidad que presenta el fluido, debido al aumento de temperatura, esto genera una pequeña fuerza impulsora de movimiento, por lo tanto, el depósito de

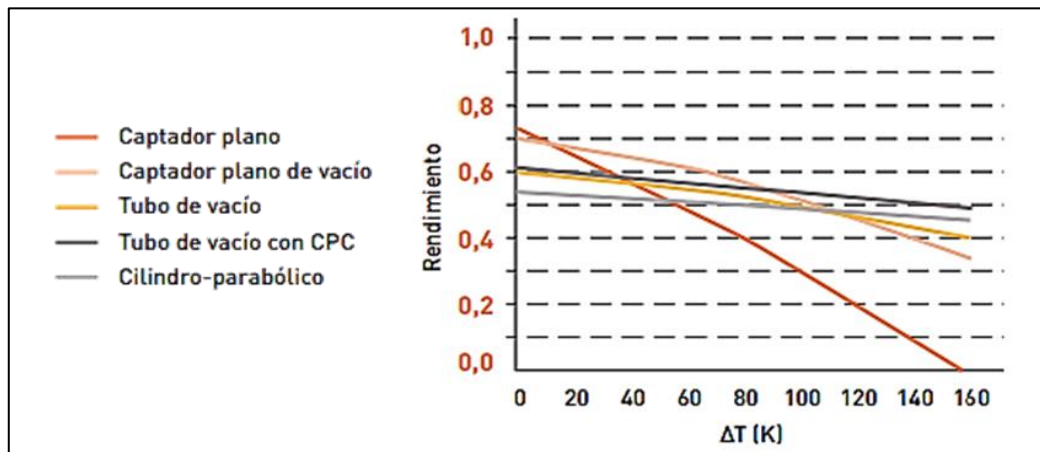
almacenamiento debe ubicarse encima de los colectores solares para permitir la convección natural por diferencia de temperaturas (ver figura 18).

#### 6.4.1 Tipo de colector

Para la selección del colector se debe tener en cuenta principalmente la temperatura de trabajo y de las condiciones climáticas, ya que el rendimiento de los colectores decrece a medida que la temperatura del fluido aumenta o la temperatura ambiente disminuye. En la figura 31 se puede observar el rendimiento de diferentes tipos de colectores solares.

**Figura 31**

*Rendimiento instantáneo de diferentes tipos de colectores*



*Nota.* Obtenido de la investigación denominada Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios, 2011

La temperatura de trabajo se calcula con la ecuación 34. Romero y Samaniego (2021), expresan que la temperatura media para ducharse es 38°C y que los sistemas de agua caliente sanitaria se diseñan para alcanzar temperaturas entre 40 y 60 °C. El software PVsyst, aporta el dato de la temperatura ambiente promedio de 20,1°C, se puede observar en anexo 1.

$$\Delta T_1 = (40^\circ\text{C} + 273,15) \text{ K} - (20,1^\circ\text{C} + 273,15) \text{ K}$$

$$\Delta T_1 = 313,15 \text{ K} - 293,25 \text{ K} = 19,9 \text{ K} \approx 20 \text{ K}$$

$$\Delta T_2 = (60^\circ\text{C} + 273,15) \text{ K} - (20,1^\circ\text{C} + 273,15) \text{ K}$$

$$\Delta T_2 = 333,15 \text{ K} - 293,25 \text{ K} = 39,9 \text{ K} \approx 40 \text{ K}$$

La temperatura de trabajo varía entre 20 y 40 K, por lo que se realizó un análisis en la figura 31 para seleccionar el colector más eficiente en este rango. Se seleccionará el colector de placa plana debido a que posee un alto rendimiento y son los más comerciales en el mercado ecuatoriano.

#### 6.4.2 Demanda energética.

Según la norma ecuatoriana de la construcción NEC (2020), una persona en una vivienda unifamiliar utiliza 28 litros/día por lo que este valor será tomado para los cálculos. El

agua caliente será utilizada únicamente para ducharse. Con la ecuación 35, se calcula la cantidad de agua consumida.

$$\dot{m} = 5 * 28 \frac{l}{\text{día}} = 140 \frac{l}{\text{día}}$$

Se obtuvo un volumen de agua consumida de 140 l/día, pero sin embargo no existen acumuladores térmicos para esa cantidad de agua, por lo que se dimensionará el sistema termosolar con acumuladores disponibles en el mercado ecuatoriano. La empresa SOLGAS ofrece acumuladores de 120 y 200 litros, por lo que se optó por un acumulador de 200 litros.

Se emplea la ecuación 36, para determinar la demanda energética mensual. El dato de la temperatura inicial del agua va entre los rangos de 14 y 18°C, por lo que se tomará la temperatura media con un valor de 16°C, se obtuvo de una investigación realizada por Espinoza, Martín, Bendito y Romero en el año (2015) y la temperatura final será 45°C.

**Tabla 16**  
*Demanda energética total*

Mes	Número de días	Ocupación del sistema [%]	$T_f$ [°C]	$T_i$ [°C]	$T_f - T_i$ [°C]	$D_E$ [kWh/mes]
Enero	31	100	45	16,00	29,00	209,11
Febrero	28	100	45	16,00	29,00	188,87
Marzo	31	100	45	16,00	29,00	209,11
Abril	30	100	45	16,00	29,00	202,36
Mayo	31	100	45	16,00	29,00	209,11
Junio	30	100	45	16,00	29,00	202,36
Julio	31	100	45	16,00	29,00	209,11
Agosto	31	100	45	16,00	29,00	209,11
Septiembre	30	100	45	16,00	29,00	202,36
Octubre	31	100	45	16,00	29,00	209,11
Noviembre	30	100	45	16,00	29,00	202,36
Diciembre	31	100	45	16,00	29,00	209,11
<b>Total [kWh/año]</b>						<b>2 462,08</b>

### 6.4.3 Sistema de captación

**6.4.3.1 Área de captación.** Con la ecuación 37, se determina el área necesaria para el sistema de captación.

$$A_{nec} = \frac{2\,462,08 \text{ kWh/año}}{1\,958,31 \text{ kWh/m}^2 * \text{año}}$$

$$A_{nec} = 1,2572 \text{ m}^2$$



**6.4.3.2 Selección del colector solar.** Se optó un colector de placa plana SUNblue®21 disponible en el mercado ecuatoriano, este dispone de una superficie de captación de 2,15 m<sup>2</sup> el cual cumple teniendo un área superior a la necesaria. Este es comercializado por la empresa SOLGAS en la ciudad de Loja y la ficha técnica del colector se encuentra en anexo 10.

**6.4.3.3 Número de colectores.** Para determinar el número necesario de colectores, se aplica la ecuación 38:

$$N_c = \frac{1,2572 \text{ m}^2 * 1,5}{2,15 \text{ m}^2}$$
$$N_c = 0,87 \approx 1$$

Se determinó que se necesita 1 colector, para satisfacer los requerimientos de la instalación.

#### **6.4.4 Sistema de acumulación.**

**6.4.4.1 Volumen del depósito de agua.** Se seleccionó un depósito de almacenamiento “BWS I/200” de capacidad de 200 litros, marca SUNSET, el cual es fabricado con acero inoxidable de 3 mm, con recubrimiento de laca en el interior, recubrimiento de poliéster en el exterior, aislamiento en poliuretano, con dos intercambiadores de calor fijos de acumulación (véase en anexo 11). Se comprueba que el acumulador cumpla con la relación que establece la normativa NEC, aplicando la ecuación 39:

$$40 \leq \frac{200}{2,15} \leq 180$$
$$40 \leq 93,02 \leq 180$$

Se comprueba la relación que establece la normativa NEC. A continuación, se debe verificar la cobertura que brindan los sistemas seleccionados aplicando el método de la curva de f-Chart:

**6.4.4.2 Cálculo del parámetro Y.** Para determinar este valor, es necesario conocer ciertos valores proporcionados por el fabricante (véase anexo 10). En la curva de eficiencia se obtuvo un valor del 79% y dispone de un vidrio con una transparencia del 92%, por lo que tiene un factor de pérdida de rendimiento de 0,96 por superficie transparente. Con la ecuación 41, se calcula el parámetro Y, cuyos resultados deben estar en el rango (0 < Y < 3).

**Tabla 17**  
Cálculo del parámetro Y

Mes	$R_c$ [kWh/m <sup>2</sup> / día]	Número de días	$D_E$ [kWh/mes]	$S_c$ [m <sup>2</sup> ]	$F_R(\tau\alpha)_n$	$\frac{F'_R}{F_R}$	$\left[ \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \right]$	Y
Enero	4,33	31	209,11	2,15	0,79	0,95	0,96	0,99
Febrero	4,91	28	188,87	2,15	0,79	0,95	0,96	1,13
Marzo	5,60	31	209,11	2,15	0,79	0,95	0,96	1,29
Abril	5,61	30	202,36	2,15	0,79	0,95	0,96	1,29
Mayo	5,47	31	209,11	2,15	0,79	0,95	0,96	1,26
Junio	5,33	30	202,36	2,15	0,79	0,95	0,96	1,22
Julio	5,29	31	209,11	2,15	0,79	0,95	0,96	1,21
Agosto	6,00	31	209,11	2,15	0,79	0,95	0,96	1,38
Septiembre	6,30	30	202,36	2,15	0,79	0,95	0,96	1,45
Octubre	5,84	31	209,11	2,15	0,79	0,95	0,96	1,34
Noviembre	5,19	30	202,36	2,15	0,79	0,95	0,96	1,19
Diciembre	4,50	31	209,11	2,15	0,79	0,95	0,96	1,03

**6.4.4.3 Cálculo del parámetro X.** Primero es necesario determinar el coeficiente global de pérdidas del captador, los factores de corrección tanto por almacenamiento y temperaturas. El coeficiente global de pérdidas es la pendiente de la curva característica, esta se la obtuvo dando valores a la gráfica y mediante el software Excel, se determinó una pendiente de: 4,8636 (W/m<sup>2</sup> °C). Para determinar el factor de corrección por el almacenamiento, se utiliza la ecuación 43:

$$K_1 = \left( \frac{200}{75 * 2,15} \right)^{-0,25}$$

$$K_1 = 0,95$$

Para determinar el factor de corrección para las temperaturas, se aplica la ecuación 44, una vez obtenidos los valores se determina el parámetro X con la ecuación 42, cuyos resultados deben estar en los rangos ( $0 < X < 18$ ).

**Tabla 18***Cálculo del parámetro X*

Mes	T <sub>amb</sub> [°C]	Horas del mes	D <sub>E</sub> [Wh/mes]	S <sub>c</sub> [m <sup>2</sup> ]	F <sub>R</sub> U <sub>L</sub>	$\frac{F'_R}{F_R}$	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>	X
<b>Enero</b>	21,90	744	209 107,40	2,15	4,86	0,95	0,95	0,97	2,53
<b>Febrero</b>	22,10	672	188 871,20	2,15	4,86	0,95	0,95	0,97	2,52
<b>Marzo</b>	22,30	744	209 107,40	2,15	4,86	0,95	0,95	0,96	2,50
<b>Abril</b>	21,90	720	202 362,00	2,15	4,86	0,95	0,95	0,97	2,53
<b>Mayo</b>	21,10	744	209 107,40	2,15	4,86	0,95	0,95	0,98	2,60
<b>Junio</b>	19,00	720	202 362,00	2,15	4,86	0,95	0,95	1,02	2,76
<b>Julio</b>	18,50	744	209 107,40	2,15	4,86	0,95	0,95	1,03	2,80
<b>Agosto</b>	18,20	744	209 107,40	2,15	4,86	0,95	0,95	1,03	2,82
<b>Septiembre</b>	17,80	720	202 362,00	2,15	4,86	0,95	0,95	1,04	2,85
<b>Octubre</b>	18,50	744	209 107,40	2,15	4,86	0,95	0,95	1,03	2,80
<b>Noviembre</b>	19,10	720	202 362,00	2,15	4,86	0,95	0,95	1,02	2,75
<b>Diciembre</b>	20,70	744	209 107,40	2,15	4,86	0,95	0,95	0,99	2,63

**6.4.4.4 Fracción solar mensual.** Con la ecuación 40, se obtiene la fracción solar:

**Tabla 19***Fracción solar mensual*

Mes	Y	X	f
<b>Enero</b>	0,99	2,53	0,65
<b>Febrero</b>	1,13	2,52	0,73
<b>Marzo</b>	1,29	2,50	0,81
<b>Abril</b>	1,29	2,53	0,81
<b>Mayo</b>	1,26	2,60	0,79
<b>Junio</b>	1,22	2,76	0,77
<b>Julio</b>	1,21	2,80	0,76
<b>Agosto</b>	1,38	2,82	0,84
<b>Septiembre</b>	1,45	2,85	0,87
<b>Octubre</b>	1,34	2,80	0,82
<b>Noviembre</b>	1,19	2,75	0,75
<b>Diciembre</b>	1,03	2,63	0,67

**6.4.4.5 Cálculo de la energía útil mensual.** Se lo encuentra con la ecuación 45:

**Tabla 20**  
*Energía útil mensual*

Mes	f	D <sub>E</sub> [kWh/mes]	Q <sub>u</sub>
<b>Enero</b>	0,65	209,11	135,70
<b>Febrero</b>	0,73	188,87	137,37
<b>Marzo</b>	0,81	209,11	169,89
<b>Abril</b>	0,81	202,36	164,29
<b>Mayo</b>	0,79	209,11	165,61
<b>Junio</b>	0,77	202,36	155,06
<b>Julio</b>	0,76	209,11	158,76
<b>Agosto</b>	0,84	209,11	175,62
<b>Septiembre</b>	0,87	202,36	176,11
<b>Octubre</b>	0,82	209,11	172,19
<b>Noviembre</b>	0,75	202,36	151,69
<b>Diciembre</b>	0,67	209,11	139,50

**6.4.4.6 Cálculo de la cobertura solar anual “%”.** Se aplica la ecuación 46:

**Tabla 21**  
*Cobertura solar anual*

Mes	D <sub>E</sub> [kWh/mes]	Q <sub>u</sub>
<b>Enero</b>	209,11	135,70
<b>Febrero</b>	188,87	137,37
<b>Marzo</b>	209,11	169,89
<b>Abril</b>	202,36	164,29
<b>Mayo</b>	209,11	165,61
<b>Junio</b>	202,36	155,06
<b>Julio</b>	209,11	158,76
<b>Agosto</b>	209,11	175,62
<b>Septiembre</b>	202,36	176,11
<b>Octubre</b>	209,11	172,19
<b>Noviembre</b>	202,36	151,69
<b>Diciembre</b>	209,11	139,50
<b>Total</b>	2 462,07	1 901,78
<b>Cobertura anual</b>		77%

Una vez realizados los cálculos respectivos, se logró cumplir la contribución solar anual mínima del 60% para usos residenciales.

**6.4.4.7 Rendimiento anual del sistema.** Se determina con el uso de la ecuación 47, el cual debe ser superior al 20%, según lo establece la normativa NEC (Macchiavello Almeida & Estupiñán Trujillo, 2020).

**Tabla 22**

*Rendimiento anual*

Mes	$R_{cm}$ [kWh/m <sup>2</sup> /mes]	$Q_u$	$\eta_a$ [%]
<b>Enero</b>	134,23	135,70	47,02
<b>Febrero</b>	137,48	137,37	46,47
<b>Marzo</b>	173,60	169,89	45,52
<b>Abril</b>	168,30	164,29	45,40
<b>Mayo</b>	169,57	165,61	45,43
<b>Junio</b>	159,90	155,06	45,10
<b>Julio</b>	163,99	158,76	45,03
<b>Agosto</b>	186,00	175,62	43,92
<b>Septiembre</b>	189,00	176,11	43,34
<b>Octubre</b>	181,04	172,19	44,24
<b>Noviembre</b>	155,70	151,69	45,31
<b>Diciembre</b>	139,50	139,50	46,51
<b>Rendimiento Anual</b>	1 958,31	1 901,78	45,27

Obteniendo un valor de rendimiento anual del 45,27 % cumpliendo con el rendimiento especificado por la norma.

#### 6.4.5 Sistema hidráulico

**6.4.5.1 Circuito primario.** Primero se calcula el caudal que circula en el circuito primario con la ecuación 48. Donde la corriente de flujo del colector de placa plana SUNblue®21 es de 50 l/h\*m<sup>2</sup> y el área es 2,15 m<sup>2</sup> según las características del colector (véase en anexo 10).

$$Q = 50 \frac{l}{h * m^2} * 2,15 m^2 * 1$$

$$Q = 107,5 \frac{l}{h} \approx 2,99 \times 10^{-5} \frac{m^3}{s}$$

**6.4.5.2 Diámetro de las tuberías.** Para el cálculo de la sección necesaria de la tubería en la instalación, se debe tener en cuenta las limitaciones de velocidad ( $0,3 \text{ m/s} \leq v \leq 2 \text{ m/s}$ ) que recomienda la normativa NEC (2020). Con la ecuación 49, se determina el diámetro necesario para la tubería:

$$D = \sqrt{\frac{4 * 2,99 \times 10^{-5} \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{0,3 \frac{\text{m}}{\text{s}} * \pi}}$$

$$D = 11,26 \times 10^{-3} \text{ m} \approx 11,26 \text{ mm}$$

Una vez realizado el cálculo del diámetro de la tubería necesaria, se ha notado que este no es comercial, por lo que se seleccionó una tubería de acero inoxidable AISI316L de 1/2'' o 12 mm. Se puede observar sus características en anexo 12.

**6.4.5.3 Aislamiento de las tuberías.** Para el cálculo del espesor mínimo de aislamiento de las tuberías en la instalación, se utiliza la ecuación 50. El aislamiento es fabricado por la empresa K-FLEX, disponen de una gran variedad de diámetros y trabaja en temperaturas desde un rango de los  $-40^{\circ}\text{C}$  hasta  $150^{\circ}\text{C}$ , posee una conductividad térmica de  $0,044 \text{ W/m}^{\circ}\text{C}$ , se puede visualizar las características en anexo 13. La normativa NEC (2020), ayuda con el dato de espesor de referencia en mm, se lo puede observar en anexo 14.

$$e = \frac{12 \text{ mm}}{2} * \left\{ e^{\left[ \frac{0,044 \text{ W/m}^{\circ}\text{C}}{0,04 \text{ W/m}^{\circ}\text{C}} * \ln\left(\frac{12 \text{ mm} + 2 * 20 \text{ mm}}{12 \text{ mm}}\right) - 1 \right]} \right\}$$

$$e = 24,106 \text{ mm}$$

Debido al cálculo se seleccionó un aislamiento con espesor de 25 mm que está disponible en el mercado.

**6.4.5.4 Cálculo de pérdidas de carga en la tubería.** Para calcular las pérdidas primero se debe determinar el número de Reynolds, haciendo uso de las propiedades físicas del agua a la temperatura de consumo  $45^{\circ}\text{C}$  (véase en anexo 15), se encontraron datos a emplear, como lo es la densidad del fluido  $\rho_{\text{fluido}}=990,1 \text{ kg/m}^3$  y la viscosidad dinámica del fluido  $\mu_{\text{fluido}}=0,596 \times 10^{-3} \text{ kg/m}^*\text{s}$ . Conociendo estos datos se utiliza la ecuación 52.

$$Re = \frac{990,1 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 0,3 \text{ m/s} * 0,012 \text{ m}}{0,596 \times 10^{-3} \text{ kg/m} * \text{s}}$$

$$Re = 5 980,5$$

Como el número de Reynolds es superior a 4 000, se establece que el fluido tiene una circulación turbulenta, por lo que se calcula el factor de fricción empleando la ecuación 54. Según Cengel y Ghajar (2011), la rugosidad del acero inoxidable es de 0,002 mm.

$$f = \frac{0,25}{\left[ \log \left( \frac{0,002 \text{ mm}}{3,7(12 \text{ mm})} + \frac{5,74}{(5\ 980,5)^{0,9}} \right) \right]^2}$$

$$f = 0,0361$$

Según la norma Ecuatoriana NEC (2020), la pérdida de carga unitaria nunca será superior a 40 mm de columna de agua por metro lineal de tubería. Para el cálculo de las pérdidas de la tubería se utiliza la ecuación 51.

$$\Delta hf = 0,0361 * \frac{1 \text{ m}}{0,012 \text{ m}} * \frac{(0,3 \text{ m/s})^2}{2 * (9,81 \text{ m/s}^2)}$$

$$\Delta hf = 0,0138 \text{ mca} = 13,8 \text{ mmca}$$

Se logro determinar que las pérdidas causadas por el rozamiento del fluido con las paredes de la tubería son 13,8 mmca, por lo que cumple con la normativa Ecuatoriana NEC.

**6.4.5.5 Circuito secundario.** Se utiliza la ecuación 55, para verificar si la superficie útil del intercambiador de calor interno es la adecuada.

$$S_i \geq 0,15 * 2,15 \text{ m}^2$$

$$1,4 \geq 0,323 \text{ m}^2$$

La normativa NEC (2020), expresa que las pérdidas de carga son despreciables para los intercambiadores de doble envolvente.

**6.4.5.6 Circuito de consumo.** Según Martínez, Noceto y Suárez (2013), sugiere que, para el acoplamiento de la instalación solar al circuito de consumo, la única precaución a adoptar es que no se introduzcan pérdidas de carga excesivas. Se debe tener en cuenta que, al acoplar el acumulador con las instalaciones existentes de consumo, no se debe colocar accesorios de reducción de diámetro.

#### 6.4.6 Cálculo del vaso de expansión.

Se determina el volumen total del fluido del circuito, es decir, el volumen que contiene el colector con las tuberías. El volumen del colector lo da el fabricante con un valor de 1,13 litros (véase en anexo 10) y el volumen de las tuberías se calcula con el diámetro interior de la tubería y la longitud. Se calculará por tramos tanto de agua caliente y agua fría. El volumen en la tubería del agua caliente se determina con la siguiente ecuación:

$$V_{tub \text{ agua caliente}} = \pi * \left( \frac{d}{2} \right)^2 * l$$

$$V_{tub \text{ agua caliente}} = \pi * \left( \frac{0,012 \text{ m}}{2} \right)^2 * 3$$

$$V_{tub \text{ agua caliente}} = 0,0003393 \text{ m} * \frac{1000 \text{ l}}{1 \text{ m}}$$

$$V_{tub\ agua\ caliente} = 0,3393\ l$$

Y el volumen en la tubería del agua fría se determina con la siguiente ecuación:

$$V_{tub\ agua\ fría} = \pi * \left(\frac{d}{2}\right)^2 * l$$

$$V_{tub\ agua\ fría} = \pi * \left(\frac{0,012\ m}{2}\right)^2 * 1,2$$

$$V_{tub\ agua\ fría} = 0,00013572\ m^3 * \frac{1\ 000\ l}{1\ m^3}$$

$$V_{tub\ agua\ fría} = 0,13572\ l$$

Se determina el volumen total de las tuberías, con la suma del volumen de la tubería de agua caliente y el volumen de la tubería de agua fría.

$$V_{T\ tub} = V_{tub\ agua\ caliente} + V_{tub\ agua\ fría}$$

$$V_{T\ tub} = 0,3393\ l + 0,1357\ l$$

$$V_{T\ tub} = 0,475\ l$$

El volumen total del circuito primario es la suma del volumen del colector y el volumen total de las tuberías.

$$V_{primario} = V_{colector} + V_{T\ tub}$$

$$V_{primario} = 1,13\ l + 0,475\ l$$

$$V_{primario} = 1,605\ l$$

El volumen en forma de vapor se determina con la suma del volumen del colector y el volumen de las tuberías de agua caliente.

$$V_{vap} = V_{colector} + V_{tub\ agua\ caliente}$$

$$V_{vap} = 1,13\ l + 0,3393\ l$$

$$V_{vap} = 1,469\ l$$

Para calcular el coeficiente de presión se debe conocer la presión máxima admisible y la presión mínima. La presión mínima depende de la presión estática, por lo que se calcula con la ecuación 58. La presión estática es directamente proporcional a la altura y como el colector tiene una diferencia de altura insignificante se asume que es 0.

$$P_{estática} = 0 * 100$$

$$P_{estática} = 0\ hPa$$

Y la presión mínima se calcula con la ecuación 59:

$$p_{min} = 500 + 0$$

$$p_{min} = 500\ hPa = 0,5\ bar$$



Con la ecuación 60, se calcula la presión máxima. El dato de presión de calibración de la válvula de seguridad será tomado en el elemento que soporta menor presión en el circuito primario, por lo que será la presión del acumulador de agua que soporta 6 bar o 6 000 hPa.

$$p_{m\acute{a}x} = 6\ 000\ \text{hPa} - 300$$

$$p_{m\acute{a}x} = 5\ 700\ \text{hPa} = 5,7\ \text{bar}$$

Empleando la ecuación 57, se determina el coeficiente de presión:

$$C_{pre} = \frac{(5,7 + 1)\ \text{bar}}{(5,7 - 0,5)\ \text{bar}}$$

$$C_{pre} = 1,288$$

Se calcula el volumen total del vaso de expansión con la ecuación 56:

$$V_t = (1,605\ \text{l} * 0,05 + 1,469\ \text{l} * 1,1) * 1,288$$

$$V_t = 2,185\ \text{l}$$

Por lo que se ha seleccionado un vaso de expansión del inmediato superior de 5 litros disponible en el mercado ecuatoriano.

## 6.5 Estudio económico

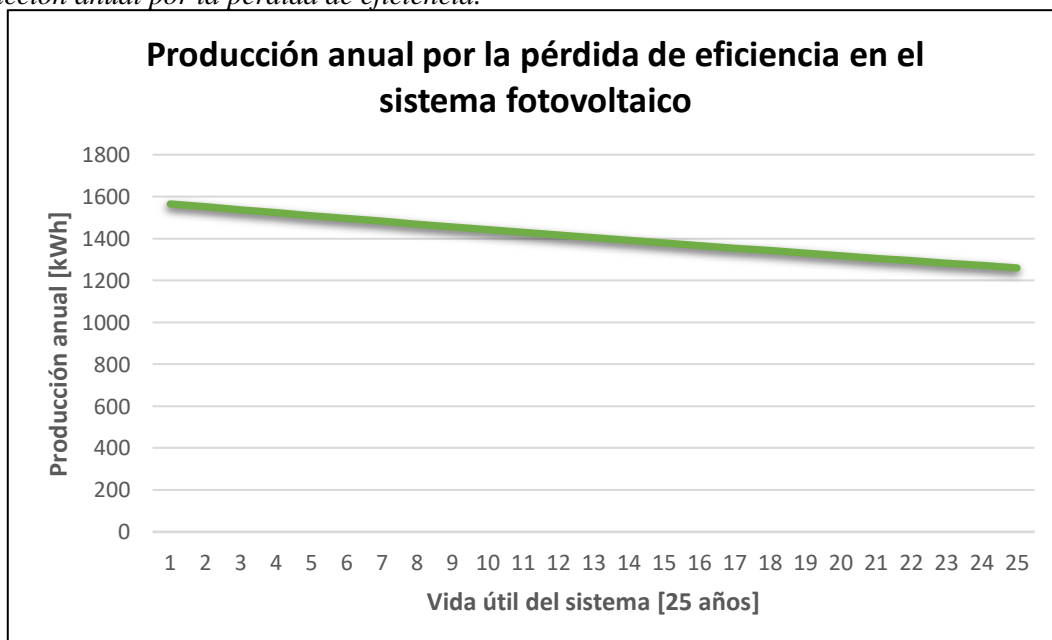
### 6.5.1 Sistema fotovoltaico

Antes de obtener el presupuesto del sistema fotovoltaico, se evalúan los factores técnicos y económicos a continuación:

**6.5.1.1 Pérdida de eficiencia.** Los paneles fotovoltaicos tienen una pérdida de eficiencia anual de 0,90%. Por lo que la siguiente figura expresa la producción del sistema propuesto en toda su vida útil:

**Figura 32**

*Producción anual por la pérdida de eficiencia.*



**6.5.1.2 Inversión para la instalación del sistema fotovoltaico.** El presupuesto para realizar el sistema fotovoltaico propuesto es el siguiente:

**Tabla 23**

*Presupuesto para el sistema fotovoltaico.*

<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Unitario</b>	<b>Valor Total</b>
<b>Módulos fotovoltaicos</b>			
3	Panel solar AE330SMM6-72	\$ 263,00	\$ 789,00
<b>Inversor</b>			
1	Inversor ABB UNO-DM-1.2-TL-PLUS-Q	\$ 1 100,00	\$ 1 100,00
<b>Estructura de montaje</b>			
1	Estructura Cubierta Plana para 3 módulos a 15°	\$ 232,99	\$ 232,99
<b>Conductores y terminales</b>			
80	Cable de cobre THWN 600V 90°C de calibre 10 AWG	\$ 1,15	\$ 92,00
2	Conectores MC4	\$ 3,50	\$ 7,00
<b>Protección para corriente continua</b>			
2	Fusible cilíndrico "F0PV110016" 16 A	\$ 4,45	\$ 8,90
2	Portafusible cilíndrico CMC101	\$ 7,99	\$ 15,98
1	Interrupor Termomagnético 16 <sup>a</sup>	\$ 59,99	\$ 59,99
1	Protector De Sobretensiones (SPD) 600V	\$ 99,99	\$ 99,99
<b>Protección para corriente alterna</b>			
1	Interrupor Termomagnético 63A	\$ 74,99	\$ 74,99
1	Interrupor Automático Diferencial 63A	\$ 124,99	\$ 124,99
<b>Puesta a tierra</b>			
1	Varilla de cobre de 1,8 m	\$ 39,99	\$ 39,99
<b>Material de trabajo</b>			
1	Abrazaderas, terminales, cintas, entre otros	\$ 100,00	\$ 100,00
<b>Diseño e instalación</b>			
1	Proyecto de ingeniería	\$ 999,99	\$ 999,99
1	Mano de obra	\$ 499,99	\$ 499,99
1	Imprevistos	\$ 250,00	\$ 250,00
<b>Valor Total</b>			<b>\$ 4 495,80</b>

**6.5.1.3 Flujo de caja.** Cabe recalcar que en la inyección de energía bajo la Resolución Nro. ARCERNNR 013/2021, no existe ningún tipo de comercialización monetaria entre la empresa distribuidora y el usuario, por lo que el retorno de la inversión depende directamente del ahorro económico por el consumo energético de la red.

**Tabla 24***Movimiento de flujo y capital.*

<b>Año</b>	<b>Ingreso Anual</b>	<b>Egresos</b>	<b>Flujo De Caja</b>
0	-	-	\$ 4 495,80
1	\$ 144,20	-	\$ 144,20
2	\$ 142,91	-	\$ 142,91
3	\$ 141,62	-	\$ 141,62
4	\$ 140,35	-	\$ 140,35
5	\$ 139,08	-	\$ 139,08
6	\$ 137,83	-	\$ 137,83
7	\$ 136,59	-	\$ 136,59
8	\$ 135,36	-	\$ 135,36
9	\$ 134,14	-	\$ 134,14
10	\$ 132,94	-	\$ 132,94
11	\$ 131,74	-	\$ 131,74
12	\$ 130,55	-	\$ 130,55
13	\$ 129,38	\$ 1.100,00	\$ -970,62
14	\$ 128,21	-	\$ 128,21
15	\$ 127,06	-	\$ 127,06
16	\$ 125,92	-	\$ 125,92
17	\$ 124,78	-	\$ 124,78
18	\$ 123,66	-	\$ 123,66
19	\$ 122,55	-	\$ 122,55
20	\$ 121,44	-	\$ 121,44
21	\$ 120,35	-	\$ 120,35
22	\$ 119,27	-	\$ 119,27
23	\$ 118,20	-	\$ 118,20
24	\$ 117,13	-	\$ 117,13
25	\$ 116,08	-	\$ 116,08

**6.5.1.4 Cálculo del VAN y TIR.** Con la ecuación 65, se determinó que el valor actual neto es de: \$ - 3 506,9, comprobando así que, si este proyecto se lo ejecuta, no se recuperaría toda la inversión; y con la ecuación 66, se calculó un TIR de - 5,054%, el cual es muy inferior a la tasa de descuento que dispone el Banco Central del Ecuador “8,58% y financiar el proyecto por medio de esta entidad bancaria no es rentable.

**6.5.1.5 Precio de la energía eléctrica generada por el sistema propuesto.** Se determinó con las ecuaciones 67 y 68:

$$R = \frac{0,0858}{1 - (1 + 0,0858)^{-25}}$$

$$R = 0,0984$$

$$C_{Eg} = \frac{4\,495,8 \text{ USD} * 0,0984 + 45 \text{ USD}}{1\,564,55 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}}$$

$$C_{Eg} = 0,312 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$$

El costo del kWh generado por el sistema propuesto es de 0,312 USD. El sistema no es rentable debido a que las empresas distribuidoras de electricidad ofrecen el kWh a un precio inferior.

## 6.5.2 Sistema termo solar

**6.5.2.1 Inversión para la instalación del sistema termo solar.** El presupuesto para el sistema fotovoltaico es el siguiente:

**Tabla 25**  
*Presupuesto de la instalación del sistema termo solar*

Cantidad	Descripción	Valor Unitario	Valor Total
<b>Colector solar</b>			
1	Colector solar SUNblue®21	\$ 384,99	\$ 384,99
<b>Acumulador de agua</b>			
1	Depósito de almacenamiento “BWS I/200”	\$ 589,99	\$ 589,99
<b>Tubería y aislamiento para el circuito primario</b>			
4	Tubería de acero inoxidable AISI316L de 1/2”	\$ 11,99	\$ 47,96
4	Aislamiento K-FLEX de 25mm	\$ 7,99	\$ 31,96
<b>Vaso de expansión</b>			
1	Vaso de expansión de 5 litros	\$ 34,99	\$ 34,99
<b>Estructura de montaje</b>			
1	Soporte para el colector y el tanque de almacenamiento	\$ 149,99	\$ 149,99
<b>Diseño e instalación</b>			
1	Proyecto de ingeniería	\$ 999,99	\$ 999,99
1	Mano de obra	\$ 199,99	\$ 199,99
1	Imprevistos	\$ 150,00	\$ 150,00
<b>Valor Total</b>			<b>\$ 2 589,86</b>

**6.5.2.2 Ahorro anual.** Para determinar el ahorro anual que se obtendría al implementar el sistema solar térmico, se muestran los costos actualizados en USD/kWh para Ecuador.

- Tarifa kWh empresas eléctricas: 0,09217 USD/kWh ( Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, 2021)
- Tarifa kWh GLP industrial: Romero y Samaniego (2021) en su tesis de grado realizan el cálculo para determinar el precio del kWh de un cilindro industrial GLP de 15 kg que es comercializado en Ecuador, obteniendo un valor de 0,069

USD/kWh. Así mismo establece un rendimiento convencional para los calefones del 80%.

Se utiliza la ecuación 69 con el propósito de encontrar el ahorro anual que causaría la implementación del sistema termosolar propuesto. Como la vivienda dispone de duchas eléctricas se determina el ahorro en la electricidad que se consume al ducharse:

$$\text{Ahorro anual de electricidad} = \left( \frac{1\,901,78 \text{ kWh/año}}{100\%} \right) * 0,09217 \text{ USD/kWh}$$

$$\text{Ahorro anual de electricidad} = 175,29 \text{ USD/año}$$

También se determinó el ahorro de calentar agua por medio de calefón con el uso de GLP:

$$\text{Ahorro anual de GLP} = \left( \frac{1\,901,78 \text{ kWh/año}}{80\%} \right) * 0,069 \text{ USD/kWh}$$

$$\text{Ahorro anual de GLP} = 164,03 \text{ USD/año}$$

**6.5.2.3 Periodo de amortización.** Para determinar el tiempo en el que se recuperará la inversión inicial al instalar el sistema termo solar, se aplica la ecuación 70.

Como la vivienda dispone de duchas eléctricas se ha determinado el tiempo que se tardaría en recuperar la inversión inicial:

$$\text{Payback electricidad} = \frac{2\,589,86 \text{ USD}}{175,29 \text{ USD/año}}$$

$$\text{Payback electricidad} = 14,77 \text{ años}$$

También se determina el tiempo que se tardaría en recuperar la inversión inicial, con el uso de calefón:

$$\text{Payback GLP} = \frac{2\,589,86 \text{ USD}}{164,03 \text{ USD/año}}$$

$$\text{Payback GLP} = 15,79 \text{ años}$$

Se ha determinado que el sistema solar térmico propuesto si es rentable, debido a que se recupera la inversión a los 15 años desde su instalación, en el que se obtendrá beneficios propios los últimos 10 años, ya que el sistema tiene una vida útil de 25 años.

## 7. Discusión

La investigación, permite comprender las diferentes configuraciones eléctricas que los diseñadores pueden lograr y tener una idea más general de lo esencial en este tipo de sistemas.

Según la regulación Nro. ARCERNR – 013/2021 establece que se realizará un balance económico de la energía entregada contra la energía consumida para la facturación. En caso de que se produzcan excedentes de energía podrán ser acumulados por un periodo de 24 meses, pasado ese tiempo se reseteará a cero, sin que la distribuidora tenga derecho de otorgar una compensación económica por aquella energía. Con esto se puede mencionar que esta regulación no apoya efectivamente a los sistemas de generación fotovoltaica, ya que no se dispone de una tarifa de venta de energía por los excedentes de la misma.

La radiación solar se la obtuvo a través de la fuente Meteonom 7.3 que proporciona el software “PVsyst 7.1” el cual provee una información meteorológica confiable para cualquier ubicación, con datos interpolados a partir de más de 8 000 estaciones en el mundo.

El diseño del sistema fotovoltaico está basado en la propuesta del autor Bayod Rújula (2009), quien propone utilizar el “Método del peor mes” ya que es uno de los más utilizados, debido a que el cálculo de todos sus componentes es rápido y sencillo; esta metodología consiste en la relación de la energía consumida en el mes más crítico contra la peor radiación diaria disponible en la localidad. Para la ubicación de los sistemas solares en entornos urbanos, se debe seleccionar un área del emplazamiento libre de sombras, debido a que es un aspecto clave para tener un buen rendimiento en los sistemas.

La vivienda en análisis presenta un consumo en el mes más crítico es de 95 kWh/mes, con un consumo diario de 3,167 kWh/día y la radiación más crítica es en el mes de enero con un valor de 4,87 kWh/m<sup>2</sup>/día, con un promedio anual de radiación de 5,51 kWh/m<sup>2</sup>/día.

El sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución eléctrica cuenta con un ramal de 3 paneles fotovoltaicos con una potencia de salida 330 Wp, los cuales según el cálculo deben tener una inclinación de 6,25°, pero por recomendación de Mogrovejo y Sarmiento (2011) se los pondrá con una inclinación de 15° para que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia y así mismo facilitará el mantenimiento. Se dispone también de un inversor de 1 ramales con una potencia nominal de 1 500W, el sistema propuesto tiene una estimación de producción anual de energía 1 564,55 kWh/año con un rendimiento del 80,7%, satisfaciendo las necesidades de la vivienda unifamiliar.

El sistema fotovoltaico propuesto no será económicamente viable, ya que en los cálculos expuestos se obtuvo un resultado negativo del VAN y el TIR. La información mencionada anteriormente coincide con la investigación de Vera y Coronel (2021), en la que mencionan

que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red no son económicamente rentables, debido a que no se dispone de una tarifa de venta de energía por los excedentes de la misma.

Estos sistemas serían económicamente viables, en el caso de que en una vivienda no tenga acceso alguno a al tendido eléctrico de distribución y hacer la construcción de esta red sería más costoso que la implementación del sistema fotovoltaico. La rentabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico depende en gran medida del apoyo y estímulo de organismos públicos, gubernamentales e internacionales. La disponibilidad de la energía en zonas de difícil acceso estaría disponible por este medio de generación autónoma ofreciendo una oportunidad para mejorar la calidad de vida.

Para el dimensionamiento del sistema termosolar se utilizó el método de las curvas de f (f-chart) propuesto por la normativa de construcción ecuatoriana escrito por Macchiavello y Estupiñán (2020), el cual permitirá obtener el porcentaje de la demanda energética que se puede cubrir con la aportación solar. Romero y Samaniego (2021), recalcan que este método permite conocer las condiciones de funcionamiento mensuales exactas de su instalación, no es válido para períodos de tiempo más cortos.

Se optó por dimensionar un sistema por termosifón ya que son recomendados para viviendas unifamiliares. Existen una variedad de colectores solares por lo que se hizo un análisis con la temperatura que trabajará el fluido y las condiciones climáticas de la zona, resultando ser el colector más eficiente el de placa plana, los mismos que son muy distinguidos en el mercado ecuatoriano en comparación a otros colectores termosolares.

El sistema propuesto se compone por un colector de placa plana SUNblue®21 y un depósito de almacenamiento de capacidad de 200 litros, cumpliendo con el nivel mínimo de eficiencia que es del 20 % y la cobertura anual mínima del 60%, exigidos en la normativa de construcción ecuatoriana. Según los cálculos realizados en esta investigación se obtuvo un rendimiento anual del 45% y una cobertura anual de 77%.

También se puede destacar que, en el estudio económico se obtuvo un mayor ahorro y un menor tiempo de retorno de la inversión en la sustitución de duchas eléctricas por el sistema termosolar. Por lo que resulta un periodo de recuperación de 14 años con 8 meses y hace que esta implementación sea viable para la construcción.

## 8. Conclusiones

- Se realizó un análisis de la demanda eléctrica de la vivienda a lo largo de un año con la ayuda de las planillas del consumo eléctrico, obteniendo en varios meses 95 kWh/mes, considerándose el consumo más elevado.
- Se diseñó un sistema fotovoltaico con orientación hacia el norte geográfico y una inclinación de  $15^\circ$ , cuenta con un ramal de 3 paneles fotovoltaicos con una potencia de salida  $330 W_p$ , también con un inversor de potencia nominal de 1500W. Este sistema tiene una estimación de producción anual de energía de 1564,55 kWh/año, con un rendimiento del 80,7%.
- Se desarrolló un estudio económico para el sistema fotovoltaico, el cual requiere de una inversión de \$4495,80, en el que resultó que no es económicamente viable, debido a que se obtuvo un VAN de \$-3506,9 y un TIR de -5,054%, con esto se demuestra que la construcción de este sistema no es rentable ya que no existe incentivo económico por parte del ministerio según la regulación Nro. ARCERNNR – 013/2021.
- Se dimensionó un sistema termosolar con orientación hacia el norte con una inclinación de  $15^\circ$ , misma que comprende de un colector de placa plana SUNblue@21 y un depósito de almacenamiento de capacidad de 200 litros, ambos de marca SUNSET.
- El sistema termosolar logra cumplir con la contribución solar anual mínima de 60% y el rendimiento mínimo de 20%, obteniendo una cobertura anual 77% y un rendimiento anual de 45,27%.
- Se realizó un estudio económico para el sistema termosolar, el cual requiere de una inversión de \$2589,86 dólares, mismo que es viable con un periodo de recuperación de la inversión de 15 años.



## **9. Recomendaciones**

- Se deben establecer mejores políticas que fomenten el uso de fuentes de energía renovables, como por ejemplo sería la libre importación de los componentes para el sistema fotovoltaico, establecer mejores créditos con bajo interés, entre otros.
- Se recomienda que la regulación Nro. ARCERNNR – 013/2021, proponga una tarifa de venta de energía por los excedentes de la misma para permitir un beneficio económico y hacer más viables a estos sistemas de generación.
- Crear una normativa de construcción ecuatoriana relacionada a los criterios y requisitos técnicos para la conexión e implementación de sistemas fotovoltaicos.

## 10. Bibliografía

- Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico. (Junio de 2021). *AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES*. Obtenido de ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO - DICIEMBRE 2022: [https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/02/2.\\_informe\\_analisis\\_y\\_determinacion\\_costos\\_spe\\_e\\_2022.pdf](https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/02/2._informe_analisis_y_determinacion_costos_spe_e_2022.pdf)
- Alomá Chávez, E., & Malaver, M. (Julio de 2007). *Educere*. Obtenido de Los conceptos de calor, trabajo, energía y teorema de Carnot en textos universitarios de termodinámica.: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=35603814>
- Angamarca, G., Carabajo, V., & Chima, J. (2021). *Análisis de datos de 3 estaciones meteorológicas del Ecuador "Zaruma, Gualaquiza y Chiquiribamba"*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/548286125/Estacion-Es>
- ARCONEL. (05 de abril de 2021). *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*. Obtenido de [www.regulacionelectrica.gob.ec](http://www.regulacionelectrica.gob.ec)
- Avendaño Hurtado, D. F., Lopez, A., & Moral, F. (2014). Percepción del impacto social, ambiental y económico del uso de la energía renovable en zonas rurales de Ecuador. *Universidad de Málaga*, 25.
- Banco Central del Ecuador . (Mayo de 2022). *Tasas de Interés*. Obtenido de <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indicador.htm>
- Bayod Rújula, Á. A. (2009). *Energías Renovables Sistemas Fotovoltaicos*. Zaragoza: Pressas Universitarias de Zaragoza.
- Buitrón Proaño , R. D., & Burbani Gube, G. V. (2010). d.3.2.2 Fuentes de energía renovable. *ELABORACIÓN DE UNA NORMATIVA PARA EL DISEÑO Y DIAGNÓSTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES AUTÓNOMOS PARA EL ECUADOR*, 1-275.
- Cengel, A., & Ghajar, J. (2011). *Transferencia de calor y masa*. México: MCGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- COMITÉ EJECUTIVO DE LA NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN. (ENERO de 2013). *NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN "NEC"* . Obtenido de *INSTALACIONES ELECTROMECÁNICAS*: <https://www.ecp.ec/wp-content/uploads/2017/09/NECINSTALACIONESELECTROMECANICAS2013.pdf>

- cunningham, R. E. (2003). La energía, historia de sus fuentes y transformación. *Petrotecnica*, 52 - 60.
- Espinoza Reyes, A. O., Martín Monerris, M., Bendito Durá , V., & Romero Motoche, J. (2015). Caracterización preliminar de dos microcuencas en la ciudad Zaruma (Ecuador) y la elaboración de propuestas de seguimiento de la calidad del agua . *Universidad Politécnica De Valencia* , 169.
- Fernández García, L. G., & Cervantes Torres, A. (2017). Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira. *CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES AVANZADOS, S.C*, 1-136.
- Guevara Vásquez, S. (2003). Diseño del sistema de calentamiento solar de agua. *Centro Panamericano de Ingeniería Sanitaria y Ciencias del Ambiente*, 15.
- Jarabo Friedrich, F., Perez Dominguez, C., Elortegui Escartin, N., Fernandez Gonzalez, J., & Macias Hernandez, J. J. (1988). *EL LIBRO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES*. Costa Rica: S.A.P. T. (S.A. de Publicaciones Técnicas).
- Macchiavello Almeida, G. E., & Estupiñán Trujillo, A. V. (2020). *ENERGÍAS RENOVABLES (ER) código NEC - HS - ER*. Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI).
- Martínez Escribano, J. C., Noceto, P. F., & Suárez , R. A. (Marzo de 2013). Manual Técnico de Energía Solar Térmica. *Facultad de Ingeniería, Universidad de la República*.
- Mogrovejo León, W. F., & Sarmiento Vintimilla , J. C. (2011). Analiza la factibilidad técnica y económica en el Ecuador para la implementación de energía solar, tanto en el campo fotovoltaico como termo solar aplicado a viviendas unifamiliares. *Universidad de Cuenca*, 1-234.
- OLADE. (1995). Organización Latinoamericana de Energía.
- Peña Solano, H. E., & Montaña Peralta, T. E. (2018). “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN COLECTOR SOLAR DE PLACA PLANA DESTINADO A LA OBTENCIÓN DE AGUA CALIENTE SANITARIA PARA EL LABORATORIO DE ENERGÍAS RENOVABLES DEL AEIRNNR DE LA UNL”. *UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA*.
- Porras Prieto, C. J., & Ruiz Mazarrón, F. (2015). EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA BASADO EN COLECTORES DE TUBOS DE VACIO PARA SUMINISTRO DE AGUA A ALTA TEMPERATURA. *UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID*.

- Potes Valencia, P. W., & Proaño Maldonado, X. A. (2019). DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN EL BLOQUE B DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI. *UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI*, 1-158.
- Quinche Bravo, J. V., & Soto Ludeña, F. A. (2012). DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA VIVIENDA SOSTENIBLE DE INTERÉS SOCIAL DEL AEIRNNR. *UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA*, 1-180.
- República Del Ecuador. (16 de Enero de 2015). *Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica*. Obtenido de [https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/mar/Ley%20Org%C3%A1nica%20del%20Servicio%20P%C3%ABlico%20de%20Energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20-%20RO418%202015\\_ene\\_16.pdf](https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/mar/Ley%20Org%C3%A1nica%20del%20Servicio%20P%C3%ABlico%20de%20Energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20-%20RO418%202015_ene_16.pdf)
- Rivas Celi, E. R., & Tapia Peralta, D. G. (2015). ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL DE LA CIUDAD DE LOJA. *UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA*, 2-90.
- Romero Cando, M. F., & Samaniego Ojeda, C. G. (2021). DISEÑO DE UN SISTEMA DE AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) MEDIANTE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN EL BARRIO CLODOVEO DE LA CIUDAD DE LOJA. *UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA*, 113.
- Romero Márquez, C. J., & Solano Jiménez, J. C. (2020). DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN EL ECUADOR EN BAJA TENSIÓN. *Universidad Nacional De Loja*, 1-222.
- Vera Bermeo, K. A., & Coronel Villavicencio, I. A. (2021). DISEÑO DE UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICO, CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN PARA LA FACULTAD DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y LOS RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES CONSIDERANDO LA REGULACIÓN ARCONEL 003/18. *UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA*, 1-132.
- Zabalza Bribián, I., & Aranda Usón, A. (2009). *Energía solar térmica*. Prensas Universitarias de Zaragoza.

## 11. Anexos

### Anexo 1. Parámetros del sitio geográfico

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Coordenadas geográficas | **Meteo mensual** | Mapa interactivo

Sitio: **Zaruma (Ecuador)**

Fuente de datos: **Meteonorm 7.3, Sat=100%**

	<b>Irradiación horizontal global</b> kWh/m <sup>2</sup> /día	<b>Irradiación difusa horizontal</b> kWh/m <sup>2</sup> /día	<b>Temperatura</b> °C	<b>Velocidad del viento</b> m/s	<b>Turbidez Linke</b> [-]	<b>Humedad relativa</b> %
Enero	4.87	2.15	21.9	2.10	3.238	72.1
Febrero	5.28	2.78	22.1	2.00	3.196	72.0
Marzo	5.71	2.40	22.3	2.01	3.207	72.8
Abril	5.45	2.25	21.9	2.00	3.117	73.4
Mayo	5.16	1.77	21.1	2.10	3.063	73.5
Junio	5.03	1.76	19.0	2.00	2.815	79.3
Julio	5.04	2.01	18.5	2.19	2.988	78.4
Agosto	5.88	2.00	18.2	2.39	3.118	78.4
Septiembre	6.43	2.06	17.8	2.49	3.632	80.0
Octubre	6.28	2.20	18.5	2.50	3.654	78.0
Noviembre	5.83	2.15	19.1	2.49	3.583	76.2
Diciembre	5.11	2.31	20.7	2.40	3.604	72.8
<b>Año</b>	<b>5.51</b>	<b>2.15</b>	<b>20.1</b>	<b>2.2</b>	<b>3.268</b>	<b>75.6</b>

**Datos requeridos**

- Irradiación horizontal global
- Temperatura ext. promedio

**Datos adicionales**

- Irradiación difusa horizontal
- Velocidad del viento
- Turbidez Linke
- Humedad relativa

**Unidades de irradiación**

- kWh/m<sup>2</sup>/día
- kWh/m<sup>2</sup>/mes
- MJ/m<sup>2</sup>/día
- MJ/m<sup>2</sup>/mes
- W/m<sup>2</sup>
- Índice de claridad Kt

*Nota.* Datos obtenidos del software PVsyst SA 7.1 cuya fuente es de Meteonorm, 7.1

**Anexo 2. Planillas del consumo eléctrico.**

1

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Cooperación Nacional de Electricidad CNEL EP - SUICURDAL. Av. Antigua 1810 y Santa Rosa Tel: 07292500 - Machala - Ecuador  
RUC: 09689920001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 65-del 17-Marzo-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Via a la Costa,  
Edificio GRACE Cebos, piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Tel.: 04 6727 373

Factura No. 073-002-003359178  
No Autorización 0701202101096859902000120730020033591781610132013  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,54

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR** Fecha de Emisión: 2021/ENE/07

Fecha de Vencimiento: 2021/ENE/20

---

**SUMINISTRO:** 6101320 **PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO**  
**Código Único Eléctrico Nacional:** 0706101320 **Cédula / R.U.C.:** 0701075442

**Dirección servicio:** AV.ISIDRO AYORA  
**Plan/Geocódigo:** 07-13-1-65-110300 **Tarifa:** RD RESIDENCIAL  
**Provincia - Cantón - Parroquia:** EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA  
**Dirección notificación:** AV.ISIDRO AYORA

---

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**  
**Medidor:** 1810373642 **Desde:** 2-Dic-20 **Hasta:** 2-Ene-21 **Días Facturados:** 31 **Tipo Consumo:** null  
**Factor de multiplicación:** 1,000 **Factor Corrección:** 1,000 **Factor Potencia:** 1,000 **Constante:** 0,00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	2276.00	2181.00	95		kWh	8.74

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1.41
CARGO POR ENERGIA	8.74
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>10.15</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.84
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1.84</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-3.95
SUBSIDIO CRUZADO	-1.70
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5.65</b>

**TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):** 6.34

---

**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2):</b>	<b>0.00</b>

---

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**  
 ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**

Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	3.95
<b>Total</b>	<b>3.95</b>



---

TOTAL	
Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6.34
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELECTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6.34</b>

Clave acceso



La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO

1

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Cooperación Nacional de Electricidad CNEL EP - SUCURSAL: Av. Aníbal 1810 y Santa Rosa Tel: 07293500 - Machala - Ecuador  
RUC: 096899020021 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 65-061 17-Marzo-2009



**Matriz:** Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRACE Celso, piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Tel.: (04) 3727 319

Factura No. 073-002-003627739  
No Autorización 0602202101098659902000120730020036277391610132015  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9.54

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR** Fecha de Emisión: 2021/FEB/08 Fecha de Vencimiento: 2021/FEB/19

**SUMINISTRO:** 6101320 **PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO**

**Código Único Eléctrico Nacional:** 0706101320 **Cédula / R.U.C.:** 0701075442

**Dirección servicio:** AV.ISIDRO AYORA

**Plan/Geocódigo:** 07-13-1-65-110300 **Tarifa:** RD RESIDENCIAL

**Provincia - Cantón - Parroquia:** EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA

**Dirección notificación:** AV.ISIDRO AYORA

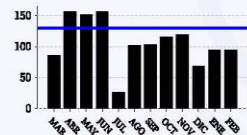
**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**

**Medidor:** 1810373642 **Desde:** 2-Ene-21 **Hasta:** 2-Feb-21 **Días Facturados:** 31 **Tipo Consumo:** null

**Factor de multiplicación:** 1.000 **Factor Corrección:** 1.000 **Factor Potencia:** 1.000 **Constante:** 0.00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	2371.00	2276.00	95	kWh	8.74	

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACIÓN	1.41
CARGO POR ENERGÍA	8.74
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>10.15</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.84
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1.84</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGÍA	-3.23
SUBSIDIO CRUZADO	-2.42
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5.65</b>
<b>TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):</b>	<b>6.34</b>

**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2):</b>	<b>0.00</b>

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

Clave acceso



TOTAL	
Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6.34
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A) (1+2+3):</b>	<b>6.34</b>

La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUICRISA: Av. Arizaga 1810 y Santa Rosa Telf: 072930500 - Machala - Ecuador  
RUC: 09689600001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 65 del 17-Marzo-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRACE Cobos, piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Telf: 04-3727 210

Factura No. 073-002-003889166  
No Autorización 0603202101096959902000120730020038891661610132011  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 8,93

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR**

Fecha de Emisión: 2021/MAR/08

Fecha de Vencimiento: 2021/MAR/18

**SUMINISTRO:** 6101320 **PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO**

**Código Único Eléctrico Nacional:** 0706101320 **Cédula / R.U.C.:** 0701075442

**Dirección servicio:** AV.ISIDRO AYORA

**Plan/Geocódigo:** 07-13-1-65-110300 **Tarifa:** RD RESIDENCIAL

**Provincia - Cantón - Parroquia:** EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA

**Dirección notificación:** AV.ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**

**Medidor:** 1810373642 **Desde:** 2-Feb-21 **Hasta:** 2-Mar-21 **Días Facturados:** 28 **Tipo Consumo:** null

**Factor de multiplicación:** 1,000 **Factor Corrección:** 1,000 **Factor Potencia:** 1,000 **Constante:** 0,00

Descripción	LECTURAS				Valores
	Actual	Anterior	Consumo	Unid.	
Eng. Activa	2457,00	2371,00	86	kWh	7,90

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1,41
CARGO POR ENERGIA	7,90
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>9,31</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1,89
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1,89</b>
<b>1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG</b>	
SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-2,46
SUBSIDIO CRUZADO	-2,71
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5,17</b>
<b>TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):</b>	<b>5,83</b>

**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**

Cocción y calentamiento	0,00
Tarifa de dignidad	2,46
<b>Total</b>	<b>2,46</b>



**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0,00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2):</b>	<b>0,00</b>

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0,00

Clave acceso



TOTAL	
Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	5,83
Valores Pendientes (2)	0,00
Recaudación Terceros SE (3)	0,00
<b>TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>5,83</b>

La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO



Empresa Eléctrica Pública Estratégica Cooperación Nacional de Electricidad CNEL EP - SUICURRAL: Av. Antigua 1810 y Santa Rosa Tel: 07293500 - Machala - Ecuador  
RUC: 096896020001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 65-del 17-Marzo-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRACE Celso, piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Tel.: (04) 6727 379

Factura No. 073-002-004157789  
No Autorización 0804202101096859902000120730020041577891610132015  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,55

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR** Fecha de Emisión: 2021/ABR/08

Fecha de Vencimiento: 2021/ABR/21

**SUMINISTRO:** 6101320 PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO

**Código Único Eléctrico Nacional:** 0706101320 **Cédula / R.U.C.:** 0701075442

**Dirección servicio:** AV.ISIDRO AYORA

**Plan/Geocódigo:** 07-13-1-65-110300 **Tarifa:** RD RESIDENCIAL

**Provincia - Cantón - Parroquia:** EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA

**Dirección notificación:** AV.ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**

**Medidor:** 1810373642 **Desde:** 2-Mar-21 **Hasta:** 2-Abr-21 **Días Facturados:** 31 **Tipo Consumo:** null

**Factor de multiplicación:** 1,000 **Factor Corrección:** 1,000 **Factor Potencia:** 1,000 **Constante:** 0,00

Descripción	LECTURAS			Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo		
Eng. Activa	2552.00	2457.00	95	kWh	8.74

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACIÓN	1.41
CARGO POR ENERGÍA	8.74
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>10.15</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.94
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1.84</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGÍA	-3.54
INTERES VENTA DE ENERGÍA	0.01
SUBSIDIO CRUZADO	-2.11
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5.64</b>

**TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):** 6.35

**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2):</b>	<b>0.00</b>

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**

Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	3.54
<b>Total</b>	<b>3.54</b>



Clave acceso



TOTAL	
Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6.35
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6.35</b>

La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO

1

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUCURSA: Av. Antigua 1810 y Santa Rosa Tel: 07230500 - Machala - Ecuador  
RUC: 09689602001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 45 del 17-Marzo-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRACE Celcos, piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Tel.: (04) 3727 310

Factura No. 073-002-004419108  
No Autorización 0705202101096859902000120730020044191081610132011  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,33

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR**

Fecha de Emisión: 2021/MAY/07

Fecha de Vencimiento: 2021/MAY/20

**SUMINISTRO:** 6101320 **PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO**

**Código Único Eléctrico Nacional:** 0706101320 **Cédula / R.U.C.:** 0701075442

**Dirección servicio:** AV.ISIDRO AYORA

**Plan/Geocódigo:** 07-13-1-65-110300 **Tarifa:** RD RESIDENCIAL

**Provincia - Cantón - Parroquia:** EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA

**Dirección notificación:** AV.ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**

**Medidor:** 1810373642 **Desde:** 2-Abr-21 **Hasta:** 2-May-21 **Días Facturados:** 30 **Tipo Consumo:** null

**Factor de multiplicación:** 1.000 **Factor Corrección:** 1.000 **Factor Potencia:** 1.000 **Constante:** 0.00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	2644.00	2552.00	92		kWh	8.46

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1.41
CARGO POR ENERGIA	8.46
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>9.87</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.79
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1.79</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-2.41
SUBSIDIO CRUZADO	-3.08
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5.49</b>

**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2):</b>	<b>0.00</b>

**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**

Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	2.41
<b>Total</b>	<b>2.41</b>



**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELECTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

**TOTAL**

Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	8.17
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELECTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6.17</b>

Clave acceso



La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUCURSAL: Av. Arizaga 1810 y Santa Rosa Tel: 072502600 - Machala - Ecuador  
RUC: 09089920001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCION N: 45 del 11-Marzo-2009



**Matriz:** Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRUPE Celso; piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Tel.: (04) 3727 310

Factura No. 073-002-004889823  
No Autorización 0806202101098659902000120730020048898231610132011  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,54

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR**    Fecha de Emisión: 2021/JUN/08    Fecha de Venimiento: 2021/JUN/21

**SUMINISTRO:** 6101320    **PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO**

**Código Único Eléctrico Nacional:** 0706101320    **Cédula / R.U.C.:** 0701075442

**Dirección servicio:** AV.ISIDRO AYORA  
**Plan/Geocódigo:** 07-13-1-65-110300    **Tarifa:** RD RESIDENCIAL  
**Provincia - Cantón - Parroquia:** EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA  
**Dirección notificación:** AV.ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**

**Medidor:** 1810373642    **Desde:** 2-May-21    **Hasla:** 2-Jun-21    **Días Facturados:** 31    **Tipo Consumo:** null  
**Factor de multiplicación:** 1.000    **Factor Corrección:** 1.000    **Factor Potencia:** 1.000    **Constante:** 0,00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	2739.00	2644.00	95		kWh	8.74

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1.41
CARGO POR ENERGIA	8.74
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>10.15</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.94
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1.94</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-2.98
SUBSIDIO CRUZADO	-2.69
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5.65</b>

**TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):** 6.34

**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
TOTAL VALORES PENDIENTES (2):	0.00

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**

Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	2.98
<b>Total</b>	<b>2.98</b>



**TOTAL**

Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6.34
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELECTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6.34</b>

Clave acceso



La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUCURSAL: Av. Arizaga 1810 y Santa Rosa Tel: 07590500 - Machala - Ecuador  
RUC: 09889920001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N: 05-08-11-Machala-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRACE Cajas, piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Tel.: (04) 3727 310

Factura No. 073-002-004949735  
No Autorización 0807202101098859902000120730020049497351610132011  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización

No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,33

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR**

Fecha de Emisión: 2021/JUL/08

Fecha de Vencimiento: 2021/JUL/21

---

**SUMINISTRO:** 6101320 **PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO**

**Código Único Eléctrico Nacional:** 0706101320 **Cédula / R.U.C.:** 0701075442

**Dirección servicio:** AV.ISIDRO AYORA  
**Plan/Geocódigo:** 07-13-1-65-110300 **Tarifa:** RD RESIDENCIAL  
**Provincia - Cantón - Parroquia:** EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA  
**Dirección notificación:** AV.ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**

**Medidor:** 1810373642 **Desde:** 2-Jun-21 **Hasta:** 2-Jul-21 **Días Facturados:** 30 **Tipo Consumo:** null  
**Factor de multiplicación:** 1.000 **Factor Corrección:** 1.000 **Factor Potencia:** 1.000 **Constante:** 0.00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	2831.00	2739.00	92	kWh	8.46	

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1.41
CARGO POR ENERGIA	8.46
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE)</b>	<b>9.87</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.79
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP)</b>	<b>1.79</b>
<b>1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG</b>	
SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-3.58
SUBSIDIO CRUZADO	-1.91
<b>SUBTOTAL OTROS</b>	<b>-5.49</b>
<b>TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1)</b>	<b>6.17</b>

**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2)</b>	<b>0.00</b>

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3)	0.00

Clave acceso



SUBSIDIOS DEL GOBIERNO	
Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	3.58
<b>Total</b>	<b>3.58</b>

**TOTAL**

Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6.17
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6.17</b>

La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUCURSAL: Av. Atacama 1810 y Santa Rosa Tel: 072930000 - Machala - Ecuador  
RUC: 096896920001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 65 del 17-Marzo-2009

1



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Cantón GRACE Celinas, Píscos  
Guayaquil - Ecuador  
Tel.: (04) 3727 310

Factura No. 073-002-005231988  
No Autorización 0708202101096859902000120730020052319881610132016  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,54

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR** Fecha de Emisión: 2021/AGO/07 Fecha de Vencimiento: 2021/AGO/19

**SUMINISTRO:** 6101320 **PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO**  
**Código Único Eléctrico Nacional:** 0706101320 **Cédula / R.U.C.:** 0701075442

**Dirección servicio:** AV.ISIDRO AYORA  
**Plan/Geocódigo:** 07-13-1-65-110300 **Tarifa:** RD RESIDENCIAL  
**Provincia - Cantón - Parroquia:** EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA  
**Dirección notificación:** AV.ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**

**Medidor:** 1810373642 **Desde:** 2-Jul-21 **Hasta:** 2-Ago-21 **Días Facturados:** 31 **Tipo Consumo:** null  
**Factor de multiplicación:** 1.000 **Factor Corrección:** 1.000 **Factor Potencia:** 1.000 **Constante:** 0.00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	2826.00	2831.00	95		kWh	8.74

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1.41
CARGO POR ENERGIA	8.74
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>10.15</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.84
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1.84</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-4.16
SUBSIDIO CRUZADO	-1.49
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5.65</b>
<b>TOTAL SERVICIO ELECTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):</b>	<b>6.34</b>

**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2):</b>	<b>0.00</b>

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

Clave acceso



**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**

Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	4.16
<b>Total</b>	<b>4.16</b>



TOTAL	
Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6.34
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELECTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6.34</b>

La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO

1

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUCURSAL: Av. Arceaga 1810 y Santa Rosa Telf: 079303000 - Machala - Ecuador  
RUC: 99889920001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 45 del 11-Marzo-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRACE Cellos, piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Telf.: (04) 3727 310

Factura No. 073-002-005489696  
No Autorización 0709202101098659902000120730020054896961610132011  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,54

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR** Fecha de Emisión: 2021/SEP/07 Fecha de Vencimiento: 2021/SEP/20

**SUMINISTRO:** 6101320 **PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO**

**Código Único Eléctrico Nacional:** 0706101320 **Cédula / R.U.C.:** 0701075442

**Dirección servicio:** AV.ISIDRO AYORA  
**Plan/Geocódigo:** 07-13-1-65-110300 **Tarifa:** RD RESIDENCIAL  
**Provincia - Cantón - Parroquia:** EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA  
**Dirección notificación:** AV.ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**

**Medidor:** 1810373642 **Desde:** 2-Ago-21 **Hasta:** 2-Set-21 **Días Facturados:** 31 **Tipo Consumo:** null  
**Factor de multiplicación:** 1.000 **Factor Corrección:** 1.000 **Factor Potencia:** 1.000 **Constante:** 0.00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	3021.00	2926.00	95		kWh	8.74

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1.41
CARGO POR ENERGIA	8.74
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>10.15</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.94
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1.84</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-4.00
SUBSIDIO CRUZADO	-1.85
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5.85</b>
<b>TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):</b>	<b>6.34</b>

**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2):</b>	<b>0.00</b>

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**

Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	4.00
<b>Total</b>	<b>4.00</b>



**TOTAL**

Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6.34
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6.34</b>

La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Clave acceso



Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO


1

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUCURSAL: Av. Arzaga 1810 y Santa Rosa Telf: 072523500 - Machala - Ecuador  
RUC: 99889920001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 45 del 11-Marzo-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRACE Cálidas, piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Telf.: (04) 3727 310

Factura No. 073-002-005758944  
No Autorización 0710202101096659902000120730020057589441610132014  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,33

**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR** Fecha de Emisión: 2021/OCT/07 Fecha de Vencimiento: 2021/OCT/19

SUMINISTRO: 6101320 PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO  
Código Único Eléctrico Nacional: 0706101320 Cédula / R.U.C.: 0701075442  
Dirección servicio: AV.ISIDRO AYORA  
Plan/Geocódigo: 07-13-1-65-110300 Tarifa: RD RESIDENCIAL  
Provincia - Cantón - Parroquia: EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA  
Dirección notificación: AV.ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**  
Medidor: 1810373642 Desde: 2-Set-21 Hasta: 2-Oct-21 Días Facturados: 30 Tipo Consumo: Generado  
Factor de multiplicación: 1.000 Factor Corrección: 1.000 Factor Potencia: 1.000 Constante: 0.00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	3113.00	3021.00	92		kWh	8.48

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1.41
CARGO POR ENERGIA	8.48
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>9.87</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.79
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1.79</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-3.84
SUBSIDIO CRUZADO	-1.85
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5.49</b>
<b>TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):</b>	<b>6.17</b>

**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2):</b>	<b>0.00</b>

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**  
ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

Clave acceso



**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**

Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	3.84
<b>Total</b>	<b>3.84</b>



TOTAL	
Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6.17
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELECTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6.17</b>

La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.


Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUCURSAL: Av. Atacapa 1810 y Santa Rosa Telf: 072303000 - Machala - Ecuador  
RUC: 09689920001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 95 del 11-Marzo-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRACE Cebos, piso 3  
Guayaquil - Ecuador  
Telf.: (04) 3727 310

Factura No.: 073-002-006028655  
No Autorización: 0511202101096859802000120730020060286551610132011  
Ambiente: PRODUCCION  
Emisión: NORMAL  
Fecha de autorización:



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,54

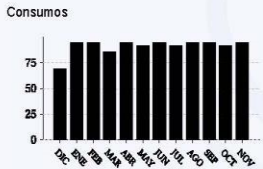
**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR** Fecha de Emisión: 2021/NOV/05 Fecha de Vencimiento: 2021/NOV/18

SUMINISTRADO: 6101320 PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO  
Código Único Eléctrico Nacional: 0706101320 Cédula / R.U.C.: 0701075442  
Dirección servicio: AV. ISIDRO AYORA  
Plan/Geocódigo: 07-13-1-65-110300 Tarifa: RD RESIDENCIAL  
Provincia - Cantón - Parroquia: EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA  
Dirección notificación: AV. ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**  
Medidor: 1810373642 Desde: 2-Oct-21 Hasta: 2-Nov-21 Días Facturados: 31 Tipo Consumo: Generado  
Factor de multiplicación: 1.000 Factor Corrección: 1.000 Factor Potencia: 1.000 Constante: 0.00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	3208.00	3113.00	95		kWh	8.74

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1.41
CARGO POR ENERGIA	8.74
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>10.15</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1.84
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1.84</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-4.12
SUBSIDIO CRUZADO	-1.53
<b>SUBTOTAL OTROS</b>	<b>-5.65</b>
<b>TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):</b>	<b>6.34</b>

**2. VALORES PENDIENTES**


CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0.00
TOTAL VALORES PENDIENTES (2):	0.00

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**  
ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0.00

**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**


Cocción y calentamiento	0.00
Tarifa de dignidad	4.12
<b>Total</b>	<b>4.12</b>



**TOTAL**

Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6.34
Valores Pendientes (2)	0.00
Recaudación Terceros SE (3)	0.00
<b>TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6.34</b>

Clave acceso




La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO




1

Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP • SUCURSAL: Av. Arceaga 1810 y Santa Rosa Telf: 072920300 - Machala - Ecuador  
RUC: 29889920001 / CONTRIBUYENTE ESPECIAL / RESOLUCIÓN N° 45 del 11-Marzo-2009



Matriz: Km. 6 1/2 Vía a la Costa,  
Edificio GRACE Celso, piso 3  
Gusayquil - Ecuador  
Telf.: (04) 3727 310

Factura No. 073-002-006286924  
No Autorización 0612202101098659902000120730020062869241610132012  
Ambiente PRODUCCION  
Emisión NORMAL  
Fecha de autorización



No. de Control: 6101320  
Valor a pagar: 9,34

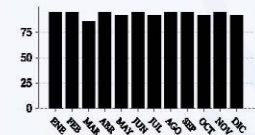
**INFORMACIÓN DEL CONSUMIDOR** Fecha de Emisión: 2021/DIC/06 Fecha de Vencimiento: 2021/DIC/20

SUMINISTRO: **6101320** PACHECO ALVARADO FRANCISCO ROGELIO  
Código Único Eléctrico Nacional: **0706101320** Cédula / R.U.C.: 0701075442  
Dirección servicio: AV.ISIDRO AYORA  
Plan/Geocódigo: 07-13-1-65-110300 Tarifa: RD RESIDENCIAL  
Provincia - Cantón - Parroquia: EL ORO - ZARUMA - ZARUMA CABECERA  
Dirección notificación: AV.ISIDRO AYORA

**1. FACTURACIÓN SERVICIO ELÉCTRICO Y ALUMBRADO PÚBLICO**  
Medidor: 1810373642 Desde: 2-Nov-21 Hasta: 2-Dic-21 Días Facturados: 30 Tipo Consumo: Generado  
Factor de multiplicación: 1,000 Factor Corrección: 1,000 Factor Potencia: 1,000 Constante: 0,00

Descripción	LECTURAS				Unid.	Valores
	Actual	Anterior	Consumo			
Eng. Activa	3300,00	3208,00	92	kWh	8,48	

**Consumos**



**1.1 SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

CARGO POR COMERCIALIZACION	1,41
CARGO POR ENERGIA	8,48
<b>SUBTOTAL SERVICIO ELÉCTRICO (SE):</b>	<b>9,87</b>
SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	1,79
<b>SUBTOTAL ALUMBRADO PÚBLICO (AP):</b>	<b>1,79</b>

**1.2 OTROS PAGOS SERVICIO ELÉCTRICO Y SAPG**

SUBSIDIO DIGNIDAD ENERGIA	-3,70
INTERES VENTA DE ENERGIA	0,01
SUBSIDIO CRUZADO	-1,79
<b>SUBTOTAL OTROS:</b>	<b>-5,48</b>
<b>TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO, SERVICIO ALUMBRADO PÚBLICO Y OTROS (1):</b>	<b>6,18</b>


**2. VALORES PENDIENTES**

CONCEPTO	VALOR
Planillas anteriores	0,00
<b>TOTAL VALORES PENDIENTES (2):</b>	<b>0,00</b>

**3. RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (SE)-PLANES FINANCIAMIENTO**  
ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA


CONCEPTO	VALOR
RECAUDACIÓN TERCEROS SECTOR ELÉCTRICO (3):	0,00

Clave acceso



**SUBSIDIOS DEL GOBIERNO**

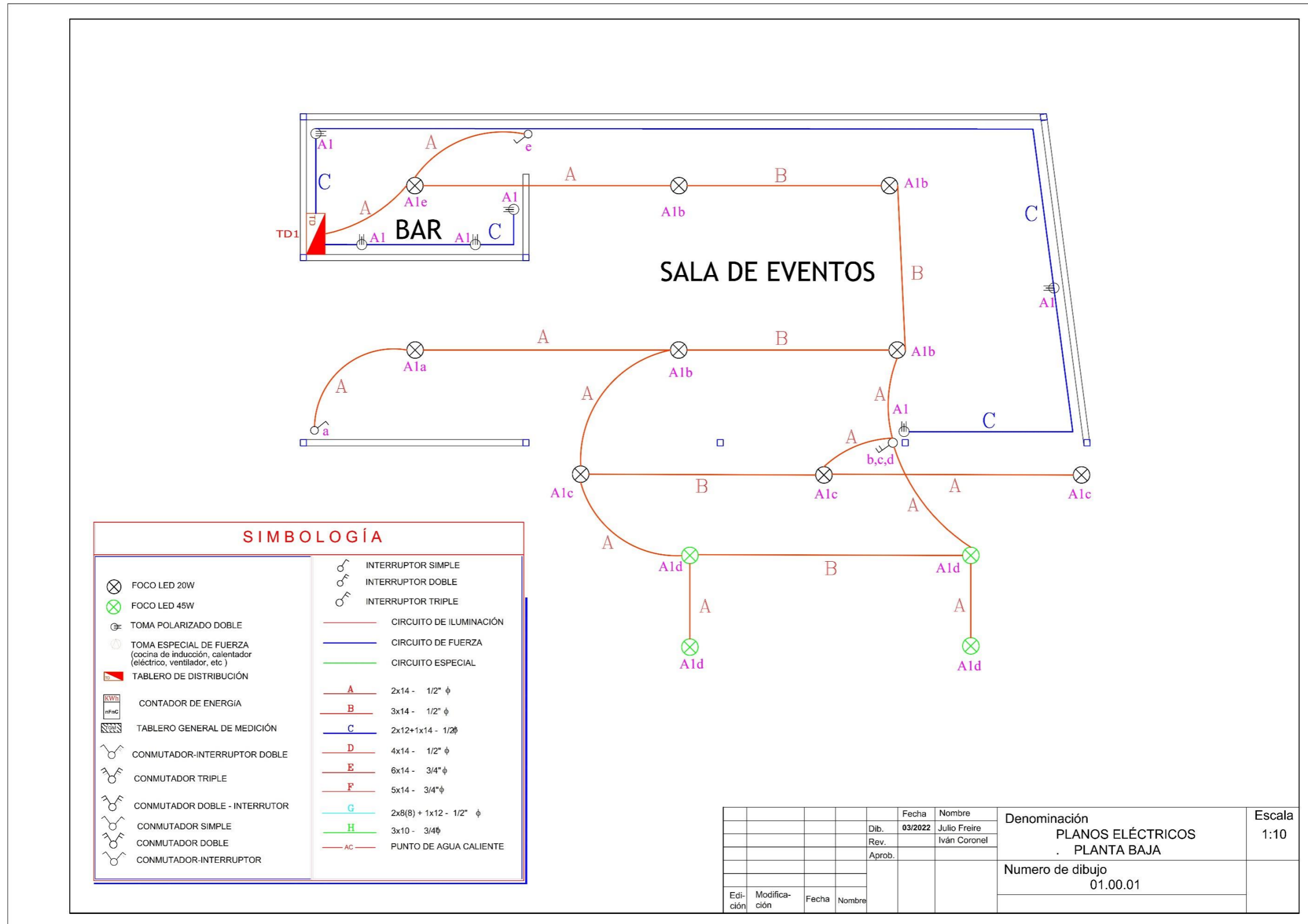
Cocción y calentamiento	0,00
Tarifa de dignidad	3,70
<b>Total</b>	<b>3,70</b>

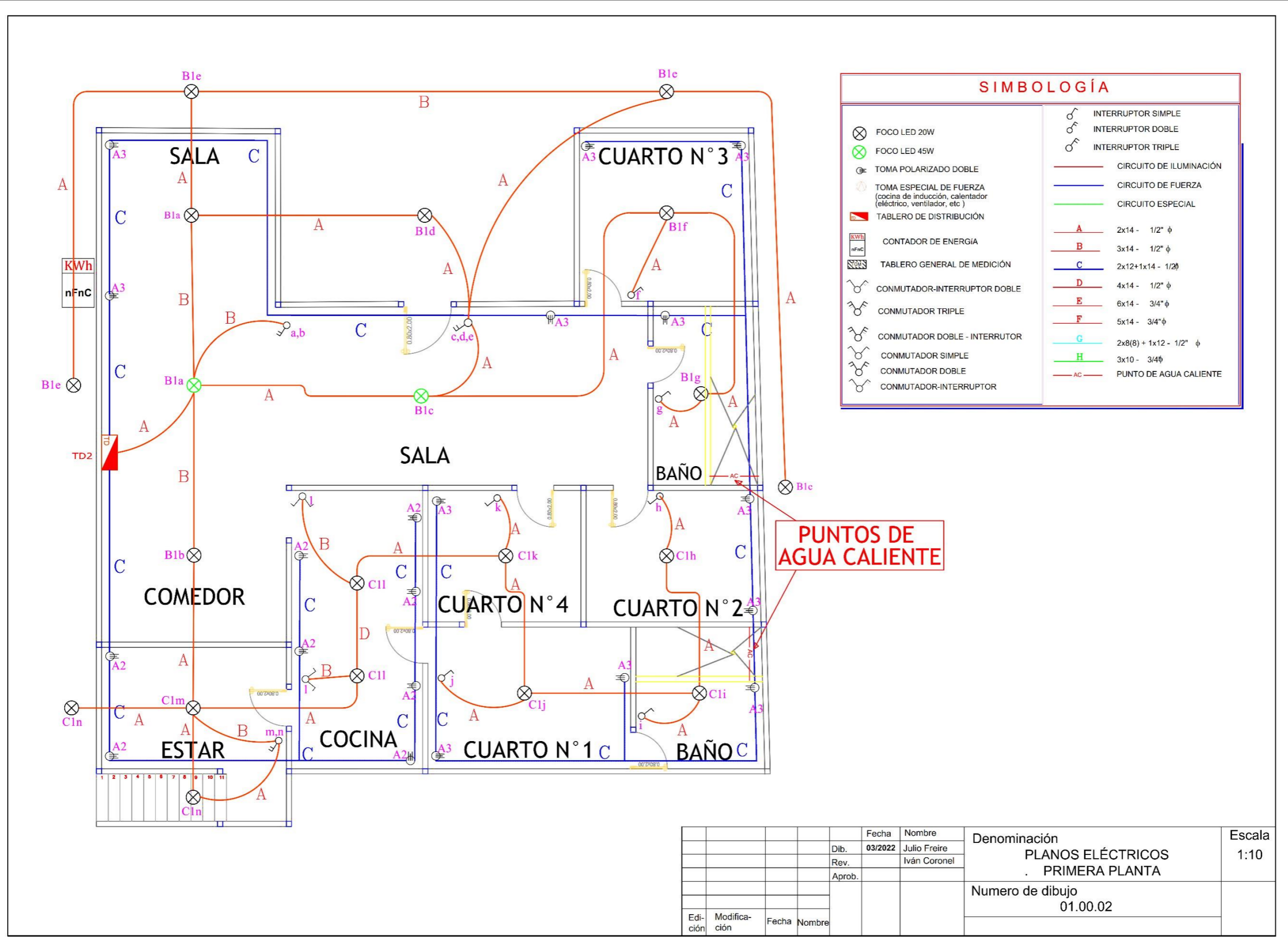


TOTAL	
Servicio Eléctrico-Alumbrado Público (1)	6,18
Valores Pendientes (2)	0,00
Recaudación Terceros SE (3)	0,00
<b>TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A) (1+2+3)</b>	<b>6,18</b>

La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino solamente la constancia de recibir un servicio público.

Nota. Obtenido de CNEL-EL ORO

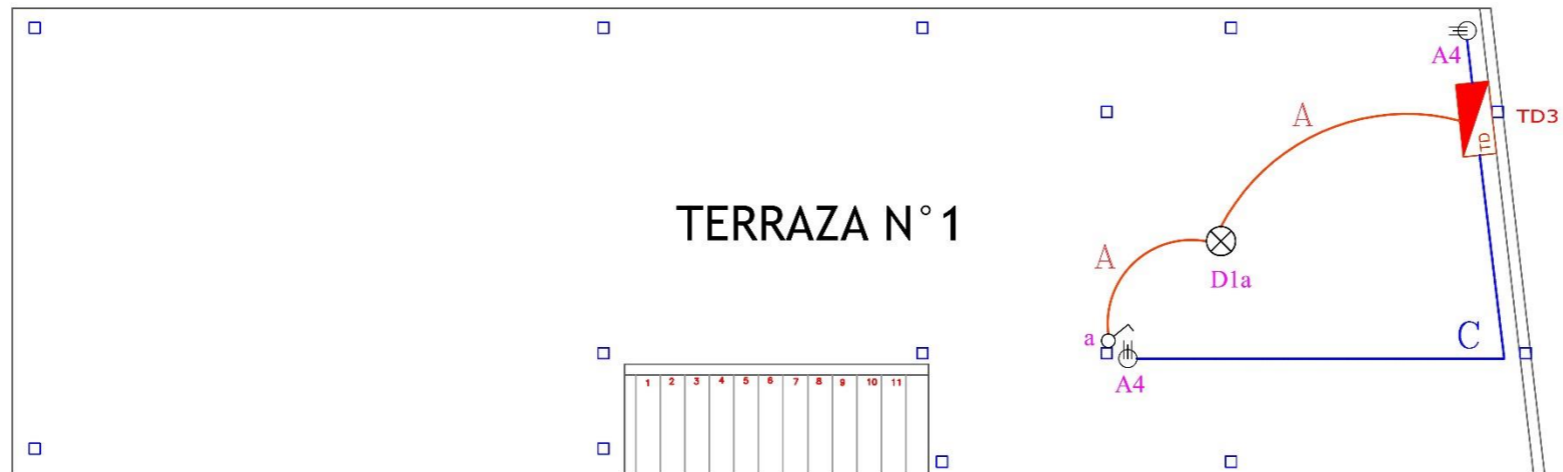




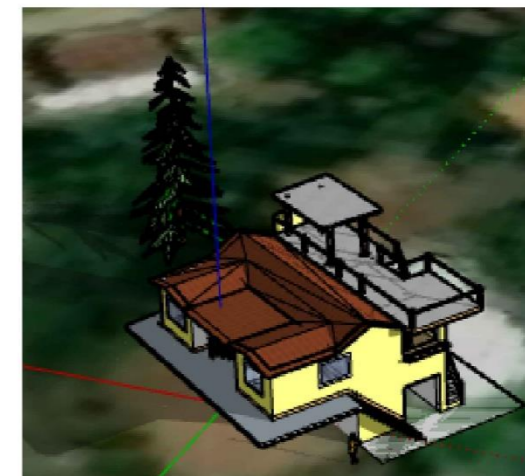
**SIMBOLOGÍA**

	FOCO LED 20W		INTERRUPTOR SIMPLE
	FOCO LED 45W		INTERRUPTOR DOBLE
	TOMA POLARIZADO DOBLE		INTERRUPTOR TRIPLE
	TOMA ESPECIAL DE FUERZA (cocina de inducción, calentador eléctrico, ventilador, etc.)		CIRCUITO DE ILUMINACIÓN
	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN		CIRCUITO DE FUERZA
	CONTADOR DE ENERGIA		CIRCUITO ESPECIAL
	TABLERO GENERAL DE MEDICIÓN		A 2x14 - 1/2" φ
	CONMUTADOR-INTERRUPTOR DOBLE		B 3x14 - 1/2" φ
	CONMUTADOR TRIPLE		C 2x12+1x14 - 1/2"
	CONMUTADOR DOBLE - INTERRUPTOR		D 4x14 - 1/2" φ
	CONMUTADOR SIMPLE		E 6x14 - 3/4" φ
	CONMUTADOR DOBLE		F 5x14 - 3/4" φ
	CONMUTADOR-INTERRUPTOR		G 2x8(8) + 1x12 - 1/2" φ
			H 3x10 - 3/4" φ
			AC PUNTO DE AGUA CALIENTE

				Fecha	Nombre	Denominación <b>PLANOS ELÉCTRICOS</b> <b>PRIMERA PLANTA</b>	Escala 1:10
			Dib.	03/2022	Julio Freire		
			Rev.		Iván Coronel		
			Aprob.			Numero de dibujo 01.00.02	
Edi- ción	Modifica- ción	Fecha	Nombre				

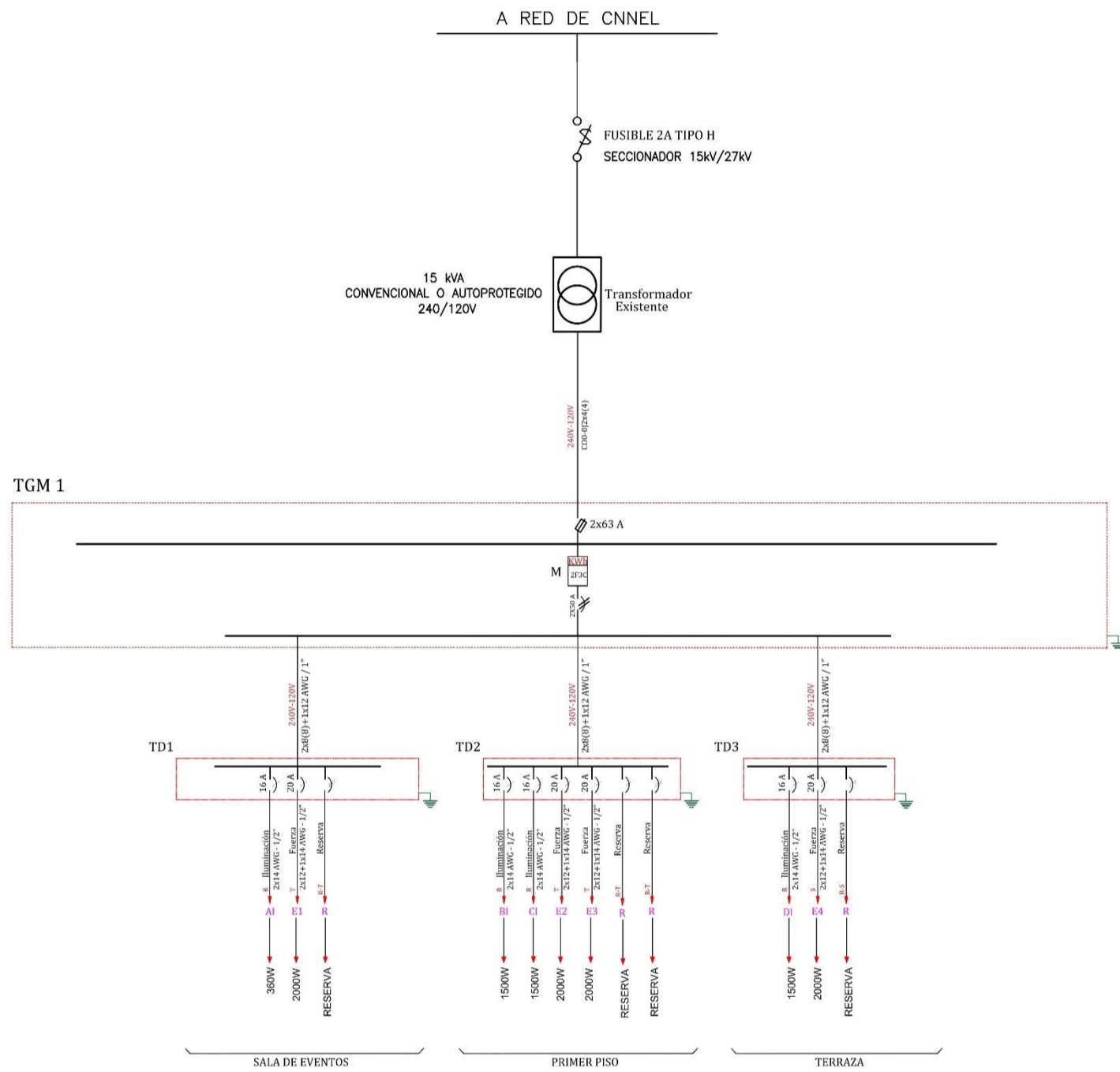


SIMBOLOGÍA	
	FOCO LED 20W
	FOCO LED 45W
	TOMA POLARIZADO DOBLE
	TOMA ESPECIAL DE FUERZA (cocina de inducción, calentador eléctrico, ventilador, etc.)
	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN
	CONTADOR DE ENERGÍA
	TABLERO GENERAL DE MEDICIÓN
	CONMUTADOR-INTERRUPTOR DOBLE
	CONMUTADOR TRIPLE
	CONMUTADOR DOBLE - INTERRUPTOR
	CONMUTADOR SIMPLE
	CONMUTADOR DOBLE
	CONMUTADOR-INTERRUPTOR
	INTERRUPTOR SIMPLE
	INTERRUPTOR DOBLE
	INTERRUPTOR TRIPLE
	CIRCUITO DE ILUMINACIÓN
	CIRCUITO DE FUERZA
	CIRCUITO ESPECIAL
	A 2x14 - 1/2" φ
	B 3x14 - 1/2" φ
	C 2x12+1x14 - 1/2" φ
	D 4x14 - 1/2" φ
	E 6x14 - 3/4" φ
	F 5x14 - 3/4" φ
	G 2x8(8) + 1x12 - 1/2" φ
	H 3x10 - 3/4" φ
	AC PUNTO DE AGUA CALIENTE



Edición	Modificación	Fecha	Nombre	Fecha	Nombre	Denominación	Escala
				Dib.	03/2022	Julio Freire	PLANOS ELÉCTRICOS DE LA TERRAZA
				Rev.		Iván Coronel	
				Aprob.			
						Numero de dibujo 01.00.03	1:1

# DIAGRAMA UNIFILAR



				Fecha	Nombre	Denominación DIAGRAMA UNIFILAR DE LA VIVIENDA	Escala 1:1
			Dib.	03/2022	Julio Freire		
			Rev.		Iván Coronel		
				Aprob.		Numero de dibujo 01.00.04	
Edi- ción	Modifica- ción	Fecha	Nombre				

**Anexo 4** Factor de corrección en función de ángulo de inclinación y a una latitud geográfica de -3°

<b>Latitud -3°</b>													
<b>Incl.</b>	<b>ENE</b>	<b>FEB</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAY</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SEP</b>	<b>OCT</b>	<b>NOV</b>	<b>DIC</b>	<b>Prom</b>
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.97	1
10	0.93	0.96	0.99	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.94	0.93	0.99
15	0.89	0.93	0.98	1.03	1.06	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.88	0.98
20	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07	1.05	1.02	0.96	0.9	0.85	0.83	0.95
25	0.79	0.85	0.93	1.01	1.06	1.07	1.05	1	0.94	0.86	0.79	0.77	0.93
30	0.73	0.8	0.9	0.99	1.05	1.07	1.04	0.98	0.9	0.81	0.74	0.7	0.89
35	0.66	0.75	0.86	0.97	1.04	1.05	1.02	0.96	0.87	0.76	0.67	0.63	0.85
40	0.59	0.69	0.82	0.94	1.02	1.04	1	0.93	0.82	0.7	0.6	0.56	0.81
45	0.52	0.63	0.76	0.9	0.99	1.01	0.97	0.89	0.77	0.64	0.53	0.49	0.76
50	0.44	0.56	0.71	0.85	0.95	0.98	0.94	0.85	0.72	0.58	0.46	0.41	0.7
55	0.37	0.49	0.65	0.81	0.91	0.94	0.9	0.8	0.66	0.51	0.38	0.32	0.65
60	0.28	0.41	0.58	0.75	0.87	0.9	0.85	0.75	0.6	0.44	0.3	0.24	0.58
65	0.2	0.34	0.52	0.69	0.81	0.85	0.8	0.69	0.54	0.36	0.22	0.16	0.52
70	0.12	0.26	0.44	0.63	0.76	0.79	0.75	0.63	0.47	0.29	0.14	0.12	0.45
75	0.1	0.18	0.37	0.56	0.69	0.73	0.69	0.57	0.4	0.21	0.12	0.11	0.39
80	0.1	0.1	0.29	0.49	0.63	0.67	0.62	0.5	0.33	0.13	0.11	0.1	0.34
85	0.09	0.09	0.22	0.41	0.56	0.6	0.56	0.43	0.25	0.12	0.11	0.1	0.3
90	0.08	0.08	0.14	0.34	0.49	0.53	0.49	0.36	0.18	0.11	0.1	0.09	0.25

*Nota.* Incl. Significa inclinación y prom significa promedio anual; datos obtenidos de la NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN, 2011

## Anexo 5. Ficha técnica del panel fotovoltaico monocristalino "AE SOLAR"

### DATOS TÉCNICOS

AE SMM6-72 Series 325W-340W

ESPECIFICACIONES		AE325SMM6-72	AE330SMM6-72	AE335SMM6-72	AE340SMM6-72
Potencia nominal máx.	Pmax (Wp)	325	330	335	340
Voltaje de potencia máxima	Vmp(V)	38,54	38,72	38,85	39,09
Corriente de potencia máxima	I <sub>mp</sub> (A)	8,43	8,52	8,62	8,70
Voltaje de circuito abierto	Voc(V)	46,62	46,74	46,84	46,94
Corriente de cortocircuito	I <sub>sc</sub> (A)	9,34	9,38	9,43	9,48
Eficiencia del módulo	(%)	16,75	17,01	17,26	17,52
Tolerancia de potencia	Pmax (Wp)	0 / + 5			
Voltaje de sistema máximo, CC	(V)	1000			
Temperatura de funcionamiento	(°C)	-40 to +85			
Coeficientes de temp. de Pmax	(%/°C)	-0.38			
Coeficientes de temp. de Voc	(%/°C)	-0.29			
Coeficientes de temp. de I <sub>sc</sub>	(%/°C)	0.050			
Temperatura nominal de funcionamiento de celda. (NOCT)	(°C)	45±2			

Los datos eléctricos se aplican a las condiciones de prueba estándar (STC): Irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> con espectro AM 1.5 y una temperatura de celda de 25 °C.

### CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL

Tipo de celda	Monocristalina 156 x 156mm
No. de celdas	72 (6 x 12)
Dimensiones	2000 x 992 x 40mm
Peso	24 kg
Caja de conexiones	Clasificación IP 67
Cable de salida	1 x 4.0mm <sup>2</sup> , 900mm mm de longitud o personalizada
Tipo de conector	MC 4 / Compatible con MC 4
Resistencia al granizo	Max. Ø 28 mm, at 23 m/s
Carga de viento	2400 Pa / 244 kg/m <sup>2</sup>
Carga mecánica	5400 Pa / 550 kg/m <sup>2</sup>

### INFORMACIÓN DE EMBALAJE

Configuración del embalaje	56 piezas / doble pallet
Capacidad de carga	616 piezas / 40HQ
Tamaño / pallet (mm)	2040 x 1120 x 2335
Peso	1410 kg / pallet

### CERTIFICADOS



DISTRIBUIDO POR:

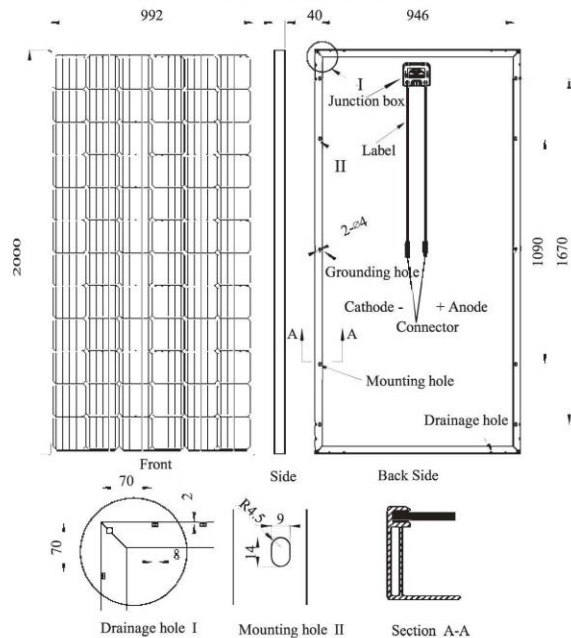


**SOLERGYECUADOR**

042-560658 / 0987668943  
 Víctor Manuel Rendón 301 y P. Carbo  
 Guayaquil - Ecuador  
[www.solergyecuador.com.ec](http://www.solergyecuador.com.ec)

AE S-DSH2018 V 001  
 Todos los derechos reservados. Las especificaciones incluidas en esta ficha de datos están sujetas a cambios sin previo aviso.

### DIMENSIONES



AE Solar GmbH

Messerschmitttring 54  
 86343 Königsbrunn  
 Germany

Tel.: +49 8231 92 92 52 2  
 Fax: +49 8231 97 82 68 9  
 Email: [sales@ae-solar.com](mailto:sales@ae-solar.com)  
 Web: [www.ae-solar.com](http://www.ae-solar.com)

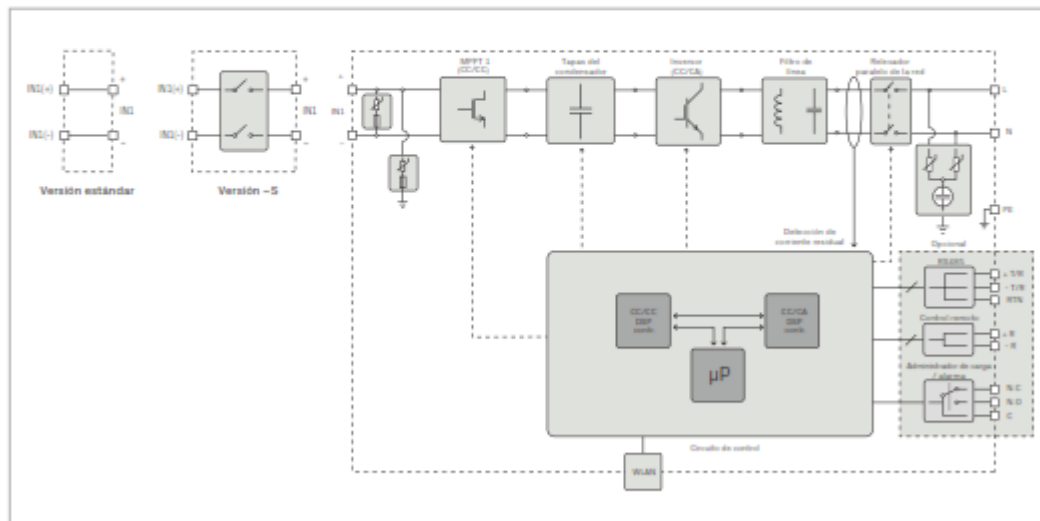
Nota. Obtenido de Solergy Ecuador

## Anexo 6. Ficha técnica del inversor “ABB”

Inversor solar para exteriores – UNO-DM-1.2/2.0/3.0/3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS-Q

Datos técnicos y tipos				
Código del tipo	UNO-DM-1.2-TL-PLUS-Q	UNO-DM-2.0-TL-PLUS-Q	UNO-DM-3.0-TL-PLUS-Q	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-Q
<b>Lado de entrada</b>				
Tensión de entrada de CC máxima absoluta ( $V_{max}$ )	600 V			
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha ( $V_{start}$ )	120 V (adj. 120...150 V)	150 V (adj. 120...250 V)	150 V (adj. 120...250 V)	200 V (adj. 120...350 V)
Intervalo de tensión operativa de entrada de CC ( $V_{min}...V_{max}$ )	0.7 x $V_{max}$ ...580 V (min 90 V)			
Tensión nominal de entrada de CC ( $V_{nom}$ )	185 V	300 V	300 V	360 V
Potencia nominal de entrada de CC ( $P_{nom}$ )	1500 W	2500 W	3300 W	3500 W
Número de MPPT independientes	1	1	1	2
Máxima potencia de entrada de CC para cada MPPT ( $P_{MPPTmax}$ )	1500 W	2500 W	3300 W	2000 W
Intervalo de tensión de entrada de CC con configuración paralela de MPPT en $P_{nom}$	100...530 V	210...530 V	320...530 V	170...530 V
Limitación de la potencia de CC con configuración paralela de MPPT	N/A	N/A	N/A	Derrateo lineal de máximo a nulo [530 V a $V_{MPPTmax}$ 580 V]
Limitación de la potencia de CC para cada MPPT con configuración independiente de MPPT en $P_{nom}$ , ejemplo de máximo desequilibrio	N/A	N/A	N/A	2000 W [200 V a $V_{MPPTmax}$ 530 V] el otro canal: $P_{nom}$ -2000 W [112 V a $V_{MPPTmax}$ 530 V]
Corriente de entrada de CC máxima ( $I_{limmax}$ ) / para cada MPPT ( $I_{MPPTmax}$ )	10.0 A	10.0 A	10.0 A	20.0/10.0 A
Corriente máxima de cortocircuito de entrada para cada MPPT	12.5 A	12.5 A	12.5 A	20.0 A
Número de pares de entrada de CC para cada MPPT	1			
Tipo de conexión de CC <sup>1)</sup>	Conector FV de acoplamiento rápido			
<b>Protección de entrada</b>				
Protección contra polaridad inversa	Sí, desde una fuente de intensidad limitada			
Protección contra sobretensiones de entrada para cada MPPT-varistancia	Sí			
Control de aislamiento para panel fotovoltaico	De acuerdo con la normativa local			
Capacidad del interruptor de CC para cada MPPT (versión con interruptor de CC)	25 A / 600 V			
<b>Lado de salida</b>				
Tipo de conexión a la red de CA	Monofásica			
Potencia nominal de CA ( $P_{nom}$ , $\text{Icos}\phi=1$ )	1200 W	2000 W	3000 W	3300 W
Potencia máxima de salida de CA ( $P_{max}$ , $\text{Icos}\phi=1$ )	1200 W	2000 W	3000 W	3300 W
Potencia aparente máxima ( $S_{max}$ )	1200 VA	2000 VA	3000 VA	3300 VA
Tensión nominal de la red de CA ( $V_{nom}$ )	230 V			
Intervalo de tensión de CA <sup>2)</sup>	180...264 V			

Diagrama de bloques del inversor solar UNO-DM-1.2/2.0/3.0-TL-PLUS-Q





Inversor solar para exteriores – UNO-DM-1.2/2.0/3.0/3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS-Q

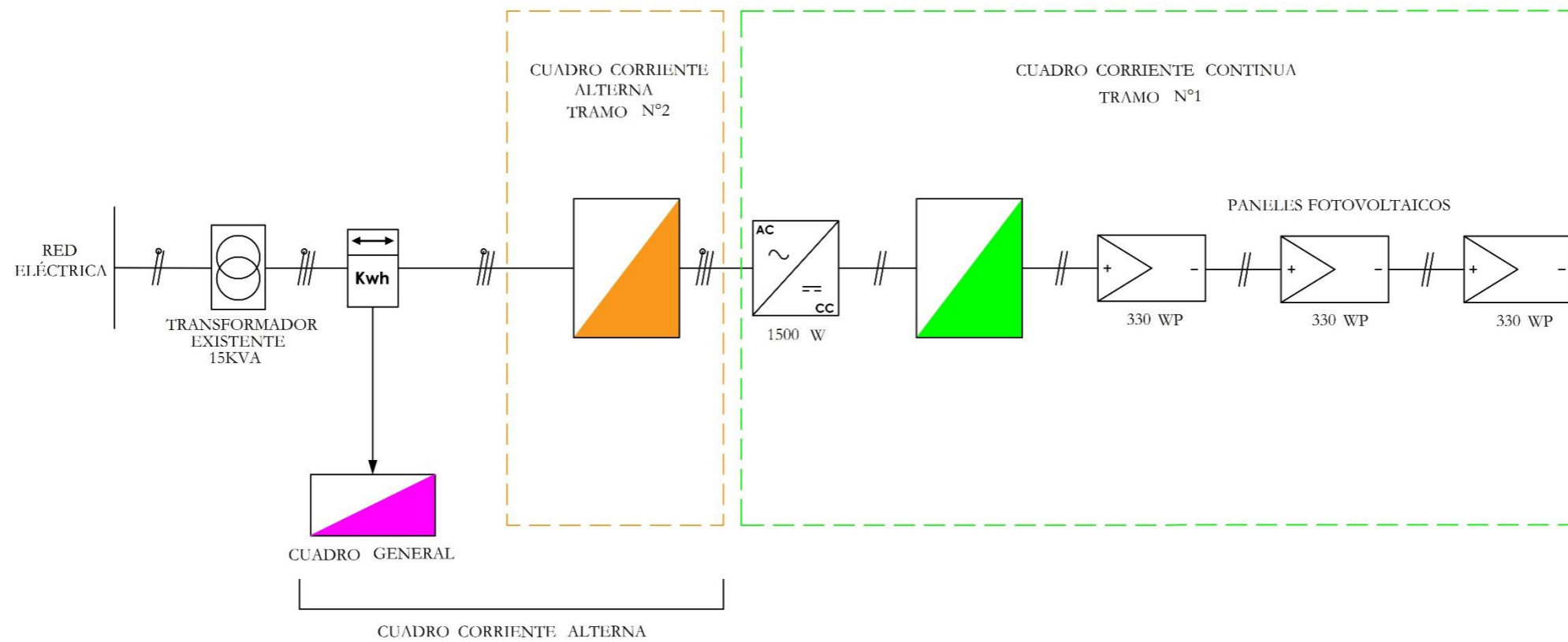
Datos técnicos y tipos				
Código del tipo	UNO-DM-1.2-TL-PLUS-Q	UNO-DM-2.0-TL-PLUS-Q	UNO-DM-3.0-TL-PLUS-Q	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-Q
Corriente máxima de salida de CA ( $I_{out,max}$ )	5.5 A	10.0 A	14.5 A	14.5 A
Corriente de falla contribuyente	10.0 A	12.0 A	16.0 A	16.0 A
Frecuencia nominal de salida ( $f_{out}$ ) <sup>1)</sup>	50/60 Hz			
Intervalo de frecuencia de salida ( $f_{min} - f_{max}$ ) <sup>2)</sup>	47.53/57.63 Hz			
Factor de potencia nominal e intervalo ajustable	> 0.995, adj. ± 0.1 - 1 (sub/sobrecorriente)			
Distorsión total armónica de la corriente	< 3%			
Tipo de conexión de CA	Conector hembra del panel			
<b>Protección de salida</b>				
Protección contra la formación de islas	De acuerdo con la normativa local			
Protección máxima contra sobreintensidad de CA externa	10.0 A	16.0 A	16.0 A	20.0 A
Protección contra sobretensiones de salida - vanstancia	2 (L - N / L - PE)			
<b>Desempeño en funcionamiento</b>				
Eficiencia máxima ( $\eta_{max}$ )	94.8%	96.7%	96.7%	97.0%
Eficiencia ponderada (EURO/CEC)	92.0%/	95.0%/	90.0%/	96.5% / -
Umbral de la potencia de entrada de alimentación	8 W			
Consumo nocturno	<0.4 W			
<b>Características integradas</b>				
Interfaz de comunicación integrada <sup>4)</sup>	Inalámbrica			
Protocolo de comunicación integrado	ModBus TCP (SunSpec)			
Herramienta para la puesta en marcha	Interfaz de Usuario Web, Aurora Manager Lite			
Monitorización	Plant Portfolio Manager, Visualizador de planta, Visualizador de planta para móvil, Energy Viewer			
<b>Kit para placa UNO-DM-COM opcional</b>				
Interfaz de comunicación opcional	RS485 (usar con medidor para un control de alimentación dinámico), Relé de control de alarma/carga, Encendido/apagado a distancia			
Protocolo de comunicación opcional	ModBus RTU (SunSpec), protocolo Aurora			
<b>Kit para placa UNO-DM-PLUS Ethernet COM opcional</b>				
Interfaz de comunicación opcional	Ethernet, RS485 (usar con medidor para un control de alimentación dinámico), Relé de control de alarma/carga, Encendido/apagado a distancia			
Protocolo de comunicación opcional	ModBus TCP (SunSpec), ModBus RTU (SunSpec), protocolo Aurora			
<b>Condiciones ambientales</b>				
Intervalo de temperatura ambiente	-25...+60°C / -13...140°F con derrateo por encima de 50°C/122°F	-25...+60°C / -13...140°F con derrateo por encima de 50°C/122°F	-25...+60°C / -13...140°F con derrateo por encima de 50°C/122°F	-25...+60°C / -13...140°F con derrateo por encima de 50°C/122°F
Humedad relativa	0...100% de condensación			
Nivel de presión sonora, típico	50 dBA @ 1 m			
Altitud máxima de funcionamiento sin derrateo	2000 m / 6560 pies			
<b>Características físicas</b>				
Especificación de protección ambiental	IP 65			
Refrigeración	Natural			
Tamaño (Al x An x Pr)	503 x 418 x 176 mm / 21.8" x 16.5" x 6.9"			
Peso	15 kg / 33 libras			
Sistema de montaje	Soporte de pared			
<b>Seguridad</b>				
Nivel de aislamiento	Sin transformador			
Marcado	CE, RCM			
Normas de seguridad y CEM	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 4777.2, EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3			
Normas de red (consulte su canal de venta para comprobar su disponibilidad) <sup>5)</sup>	CEI 0-21, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4106, GB3/2, G59/3, RD 413, ITC-BT-40, AS/NZS 4777.2, IEC 61727, IEC 62116			
<b>Versiones del producto disponibles</b>				
Estándar	UNO-DM-1.2-TL-PLUS-B-Q	UNO-DM-2.0-TL-PLUS-B-Q	UNO-DM-3.0-TL-PLUS-B-Q	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-B-Q
Con interruptor de CC	UNO-DM-1.2-TL-PLUS-SB-Q	UNO-DM-2.0-TL-PLUS-SB-Q	UNO-DM-3.0-TL-PLUS-SB-Q	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-SB-Q

1) Consulte el documento "String Inverter – Product Manual appendix" (en inglés) disponible en [www.fimer.com](http://www.fimer.com) para saber la marca y el modelo del conector de acoplamiento rápido.  
2) El intervalo de tensión de CA puede variar en función del estándar específico de la red del país.

3) El intervalo de la frecuencia puede variar dependiendo de la norma de la red del país; CE es válido solo para 50 Hz  
4) De acuerdo con la norma IEEE 802.11 b/g/n  
5) Se agregarán normas de red adicionales, favor de consultar la página FIMER Solar para mayores detalles  
**Comentario. Las características que no se mencionan específicamente en esta ficha técnica no se incluyen en el producto.**

Nota. Obtenido de ENER CITY

# TRAMOS DE CABLEADO



SIMBOLOGÍA			
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL		INTERRUPTOR MAGNOTÉRMICO
	PANEL SOLAR		INVERSOR
	CONDUCTOR NEUTRO		CONDUCTOR FASE
	FUSIBLE		PROTECTOR DE SOBRECORRIENTE
	MEDIDOR DE ENERGÍA		INTERRUPTOR DE ENERGÍA BIDIRECCIONAL
	PUESTA A TIERRA		TRANSFORMADOR

Edición	Modificación	Fecha	Nombre	Fecha	Nombre	Denominación	Escala
				Dib. 03/2022	Julio Freire		
				Rev.	Iván Coronel		
				Aprob.		Numero de dibujo	
						02.00.01	

## Anexo 8. Ficha técnica de cable de cobre TTU

CONDUCTORES DE COBRE

THHN

Conductor de cobre para 0.6 kV aislado con policloruro de vinilo (PVC) 90 °C, y chaqueta de poliamida (nylon), resistente a la humedad, calor elevado, aceite y gasolina.

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Espesor de Chaqueta (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm <sup>2</sup> )	No. Hilos					
<b>FORMACIÓN SÓLIDO Y CABLEADO CONCÉNTRICO</b>							
14	2,08	1	0,38	0,10	2,59	22,56	25
12	3,31	1	0,38	0,10	3,01	34,32	30
10	5,261	1	0,51	0,10	3,81	54,74	40
8	8,367	1	0,76	0,13	5,04	89,55	55
8	8,367	7	0,76	0,13	5,48	94,93	55
6	13,3	7	0,76	0,13	6,44	144,57	75
4	21,15	7	1,02	0,15	8,22	231,68	95
<b>FORMACIÓN UNILAY</b>							
14	2,08	19	0,38	0,1	2,76	23,58	25
12	3,31	19	0,38	0,1	3,26	35,93	30
10	5,261	19	0,51	0,1	4,11	55,95	40
8	8,367	19	0,76	0,13	5,40	93,62	55
6	13,3	19	0,76	0,13	6,34	142,58	75
4	21,15	19	1,02	0,15	8,09	228,51	95
2	33,62	19	1,02	0,15	9,59	350,90	130
1	42,4	19	1,27	0,18	11,04	437,08	150
1/0	53,49	19	1,27	0,18	12,05	560,77	170
2/0	67,44	19	1,27	0,18	13,17	697,21	195
3/0	85,02	19	1,27	0,18	14,43	868,29	225
4/0	107,2	19	1,27	0,18	15,85	1083,04	260
<b>FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO</b>							
250	126,7	37	1,52	0,2	18,06	1289,56	290
300	152	37	1,52	0,2	19,44	1533,75	320
350	177	37	1,52	0,2	20,74	1774,71	350
400	203	37	1,52	0,2	21,93	2023,85	380
500	253	37	1,52	0,2	24,10	2502,47	430
600	304	61	1,78	0,23	26,70	3015,86	475
750	380	61	1,78	0,23	29,37	3740,80	535
1000	507	61	1,78	0,23	33,28	4947,40	615

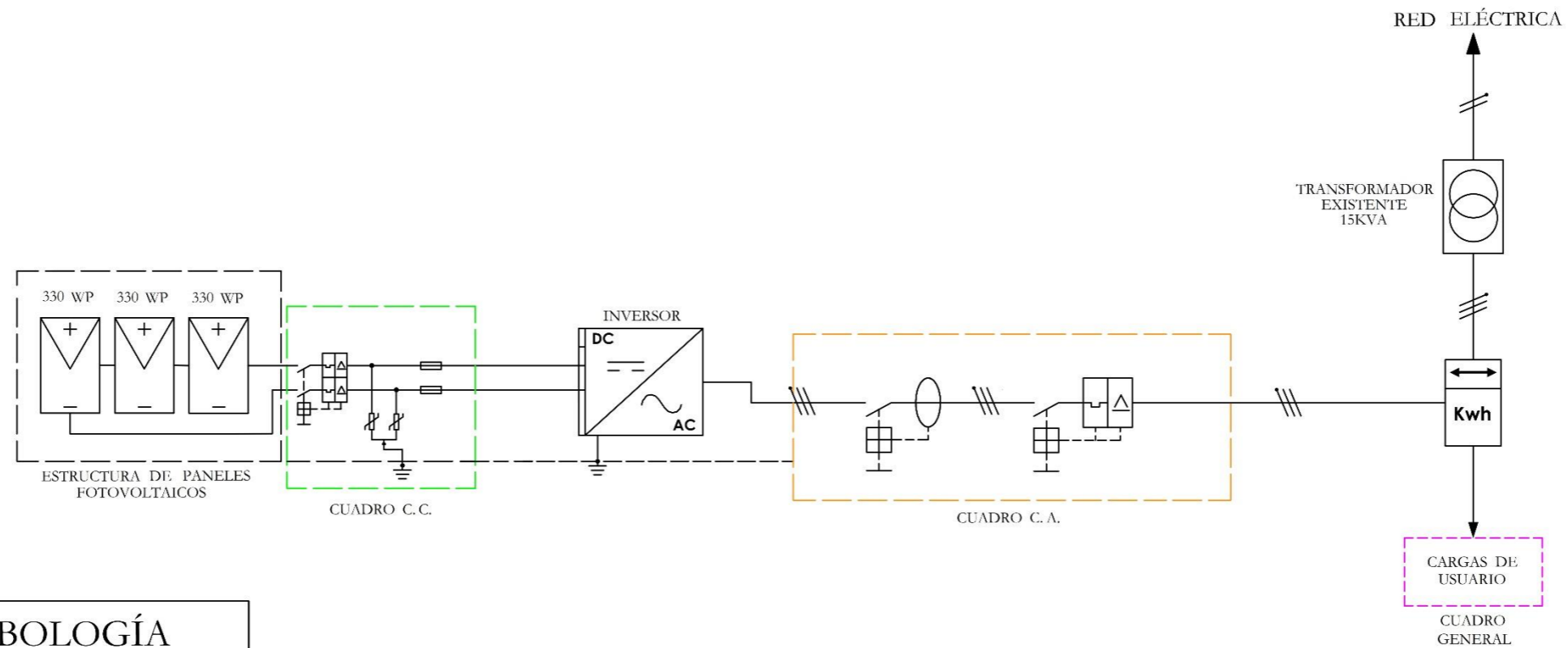
\*Capacidad máxima de corriente, para no más de 3 conductores en tensión en ducto, cable o tierra (directamente enterrados), para temperatura ambiente de 30 °C. Ref NEC [Tabla 310.16]



www.electrocable.com | 24

Nota. Obtenido del catálogo de ELECTROCABLES

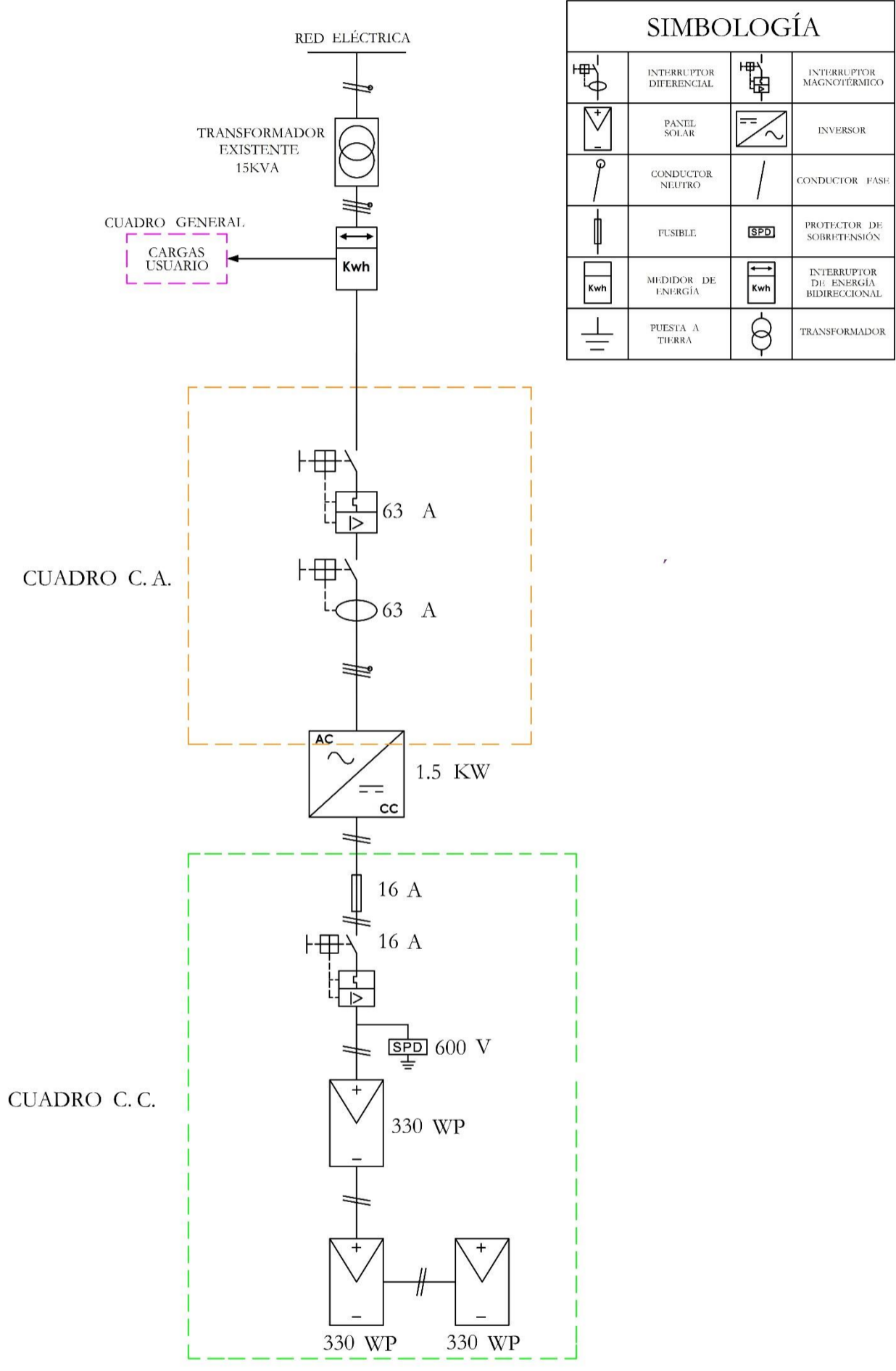
# ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO



SIMBOLOGÍA			
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL		INTERRUPTOR MAGNOTÉRMICO
	PANEL SOLAR		INVERSOR
	CONDUCTOR NEUTRO		CONDUCTOR FASE
	FUSIBLE		PROTECTOR DE SOBRETENSIÓN
	MEDIDOR DE ENERGÍA		INTERRUPTOR DE ENERGÍA BIDIRECCIONAL
	PUESTA A TIERRA		TRANSFORMADOR

Edición	Modificación	Fecha	Nombre	Denominación	Escala
		Dib. 03/2022	Julio Freire	DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	1:1
		Rev.	Iván Coronel		
		Aprob.			
				Numero de dibujo 03.00.01	

# DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO



SIMBOLOGÍA			
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL		INTERRUPTOR MAGNOTÉRMICO
	PANEL SOLAR		INVERSOR
	CONDUCTOR NEUTRO		CONDUCTOR FASE
	FUSIBLE		PROTECTOR DE SOBRETENSIÓN
	MEDIDOR DE ENERGÍA		INTERRUPTOR DE ENERGÍA BIDIRECCIONAL
	PUESTA A TIERRA		TRANSFORMADOR

				Fecha	Nombre	Denominación DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	Escala 1:1		
			Dib.	03/2022	Julio Freire				
			Rev.		Iván Coronel				
				Aprob.					
						Numero de dibujo 03.00.02			
Edi- ción	Modifica- ción	Fecha	Nombre						

## Anexo 10. Ficha técnica del colector solar "SUNSET"

INNOVATIVE ENERGIESYSTEME

### El involucro

El involucro autoportante es hecho de aluminio y recubierto de pólvora de plata. La cubierta posterior esta protegida de u disco de aluminio estructurada de manera óptima contro los daños mecánicos.

### Aislamiento

El aislamiento se compone de 50 mm de lana mineral altamente compatible con el ambiente.

### El vidrio

Se utiliza un vidrio solar de seguridad con un espesor de 3,2mm. Con el bajo contenido de hierro de sólo un 0,003% el vidrio tiene una transparencia del 92%. A través un sistema prismatico de reflexión hay una reducción de la dispersión de calor de los rayos solares. Garantizando la resistencia a la rotura y la estabilidad, el vidrio es tratado térmicamente y resistente a vientos de hasta 250km/h.

### Curva de eficiencia

Wirkungsgradkurve bei G = 800 W/m²; Bezug: Aperturfläche

### Datos técnicos

Tipo de colector	SUN <sup>blacc</sup> ®21	SUN <sup>blacc</sup> ®25
Superficie del colector	2,15 m <sup>2</sup>	2,51 m <sup>2</sup>
Superficie de absorbedor	2,0 m <sup>2</sup>	2,3 m <sup>2</sup>
Longitud	1.870 mm	2.160 mm
Anchura	1.150 mm	1.150 mm
Profundidad	95 mm	95 mm
Peso	34 kg	39 kg
Contenido de agua	1,13 litros	1,3 litros
Max. Presión de funcionamiento	10 bar	10 bar
Max. Temperatura en funcionamiento	203 °C	203 °C
Corriente de flujo	50 l/h pro m <sup>2</sup> (low flow: 20 l/h)	50 l/h pro m <sup>2</sup> (low flow: 20 l/h)
Pérdida de presión	10 mbar	10 mbar
Garantía de funcionamiento (con excepción del vidrio)	10 años	10 años

### SUNSET

colectores de alta eficiencia:

- certificación según DIN/ISO 9001 (gestión de la calidad)
- certificación según DIN/ISO 14001 (gestión ambiental)
- totalmente reciclable
- relación calidad- precio perfecto

Partner:

SUNSET Energietechnik GmbH • Industriestraße 8 - 22 • D - 91325 Adelsdorf  
 Tel.: +499195 / 9494-0 • Fax +499195 / 9494-290 • E-Mail: support@sunset-solar.com

PRODUKTION | IMPORT | GROSSHANDEL | PROJEKTIERUNG | ENGINEERING

Nota. Obtenido de Solgas

**Anexo 11. Ficha técnica del depósito de almacenamiento BWS I/200 “SUNSET”**

INNOVATIVE ENERGIESYSTEME				
<b>SUNSET Solar storage tank</b>				
Acumulador agua caliente	BWS I/300	BWS I/300	BWS I/200	BWS I/120
Volumen	300 l	300 l	200 l	120 l
Longitud neto	1434 mm	1434 mm	1284 mm	1250 mm
Diámetro	693 mm	693 mm	585 mm	475 mm
Peso	125 kg	125 kg	93 kg	74 kg
Superficie intercambiador			1,4 m <sup>2</sup>	
Presión máxima	10 bar	10 bar	6 bar	6 bar

Partner:

SUNSET Energietechnik GmbH • Industriestraße 8 - 22 • D - 91325 Adelsdorf  
 Tel.: +499195 / 9494-0 • Fax +499195 / 9494-290 • E-Mail: [support@sunset-solar.com](mailto:support@sunset-solar.com)

**PRODUKTION | IMPORT | GROSSHANDEL | PROJEKTIERUNG | ENGINEERING**

Nota. Obtenido de Solgas

## Anexo 12

### Ficha técnica de tubería de acero inoxidable AISI316L de 1/2''

▶ **Water range / Gama agua**


Metallic connectors / Conectores metálicos

# RIVER INOX

*The quick connection system for Conventional and Solar Water Heating systems.*

*AISI 316L Stainless Steel parallel spiral tube in conformity with ISO 10380. High Corrosion and Heat resistance (+300°C).*

**Sistema de instalación rápido de equipos de calefacción y solar para pasos de agua.**

*Tubo de acero inoxidable de espiras paralelas AISI 316L conforme a ISO 10380. Alta resistencia a la corrosión y temperatura (+300°C).*



Leer recomendaciones antes de su uso y/o instalación



Read recommendations before its use or installation






**Applications / Aplicaciones**



**Fittings / Racores**

Dn	Nut / Tuerca G
8	3/8"
12	1/2"
16	3/4"
20	1"
25	1 1/4"

**Characteristics and technical specifications**  
Características y especificaciones técnicas

Dn	Outer diameter Diámetro exterior	Inner diameter Diámetro interior	Working pressure Presión de trabajo	H <sub>2</sub> O potable
8	12,1 mm	8 mm	10 bar	Yes
12	16,5 mm	12 mm	10 bar	Yes
16	21,5 mm	16 mm	10 bar	Yes
20	26,5 mm	20 mm	10 bar	Yes

**Materials / Materiales**



- A Stainless steel AISI316L / Acero inoxidable AISI316L
- B Stainless steel AISI304 / Acero inoxidable AISI304
- C Brass / Latón
- D Fiber gaskets / Juntas de fibra

Information subject to change without notice. / Información sujeta a cambios sin previo aviso.

TUCAI flexible connecting hoses for water efficient solutions
www.tucaí.com

Nota. Obtenido de Solgas



## Anexo 13. Ficha técnica de aislante de tubería K\_FLEX

K-FLEX® ► SOLAR HT

### DATOS TÉCNICOS



K-FLEX® SOLAR HT TUBOS Y PLANCHA ► DATOS TÉCNICOS			
Propiedades	Valores		Método de ensayo
<b>Rango de temperatura de trabajo</b>	K-FLEX® SOLAR HT (Tubos) desde -40°C a +150°C K-FLEX® SOLAR HT (Plancha) desde -40°C a +150°C K-FLEX® SOLAR HT (Cinta) desde -40°C a +85°C		EN 14 706 EN 14 707
<b>Conductividad térmica <math>\lambda</math>, W/(m·K)</b>	Tubos		EN ISO 8497 EN 12667
	Esesores 6-25 $\lambda_{10^\circ\text{C}} \leq 0,040$ $\lambda_{10^\circ\text{C}} \leq 0,041$ $\lambda_{40^\circ\text{C}} \leq 0,044$	Esesores 26-50 $\lambda_{10^\circ\text{C}} \leq 0,040$ $\lambda_{10^\circ\text{C}} \leq 0,041$ $\lambda_{40^\circ\text{C}} \leq 0,044$	
	Planchas		
	Esesores 3-32 $\lambda_{10^\circ\text{C}} \leq 0,040$ $\lambda_{10^\circ\text{C}} \leq 0,041$ $\lambda_{40^\circ\text{C}} \leq 0,044$ $\lambda(\varnothing m) = (40 + 0,1 \cdot \varnothing m + 0,0009 \cdot \varnothing m^2) / 1000 \text{ W/(m}^2\text{K)}$		
<b>Reacción al fuego (Euroclases)</b>	E		EN 13501 -1
<b>Factor de liberación de sustancias corrosivas</b>	Cl < 500ppm, pH = neutro (7)		EN 13468
<b>Datos ecológicos</b>	Libre CFC, HCFC		
<b>Permeabilidad al agua</b>	WS01		(EN 13472)

Otros datos de interés:

DECLARACIÓN AMBIENTAL DE PRODUCTOS (DAP/EPD, ACV/LCA): Nº: EPD-S-P-01947 (UNE ISO 14025 & EN15804:2012+A2:2019)

REACH: No contiene sustancias que estén destinadas a ser liberadas por el producto, en condiciones normales o razonablemente previsibles en sus condiciones de uso. (Art. 3 del Rgto. (CE) No 1907/2006)

Consultar los valores técnicos específicos de cada producto en las "Declaraciones de Prestaciones" que encontrarán en la zona de descarga de nuestra web [www.kflexsystem.com](http://www.kflexsystem.com).

Tolerancias dimensionales de acuerdo a EN 14304 (ver página 13)

K-FLEX® se reserva el derecho de cambiar cualquier dato o característica sin previo aviso.

### INFORMACIÓN GENERAL

El aislamiento K-FLEX® SOLAR HT, es un caucho elastomérico con base EPDM (Monómero etileno-propileno-dieno) que tiene unas excelentes propiedades mecánicas y es idóneo para aplicaciones de alta temperatura, a la vez que tiene una buena resistencia a los rayos UV. Una solución racional e idónea para instalaciones solares térmicas y procesos industriales hasta 150°C. Un nuevo y revolucionario diseño de caja, ofrece unas ventajas prácticas y económicas, para su uso y distribución.





K-FLEX® SOLAR HT TUBOS AISLANTES FLEXIBLES DE 2 M. DE LONGITUD													
TIPOS DE TUBERÍAS					ESPESOR 9				ESPESOR 13				
COBRE		ACERO											
Ø mm	Ø Ext Pulg.	DN	Ø Ext mm	Ø Ext Pulg.	Código	Referencia	m.l. caja	Precio €/ml	Código	Referencia	m.l. caja	Precio €/ml	
10	3/8"	6	10,2	1/8"					13010215526	HT 13x010	140	4,35	
12	1/2"				09012215526	HT 09x012	172	3,14	13012215526	HT 13x012	130	4,52	
15	5/8"	8	13,5	1/4"	09015215526	HT 09x015	144	3,24	13015215526	HT 13x015	112	4,76	
18	3/4"	10	17,2	3/8"	09018215526	HT 09x018	130	3,52	13018215526	HT 13x018	98	5,03	
22	7/8"	15	21,3	1/2"	09022215526	HT 09x022	108	3,86	13022215526	HT 13x022	84	5,78	
28	1" 1/8	20	26,9	3/4"	09028215526	HT 09x028	92	4,75	13028215526	HT 13x028	64	7,29	
35	1" 3/8	25	33,7	1"	09035215526	HT 09x035	58	6,06	13035215526	HT 13x035	50	8,72	
42	1" 5/8	32	42,4	1" 1/4	09042215526	HT 09x042	50	7,48	13042215526	HT 13x042	40	9,65	
	1" 7/8	40	48,3	1" 1/2	09048215526	HT 09x048	40	8,03	13048215526	HT 13x048	32	10,34	
54	2" 1/8		54		09054215526	HT 09x054	38	9,50	13054215526	HT 13x054	32	12,09	
	2" 3/8	50	60,3	2"	09060215526	HT 09x060	32	10,29	13060215526	HT 13x060	28	12,99	
64			63,5		09064215526	HT 09x064	46	11,66	13064215526	HT 13x064	30	13,84	
76	3"	65	76,1	2" 1/2	09076215526	HT 09x076	26	13,88	13076215526	HT 13x076	24	18,30	
89	3" 1/2	80	88,9	3"	09089215526	HT 09x089	20	15,19	13089215526	HT 13x089	18	20,47	
TIPOS DE TUBERÍAS					ESPESOR 19				ESPESOR 25				
COBRE		ACERO											
Ø mm	Ø Ext Pulg.	DN	Ø Ext mm	Ø Ext Pulg.	Código	Referencia	m.l. caja	Precio €/ml	Código	Referencia	m.l. caja	Precio €/ml	
10	3/8"	6	10,2	1/8"									
12	1/2"				19012215526	HT 19x012	80	7,78	25012215526	HT 25x012	50	11,69	
15	5/8"	8	13,5	1/4"	19015215526	HT 19x015	64	8,20	25015215526	HT 25x015	50	12,21	
18	3/4"	10	17,2	3/8"	19018215526	HT 19x018	58	8,59	25018215526	HT 25x018	42	12,60	
22	7/8"	15	21,3	1/2"	19022215526	HT 19x022	64	9,40	25022215526	HT 25x022	36	13,12	
28	1" 1/8	20	26,9	3/4"	19028215526	HT 19x028	48	11,49	25028215526	HT 25x028	32	14,78	
35	1" 3/8	25	33,7	1"	19035215526	HT 19x035	36	12,73	25035215526	HT 25x035	24	16,03	
42	1" 5/8	32	42,4	1" 1/4	19042215526	HT 19x042	32	14,24	25042215526	HT 25x042	24	18,30	
	1" 7/8	40	48,3	1" 1/2	19048215526	HT 19x048	24	16,91	25048215526	HT 25x048	20	22,24	
54	2" 1/8		54		19054215526	HT 19x054	18	18,85	25054215526	HT 25x054	18	25,07	
	2" 3/8	50	60,3	2"	19060215526	HT 19x060	16	20,74	25060215526	HT 25x060	18	27,64	
64			63,5		19064215526	HT 19x064	18	23,51	25064215526	HT 25x064	14	28,97	
76	3"	65	76,1	2" 1/2	19076215526	HT 19x076	18	27,93	25076215526	HT 25x076	12	32,97	
89	3" 1/2	80	88,9	3"	19089215526	HT 19x089	16	30,83	25089215526	HT 25x089	12	39,80	

Tolerancias para Tubos K-FLEX® SOLAR HT: Longitud: +/- 1,5%  
 e interno: hasta 100 mm. entre +1 y +4 mm., mayores de 100 mm. entre +1 y +6 mm.  
 Espesores: 6 mm: +/-1 mm, 9 y 13 mm +/-1,5 mm, 19 y 25 mm +/-2,5 mm, 32, 40 y 50 +/-3 mm  
 En cajas con contenidos totales superiores a 20 m., hasta el 10% del contenido de la caja puede contener tubos de 1 m de longitud (en vez de 2 m de longitud estándar);  
 En cajas con contenidos inferiores a 20 m., las longitudes de los tubos pueden ser de 1 m. 6/2 m.  
 \* Consultar precio, contenido, cantidad mínima.  
**Consultar disponibilidad y cantidades mínimas a suministrar.**

**Anexo 14** *Espesor mínimo de aislamiento en función del diámetro exterior de la tubería y la temperatura del fluido para tuberías*

<b>Fluido Interior Caliente</b>				
<b>Diámetro exterior [mm]</b>	<b>Temperatura del fluido [°C]</b>			
	<b>40 a 65</b>	<b>66 a 100</b>	<b>101 a 150</b>	<b>151 a 200</b>
$D \leq 35$	20	20	30	40
$35 < D \leq 60$	20	30	40	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40	50
$90 < D \leq 140$	30	40	50	50
$140 < D$	30	40	50	60

*Nota.* Datos obtenidos de la Normativa NEC escrita por Macchiavello y Estupiñán, 2020

# Anexo 15. Propiedades físicas del agua saturada

**R78**  
**APÉNDICE 1**

**TABLA A-9**

**Propiedades del agua saturada**

Temp., T/°C	Presión de saturación, P <sub>sat</sub> /kPa	Densidad, ρ kg/m <sup>3</sup>		Entalpía de vaporización, h <sub>fg</sub> kJ/kg	Calor específico, c <sub>p</sub> J/kg·K		Conductividad térmica, k W/m·K		Viscosidad dinámica, μ kg/m·s		Número de Prandtl, Pr		Coeficiente de expansión volumétrica, β 1/K
		Líquido	Vapor		Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	
0.01	0.6113	999.8	0.0048	2 501	4 217	1 854	0.561	0.0171	1.792 × 10 <sup>-3</sup>	0.922 × 10 <sup>-6</sup>	13.5	1.00	-0.068 × 10 <sup>-3</sup>
5	0.8721	999.9	0.0068	2 490	4 205	1 857	0.571	0.0173	1.519 × 10 <sup>-3</sup>	0.934 × 10 <sup>-6</sup>	11.2	1.00	0.015 × 10 <sup>-3</sup>
10	1.2276	999.7	0.0094	2 478	4 194	1 862	0.580	0.0176	1.307 × 10 <sup>-3</sup>	0.946 × 10 <sup>-6</sup>	9.45	1.00	0.733 × 10 <sup>-3</sup>
15	1.7051	999.1	0.0128	2 466	4 185	1 863	0.589	0.0179	1.138 × 10 <sup>-3</sup>	0.959 × 10 <sup>-6</sup>	8.09	1.00	0.138 × 10 <sup>-3</sup>
20	2.339	998.0	0.0173	2 454	4 182	1 867	0.598	0.0182	1.002 × 10 <sup>-3</sup>	0.973 × 10 <sup>-6</sup>	7.01	1.00	0.195 × 10 <sup>-3</sup>
25	3.169	997.0	0.0231	2 442	4 180	1 870	0.607	0.0186	0.891 × 10 <sup>-3</sup>	0.987 × 10 <sup>-6</sup>	6.14	1.00	0.247 × 10 <sup>-3</sup>
30	4.246	996.0	0.0304	2 431	4 178	1 875	0.615	0.0189	0.798 × 10 <sup>-3</sup>	1.001 × 10 <sup>-6</sup>	5.42	1.00	0.294 × 10 <sup>-3</sup>
35	5.628	994.0	0.0397	2 419	4 178	1 880	0.623	0.0192	0.720 × 10 <sup>-3</sup>	1.016 × 10 <sup>-6</sup>	4.83	1.00	0.337 × 10 <sup>-3</sup>
40	7.384	992.1	0.0512	2 407	4 179	1 885	0.631	0.0196	0.653 × 10 <sup>-3</sup>	1.031 × 10 <sup>-6</sup>	4.32	1.00	0.377 × 10 <sup>-3</sup>
45	9.593	990.1	0.0655	2 395	4 180	1 892	0.637	0.0200	0.596 × 10 <sup>-3</sup>	1.046 × 10 <sup>-6</sup>	3.91	1.00	0.415 × 10 <sup>-3</sup>
50	12.35	988.1	0.0831	2 383	4 181	1 900	0.644	0.0204	0.547 × 10 <sup>-3</sup>	1.062 × 10 <sup>-6</sup>	3.55	1.00	0.451 × 10 <sup>-3</sup>
55	15.76	985.2	0.1045	2 371	4 183	1 908	0.649	0.0208	0.504 × 10 <sup>-3</sup>	1.077 × 10 <sup>-6</sup>	3.25	1.00	0.484 × 10 <sup>-3</sup>
60	19.94	983.3	0.1304	2 359	4 185	1 916	0.654	0.0212	0.467 × 10 <sup>-3</sup>	1.093 × 10 <sup>-6</sup>	2.99	1.00	0.517 × 10 <sup>-3</sup>
65	25.03	980.4	0.1614	2 346	4 187	1 926	0.659	0.0216	0.433 × 10 <sup>-3</sup>	1.110 × 10 <sup>-6</sup>	2.75	1.00	0.548 × 10 <sup>-3</sup>
70	31.19	977.5	0.1983	2 334	4 190	1 936	0.663	0.0221	0.404 × 10 <sup>-3</sup>	1.126 × 10 <sup>-6</sup>	2.55	1.00	0.578 × 10 <sup>-3</sup>
75	38.58	974.7	0.2421	2 321	4 193	1 948	0.667	0.0225	0.378 × 10 <sup>-3</sup>	1.142 × 10 <sup>-6</sup>	2.38	1.00	0.605 × 10 <sup>-3</sup>
80	47.39	971.8	0.2935	2 309	4 197	1 962	0.670	0.0230	0.355 × 10 <sup>-3</sup>	1.159 × 10 <sup>-6</sup>	2.22	1.00	0.653 × 10 <sup>-3</sup>
85	57.83	968.1	0.3536	2 296	4 201	1 977	0.673	0.0235	0.333 × 10 <sup>-3</sup>	1.176 × 10 <sup>-6</sup>	2.08	1.00	0.670 × 10 <sup>-3</sup>
90	70.14	965.3	0.4235	2 283	4 206	1 993	0.675	0.0240	0.315 × 10 <sup>-3</sup>	1.193 × 10 <sup>-6</sup>	1.96	1.00	0.702 × 10 <sup>-3</sup>
95	84.55	961.5	0.5045	2 270	4 212	2 010	0.677	0.0246	0.297 × 10 <sup>-3</sup>	1.210 × 10 <sup>-6</sup>	1.85	1.00	0.716 × 10 <sup>-3</sup>
100	101.33	957.9	0.5978	2 257	4 217	2 029	0.679	0.0251	0.282 × 10 <sup>-3</sup>	1.227 × 10 <sup>-6</sup>	1.75	1.00	0.750 × 10 <sup>-3</sup>
110	143.27	950.6	0.8263	2 230	4 229	2 071	0.682	0.0262	0.255 × 10 <sup>-3</sup>	1.261 × 10 <sup>-6</sup>	1.58	1.00	0.798 × 10 <sup>-3</sup>
120	198.53	943.4	1.121	2 203	4 244	2 120	0.683	0.0275	0.232 × 10 <sup>-3</sup>	1.296 × 10 <sup>-6</sup>	1.44	1.00	0.858 × 10 <sup>-3</sup>
130	270.1	934.6	1.496	2 174	4 263	2 177	0.684	0.0288	0.213 × 10 <sup>-3</sup>	1.330 × 10 <sup>-6</sup>	1.33	1.01	0.913 × 10 <sup>-3</sup>
140	361.3	921.7	1.965	2 145	4 286	2 244	0.683	0.0301	0.197 × 10 <sup>-3</sup>	1.365 × 10 <sup>-6</sup>	1.24	1.02	0.970 × 10 <sup>-3</sup>
150	475.8	916.6	2.546	2 114	4 311	2 314	0.682	0.0316	0.183 × 10 <sup>-3</sup>	1.399 × 10 <sup>-6</sup>	1.16	1.02	1.025 × 10 <sup>-3</sup>
160	617.8	907.4	3.256	2 083	4 340	2 420	0.680	0.0331	0.170 × 10 <sup>-3</sup>	1.434 × 10 <sup>-6</sup>	1.09	1.05	1.145 × 10 <sup>-3</sup>
170	791.7	897.7	4.119	2 050	4 370	2 490	0.677	0.0347	0.160 × 10 <sup>-3</sup>	1.468 × 10 <sup>-6</sup>	1.03	1.05	1.178 × 10 <sup>-3</sup>
180	1 002.1	887.3	5.153	2 015	4 410	2 590	0.673	0.0364	0.150 × 10 <sup>-3</sup>	1.502 × 10 <sup>-6</sup>	0.983	1.07	1.210 × 10 <sup>-3</sup>
190	1 254.4	876.4	6.388	1 979	4 460	2 710	0.669	0.0382	0.142 × 10 <sup>-3</sup>	1.537 × 10 <sup>-6</sup>	0.947	1.09	1.280 × 10 <sup>-3</sup>
200	1 553.8	864.3	7.852	1 941	4 500	2 840	0.663	0.0401	0.134 × 10 <sup>-3</sup>	1.571 × 10 <sup>-6</sup>	0.910	1.11	1.350 × 10 <sup>-3</sup>
220	2 318	840.3	11.60	1 859	4 610	3 110	0.650	0.0442	0.122 × 10 <sup>-3</sup>	1.641 × 10 <sup>-6</sup>	0.865	1.15	1.520 × 10 <sup>-3</sup>
240	3 344	813.7	16.73	1 767	4 760	3 520	0.632	0.0487	0.111 × 10 <sup>-3</sup>	1.712 × 10 <sup>-6</sup>	0.836	1.24	1.720 × 10 <sup>-3</sup>
260	4 688	783.7	23.69	1 663	4 970	4 070	0.609	0.0540	0.102 × 10 <sup>-3</sup>	1.788 × 10 <sup>-6</sup>	0.832	1.35	2.000 × 10 <sup>-3</sup>
280	6 412	750.8	33.15	1 544	5 280	4 835	0.581	0.0605	0.094 × 10 <sup>-3</sup>	1.870 × 10 <sup>-6</sup>	0.854	1.49	2.380 × 10 <sup>-3</sup>
300	8 581	713.8	46.15	1 405	5 750	5 980	0.548	0.0695	0.086 × 10 <sup>-3</sup>	1.965 × 10 <sup>-6</sup>	0.902	1.69	2.950 × 10 <sup>-3</sup>
320	11 274	667.1	64.57	1 239	6 540	7 900	0.509	0.0836	0.078 × 10 <sup>-3</sup>	2.084 × 10 <sup>-6</sup>	1.00	1.97	—
340	14 586	610.5	92.62	1 028	8 240	11 870	0.469	0.110	0.070 × 10 <sup>-3</sup>	2.255 × 10 <sup>-6</sup>	1.23	2.43	—
360	18 651	528.3	144.0	720	14 690	25 800	0.427	0.178	0.060 × 10 <sup>-3</sup>	2.571 × 10 <sup>-6</sup>	2.06	3.73	—
374.14	22 090	317.0	317.0	0	—	—	—	—	0.043 × 10 <sup>-3</sup>	4.313 × 10 <sup>-6</sup>	—	—	—

*Nota 1:* La viscosidad cinemática  $\nu$  y la difusividad térmica  $\alpha$  se pueden calcular a partir de sus definiciones,  $\nu = \mu/\rho$  y  $\alpha = k/\rho c_p = \nu/Pr$ . Las temperaturas de 0.01°C, 100°C y 374.14°C son las temperaturas de los puntos triple, de ebullición y crítico del agua, respectivamente. Las propiedades cuya lista se da arriba (excepto la densidad del vapor) se pueden usar a cualquier presión con error despreciable, excepto a temperaturas cercanas al valor del punto crítico.

*Nota 2:* La unidad kJ/kg·°C, para el calor específico, es equivalente a kJ/kg·K y la unidad W/m·°C, para la conductividad térmica es equivalente a W/m·K.

*Fuente:* Los datos de la viscosidad y la conductividad térmica se tomaron de J. V. Sengers y J. T. R. Watson, *Journal of Physical and Chemical Reference Data* 15 (1986), pp. 1291-1322. Los otros datos se obtuvieron de diversas fuentes o se calcularon.

*Nota.* Datos obtenidos del libro Cengel y Ghajar, 2011

Anexo 16. Certificado de traducción del resumen.



Mg. Yanina Quizhpe Espinoza  
Licenciada en Ciencias de Educación mención Inglés  
Magister en Traducción y mediación cultural

Celular: 0989805087  
Email: [yaniges@icloud.com](mailto:yaniges@icloud.com)  
Loja, Ecuador 110104

Loja, 25 de enero de 2023

Yo, Lic. Yanina Quizhpe Espinoza, con cédula de identidad 1104337553, docente del Instituto de Idiomas de la Universidad Nacional de Loja, y certificada como traductora e interprete en la Senescyt y en el Ministerio de trabajo del Ecuador con registro **MDT-3104-CCL-252640**, certifico:

Que tengo el conocimiento y dominio de los idiomas español e inglés y que la traducción del trabajo de titulación, **Diseño de un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en una vivienda unifamiliar ubicada en la ciudad de Zaruma**, de autoría del estudiante Julio Cesar Freire Loaiza, con cédula 0706442050, es verdadero y correcto a mi mejor saber y entender.

Atentamente

YANINA  
BELEN  
QUIZHPE  
ESPINOZA  
Firmado digitalmente  
por YANINA BELEN  
QUIZHPE ESPINOZA  
Fecha: 2023.01.25  
200739-0500

Yanina Quizhpe Espinoza.

**Traductora**