



Universidad  
Nacional  
de Loja

**Universidad Nacional de Loja**

**Facultad de la Energía las Industrias y los Recursos**

**Naturales no Renovables**

**Carrera de Ingeniería Electromecánica**

**Análisis comparativo de diseño y valoración económica para un  
sistema fotovoltaico domiciliario conectado a red**

Trabajo Titulación previo a la  
obtención del título de Ingeniero  
en Electromecánica.

**AUTOR:**

Kevin Fernando Ortega Maza.

**DIRECTOR:**

Ing. Jorge Enrique Carrión González, PhD.

Loja – Ecuador

2023

## **Certificación**

Loja, 18 de enero de 2023

Ing. Jorge Enrique Carrión González, PhD.  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

### **CERTIFICO:**

Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del Trabajo Titulación denominado: **Análisis comparativo de diseño y valoración económica para un sistema fotovoltaico domiciliario conectado a red**, de la autoría del estudiante **Kevin Fernando Ortega Maza**, con **cédula de identidad Nro.1106079765**, 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.

Ing. Jorge Enrique Carrión González, PhD.  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **Autoría**

Yo, **Kevin Fernando Ortega Maza**, 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 o 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:** 1106079765

**Fecha:** 08/05/2023

**Correo electrónico institucional:** kevin.ortega@unl.edu.ec

**Teléfono:** 0982038743

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

Yo, **Kevin Fernando Ortega Maza**, declaro ser el autor del Trabajo de Titulación denominado: **Análisis comparativo de diseño y valoración económica para un sistema fotovoltaico domiciliario conectado a red**, como requisito para optar por el título de **Ingeniero Electromecánico**, autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que, con fines académicos, muestre al mundo 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 del 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 ocho días del mes de mayo del dos mil veintitrés.



**Firma:**

**Autor:** Kevin Fernando Ortega Maza

**CI:** 1106079765

**Dirección:** Loja, calle Av. Pablo Palacios entre Eduardo Mora Moreno y Maiquetía.

**Correo electrónico:** kevin.ortega@unl.edu.ec

**Número telefónico:** 0982038743

**DATOS COMPLEMENTARIOS:**

**Director del Trabajo de Titulación:** Ing. Jorge Enrique Carrión González, PhD.

## **Dedicatoria**

El presente Trabajo de Titulación lo dedico principalmente a Dios y a mis abuelitos que están en el cielo, quienes han forjado un carácter de actitud y positivismo en los momentos más difíciles.

A mis padres y hermanas, que me han ayudado y han estado conmigo desde el primer día que empecé mi etapa estudiantil, inculcando valores y apoyando para culminar con éxito todos mis propósitos planteados.

A mi tía Lilia, quien estuvo conmigo en los primeros años de mi vida cuidándome y guiándome por el buen camino, encaminándome a siempre ser mejor y no quedarme estancado, siendo un pilar fundamental para lograr mis objetivos. De igual forma a todos mis tíos y abuela paterna que siempre estuvieron apoyándome en todas mis metas.

A mis compañeros y amigos, que estuvimos para ayudarnos y compartir entre todos momentos de alegrías y también difíciles, cumpliendo cada uno de nuestros sueños planteados a largo y corto plazo.

***Kevin Ortega***

## **Agradecimiento**

A Dios, quien me ha ayudado a tener una formación moral y espiritual para siempre llevar a cabo los buenos valores ayudando a las demás personas y a mi familia con un pequeño grano de arena.

Para todos los miembros de mi familia y amigos que siempre me mostraron apoyo y cariño para afrontar todos mis objetivos y metas con valentía y sabiduría.

Al ingeniero Jorge Carrión, docente guía en mi Trabajo de Titulación, que siempre estuvo pendiente y brindando información respecto al tema, teniendo una actitud muy comedida para las revisiones y correcciones del Trabajo de Titulación.

## 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: .....	xiii
Índice de figuras: .....	xiv
Índice de anexos: .....	xvi
<b>1. Título</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Resumen</b> .....	<b>2</b>
2.1 Abstract .....	3
<b>3. Introducción</b> .....	<b>4</b>
<b>4. Marco teórico</b> .....	<b>7</b>
4.1 Sistemas fotovoltaicos conectado a la red.....	7
4.1.1 Definición de un sistema fotovoltaico conectado a red .....	7
4.1.2 Tipos de instalaciones fotovoltaicas conectados a la red .....	7
4.1.2.1 SFCR sobre el suelo .....	8
4.1.2.2 SFCR sobre edificaciones .....	8
4.2 Sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía .....	8
4.2.1 Baterías para almacenamiento .....	9
4.2.2 Tipos de baterías para almacenamiento .....	10
4.2.2.1 Baterías de Plomo-Ácido .....	10
4.2.2.2 Baterías de Ion-Litio .....	11
4.2.2.3 Baterías de Níquel-Cadmio .....	11
4.2.2.4 Baterías de Sodio-Sulfuro .....	11

4.2.3 Rendimiento de las baterías en sistemas fotovoltaicos .....	12
4.2.4 Tipo de conexión de baterías .....	12
4.2.4.1 Conexión en serie de baterías.....	13
4.2.4.2 Conexión en paralelo de baterías .....	13
4.2.4.3 Conexión serie y paralelo de baterías.....	14
4.3 Descripción de un sistema fotovoltaico conectado a la red .....	14
4.3.1 Elementos que conforman un sistema fotovoltaico conectado a la red .....	14
4.3.1.1 Paneles solares .....	14
4.3.1.2 Clasificación de los paneles solares .....	15
4.3.1.3 Curva característica de trabajo I-V de un panel solar .....	16
4.3.1.4 Parámetros de la curva I-V.....	17
4.3.2 Conexión de los módulos.....	18
4.3.2.1 Conexión en serie.....	18
4.3.2.2 Conexión en paralelo .....	18
4.3.2.3 Conexión serie-paralelo .....	19
4.4 Inversor .....	19
4.4.1 Partes principales de un inversor .....	20
4.4.2 Característica del inversor con conexión a la red .....	22
4.4.3 Tipos de inversores con conexión a la red .....	22
4.4.4 Parámetros para el dimensionamiento de los inversores conectados a la red .....	23
4.4.5 Eficiencia de un inversor .....	24
4.4.6 Inversor híbrido fotovoltaico para almacenamiento de energía eléctrica ...	24
4.5 Conductores eléctricos .....	26
4.6 Elementos de protección y maniobra .....	26
4.6.1 Sistema de puesta a tierra.....	27
4.6.1.1 Clasificación de los sistemas de puesta a tierra .....	28
4.7 Efecto de las sombras sobre un panel fotovoltaico .....	29
4.8 Medidor bidireccional .....	29
4.9 Estructura de anclaje y soporte .....	30
4.10 Software de simulación PVsyst®.....	31
4.11 Efergy® Engage.....	31
4.12 Regulación de micro generación eléctrica en el Ecuador .....	32



4.12.1 Regulación ARCONEL -003/18 .....	32
4.12.1.1 Características generales para clientes que deseen instalar microgeneración fotovoltaica ( $\mu$ SFV) .....	32
4.12.1.2 Requisitos técnicos para la conexión con el sistema de distribución.	33
4.12.2 Regulación ARCERNNR -001/2021 .....	34
4.12.2.1 Característica de la generación distribuida para autoabastecimiento.	34
4.12.2.2 Dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA .....	34
4.12.3 Balance de energía, medición y facturación .....	34
4.12.3.1 Balance de energía .....	34
4.12.3.2 Consumidores con tarifa residencial y general sin demanda .....	34
4.12.3.3 Consumidores con tarifa general con demanda .....	35
4.12.3.4 Consumidores con tarifa general con demanda horaria .....	35
<b>5. Metodología .....</b>	<b>36</b>
5.1 Materiales .....	36
5.2 Propuesta de diseño de un sistema fotovoltaico con conexión a la red y almacenamiento de energía .....	36
5.2.1.1 Cálculo de la demanda de consumo .....	36
5.2.1.2 Determinación de la radiación solar .....	37
5.2.1.3 Potencia generada fotovoltaica .....	37
5.2.1.4 Módulos fotovoltaicos necesarios .....	38
5.2.1.5 Cálculo de potencia nominal .....	38
5.2.2 Cálculo de la potencia del inversor con conexión a red .....	38
5.2.2.1 Características para la elección de un inversor híbrido .....	39
5.2.3 Cálculo del número paneles en serie .....	39
5.2.4 Ramas en paralelo necesarias .....	40
5.3 Delimitación del banco de baterías para inversores con conexión híbrida. ....	40
5.3.1 Configuración del banco de baterías en serie y paralelo .....	41
5.4 Orientación de los paneles solares .....	41
5.4.1 Cálculo del ángulo de inclinación .....	41

5.5 Variación de voltaje .....	42
5.6 Cálculo del área necesaria.....	42
5.7 Determinación de las pérdidas por orientación .....	43
5.8 Separación entre módulos .....	43
5.9 Selección de los conductores en instalaciones fotovoltaicas .....	44
5.10 Protecciones en corriente continua y alterna.....	44
5.11 Energía generada por el SFCR diaria y anualmente .....	45
5.11.1 Factor de planta.....	45
5.11.2 Reducción de emisiones de CO2 .....	46
5.12 Factibilidad Económica.....	46
5.12.1 Valor actual neto (VAN).....	46
5.12.2 Tasa interna de retorno.....	47
5.12.3 Factor de recuperación del capital .....	47
5.12.4 Cálculo del LCOE.....	47
<b>6. Resultados .....</b>	<b>49</b>
6.1 Condiciones del lugar de estudio .....	49
6.1.1 Ubicación del proyecto .....	49
6.2 Análisis de sombras.....	50
6.3 Determinación del recurso solar disponible.....	52
6.4 Aplicación de la metodología de diseño .....	53
6.4.1 Cálculo del consumo diario de energía.....	53
6.4.2 Consumo eléctrico de la vivienda .....	55
6.4.3 Cálculo de las cargas de la vivienda .....	56
6.4.4 Diseño del sistema de generación fotovoltaica.....	57
6.4.4.1 Potencia generada fotovoltaica .....	57
6.4.4.2 Módulos fotovoltaicos necesarios .....	57
6.4.4.3 Área necesaria .....	58
6.4.4.4 Cálculo de la potencia nominal instalada.....	58
6.4.4.5 Diseño de la potencia inversora con conexión a red .....	58
6.4.4.6 Cálculo del número paneles en serie.....	59
6.4.4.7 Módulos en paralelo necesarios .....	59
6.4.4.8 Orientación de los paneles solares .....	59
6.4.4.9 Cálculo del ángulo de inclinación .....	60

6.4.4.10 Determinación de las pérdidas por orientación .....	60
6.4.4.11 Determinación de la separación entre módulos .....	60
6.4.4.12 Disposición de los paneles .....	61
6.5 Diseño de sistema híbrido con almacenamiento y conexión a la red.....	61
6.5.1 Potencia inversora híbrida.....	61
6.5.2 Baterías necesarias para almacenamiento .....	62
6.5.3 Disposición de las baterías.....	63
6.5.4 Disposición de los paneles .....	64
6.6 Selección de los conductores en instalaciones fotovoltaicas .....	65
6.6.1 Conductor eléctrico en corriente continua .....	65
6.6.2 Conductor eléctrico para corriente alterna.....	66
6.7 Determinación de las protecciones en DC Y AC.....	66
6.8 Medidor bidireccional seleccionado .....	68
6.9 Sistema de puesta tierra.....	69
6.10 Cálculo de la energía diaria y anual producida por el sistema fotovoltaico.....	69
6.10.1.1 Cálculo del factor de planta del generador.....	70
6.10.1.2 Disminución de CO <sub>2</sub> a la atmósfera .....	70
6.11 Diagrama unifilar del sistema .....	71
6.12 Comprobación efectuada por software.....	71
6.13 Estudio económico .....	71
6.13.1 Costos por implementar el sistema fotovoltaico conectado a la red.....	71
6.13.2 Costos por implementar el sistema fotovoltaico conectado a la red con almacenamiento.....	72
6.13.3 Comparación monetaria de costos de implementación de las diferentes propuestas de diseños fotovoltaicos con conexión a la red .....	73
6.13.3.1 Proyección de ahorro anual.....	74
6.13.3.2 Cálculo del VAN y TIR .....	77
6.13.3.3 Cálculo del factor de recuperación del capital (FRC).....	80
6.13.3.4 Cálculo del LCOE.....	80
<b>7. Discusión .....</b>	<b>82</b>
<b>8. Conclusiones .....</b>	<b>84</b>
<b>9. Recomendaciones .....</b>	<b>86</b>

<b>10. Bibliografía .....</b>	<b>87</b>
<b>11. Anexos .....</b>	<b>94</b>

## Índice de tablas:

<b>Tabla 1.</b> Rentabilidad de las baterías solares fotovoltaicas.....	12
<b>Tabla 2.</b> Clasificación de los inversores con conexión a la red. ....	22
<b>Tabla 3.</b> Codificación de los conductores eléctricos según el color y la aplicación. ....	26
<b>Tabla 4.</b> Clasificación de los sistemas de puesta a tierra. ....	28
<b>Tabla 5.</b> Especificaciones geográficas del lugar de estudio.....	37
<b>Tabla 6.</b> Datos geográficos y técnicos del proyecto.....	49
<b>Tabla 7.</b> Datos de irradiación horizontal global. ....	52
<b>Tabla 8.</b> Cuadro de cargas existentes en la vivienda.....	56
<b>Tabla 9.</b> Características técnicas del inversor híbrido SUN 12K.....	62
<b>Tabla 10.</b> Características del conductor tipo THNN #10 AWG. ....	66
<b>Tabla 11.</b> Características técnicas del disyuntor Grainger 51WF10.....	68
<b>Tabla 12.</b> Características técnicas del medidor bidireccional de la marca ISKRA MT-174. .	68
<b>Tabla 13.</b> Energía generada por el sistema fotovoltaico. ....	69
<b>Tabla 14.</b> Costo del sistema fotovoltaico conectado a la red. ....	71
<b>Tabla 15.</b> Costos del sistema fotovoltaico conectado a la red con almacenamiento. ....	72
<b>Tabla 16.</b> Comparativa de propuestas de diseños fotovoltaicos conectados a la red.....	73
<b>Tabla 17.</b> Costo del consumo de energía con una tarifa residencial domiciliaria.....	74
<b>Tabla 18.</b> Costo del consumo de energía con una tarifa comercial.....	75
<b>Tabla 19.</b> Proyección de generación fotovoltaica. ....	75
<b>Tabla 20.</b> Valor consumido por energía y ahorro monetario. ....	76
<b>Tabla 21.</b> Cálculo del VAN y TIR para un sistema fotovoltaico conectado a la red.....	77
<b>Tabla 22.</b> Cálculo del VAN y TIR para un sistema fotovoltaico conectado a la red con almacenamiento. ....	78

## Índice de figuras:

<b>Figura 1.</b> Sistema fotovoltaico con conexión a la red.....	7
<b>Figura 2.</b> Sistemas fotovoltaicos sobre el suelo.....	8
<b>Figura 3.</b> Sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía. ....	9
<b>Figura 4.</b> Batería para almacenamiento. ....	10
<b>Figura 5.</b> Funcionamiento de la Batería Plomo-Ácido. ....	11
<b>Figura 6.</b> Conexión en serie de baterías.....	13
<b>Figura 7.</b> Conexión en paralelo de baterías.....	13
<b>Figura 8.</b> Conexión en serie/paralelo de baterías.....	14
<b>Figura 9.</b> Representación de paneles solares. ....	15
<b>Figura 10.</b> Curva característica de trabajo I-V de un panel solar. ....	17
<b>Figura 11.</b> Parámetros de la curva I-V.....	17
<b>Figura 12.</b> Conexión en serie de paneles solares. ....	18
<b>Figura 13.</b> Conexión en paralelo de paneles solares.....	19
<b>Figura 14.</b> Conexión intercalada en serie-paralelo. ....	19
<b>Figura 15.</b> Representación gráfica de un inversor DC/AC.....	20
<b>Figura 16.</b> SFV con equipo inversor híbrido. ....	25
<b>Figura 17.</b> Elementos de protección y maniobra. ....	27
<b>Figura 18.</b> Sombras sobre los paneles solares.....	29
<b>Figura 19.</b> Medidor bidireccional. ....	30
<b>Figura 20.</b> Estructura de soporte.....	30
<b>Figura 21.</b> Anclaje de paneles.....	31
<b>Figura 22.</b> Simulación en el software PVsyst.....	31
<b>Figura 23.</b> Kit de equipo Efergy® Engage. ....	32
<b>Figura 24.</b> Esquema para la instalación de un $\mu$ SFV.....	33
<b>Figura 25.</b> Ubicación física del proyecto. ....	49
<b>Figura 26.</b> Vivienda de estudio.....	50
<b>Figura 27.</b> Análisis de sombras en la vivienda en verano.....	51
<b>Figura 28.</b> Análisis de sombras en la vivienda en invierno. ....	51
<b>Figura 29.</b> Simulación de sombras programa Solarius PV® versión para estudiantes.....	52
<b>Figura 30.</b> Demanda promedio semanal de la vivienda.....	53
<b>Figura 31.</b> Potencia media alcanzada semanalmente.....	54
<b>Figura 32.</b> Tiempo en el que se alcanza la máxima potencia. ....	55

<b>Figura 33.</b> Demanda eléctrica mensual de la vivienda facturada por la EERSSA. ....	55
<b>Figura 34.</b> Curva de la demanda de la vivienda.....	57
<b>Figura 35.</b> Distancia mínima entre paneles fotovoltaicos.....	61
<b>Figura 36.</b> Configuración de las baterías del proyecto. ....	64
<b>Figura 37.</b> Distribución de los paneles en la cubierta con dirección hacia la izquierda. ....	64
<b>Figura 38.</b> Fusible seleccionado de 15A.....	67
<b>Figura 39.</b> Representación del flujo de caja acumulado. ....	78
<b>Figura 40.</b> Representación del flujo de caja acumulado para un sistema con almacenamiento. .....	80

## **Índice de anexos:**

<b>Anexo 1.</b> Configuración del Equipo Efergy Engage. ....	94
<b>Anexo 2.</b> Instalación de sensor de medición de corriente del equipo Efergy Engage en el tablero principal de la vivienda. ....	95
<b>Anexo 3.</b> Planillas de informe energético diario. ....	96
<b>Anexo 4.</b> Datos obtenidos durante un mes de consumo eléctrico de la vivienda. ....	98
<b>Anexo 5.</b> Facturas del consumo eléctrico. ....	99
<b>Anexo 6.</b> Características técnicas del panel seleccionado de la marca Half Cell Perc de 72 celdas. ....	103
<b>Anexo 7.</b> Características técnicas del inversor SAJ R5-12K-T2. ....	103
<b>Anexo 8.</b> Características del cable fotovoltaico elegido. ....	104
<b>Anexo 9.</b> Planos eléctricos de la vivienda. ....	105
<b>Anexo 10.</b> Diagrama Unifilar de la Vivienda. ....	109
<b>Anexo 11.</b> Diagrama Unifilar del Sistema Fotovoltaico con Conexión a la Red. ....	110
<b>Anexo 12.</b> Diagrama de un Sistema Híbrido con Almacenamiento. ....	111
<b>Anexo 13.</b> Simulación del sistema conectado a la red mediante el programa PV SYST. ....	112
<b>Anexo 14.</b> Simulación del sistema híbrido con almacenamiento mediante el programa PV SYST. ....	115
<b>Anexo 15.</b> Certificado de traducción. ....	119



## **1. Título**

**Análisis comparativo de diseño y valoración económica para un sistema fotovoltaico domiciliario conectado a red.**

## 2. Resumen

El presente trabajo de titulación contiene información relevante acerca de procesos, metodologías, comparación y cálculos matemáticos de sistemas fotovoltaicos y sistemas híbridos conectado a la red, para determinar la cantidad de elementos necesarios para su instalación y funcionamiento, ajustándose a la Regulación ecuatoriana de la Agencia de Regulación y Control de Energía y de los Recursos Naturales no Renovables - ARCERNNR 001/2021, una de las normativas para el cálculo y beneficio por excedentes de energía inyectada a la red. La investigación se planteó con el objetivo de analizar la factibilidad técnica y económica de utilizar la energía solar fotovoltaica en una vivienda ubicada en el barrio Consacola de la ciudad de Loja. La metodología empleada es la propuesta por Christian Espitia, con el método del “mes peor”. El resultado de la investigación plantea el uso de 26 paneles solares de 400 Wp en serie, así como un inversor con conexión a la red y otro híbrido de 12 kW. Para el almacenamiento de energía se plantea el uso de 5 baterías de Sodio-Plomo, mismas que son corroborados con el software PVsyst 7,1; mismo que permitió obtener las diferentes pérdidas del sistema. Finalmente, se desarrolló un estudio económico que involucra calcular el VAN, TIR, LCOE y el período de recuperación de la inversión para ambos casos, teniendo un análisis comparativo de beneficio – costo de las propuestas planteadas, obteniendo la no rentabilidad del sistema ya que el tiempo útil de vida para estos proyectos es de 20 años y en el estudio realizado resultó ser superior a los 13 años para el sistema conectado a la red y 23 años para el sistema híbrido con almacenamiento de energía.

*Palabras Claves: Energía fotovoltaica, conexión a red, sistemas híbridos, baterías.*

## 2.1 Abstract

This report presents an investigation into the technical and economic feasibility of implementing photovoltaic solar energy in a home located in the Consacola neighborhood of Loja City in Ecuador, in accordance with the country's energy regulations of Agencia de Regulación y Control de Energía y de los Recursos Naturales no Renovables - ARCERNNR 001/2021. The study includes processes, methodologies, comparisons, and mathematical calculations of photovoltaic systems and hybrid systems connected to the grid, using the "worst month" method proposed by Christian Espitia. The investigation recommends the installation of 26 400 Wp solar panels in series, an inverter connected to the grid, a 12 kW hybrid inverter, and 5 Sodium-Lead batteries for energy storage. The calculations were corroborated using PVsyst 7.1 software, which determined the various system losses. The report concludes with an economic study involving calculations of VAN, TIR, LCOE, and investment recovery period for both cases, which revealed that the system proposed is not profitable, with a useful life span of 20 years, and the system connected to the network has a 13-year payback period, while the hybrid system with energy storage has a 23-year payback period.

**Key words:** *Photovoltaics, grid connection, hybrid systems, batteries.*

### 3. Introducción

El pilar fundamental para realizar las actividades técnico-productivas es la energía eléctrica, ayudando al desarrollo y progreso de la humanidad. El derecho al acceso a la energía eléctrica es un servicio social para mejorar la calidad de vida de las personas. Por lo que se ha venido utilizando durante años los dos tipos de recursos tanto renovables como no renovables para la generación de energía. Las fuentes no renovables son una problemática para la contaminación ambiental al tener en su generación combustibles fósiles o componentes radiactivos, que provocan un calentamiento global; es decir que, por 1 kWh consumido, se está generando hasta 0,7 kg de CO<sub>2</sub> (Cisterna et al., 2020).

Una alternativa de generación eléctrica limpia es la solar fotovoltaica mediante paneles solares que han tenido un gran auge comercial en los últimos años. Por lo tanto, un estudio enfocado en los aspectos más importantes como la clasificación de los sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red podría favorecer y permitir la implementación de nuevos proyectos estableciendo condiciones adecuadas de operación (Rodríguez et al., 2021).

La instalación global de energía fotovoltaica ha presentado un desarrollo considerable, obteniendo aproximadamente 227 GWe en los últimos años, encontrándose entre el 1% del total de electricidad generada en el mundo. Los países europeos, asiáticos y Estados Unidos en América, son los que mayor interés le dan a la instalación fotovoltaica. Los estudios realizados muestran que para el año 2050 la producción ascendería al 18 y 31 % de la generación global (Muñoz et al., 2018).

Ecuador al encontrarse en una zona topográfica irregular cuenta con un recurso solar de gran magnitud, con lo que se ha generado políticas de generación fotovoltaica mediante el ex ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de la Electricidad) y del ARCERNNR (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables) que permiten realizar instalaciones fotovoltaicas para consumidores residenciales e industriales con potencia nominal menor a 1 MW

El objetivo de esta investigación es realizar un análisis de las diferentes propuestas de diseños fotovoltaicos conectados a la red y de almacenamiento que se adapten a las condiciones locales, estableciendo datos de irradiación en la ciudad de Loja y el consumo mensual de energía de una vivienda ubicada en el barrio Consacola de la ciudad de Loja. Mediante cálculos matemáticos se obtuvo el número de elementos necesarios en la instalación. La metodología en este tipo de proyectos es muy importante ya que permite tener mayor claridad de los pasos

a seguir para comprobar la viabilidad técnica y económica de implementar las diferentes propuestas.

El diseño del sistema se plantea bajo la metodología de utilizar el valor de mayor consumo presentado en un día dentro del mes de análisis de la vivienda con el equipo Efergy o bajo el análisis de cargas, el dato de radiación se utilizó bajo el “mes peor”, estableciendo parámetros para la instalación de los módulos, así como la orientación e inclinación con el propósito de evitar las pérdidas que se puedan dar en la generación de energía. Para el sistema híbrido con conexión a la red se propuso la utilización de un banco de baterías para abastecer la demanda de la vivienda en el transcurso de la noche o cuando la red presente fallas actuando como respaldo.

A fin de conocer la rentabilidad económica de las dos propuestas de diseño se opta por realizar un estudio económico comparativo detallando cada precio de los diferentes equipos en las dos propuestas para conocer si es viable implementar los sistemas en la vivienda bajo la normativa ARCERNNR.

### **Objetivo General**

- Realizar un análisis comparativo del diseño, configuraciones y valoración económica de un sistema fotovoltaico domiciliario conectado a la red, acorde a la Regulación ARCONEL 003/18.

### **Objetivos Específicos**

- Establecer la demanda energética mensual de la vivienda para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.
- Proponer alternativas de diseños de sistemas fotovoltaicos conectados a red que se adapten a las condiciones locales y realizar un análisis comparativo entre los mismos.
- Realizar un estudio económico financiero entre las distintas opciones propuestas y determinar la viabilidad de las mismas.

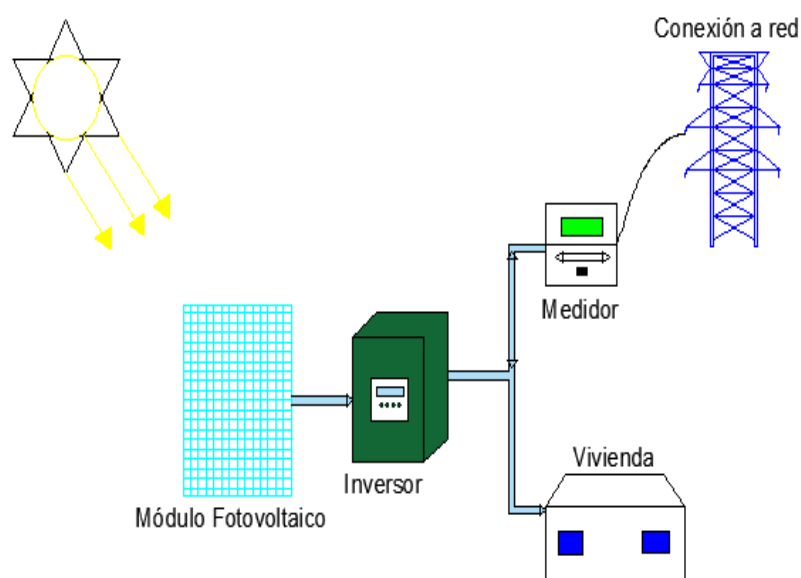
## 4. Marco teórico

### 4.1 Sistemas fotovoltaicos conectado a la red

#### 4.1.1 Definición de un sistema fotovoltaico conectado a red

Los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la RED-(SFCR) tienen la función de reducir la dependencia a la red eléctrica y disminuir costos de factura por consumo de energía. Su configuración se basa en una cantidad de paneles necesarios y un inversor conectado a la red. El aprovechamiento de este recurso se da mediante el día. Este sistema tiene muy buena acogida ya que es rentable, fácil de manejar y requiere mantenimiento no muy costoso (Medina Fernando, 2021).

En la **Figura 1** se presenta la configuración de un sistema fotovoltaico con conexión a la red de una vivienda convencional.



**Figura 1.** Sistema fotovoltaico con conexión a la red

Según Rodríguez Miguel (2018), las características de las partes que conforman un sistema fotovoltaico conectado a la red son las siguientes:

- Paneles conectados en serie o paralelo.
- Inversor conectado a la red, cuya función es convertir la energía eléctrica de CD a CA.
- Circuitos eléctricos en el panel de distribución, circuitos en el inversor y de la red eléctrica.
- Protecciones del sistema.

#### 4.1.2 Tipos de instalaciones fotovoltaicas conectados a la red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden instalarse en diferentes sitios en

los que destacan conectados sobre el suelo o edificaciones.

#### **4.1.2.1 SFCR sobre el suelo**

El objetivo principal de esta configuración es obtener generación eléctrica anual con el menor uso del suelo y el coste de implementación más bajo. Están compuestos por sistemas de seguimiento y sistemas estáticos cuya configuración debe dar como resultado la mayor absorción de radiación solar (Buele Carlos & Chazi Andrés, 2019).

Los sistemas de seguimiento utilizan un motor corriente continua para cambiar el ángulo de inclinación, en los sistemas estáticos se utiliza una ubicación e inclinación fija para captar la radiación del lugar como se puede apreciar en la **Figura 2**.



**Figura 2.** *Sistemas fotovoltaicos sobre el suelo.*

*Nota.* Obtenido de (Buele Carlos & Chazi Andrés, 2019)

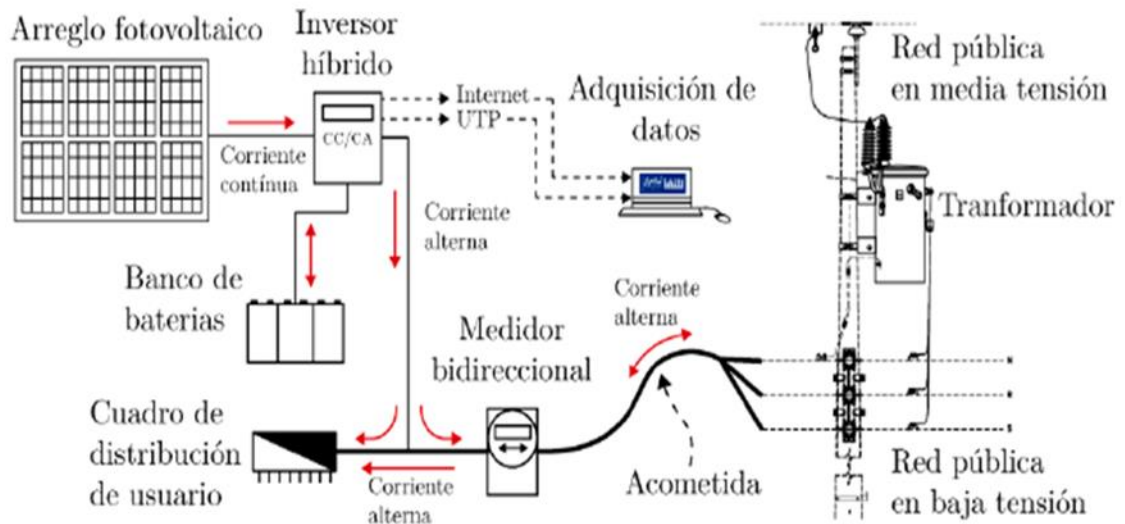
#### **4.1.2.2 SFCR sobre edificaciones**

La finalidad de implementar estas instalaciones es perfeccionar la calidad técnica, arquitectónica y factibilidad económica del sistema. Para evitar pérdidas en el sistema fotovoltaico se consideran factores como: temperatura de trabajo del panel, ángulo de inclinación, mantenimiento (Bermeo Iván & Matute Lucas, 2020).

## **4.2 Sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía**

Las características de este sistema son iguales al diseño de un sistema fotovoltaico aislado, siendo diferente que las baterías se encuentran cargadas tanto en el circuito fotovoltaico como la red, cuando se presentan fallas en la red eléctrica las baterías interactúan de tal forma que no se pueda carecer de este servicio y sea continuo. La representación gráfica de esta configuración se puede apreciar en la **Figura 3** (Romero Márquez, 2020).





**Figura 3.** *Sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía.*  
 Nota. Obtenido de (Romero Márquez, 2020)

En los sistemas fotovoltaicos, dentro de las horas de mayor irradiación, la producción de la potencia es más alta que en las horas donde la radiación es baja o inexistente. Al tener algunas variantes en la que se produce más de lo que se consume y otras en la que existe mayor consumo de lo producido, se generan pérdidas o falta de energía.

Para los sistemas con almacenamiento su objetivo es almacenar la energía generada que no se consume inmediatamente y liberarla si el sistema de generación de energía no puede proporcionar la energía requerida en ese momento. Si la configuración al sistema no tiene vertido a la red, su consumo de energía de la red se dará absolutamente en las horas pico. Mientras que, si el sistema dispone de vertido a la red, este vertido se utilizará cuando exista un excedente de producción que en algunos casos no coincide con los picos de consumo. Adicional, se tendrá que usar la energía de la red en las horas pico de consumo (Pérez Rico, 2020).

Los sistemas con almacenamiento de energía son un pilar fundamental para la distribución de la producción de energía. En cuanto a ahorros energéticos este sistema es muy importante para la trasmisión y disposición de la energía.

#### **4.2.1 Baterías para almacenamiento**

Los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red tienen una nueva tentativa de uso de sistemas de almacenamiento, como son las baterías de Ion de Litio como se representa en la **Figura 4**, con el objetivo de aumentar la energía que es auto consumida en algunos sectores como son los residenciales e industriales con los que se puede resolver los problemas acerca de la integración de las redes eléctricas convencionales a los sistemas de generación distribuida

en base a energías renovables (Orts Grau et al., 2020).



**Figura 4.** Batería para almacenamiento.

Al momento de comparar las baterías de Li-Ion con las baterías de plomo es que el proceso de carga y descarga es casi 100% eficaz, tiene una vida útil más larga, mayor densidad, poco mantenimiento, voltaje constante durante el ciclo de descarga. La ventaja de utilizar sistemas fotovoltaicos junto con el almacenamiento de energía en baterías es que se puede contribuir de modo importante a la sostenibilidad energética en lugares apartados, evitando la contaminación y eliminando el uso de combustibles fósiles.

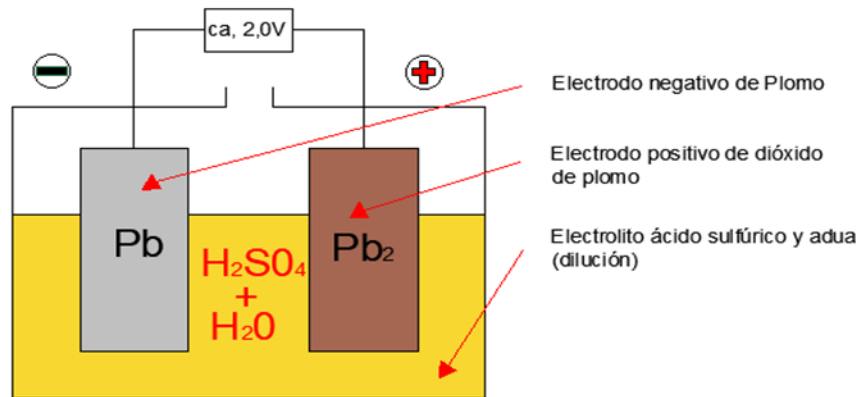
#### **4.2.2 Tipos de baterías para almacenamiento**

##### **4.2.2.1 Baterías de Plomo-Ácido**

Son las baterías pioneras en el mundo, teniendo la tecnología más avanzada y desarrollada con precios accesibles y una disponibilidad rápida. Una de las desventajas es los requisitos complejos para el mantenimiento y la descarga de la batería no es fija (depende especialmente del mínimo estado de carga de cada batería). Está conformado por un conjunto de placas de plomo de la forma  $PbSO_4$  (electrodos) con una disolución de ácido sulfúrico en agua (electrolito) (Castro Martínez et al., 2019).

Son ampliamente utilizadas en la aplicación de energías renovables en lo que respecta al sistema eléctrico para autoconsumo con almacenamiento, con sistemas de 12, 48 y 48 V.

En la **Figura 5** se representa el funcionamiento de una batería Plomo-Ácido.



**Figura 5.** Funcionamiento de la Batería Plomo-Ácido.

Nota. Obtenido de (Castro Martínez et al., 2019)

#### 4.2.2.2 Baterías de Ion-Litio

Son un dispositivo configurado por celdas de energía diseñadas especialmente para el almacenamiento de energía eléctrica. Su funcionamiento es como una batería tradicional, la ventaja de utilizar esta batería es que entrega la máxima energía durante todo el tiempo, independientemente de la carga baja de la batería (Solé Carles, 2022).

Las ventajas más relevantes de utilizar las baterías de Ion-Litio respecto a las otras son:

- Más eficientes en un 30% energéticamente.
- Tiene un menor consumo energético.
- Mayor eficiencia energética.

#### 4.2.2.3 Baterías de Níquel-Cadmio

El crecimiento de las baterías de litio se debe principalmente a su alta densidad energética y al tiempo prolongado de vida. En comparación con las baterías de ácido-plomo, su densidad puede triplicarse en las baterías de iones de litio. Los ciclos que se pueden alcanzar son de 1000 ciclos de operación a comparación de las de Ni-MH con un máximo de 500 ciclos. Al realizar una comparativa de eficiencia energética entre las baterías de ácido plomo, Ni-MH y batería de iones de litio su funcionamiento es parecido (Quintero & Aguilar, 2021).

#### 4.2.2.4 Baterías de Sodio-Sulfuro

Una de las ventajas de utilizar estas baterías son las respuestas extremadamente rápidas, para aplicaciones de calidad de energía, agregando que estas baterías llegan a inyectar hasta un 600% su potencia por pulso consiguiendo hasta 30 segundos de duración. Esto hace que la tecnología sea útil para aplicaciones de calidad y almacenamiento disminuyendo picos rápidos en la demanda (González Santacruz, 2015).

La vida útil de las baterías de NaS es amplía debido a que los electrodos son líquidos, suprimiendo la corrosión que afecta a todas las demás tecnologías de electrodos sólidos.

#### 4.2.3 Rendimiento de las baterías en sistemas fotovoltaicos

Las baterías son una fuente de tensión, que poseen una resistencia interna que es inversamente proporcional a su carga, de modo que, si la batería experimenta una descarga, la resistencia interna crece considerablemente. El SOC (Estado de carga de la Batería) es la relación entre la cantidad de energía almacenada y la capacidad que preside en todo momento la batería. Si el SOC está dentro del 100% la batería es incapaz de almacenar más energía ya que su capacidad nominal está a tope, y si se aproxima al 0% es equivalente a que la batería no dispone de energía que pueda proveer al sistema (Pavón Narváez, 2018).

En un tiempo determinado la intensidad de carga que fluye por la batería es inversamente proporcional a la intensidad de la carga, de modo que, a medida que la corriente experimenta un crecimiento, la capacidad se reduce y el SOC de la batería se incrementa.

En la **Tabla 1** se puede evidenciar la rentabilidad de las baterías en los sistemas solares fotovoltaicos, ya que, al instalar una batería para almacenar energía eléctrica generada por la instalación fotovoltaica, es una muy buena opción para poder conseguir una rentabilidad en la instalación de las placas solares. El rendimiento o eficiencia depende de qué tipo de instalaciones se va a colocar (Carbonell, 2022).

**Tabla 1**

*Rentabilidad de las baterías solares fotovoltaicas.*

<b>Instalación con conexión a la red</b>	<b>Instalación aislada</b>
Existe rentabilidad de baterías cuando existe un consumo elevado durante el transcurso de la noche	En este tipo de instalaciones necesitan de baterías solares para almacenar la energía a lo largo del día.
Si el consumo es mayoritario durante las horas del sol, las baterías tienen poca rentabilidad.	Para estas instalaciones aisladas (no conectadas a la red) el uso de las baterías es imprescindible por lo que no se puede hablar de rentabilidad.

*Nota.* Obtenido de (Carbonell, 2022)

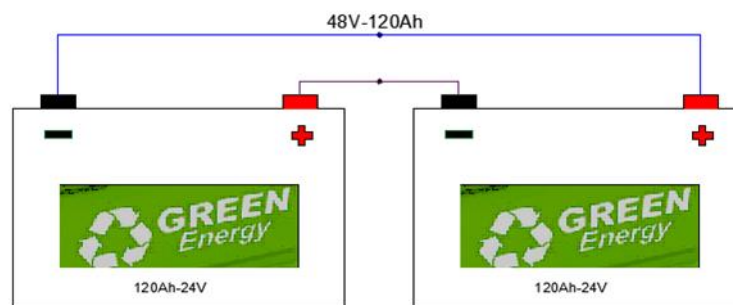
#### 4.2.4 Tipo de conexión de baterías

La configuración de las baterías depende del uso que se pretende realizar, al tener la conexión en serie se conseguirá la suma del voltaje total al final de los terminales. Mientras

que la configuración en paralelo se consigue al aumentar la adición total de amperios - hora (Ah) (Robaldo, 2018).

#### 4.2.4.1 Conexión en serie de baterías

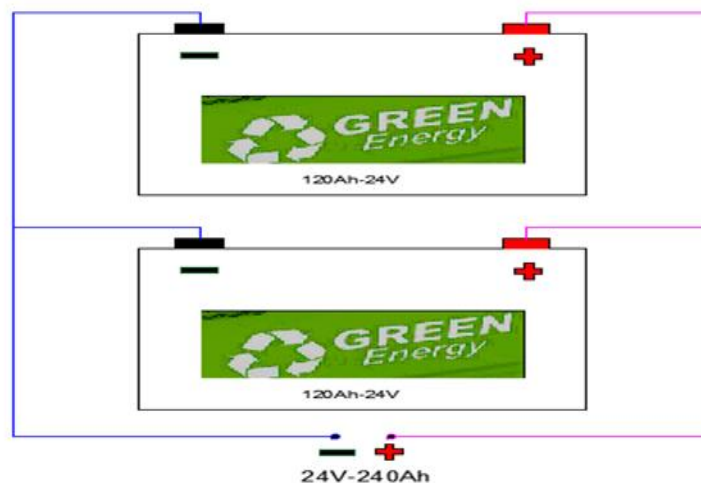
Si lo que se necesita son voltajes mayores se utilizan grupos de baterías con dos o varias celdas conectadas en serie. La conexión se da conectando el polo positivo de la batería con el polo negativo de la otra batería y así intercalando una con otra, hasta obtener el voltaje deseado, en estos casos la corriente se mantiene constante. La **Figura 6** muestra la configuración de baterías en serie.



*Figura 6. Conexión en serie de baterías.*

#### 4.2.4.2 Conexión en paralelo de baterías

Para obtener corrientes elevadas lo ideal es conectar las baterías en paralelo. La conexión en paralelo se realiza conectando todos los polos positivos entre sí y todos los polos negativos entre si hasta obtener polos positivos y negativos en común como se muestra en la **Figura 7**. Las baterías químicas permiten realizar este tipo de configuración, en este caso el voltaje permanece constante.

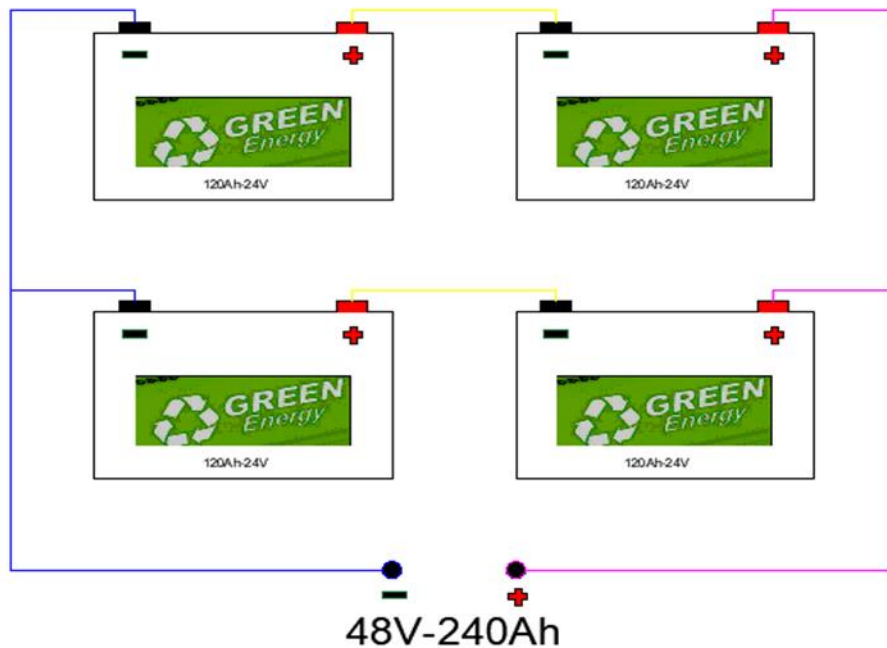


*Figura 7. Conexión en paralelo de baterías.*

#### 4.2.4.3 Conexión serie y paralelo de baterías

Este tipo de configuración serie/paralelo permite adaptarse al diseño y conseguir la corriente y el voltaje necesario para los equipos a utilizar con una magnitud estándar de celda. Para obtener la potencia total (W) se realiza el producto de la corriente por el voltaje.

La **Figura 8** muestra la conexión de baterías en serie y paralelo.



*Figura 8. Conexión en serie/paralelo de baterías.*

### 4.3 Descripción de un sistema fotovoltaico conectado a la red

#### 4.3.1 Elementos que conforman un sistema fotovoltaico conectado a la red

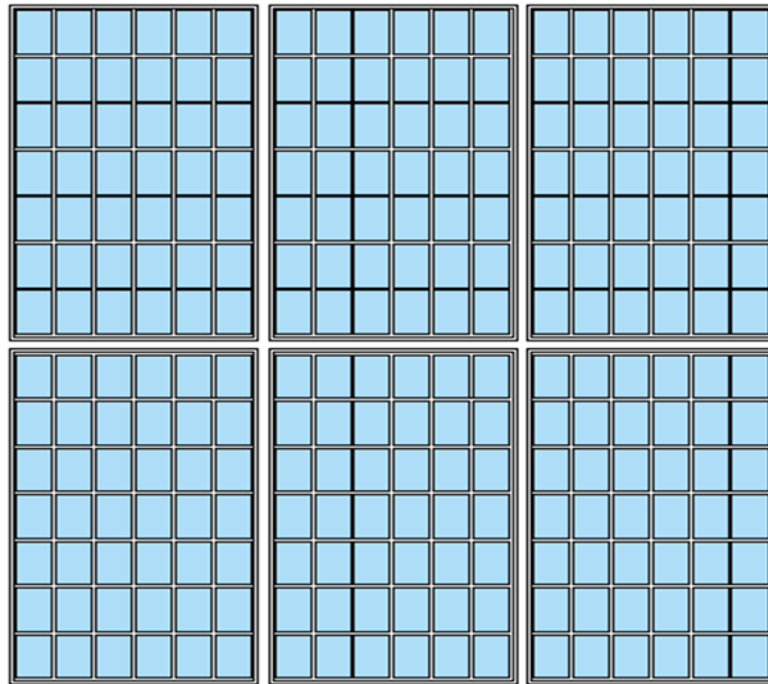
Los sistemas fotovoltaicos están compuestos de diferentes equipos para que el dimensionamiento sea posible en la transformación de la radiación solar en la energía eléctrica que posteriormente va ser inyectada a la red.

##### 4.3.1.1 Paneles solares

Los paneles solares son unidades fotovoltaicas individuales que capturan la energía proporcionada por el sol y la convierten en energía eléctrica. Estos incluyen celdas solares hechas de materiales semiconductores como el silicio que convierten la luz (fotones) en energía eléctrica (electrones) como se representa en la **Figura 9** (Celsia, 2018).

La eficiencia de los paneles solares varía dependiendo de algunos factores como; el material que se utiliza para generar la energía eléctrica, la instalación idónea del panel fotovoltaico, los factores ambientales, suciedad y diseño. La suciedad y el polvo son factores que influyen en el rendimiento del panel al adherirse y evitar que la radiación solar penetre en

la superficie. Debe existir un mantenimiento adecuado para evitar dicho inconveniente (Ekinci et al., 2022).



*Figura 9. Representación de paneles solares.*

#### **4.3.1.2 Clasificación de los paneles solares**

Según, Pelayo Huidobro (2016), la clasificación de las células fotovoltaicas se divide entre Cristalinas y Amorfas.

**Monocrystalina:** Está compuesta por una sección de cristal de silicio (Si).

**Policristalino:** Son los que están formados por pequeñas partículas de silicio cristalizadas.

**Amorfas:** Este tipo de célula se da cuando el silicio no se ha cristalizado.

Para diseñar un sistema fotovoltaico Tecnosol (2021), recomienda conocer las características eléctricas que vienen especificados en la ficha técnica como son:

**Intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$  o  $I_{cc}$ ):** la tensión producida es de 0 voltios, la medida se da mediante un amperímetro en los bornes. Las condiciones atmosféricas son atenuantes en la variación de su medida.

**Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$  o  $V_{ca}$ ):** representa la tensión máxima del panel, la medida se realiza cuando no tiene cargas conectadas, la medida varía acorde a las condiciones atmosféricas.

**Potencia máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ ),** su unidad de medida son los vatios pico (Wp): es la potencia

máxima que puede alcanzar el panel, en este punto, la intensidad y tensión es máxima, bajo condiciones estándares de medida.

**Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ):** es la corriente que se produce cuando existe una potencia máxima.

**Voltaje en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ):** es la tensión que se produce cuando la potencia es máxima.

**Eficiencia de conversión energética (%):** es la cantidad de potencia dependiente de la radiación incidente sobre la célula, capaz de convertirse en potencia eléctrica expresada en ( $\eta$ ), como se muestra en la **Ecuación 1**.

$$\eta = \frac{W_p}{W_r} \quad (1)$$

Donde:

$W_p$ : Potencia máxima (kW).

$W_r$ : Es la potencia de radiación que incide sobre el panel solar (kW).

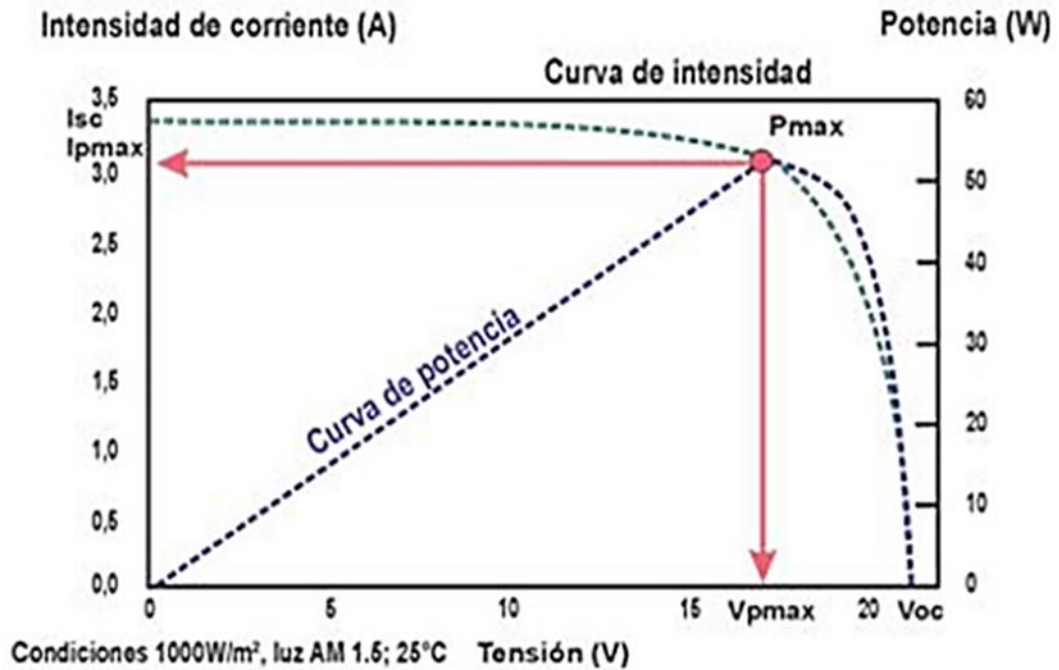
**Tolerancia (%):** todos los paneles solares presentan una dispersión al momento de la fabricación. Los fabricantes garantizan una potencia del módulo dentro de una banda, 63%,65,0+3%.

**Temperatura TONC (°C):** es el calentamiento que alcanzan las células al tener una exposición al sol continua a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C, la velocidad del viento de 1m/s y una distribución espectral AM 1.5.

#### 4.3.1.3 Curva característica de trabajo I-V de un panel solar

La curva viene determinada por los valores de corriente y voltaje en un dispositivo fotovoltaico bajo condiciones ambientales de temperatura y radiación como se muestra en la **Figura 10**. Su trabajo I-V dependerá de la carga a la que esté conectada (Díaz, 2015).





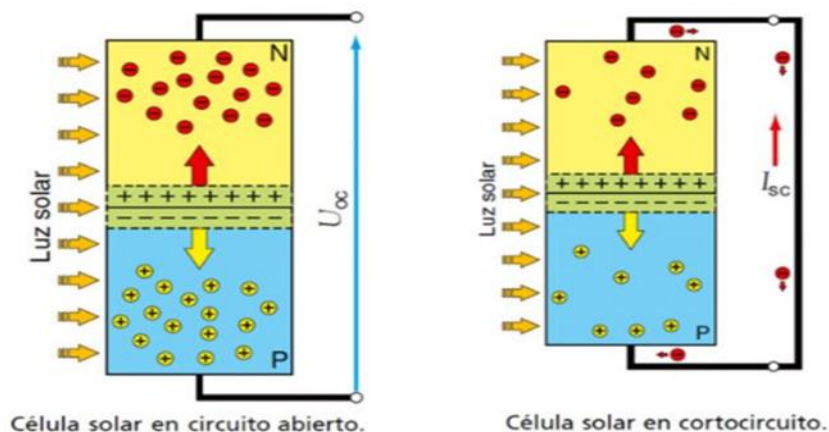
**Figura 10.** Curva característica de trabajo I-V de un panel solar.  
 Nota. Obtenido de (Díaz, 2015)

#### 4.3.1.4 Parámetros de la curva I-V

Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ): es la diferencia de potencial al dejar las terminales del panel en circuito abierto (intensidad cero). La tensión proporcionada por la radiación será la máxima (Serrano Raúl, 2019).

Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ): al cortocircuitar a las terminales del panel y unidas por un conductor exterior con una resistencia nula (tensión cero). Es el máximo valor de intensidad de la célula proporcionado por la radiación.

En la **Figura 11** se muestra los parámetros de la curva I-V de un panel solar.



**Figura 11.** Parámetros de la curva I-V.  
 Nota. Obtenido de (Serrano Raúl, 2019)

**Potencia pico ( $P_p$ ):** su unidad de medida son los vatios (W), es la potencia máxima

generada por un módulo mediante la radiación permanente en un día solar. Producto de la corriente pico ( $I_p$ ) por la tensión pico ( $V_p$ ) (Cornejo Lalupú, 2013).

**Tensión pico ( $V_p$ ) e Intensidad pico ( $I_p$ ):** Son los valores que hacen máxima la potencia en condiciones normales.

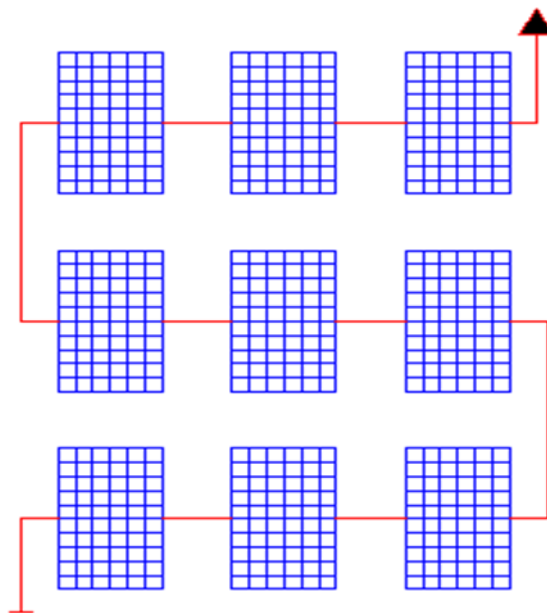
#### 4.3.2 Conexión de los módulos

Existen diferentes formas de conectar el panel solar tanto en serie como en paralelo, estas configuraciones incidirán sobre la corriente eléctrica y el voltaje del sistema.

##### 4.3.2.1 Conexión en serie

La conexión en serie se realiza conectando el terminal positivo del panel solar a la terminal negativa de otro panel y así continuamente como se representa en la **Figura 12**. Al conectar los paneles en serie, se obtiene la suma total del voltaje ( $V$ ) de la cadena, pero la corriente ( $I$ ) va permanecer igual en la cadena (Aurora, 2022).

Las desventajas de encadenar en serie es que puede existir reducción de corriente a través de toda la cadena de la configuración del panel. Esto se da ya que la corriente permanece constante a lo largo de toda la cadena, la corriente tendrá reducción a la del panel con la corriente más baja.

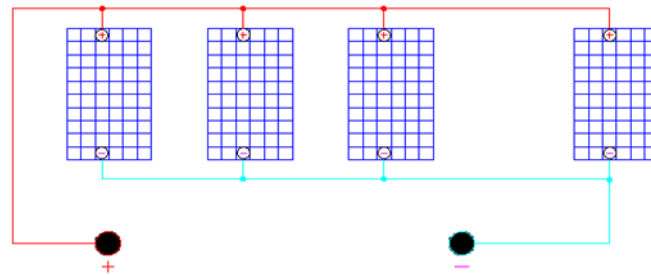


*Figura 12. Conexión en serie de paneles solares.*

##### 4.3.2.2 Conexión en paralelo

Al conectar los paneles solares en paralelo, cada terminal positivo de todos los paneles se conecta entre sí (positivo con positivo) y cada terminal negativo entre sí (negativo con

negativo) como se representa en la **Figura 13**. Para aumentar la corriente y la potencia de salida se conecta en paralelo con el método de cadenas múltiples (Alternative Energy Tutorials, 2022).

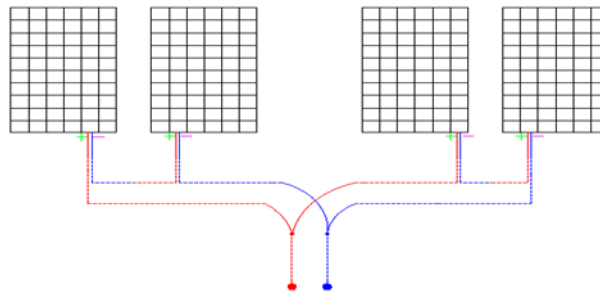


**Figura 13.** Conexión en paralelo de paneles solares.

### 4.3.2.3 Conexión serie-paralelo

Al momento de conectar los paneles en serie-paralelo, los paneles se conectan entre sí en serie para formar cadenas de paneles. Después, las cadenas múltiples de paneles conectados en serie se conectan entre sí en paralelo como se representa en la **Figura 14** (ECO WORTHY, 2021).

En este método se trae el voltaje agregado de cada panel y deja el valor de amperaje de los paneles igual dentro de la cadena de paneles conectados, también suma los valores de amperaje de cada cadena de paneles después de conectar cada cadena en paralelo. El valor del amperaje de las cadenas se sumaría dependiendo del número de paneles que estén conectados en paralelo.



**Figura 14.** Conexión intercalada en serie-paralelo.

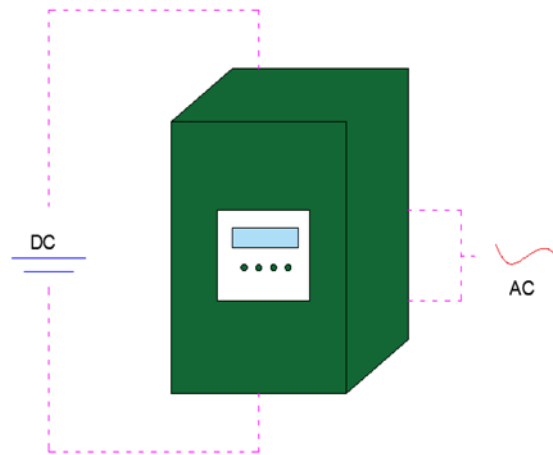
## 4.4 Inversor

El inversor es un convertidor de corriente directa (DC) a corriente alterna (AC). Tiene como función modificar el voltaje de entrada DC a un voltaje distinto de salida AC, con la magnitud y frecuencia requerida. Los voltajes de entrada y salida pueden ser fijos o variables (Cortés et al., 2020).

La **Figura 15** muestra la representación de un inversor convencional de DC/AC.

El inversor es un pilar fundamental en las instalaciones fotovoltaicas al convertir la

corriente DC en AC útil, que dependiendo de sus excedentes puede ser inyectada a la empresa eléctrica o como autoconsumo (Gerardo et al., 2015).



**Figura 15.** Representación gráfica de un inversor DC/AC.

Los inversores fotovoltaicos (FV) han tenido un incremento en el mercado debido a sus características en relación al costo-beneficio y confiabilidad. La estructura que más se usa en la conversión de la energía solar es el transformador de baja frecuencia (TBF) el mismo que produce aislamiento galvánico; reduciendo la eficiencia del sistema y elevando los costos (Rivera Regalado & Reyes Chacón, 2018).

Según Díaz Corcobado & Carmona Rubio (2018), las características principales de los inversores son las siguientes:

- **Alta eficiencia:** su funcionamiento debe ser bueno para un amplio rango de potencias.
- **Bajo consumo en vacío,** cuando no existen cargas conectadas.
- **Alta fiabilidad:** resistente a los picos de arranque.
- **Protección contra cortocircuitos.**
- **Seguridad**

Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida debe ser compatible con la red eléctrica pública.

#### **4.4.1 Partes principales de un inversor**

Respecto a los inversores fotovoltaicos YUBASOLAR (2015), expresa que están compuestos por algunas partes fundamentales como:

**Control principal:** Está formado por todos los elementos de control general, los

sistemas de generación de onda basado en sistemas de modulación por anchura de pulsos (PWM) e incluye protecciones.

**Etapas de potencia:** Según la cantidad de módulos disponibles, puede ser la única potencia del inversor o modular hasta encontrar la potencia deseada. Se opta por trabajar en baja frecuencia de los puentes semiconductores, obteniendo mejores rendimientos en instalaciones fotovoltaicas pequeñas conectadas a la red. Al incorporar un filtro de onda de salida (LC) se evita el rizado en la tensión procedente de los módulos.

**Control de red:** Es la interconexión entre la red y el control principal. Se obtiene un correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, adecuando a la tensión, fase y sincronismo.

**Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT):** Es de los elementos más importante de un inversor. La función es ajustar la entrada del inversor a los valores de potencia diversos que produce el generador, alcanzando la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.

**Protecciones:** Los inversores conectados a la red deben estar protegidos contra tensiones de red fuera de márgenes, frecuencia fuera del margen de red, temperaturas elevadas, tensión mínima del generador, intensidad insuficiente del generador, fallo en la red eléctrica; con esto se evita los daños a personas y a los dispositivos eléctricos.

**Monitorización de datos:** Para tener un mejor funcionamiento los inversores utilizan microprocesadores que les facilita una gran cantidad de datos tanto de parámetros clásicos (tensión, intensidad, kWh y frecuencia); como fundamentales (temperatura de trabajo, radiación y temperatura ambiente). El rendimiento de los inversores depende de la variabilidad de la potencia de la instalación, por lo que se debe trabajar con potencias cercanas o iguales a la nominal.

Los parámetros habituales que se toman en cuenta en un inversor según Palomino Álvaro (2012), son:

**Tensión nominal (V):** Es la tensión aplicada en los bornes de entrada del inversor.

**Potencia nominal (VA):** Es la potencia suministrada por el inversor continuamente.

**Potencia activa (W):** Es la potencia real suministrada por el inversor tomando en cuenta el desfase entre tensión y corriente.

**Capacidad de sobrecarga:** La capacidad del inversor de entregar una potencia por encima del valor nominal y el tiempo por el cual puede mantener esta condición.

**Factor de potencia:** Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente a la

salida del inversor. En el caso perfecto, que no hay pérdida por corriente reactiva, su valor máximo es 1.

**Rendimiento o eficiencia:** La relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor.

**Autoconsumo:** Es la potencia, evaluada en un porcentaje, utilizada por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.

**2 armónicos:** Es una frecuencia de onda fundamental con un armónico ideal, produciendo potencia reactiva.

**Distorsión armónica:** El factor que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de voltaje de salida del inversor es el THD (Total Harmonic Distortion).

**Rizado de corriente:** Una mínima variación que se produce sobre el valor de la onda de corriente alterna al modificar o invertir una señal de CC a CA.

#### **4.4.2 Característica del inversor con conexión a la red**

El inversor con conexión a la red está diseñado para interactuar de manera directa a la red convirtiendo la corriente continua (DC) de los paneles solares a corriente alterna (AC), obteniendo ahorro de consumo de energía eléctrica. Este tipo de sistema no requiere el uso de baterías, la producción de energía va directamente a la red y de ahí se distribuye a todo lo que esté conectado (Gonzales Zamora, 2020a).

Este tipo de sistema realiza seguimiento al volumen, frecuencia y la fase de línea. Origina una onda Senoidal pura, siendo la frecuencia y fase igual a la electricidad convencional, pero con un volumen superior.

#### **4.4.3 Tipos de inversores con conexión a la red**

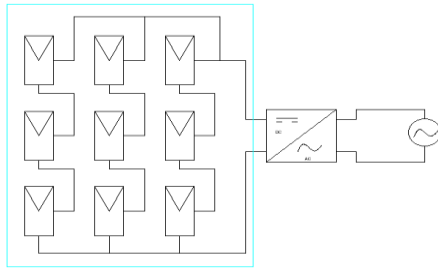
Los diferentes tipos de inversores se clasifican según la forma en que están conectados con el conjunto de paneles fotovoltaicos.

Mediante la **Tabla 2** se puede apreciar la clasificación de los diferentes tipos de inversores con conexión a la red.

**Tabla 2**

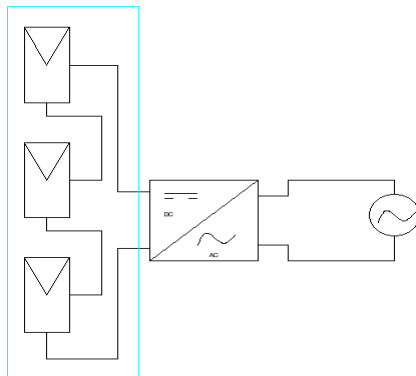
*Clasificación de los inversores con conexión a la red.*

<b>Clasificación</b>	<b>Descripción</b>
----------------------	--------------------



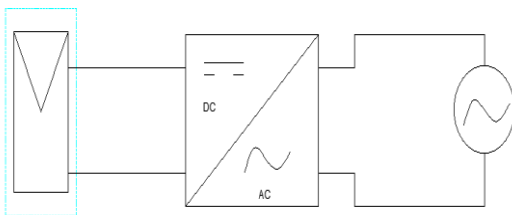
a) Inversor central

En la figura a) se tiene un inversor central que está conectado con varias filas a paneles fotovoltaicos en diferentes conjuntos.



b) Inversor por cadena

La clasificación que se muestra en la figura b) es de un Inversor que está asociado a una cadena de módulos fotovoltaicos, o a un conjunto de módulos conectados en serie.



c) Microinversor

Inversor por módulo: en este tipo de configuración cada módulo fotovoltaico está asociado a un inversor.

---

Nota. Obtenido de (Sanz, 2021)

#### 4.4.4 Parámetros para el dimensionamiento de los inversores conectados a la red

El rango para las tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor ( $V_{inv\ mín} - V_{inv\ máx}$ ).

En este rango debe contener los valores mínimo y máximo proporcionados por el sistema fotovoltaico cuando esté en el punto de máxima potencia en un rango de temperatura de la célula de  $70^{\circ}\text{C}$  y  $-10^{\circ}\text{C}$  respectivamente  $V_{G\ mpp(70^{\circ}\text{C})}$  y  $V_{G\ mpp(-10^{\circ}\text{C})}$  a una irradiación de  $1.000\ \text{W}/\text{m}^2$  como se muestra en la **Ecuación 2** (Potes Valencia, 2019).

$$\begin{aligned} V_{(inv\ mín)} &\leq V_{G\ mpp(70^{\circ}\text{C})} \\ V_{(inv\ máx)} &\geq V_{G\ mpp(-10^{\circ}\text{C})} \end{aligned} \quad (2)$$

- **Tensión máxima ( $V_{máx\ vacío}$ )**

Es el voltaje máximo soportado por el inversor en un circuito abierto del sistema fotovoltaico con una temperatura de célula de  $-10^{\circ}\text{C}$  y una irradiancia de  $1.000\text{ W}/\text{m}^2$ . La **Ecuación 3** muestra la tensión máxima en vacío a  $-10^{\circ}\text{C}$ .

$$V_{(m\acute{a}x\text{ vac\acute{i}o)} \geq V_{G\text{ oc}(-10^{\circ}\text{C})} \quad (3)$$

- **Intensidad máxima ( $I_{inv\text{ m\acute{a}x}}$ )**

Es la corriente de cortocircuito producida por el generador fotovoltaico soportada por el inversor con una temperatura de célula de  $70^{\circ}\text{C}$  y una irradiancia de  $1.000\text{ W}/\text{m}^2$ , como se representa mediante la **Ecuación 4**.

$$I_{(inv\text{ m\acute{a}x}) \geq I_{G\text{ sc}(70^{\circ}\text{C})} \quad (4)$$

#### 4.4.5 Eficiencia de un inversor

La eficiencia de un inversor fotovoltaico viene definida como la relación entre la energía transformada en voltaje alterno (VAC) y la energía recibida por parte de los paneles fotovoltaicos en voltaje continuo (VDC) (Polo Bravo et al., 2021).

Para obtener calidad en el suministro de energía de un sistema fotovoltaico conectado a la red, deben ser valorados varios puntos como la variación de tensión y frecuencia, interrupción de tensión e intervalos de sobretensión, distorsión de armónicos, desequilibrio, factor de potencia y energía reactiva.

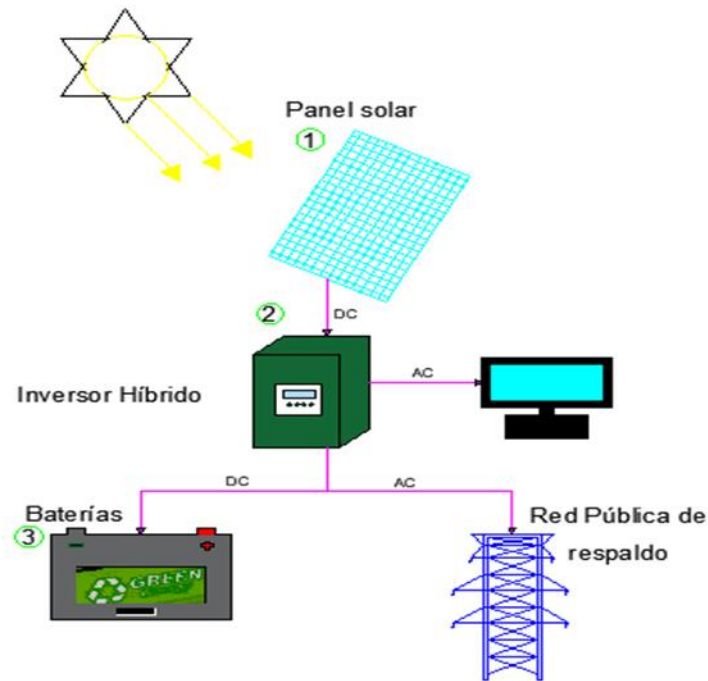
Los beneficios de utilizar sistemas de generación fotovoltaica son la suavización de picos de demanda cuando hay una relación entre el perfil de generación fotovoltaica y el perfil del alimentador, disminución de pérdidas por transmisión y distribución, compensación de potencia reactiva en el alimentador.

#### 4.4.6 Inversor híbrido fotovoltaico para almacenamiento de energía eléctrica

Este tipo de sistema híbrido tiene la cualidad de estar conectado a todos los elementos de la instalación. Su funcionamiento es como un medidor bidireccional y como regulador de carga. Al tener la función de medidor bidireccional actuará en el consumo desde los paneles y en la carga de las baterías desde el generador adicional. Para proteger y gestionar el sistema de carga y descarga de las baterías el regulador del inversor híbrido es el adecuado (Benavente Candial, 2015).

En la **Figura 16** se representa un sistema fotovoltaico con conexión a la red y un equipo inversor híbrido.





**Figura 16.** SFV con equipo inversor híbrido.

Según Pontón Deluquez (2019), los inversores híbridos pueden proporcionar energía eléctrica a cargas combinando la potencia generada mediante los paneles solares, potencia de la red eléctrica y baterías utilizadas. Una particularidad de estos dispositivos es que pueden suministrar energía a la red eléctrica convencional conforme sea su requerimiento. Las características de los sistemas fotovoltaicos con Inversor Híbrido son las siguientes:

- Inversor con conexión a la red y alimentación de energía AC.
- Sirve para autoconsumo y fuente de suministro de energía a la red.
- Fuente de alimentación programable con energía fotovoltaica, red convencional y baterías.
- La corriente de carga de la batería es adaptable según el tipo de batería a emplear.
- Distintos modos de operación como: Conexión a red, aislado y conexión a red con almacenamiento de energía.
- El temporizador está configurado para varios tipos de operación, ON/OFF (local o remotamente).
- Las formas de comunicación son: USB, Modbus, RS232 y SNMP.

- Monitoreo en tiempo real del equipo mediante un software gratuito.

#### 4.5 Conductores eléctricos

Es aquel material que, al ponerse en contacto con un cuerpo cargado eléctricamente, transmite la electricidad a todos los puntos de la superficie. Contienen electrones liberados en su interior por lo que hay un fácil desplazamiento de cargas en el material (Arqhys, 2012).

El conductor fotovoltaico PV ZZ-F, es un cable de un solo conductor utilizado para circuitos de fuerza en sistemas solares fotovoltaicos. Son resistentes a las condiciones climáticas y físicas. Los conductores para sistemas fotovoltaicos en general se clasifican dependiendo de la codificación del color. En la **Tabla 3** se aprecia la funcionalidad para cada uno de los casos.

**Tabla 3**

*Codificación de los conductores eléctricos según el color y la aplicación.*

<b>Corriente Alterna (CA)</b>	
<b>Color</b>	<b>Aplicación</b>
Rojo, negro u otro color	Sin conexión a tierra
Blanco	Conductor a tierra
Verde o desnudo	Tierra de equipos
<b>Corriente Directa (DC)</b>	
Rojo	Fase
Blanco	Conductor conectado a tierra o negativo
Verde o desnudo	Tierra de equipos

*Nota.* Obtenido de (e-ENERGY, 2021)

#### 4.6 Elementos de protección y maniobra

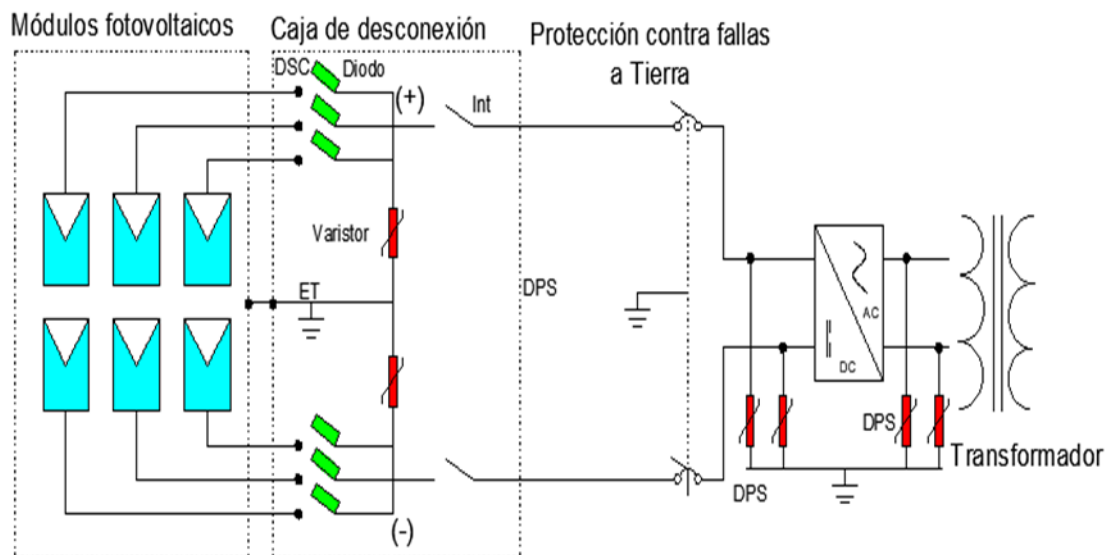
Según CLAMPER (2016), hay que tener en cuenta las características de los sistemas fotovoltaicos para instalar los dispositivos de protección contra sobreintensidades que son las siguientes:

- A la salida del sistema fotovoltaico debe tener un dispositivo contra descargas atmosféricas, ubicado en la caja de desconexión del circuito.
- Si los conductores eléctricos del sistema fotovoltaico de salida están aterrizados, se debe tener un dispositivo de protección para evitar descargas atmosféricas.
- Para el caso cuando un conductor eléctrico que esté puesto a tierra en la terminal de puesta a tierra de la caja de desconexión, se debe implementar en el otro conductor un

dispositivo de protección para evitar descargas atmosféricas.

- Para seleccionar un dispositivo de protección de descargas atmosféricas se debe tomar en cuenta que actúe a una tensión mayor que 1.25 en circuito abierto del sistema fotovoltaico a temperatura ambiente local.

En la **Figura 17** se representa las protecciones y equipos de maniobra de los sistemas fotovoltaicos.



**Figura 17.** Elementos de protección y maniobra.

Las protecciones deben garantizar la desconexión al momento de presentarse fallas en el sistema fotovoltaico o por parte de la red, la instalación estará compuesta de algunos interruptores que se presentan a continuación (ARCONEL-003/18, 2018):

- Para abrir y cerrar el circuito de forma manual se utilizará un interruptor termomagnético. Este interruptor será dimensionado acorde a las corrientes de cortocircuito presentadas en el punto de conexión.
- El interruptor automático diferencial, tiene como objetivo la protección de las personas, si por algún motivo hay fuga de corriente en el sistema.
- Cuando hay pérdidas de tensión o alteraciones por frecuencia de la red, los equipos adecuados son el interruptor automático de interconexión y el relé de enclavamiento.

#### 4.6.1 Sistema de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra son los encargados de disuadir la corriente hacia la tierra para evitar el contacto directo con las personas o los equipos electrónicos, protegiendo de

posibles descargas eléctricas. Al momento de instalar el sistema se debe siempre utilizar una puesta a tierra para desviar las fallas eléctricas (Pinilla Mondragón & Muñoz Valderrama, 2021).

Acorde a la Regulación ARCONEL-003/18 (2018), todo tipo de elementos metálicos conectados al sistema fotovoltaico tanto en la sección de corriente continua y alterna tienen que ir conectado a una puesta a tierra, diferente al de la empresa eléctrica de distribución.

Se debe tener una independencia galvánica entre el sistema fotovoltaico instalado y la red eléctrica de distribución, con un transformador de aislamiento u otro equipo con funciones similares.

#### 4.6.1.1 Clasificación de los sistemas de puesta a tierra

Los diferentes sistemas a tierra se clasifican acorde al nivel de protección que se busca utilizar en la instalación con el fin de evitar voltajes elevados, representado mediante la

**Tabla 4**

*Clasificación de los sistemas de puesta a tierra.*

<b>Elemento</b>	<b>Definición</b>
<b>Conductores</b>	Son los encargados de la conexión del sistema exterior con la barra equipotencial, desde ahí se distribuyen a los equipos.
<b>Electrodos</b>	Este método es el encargado de transmitir la corriente de falla de una manera segura, se clasifican en artificiales y naturales.
<b>Conectores</b>	Son el punto de unión del electrodo y el conductor, su material es resistente a la corrosión.
<b>Acoplador de impedancias</b>	Es un complemento del electrodo y es una interacción entre el electrodo y los equipos a proteger

## Acondicionador de suelo

Mediante este método se puede mantener una impedancia baja y el sistema a tierra tiene un funcionamiento idóneo.

---

*Nota.* Obtenido de (Rabelo Rivera, 2016)

### 4.7 Efecto de las sombras sobre un panel fotovoltaico

Son las pérdidas que se dan en el sistema debido a la obstrucción de radiación directa sobre el panel fotovoltaico ya que en su entorno geográfico no están libres de sombras (edificios, chimeneas, árboles, etc.). Las pérdidas que se presentan pueden variar entre 40% y 100% la producción del panel, estas pérdidas son mayores que las imperfectas orientaciones (Gonzales Zamora, 2020).

En la **Figura 18** se muestra las sombras sobre los paneles solares debido a la presencia de árboles y edificaciones en la zona.



**Figura 18.** Sombras sobre los paneles solares.

*Nota.* Obtenido de (Gonzales Zamora, 2020b)

### 4.8 Medidor bidireccional

Es un equipo de medida que registra la medida de entrada y la salida de energía de autogeneración o de la red de baja tensión. Este tipo de sistemas son utilizados en sistemas fotovoltaicos, eólicos y otras energías renovables. La **Figura 19** muestra un medidor bidireccional que puede ser instalado en una vivienda convencional con sistemas fotovoltaicos (INELDEC, 2022).

Este equipo no cuenta con un sistema de acumulación de energía, por lo que debe estar conectado a la red local en la que registra la cantidad de energía que importa o exporta hacia la

red y con esto conocer los excedentes o pagos por energía consumida (Carrillo & Carreño, 2021).



**Figura 19.** Medidor bidireccional.

*Nota.* Obtenido de (INELDEC, 2022)

#### **4.9 Estructura de anclaje y soporte**

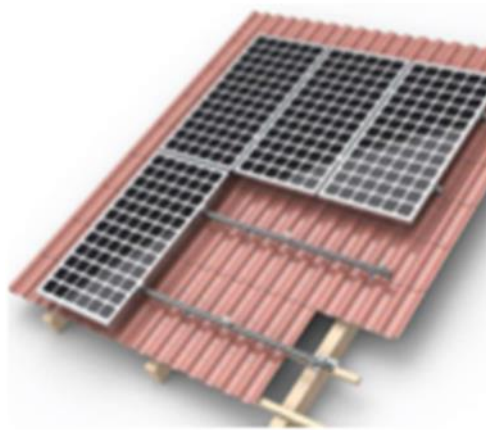
Según el tipo de estructura del módulo fotovoltaico debe ir anclado al tejado o sobre una superficie horizontal dependiendo de las características de la instalación como se puede apreciar en la **Figura 20**.



**Figura 20.** Estructura de soporte.

*Nota.* Obtenido de (Pelayo Huidobro, 2016)

En la **Figura 21** en la sección a y b se puede evidenciar raíles que van anclados al tejado utilizando abrazaderas para sujetar los paneles. Mientras que para superficies horizontales se utilizan raíles metálicos sobre una superficie triangular como se observa en la figura. Los paneles se pueden conectar tanto de forma horizontal como vertical.



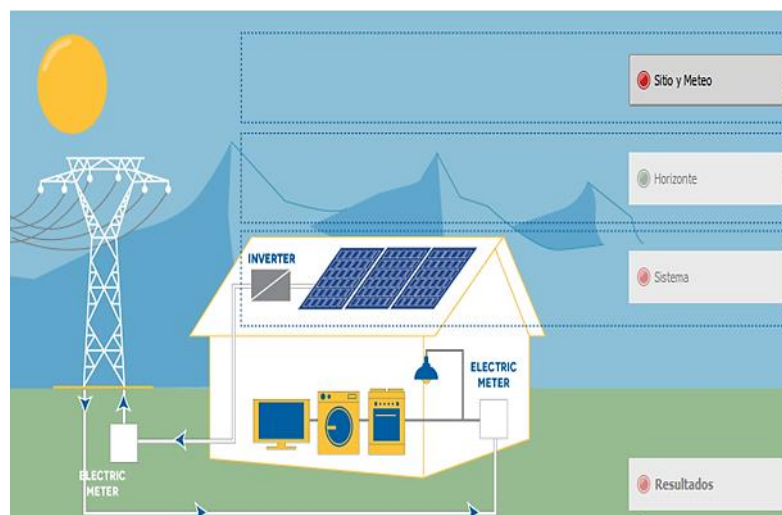
**Figura 21.** Anclaje de paneles.

*Nota.* Obtenido de (Pelayo Huidobro, 2016)

#### 4.10 Software de simulación PVsyst®

Es un programa que permite realizar el estudio, simulación y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos independientes o conectados a la red y de bombeo. Cuenta con una base meteorológica capaz de obtener la irradiación solar en función de la ubicación para luego dimensionar el tamaño del sistema (Carranza Montenegro, 2019).

En la **Figura 22** se representa una ventana de la interfaz del programa de simulación PV syst®.



**Figura 22.** Simulación en el software PVsyst.

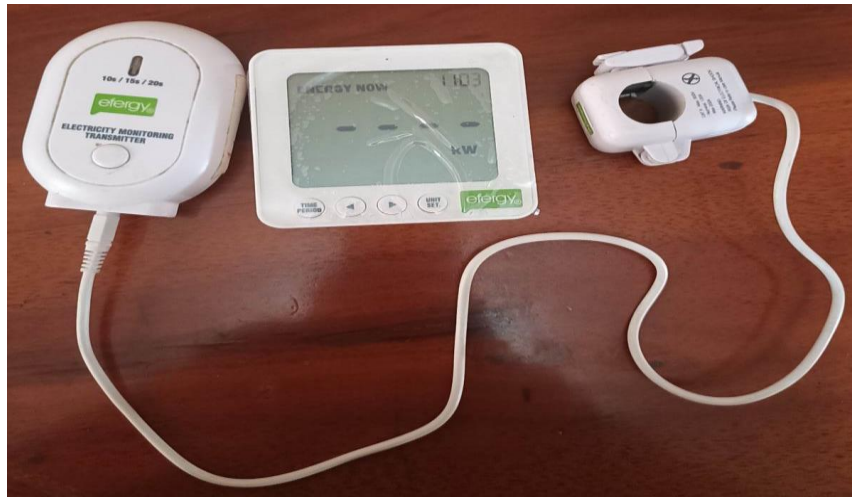
*Nota.* Obtenido de (PVsyst, 2022)

De igual forma proporciona un análisis económico usando valores reales del coste de cada uno de los implementos utilizados en la instalación, la magnitud y condiciones de la inversión, con cualquier moneda de algún país. Permite diseñar en 3D y poder realizar el análisis de sombras dependiendo del movimiento del sol (García Castro, 2015).

#### 4.11 Efergy® Engage

Es un equipo de consumo energético que muestra en tiempo real información del consumo de un artefacto, vivienda o edificio. Los datos que se obtienen son de energía, coste mensual por consumo de energía, potencia máxima alcanzada y la reducción de CO2 a la atmósfera.

La **Figura 23** muestra un kit completo del equipo Efergy Engage utilizado en el análisis del comportamiento de la carga y consumo energético de la vivienda de estudio.



*Figura 23. Kit de equipo Efergy® Engage.*

## **4.12 Regulación de micro generación eléctrica en el Ecuador**

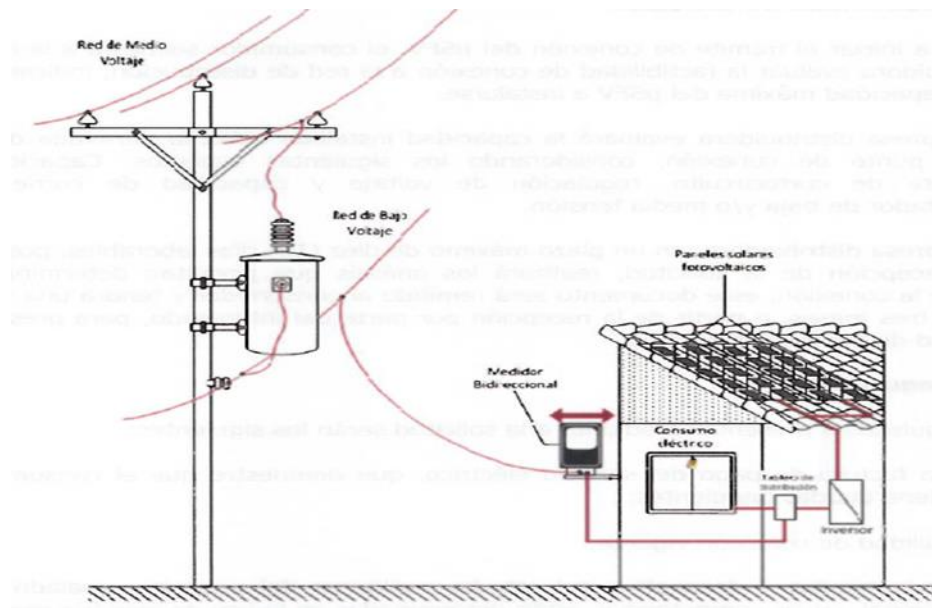
### **4.12.1 Regulación ARCONEL -003/18**

#### **4.12.1.1 Características generales para clientes que deseen instalar microgeneración fotovoltaica ( $\mu$ SFV)**

El consumidor que desee instalar un  $\mu$ SFV debe acogerse y considerar algunos términos para el desarrollo del proyecto (ARCONEL-003/18, 2018).

En la **Figura 24** se representa el esquema con el que se debe trabajar para instalar los sistemas fotovoltaicos tanto de media tensión como de baja tensión provistas de la empresa de distribución.





**Figura 24.** Esquema para la instalación de un  $\mu$ SFV.

*Nota.* Obtenido de (ARCONEL-003/18, 2018)

- La persona interesada debe tener una vivienda propia para instalar el sistema.
- Uno de los principales objetivos de utilizar  $\mu$ SFV es disminuir el consumo de la red eléctrica.
- La factibilidad de instalar  $\mu$ SFV viene dada por la empresa distribuidora del servicio.
- La máxima capacidad nominal de instalación debe ser de 100 kW o inferior.

#### **4.12.1.2 Requisitos técnicos para la conexión con el sistema de distribución**

El voltaje de operación del sistema debe encontrarse entre 90 % y 110 % del nominal de la red, caso contrario se calibran las protecciones con un tiempo de liberación de 1 segundo.

- La variación de voltaje a la red con conexión en paralelo no debe superar el  $\pm 5$  %.
- La frecuencia máxima permitida con sincronismo a la red debe ser de  $\pm 0,5$  Hz.
- Los clientes con  $\mu$ SFV tienen la obligación de contar con el equipo necesario de protección, maniobra y reconexión a la red sin producir alteraciones o daños y sobrevoltajes permitidos por la normativa. Todos los equipos deben cumplir con la norma de calidad.

#### **4.12.2 Regulación ARCERNNR -001/2021**

##### **4.12.2.1 Característica de la generación distribuida para autoabastecimiento**

Los sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento (SGDAs), están ubicados en la misma área de servicio en la que se encuentra el consumidor, teniendo en cuenta las condiciones de contrato establecidas por (ARCERNNR-013/2021, 2021).

- Tener una potencia nominal menor a 1MW.
- Su conexión es sincrónica con la red
- Se aprovecha de los recursos energéticos del sector
- Se puede utilizar o no, los sistemas de almacenamiento de energía.

##### **4.12.2.2 Dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA**

Mediante un estudio técnico será determinada la potencia nominal de la residencia en la que se obtendrán valores de carga y demanda de energía, la misma que cubrirá la demanda energética de la vivienda. El sistema instalado debe ser igual o inferior a la demanda necesitada por el consumidor (ARCERNNR-013/2021, 2021).

Para las personas que ya cuenten con el servicio, se podrá utilizar un histórico de consumo mediante los últimos 24 meses, o la proyección de demanda durante la vida útil del sistema de generación y distribución de autoabastecimiento, para tener un estudio técnico que permita validar su proyección.

Cuando no se cuenta con registros históricos o es un nuevo consumidor se debe utilizar la proyección de demanda durante la vida útil del sistema de generación y distribución de autoabastecimiento.

#### **4.12.3 Balance de energía, medición y facturación**

##### **4.12.3.1 Balance de energía**

El principal objetivo de implementar los sistemas de autoabastecimiento es satisfacer la demanda de energía eléctrica del consumidor. Si existen excedentes de energía por parte del sistema estos serán inyectados a la red de distribución cumpliendo algunas determinaciones (ARCERNNR-013/2021, 2021).

##### **4.12.3.2 Consumidores con tarifa residencial y general sin demanda**

Esto es aplicable para clientes que tengan una tarifa sin demanda de acuerdo al pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica (SPEE).

La distribuidora posee un sistema de mediación, del cual se determinará el balance de Energía neto mensualmente, entre la energía inyectada por el sistema de generación y la energía consumida de la red, obteniendo una energía neta.

#### **4.12.3.3 Consumidores con tarifa general con demanda**

Para los consumidores con tarifa general con demanda, se tiene algunas características establecidas por la empresa de distribución, la misma que le facturará mensualmente el cargo por demanda y el cargo de comercialización (ARCERNNR-013/2021, 2021).

Desde que se pone en funcionamiento el sistema de generación, el valor que es facturado mensual corresponde al valor máximo que registra el medidor, el mismo que es requerido por el consumidor de la red de distribución.

#### **4.12.3.4 Consumidores con tarifa general con demanda horaria**

Para los consumidores con tarifa general con demanda horaria, se tiene algunas características establecidas, en las que se detalla algunas como la medición por parte de la empresa distribuidora determinando el balance neto de energía mensual, consumida de la red y la energía inyectada por el sistema de generación, en los diferentes periodos de demanda horaria aplicada al consumidor, dependiendo del servicio público de energía eléctrica actual (ARCERNNR-013/2021, 2021).

En cada periodo del mes la empresa que proporciona el servicio calculará la energía que es inyectada por el sistema y la energía consumida por parte del cliente.

Cada 24 meses la empresa distribuidora del servicio reseteará a cero, sin tener compensación económica de dicha energía.

## 5. Metodología

### 5.1 Materiales

La presente investigación se desarrolló utilizando diferente software tanto para el cálculo como para el diseño en 2D y 3D, normativas ecuatorianas e internacionales, datos de irradiación local y catálogos de productos.

- Datos EERSSA
- AutoCAD®
- SolariusPV®
- Microsoft® Office
- Meteonorm®
- Regulación ARCERNNR-001/2021
- Mendeley®
- Catálogos de equipos fotovoltaicos
- Efergy® Engage
- Google®
- Google Earth Pro®
- Revit®

La metodología para la presente investigación se basó en cálculos matemáticos del consumo eléctrico mensual de la vivienda, del mismo modo el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para una vivienda, estudio de almacenamiento, así como el análisis económico a implementar en el sistema.

### 5.2 Propuesta de diseño de un sistema fotovoltaico con conexión a la red y almacenamiento de energía

En la parte de revisión literaria se mencionó, que la clasificación de los sistemas fotovoltaicos va acorde a los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red y con almacenamiento de energía.

#### 5.2.1.1 Cálculo de la demanda de consumo

Mediante la implementación de un medidor de energía eléctrica se registra el consumo en la vivienda. Ese consumo, que corresponde a un período determinado, es expresado en kilovatios-hora (kWh). Este consumo se expresa mediante la ecuación 5. (Endesa, 2022)

$$\text{Consumo mensual} = P * h * d \quad (5)$$

Donde:

P= Potencia (W)

h= horas de uso por día (h)

d= días uso al mes

### 5.2.1.2 Determinación de la radiación solar

Para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se necesita obtener los datos de irradiación solar ( $kWh/m^2/día$ ) en el sector donde se implementará el sistema fotovoltaico. Para obtener las horas pico solares (HSP) existen bases de datos de estaciones meteorológicas a nivel mundial que ayudan a obtener los datos más aproximados de irradiación. En la **Tabla 5** se puede apreciar cada una de las especificaciones técnico-geográficas necesarias para realizar el proyecto obtenidas de la página de Meteonorm.

**Tabla 5**

*Especificaciones geográficas del lugar de estudio.*

Especificaciones geográficas	
Provincia	Loja
Ciudad	Loja
Barrio	Consacola
Longitud	-79,2°
Latitud	-3,97°
Altitud	2100 msnm
Radiación promedio	4,3 $kWh/m^2/día$

### 5.2.1.3 Potencia generada fotovoltaica

Mediante la **Ecuación 6** se puede calcular la potencia fotovoltaica necesaria para el diseño del sistema (AMCOP, 2020).

$$P_{GFV} = \frac{E_{promedio\ diario}}{HPS_{prom} * PR * 1000} \quad (6)$$

Donde:

$E_{promedio\ diario}$  = Consumo medio energético diario. (kWh)

$HPS_{prom}$  = Horas del sol promedio. (kWh/m<sup>2</sup>/día)

$PR$  = Factor global de funcionamiento.

#### 5.2.1.4 Módulos fotovoltaicos necesarios

Para determinar el número de paneles necesarios en la instalación fotovoltaica conectada a la red se utiliza la **Ecuación 7** (Alonso Lorenzo, 2021).

$$N_{paneles} = \frac{P_{GFV}}{P_{panel}} \quad (7)$$

Donde:

$N_{paneles}$  = Número de paneles necesarios.

$P_{GFV}$  = Potencia de Generación Fotovoltaica (Wp)

$P_{panel}$  = Potencia del panel (W)

#### 5.2.1.5 Cálculo de potencia nominal

El cálculo de la potencia nominal instalada en el sistema se realiza por medio de la **Ecuación 8** (Calsi-Silva et al., 2020).

$$P_{nominal} = \frac{n_p * P_{GFV}}{1000\ Wp/kWp} \quad (8)$$

Donde:

$n_p$  = Número de paneles

$P_{GFV}$  = Potencia de generación fotovoltaica

#### 5.2.2 Cálculo de la potencia del inversor con conexión a red

Para realizar el dimensionamiento del inversor utilizamos la potencia del generador fotovoltaico con un factor de seguridad, los mismos que se expresan en la **Ecuación 9** (RENOVA ENERGÍA, 2020).

$$P_{inversor} = P_{GFV} * F.S \quad (9)$$

Donde:

$P_{inversor}$  = Potencia del inversor (W)

$P_{GFV}$  = Potencia de Generación fotovoltaica (Wp)

$F.S$  = Factor de seguridad

### **5.2.2.1 Características para la elección de un inversor híbrido**

Los sistemas híbridos tienen muy buena utilidad para entregar energía eléctrica a diferentes sectores tanto residenciales, industriales y comerciales que tienen acceso a la conexión de la red pública o de fuentes externas como generadores o grupos electrógenos (Wega Energy, 2021).

Según Phocos (2021), un inversor híbrido no es necesario cuando el sistema de energía está diseñado con paneles solares, almacenamiento de baterías (opcional) y cargas de CD exclusivamente. Mientras que, si el sistema de energía tiene previsto el uso de cargas de CA, 120 o 230 Vac, el inversor híbrido es la mejor opción.

Para el estudio del proyecto se propone instalar un sistema de energía con conexión a la red, cargas fotovoltaicas de CA, y si existe el financiamiento adecuado añadir baterías para almacenamiento. Al incorporar un inversor híbrido al proyecto se evita el uso de un regulador de carga solar e inversores convencionales por lo que se obtendría varios beneficios entre ellos la fácil instalación, la combinación de varios parámetros en un solo dispositivo para ser modificados según el requerimiento del proyecto, tiene sincronización automática de cargas de CA, beneficios económicos al ahorrar en la compra de un dispositivo por dos dispositivos (Phocos, 2021).

Una particularidad en la instalación de estos inversores híbridos es que en el transcurso del día se aprovisionan preferentemente de los paneles solares, en el momento que el abastecimiento sea insuficiente lo toman de las baterías y si en estas baterías su nivel de carga es baja el inversor híbrido tiene la peculiaridad de abastecerse de la red eléctrica pública.

### **5.2.3 Cálculo del número paneles en serie**

La cantidad necesaria de paneles fotovoltaicos en serie se determina a partir de la **Ecuación 10** expresada a continuación (Espitia Rey, 2017).

$$N^{\circ}pan\ serie\ máx = \frac{V_{Max\ inv}}{V_{oc\ Pan}} \quad (10)$$

Donde:

$N^{\circ}pan\ serie\ máx$  =Número de paneles en serie máximo

$V_{Max\ inv}$ =Voltaje máximo permitido por el inversor (V)

$V_{oc\ Pan}$ =Voltaje en circuito abierto del panel solar seleccionado (V)

#### 5.2.4 Ramas en paralelo necesarias

Mediante la **Ecuación 11** se puede calcular los paneles necesarios en paralelo para el sistema fotovoltaico (Cornejo Héctor, 2013).

$$N_p = \frac{I_{maxMPPT}}{I_{corto}} \quad (11)$$

Donde:

$N_p$ =Número de paneles necesarios en paralelo

$I_{maxMPPT}$ =Corriente máxima permitida MPPT (A).

$I_{corto}$ =Corriente de corto circuito de paneles seleccionado (A).

### 5.3 Delimitación del banco de baterías para inversores con conexión híbrida.

Para el cálculo de la capacidad del banco de baterías, primeramente, se necesita delimitar los días de autonomía del sistema fotovoltaico, mediante la **Ecuación 12** se obtiene las características y las baterías necesarias para el diseño fotovoltaico con conexión a la red añadiendo almacenamiento de energía (AMCOP, 2020).

$$C_{nB} = \frac{E_{promedio\ diario} * N_a}{V_{bt} * P_{máx B} * F_{cot}} \quad (12)$$

Donde:

$C_{nB}$ = Capacidad del banco de Baterías (Ah)



$N_a$  = Días de autonomía

$V_{bt}$  = voltaje nominal del sistema (V)

$F_{cot}$  = Factor de compensación térmica

$P_{máx B}$  = Porcentaje máximo de descarga de batería

### 5.3.1 Configuración del banco de baterías en serie y paralelo

Para realizar el cálculo de la configuración para las baterías en serie y paralelo se utilizan las **Ecuaciones** 13 y 14 respectivamente (Sánchez & Gil, 2016).

$$B_S = \frac{V_{ns}}{V_{nB}} \quad (13)$$

$$B_P = \frac{C_{nB}}{C_{Batería}} \quad (14)$$

Donde:

$B_S$  = Baterías en Serie

$V_{ns}$  = Tensión nominal del sistema fotovoltaico (V)

$V_{nB}$  = Tensión nominal de la batería (V)

$B_P$  = Baterías en Paralelo

$C_{Batería}$  = Capacidad de la batería (Ah)

## 5.4 Orientación de los paneles solares

Considerando las características geográficas del sitio en el que se va realizar la instalación de los paneles solares, la orientación ideal para dirigir los paneles solares es hacia el sur según el (ángulo azimutal de 180°). Para que sea óptimo el rendimiento del sistema se debe tomar en cuenta la orientación de los módulos hacia esa dirección para que reciba la máxima irradiación del sol durante el día (Tarifasgasluz, 2021).

### 5.4.1 Cálculo del ángulo de inclinación

Para ofrecer garantía del suministro de generación fotovoltaica durante todo el año, la inclinación del panel se calcula mediante la **Ecuación** 15 de la siguiente forma. (Sebastián Eliseo, 2019).

$$\beta_{op} = 3.7 + 0.69\phi \quad (15)$$

Donde:

$\beta_{op}$ = Coeficiente de inclinación

$\emptyset$ = Latitud del lugar

### 5.5 Variación de voltaje

Con la **ecuación** 16 y 17 se determina la caída de tensión y la variación de tensión de la conexión respectivamente (Tasinchana, 2021).

$$\Delta V = 2 * \frac{\rho * I_c * L_o}{S} \quad (16)$$

$$\Delta V = \frac{\Delta V}{V} * 100 \quad (17)$$

Donde:

$\Delta V$  = Variación de voltaje

$V$  = Voltaje del sistema (V)

$\rho$  = Resistividad de CU a 20°C en ( $\Omega mm^2$ ).

$I_c$  = Corriente (A).

$L_o$  = Longitud (m).

### 5.6 Cálculo del área necesaria

Para conocer el área necesaria de instalación del sistema fotovoltaico en la cubierta se emplea la **Ecuación** 18 (Díaz Corcobado & Carmona Rubio, 2018).

$$a_n = n_p * a_p \quad (18)$$

Donde:

$a_n$  = Área necesaria de instalación

$n_p$  = Número de paneles

$a_p$  = Área del panel

## 5.7 Determinación de las pérdidas por orientación

Mediante las **Ecuaciones** 19 y 20 se puede expresar las pérdidas por orientación para distintos casos de diseños fotovoltaicos conectados a red (Espitia Gonzáles, 2017).

$$P(\%) = 100 * (1.2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 * 10^{-5} * \alpha^2) \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (19)$$

$$P(\%) = 100 * (1.2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2) \text{ para } \beta \leq 15^\circ \quad (20)$$

Donde:

$\alpha$  = Acimut

$\beta$  = Ángulo de inclinación

$\phi$  = Latitud del sitio

## 5.8 Separación entre módulos

A través de la **Ecuación** 21, 22 y 23 se calcula la distancia mínima entre paneles solares (Espitia Gonzáles, 2017).

$$h = A * \text{sen}\beta \quad (21)$$

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)} \quad (22)$$

$$D_m = d + A * \text{cos}\beta \quad (23)$$

Donde:

$h$  = Altura (m)

$A$  = Ancho del panel fotovoltaico (m)

$\phi$  = Latitud del sitio

$\beta$  = Ángulo de inclinación.

### 5.9 Selección de los conductores en instalaciones fotovoltaicas

Mediante la **Ecuación** 24 se obtiene la corriente del sistema con un factor de seguridad del 25%, mientras que con la **Ecuación** 25 se calcula el conductor necesario en corriente continua para la implementación del sistema (Miranda Escobar, 2016).

$$I = I_C * 1.25 \quad (24)$$

$$S \geq \frac{2 * L * I * \sigma}{VA - VB} \quad (25)$$

Donde:

I = Corriente del sistema (A)

$I_C$  = Corriente de cortocircuito (A)

L = Largo del conductor (m)

S = Sección transversal en m<sup>2</sup>

V = Variación de voltaje del GFV (V)

$\sigma$  = Conductividad del cobre.

### 5.10 Protecciones en corriente continua y alterna

Con las **ecuaciones** 26, 27 y 28 respectivamente, se calculan las protecciones para el sistema fotovoltaico en la sección continua y alterna respectivamente (Rondón, 2015).

$$I = I_C * 1.25 \quad (26)$$

$$I_B = \frac{P_I}{V_B} \quad (27)$$

$$I_L = \frac{P}{V_L * \cos\varphi} * 1.25 \quad (28)$$

Donde:

$I$ = Corriente del sistema

$V_L$ = Voltaje del sistema

$P$ = Potencia del sistema

1.25= Factor de seguridad

$\cos\varphi$  = Factor de potencia.

### 5.11 Energía generada por el SFCR diaria y anualmente

Para conocer la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico conectado a la red en un día y en el transcurso del año se utilizan las **Ecuaciones 29 y 30** respectivamente (Potes Valencia, 2019).

$$E_D = \frac{HPS_{prom} * P_{GFV} * PR}{H_{GEM}} \quad (29)$$

$$E_A = E_D * 365 \quad (30)$$

Donde:

$E_D$ = Energía diaria producida (kWh).

$HPS_{prom}$ = Irradiación promedio sobre el sistema fotovoltaico (kWh/m<sup>2</sup>/día).

$P_{GFV}$ = Potencia del generador fotovoltaico (kW).

$PR$ = Factor global de funcionamiento.

$H_{GEM}$ = Irradiación estándar constante (1 kWh/m<sup>2</sup>).

$E_A$ = Energía anual producida.

#### 5.11.1 Factor de planta

Para calcular el factor de planta acorde a su capacidad nominal durante un año se utiliza la **Ecuación 31**, y para tener el dato en porcentaje se multiplica por el 100% como se expresa en la **Ecuación 32**, con eso se determina la razón entre energía producida y la energía que se produciría el sistema trabajando a su máxima capacidad en un tiempo establecido (ARCERNNR-013/2021, 2021).

$$F_{Pa} = \frac{E_A}{P_{nominal} * 8760(h)} \quad (31)$$

$$F_{Pa} = \frac{E_A}{P_{nominal} * 8760(h)} * (100\%) \quad (32)$$

Donde:

$F_{pa}$  = Factor de planta de diseño

$E_A$  = Energía anual producida (kWh)

8760 = Total de horas del año

### 5.11.2 Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>

Para calcular la emisión de CO<sub>2</sub>, se utiliza la **Ecuación 33** para obtener la cantidad de dióxido de carbono que no se expulsa hacia la atmósfera implementando un proyecto de energía renovable fotovoltaico (CTFE, 2019).

$$\text{Disminución de CO}_2 = EF_{grid,CM} * E_A \quad (33)$$

Donde:

$EF_{grid,CM}$  = Factor de emisión para proyectos renovables (solares constante 0,2449 t CO<sub>2</sub>/MWh).

## 5.12 Factibilidad Económica

En este apartado se determina la viabilidad económica del proyecto fotovoltaico con las diferentes propuestas de diseño, sintetizando parámetros como el VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno) y el PR (Periodo de Recuperación) de la inversión del proyecto, tomando en cuenta los datos más relevantes entre costos y beneficios.

### 5.12.1 Valor actual neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) se determina mediante la **Ecuación 34** y es igual al valor presente de los flujos de caja deseados, refiriéndose al flujo de ingresos y egresos en efectivo generados en el proyecto durante el transcurso de su vida útil. Este saldo se encuentra descontando los flujos mediante una tasa de descuento constante a lo largo del período de vida productiva del proyecto (Duvergel & Argota, 2017).

$$VAN = -I + \frac{Fc_1}{(1+k)^1} + \frac{Fc_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Fc_n}{(1+k)^n} \quad (54)$$

Donde:

$I$  = Inversión inicial

$Fc$  = Flujo de caja

$n$  = Período de vida útil

$k$  = Tasa de descuento

### 5.12.2 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno es una razón financiera asociada con el VAN. Es equivalente a la tasa de descuento que resulta con un valor de Van igual a cero (Burbano, 2022).

Para los proyectos se debe tener en cuenta los valores que va alcanzando el TIR acorde a los parámetros establecidos en la **Ecuación 35**. Por lo tanto, si el TIR es mayor a cero la inversión al proyecto es validada, si el TIR es igual a cero la financiación se puede lograr tomando en cuenta otras opciones cuyo beneficio económico sea fructífero para la empresa, mientras que si el TIR es menor a cero el proyecto debe ser rechazado.

$$0 = -I + \frac{Fc_1}{(1+k)^1} + \frac{Fc_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Fc_n}{(1+k)^n} \quad (35)$$

### 5.12.3 Factor de recuperación del capital

Convierte el valor inicial VA en un flujo constante o equivalente C. Teniendo en cuenta las finanzas como son el FRC, definiendo como un factor que convierte el valor presente en una serie de pagos únicos equitativos. Mediante la ecuación 36 se establecen los parámetros para el cálculo correspondiente (Aching, 2006).

$$F_{RC} = \frac{\ln\left(\frac{-C}{I * k * C}\right)}{\ln(1+k)} \quad (36)$$

### 5.12.4 Cálculo del LCOE

Es una herramienta que posibilita analizar diferentes proyectos de generación energética, divididos entre diferentes tamaños o tecnologías, y los encamina a una unidad general de comparación, así como lo expresa la ecuación 37. Esta herramienta de comparación permite tomar mejores decisiones a los inversionistas al permitirles valorar y cotejar los costes de una cartera de proyectos (Heisig & Mohr, 2016).

El LCOE es correspondiente al costo global de la central en el transcurso de su vida útil e inversamente proporcional a la producción total de energía. El costo total de mantener la planta en funcionamiento se clasifica en:

**Costos Fijos:** Estos no dependen de la energía producida por la central. Aquí se clasifican en parámetros como: créditos, mantenimiento, garantía, seguros y personal.

**Costos Variables:** Esto depende de la producción del generador. Aquí se detallan los costos de operación de los equipos como son: transmisión, emisiones, mantenimiento y personal de operación.

$$LCOE = \frac{\text{Costo}_{\text{Total de Vida Útil}}}{\text{Generación}_{\text{Total de Energía}}} \quad (37)$$

Donde:

$LCOE$  = Levelized cost of electricity (MWh/\$).

$\text{Costo}_{\text{Total de Vida Útil}}$  = Total de costos de implementación (\$).

$\text{Generación}_{\text{Total de Energía}}$  = Producción energética del sistema durante su vida útil (MWh).



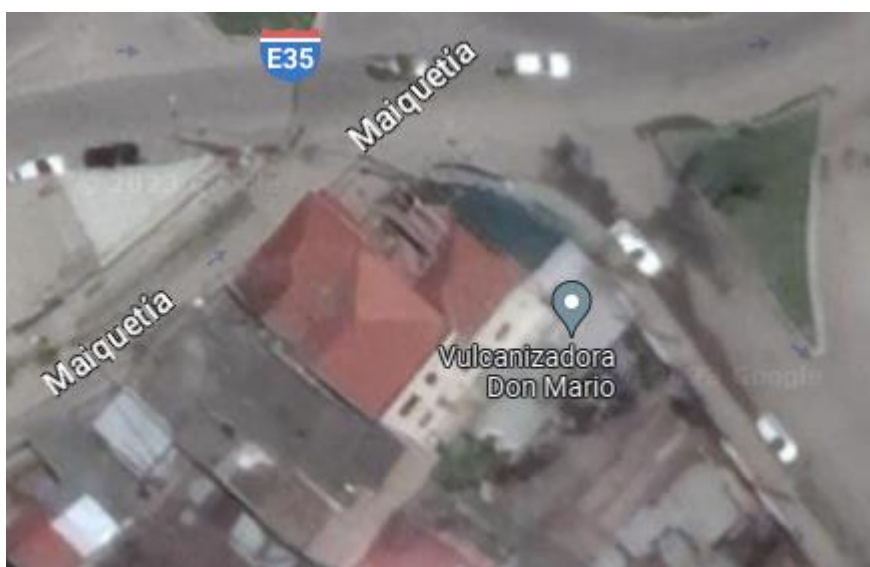
## 6. Resultados

### 6.1 Condiciones del lugar de estudio

Por la facilidad para acceder a información de consumos y diseños establecidos se ha optado por realizar el estudio en la vivienda de la familia Ortega, con una distribución arquitectónica de 4 pisos y una terraza de 144 metros cuadrados, el diseño se lo realizó para un usuario físico en concreto en la que se evaluarán la factibilidad del diseño, análisis de sombras, el comportamiento de las cargas eléctricas utilizando un software de simulación.

#### 6.1.1 Ubicación del proyecto

La vivienda se encuentra ubicada en la ciudad de Loja al Norte de la ciudad, entre las calles Av. Pablo Palacios, Primicias y Eduardo Mora Moreno, representado en la **Figura 25**. Las coordenadas geográficas del lugar son de latitud  $3^{\circ}58'21.76''S$  ( $-3,97^{\circ}$ ) y longitud  $79^{\circ}13'1.19''W$  ( $-79,2^{\circ}$ ) a 2100 metros sobre el nivel del mar, referencias necesarias para la realización del proyecto.



**Figura 25.** Ubicación física del proyecto.

Mediante la **Tabla 6**, se representan las especificaciones geográficas para realizar los cálculos necesarios, expresando las características del sitio teniendo una radiación idónea para la generación fotovoltaica.

**Tabla 6**

*Datos geográficos y técnicos del proyecto.*

Información	
País	Ecuador

Provincia	Loja
Ciudad	Loja
Latitud	-3,9°
Longitud	-79,2°
Altitud	2100 msnm
Irradiación promedio	4,3kWH/m <sup>2</sup> /día
Inclinación de cubierta	12°
Temperatura promedio	15°C - 22°C

---

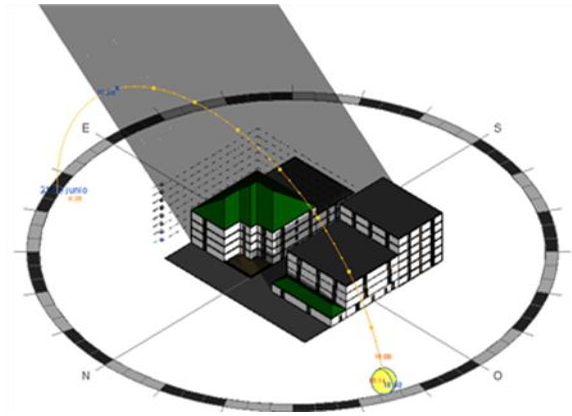
En la **Figura 26** se puede visualizar la vivienda en donde se va a diseñar el sistema fotovoltaico con conexión a la red.



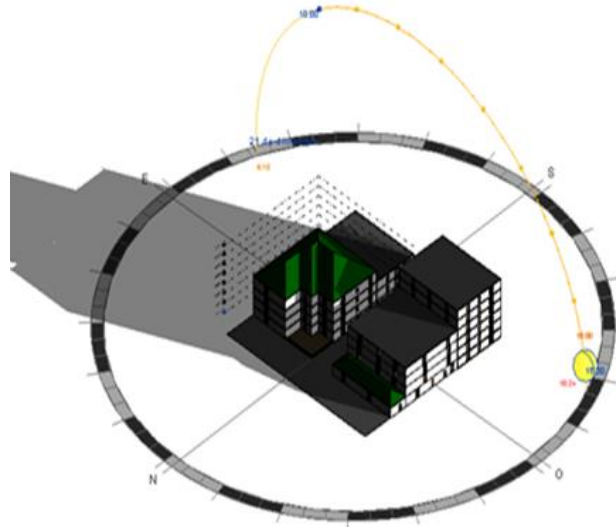
**Figura 26.** Vivienda de estudio.

## 6.2 Análisis de sombras

Para realizar el análisis de sombras se realizó mediante el programa Revit® versión para estudiantes, en la que se comprobó el equinoccio solar y solsticios para el área de diseño del sistema fotovoltaico, comprobando el lugar más adecuado para la instalación de los paneles solares. Para comprobar se utilizó los datos del solsticio para invierno el 21 de diciembre y el solsticio de verano el 21 de junio.



*Figura 27. Análisis de sombras en la vivienda en verano.*



*Figura 28. Análisis de sombras en la vivienda en invierno.*

Como se puede apreciar en la **Figura 27** y **Figura 28**, la mejor posición para orientar los paneles solares es en la parte superior de la cubierta hacia la izquierda, donde no existan interferencias por parte de sombras externas.

Mediante el programa Solarius PV® versión para estudiantes se elaboró una simulación de las sombras con diferentes obstáculos y perfiles dentro del diseño del sistema fotovoltaico obteniendo un coeficiente de sombreado de 0,94 encontrándose entre los valores permitidos para diseños fotovoltaicos. Como se muestra en la **Figura 29**.

### DIAGRAMA SOLAR

Loja - Lat. 3°.9931 S - Long. 79°.2042 W - Alt. 2 061 m  
Coef. de sombreado (de diagrama) 0.94

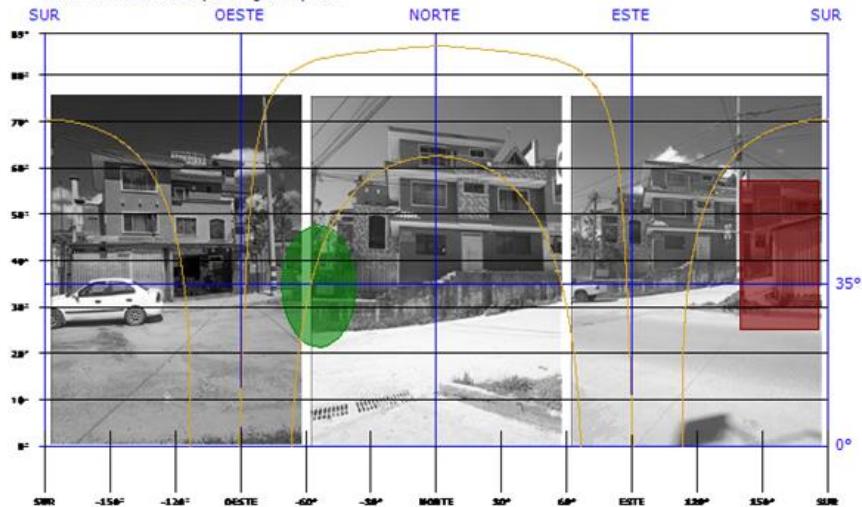


Figura 29. Simulación de sombras programa Solarius PV® versión para estudiantes.

### 6.3 Determinación del recurso solar disponible

En base a los antecedentes históricos y referencias en el sector sobre la radiación solar que recibe todo el año se realizó una recopilación mediante el Atlas solar del Ecuador, generalizando los datos y obteniendo un promedio global.

La **Tabla 7** muestra los valores de la irradiación horizontal global que recibe la provincia de Loja durante los 12 meses del año con diferentes comportamientos, esto se debe al constante cambio climático en el sector como invierno, la humedad o épocas de verano.

Tabla 7

Datos de irradiación horizontal global.

Mes	Atlas Solar del Ecuador (kWh/m <sup>2</sup> /día)
Enero	4,35
Febrero	4,35
Marzo	4,35
Abril	4,20
Mayo	4,20
Junio	4,35
Julio	4,66
Agosto	4,80

Septiembre	4,95
Octubre	5,10
Noviembre	5,25
Diciembre	5,10
<b>Promedio</b>	<b>4,80</b>

*Nota.* Obtenido de (Atlas Solar del Ecuador, 2021)

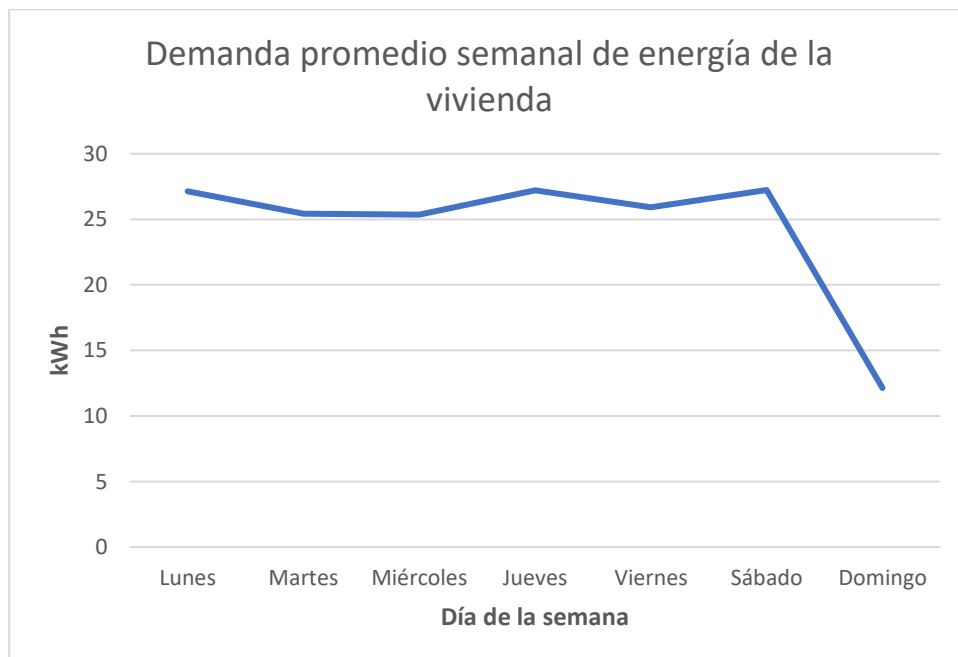
Para el diseño del sistema fotovoltaico se utilizó el valor de  $4,20 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ , que corresponde a los meses más críticos del año como son abril y mayo encontrándose en una estación húmeda con abundante lluvia.

## 6.4 Aplicación de la metodología de diseño

### 6.4.1 Cálculo del consumo diario de energía

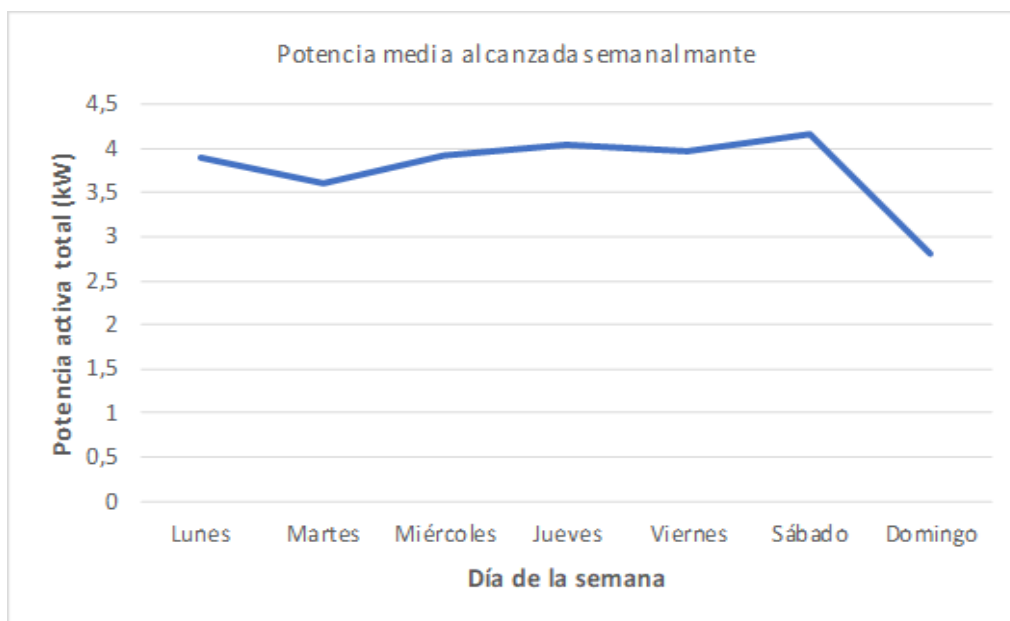
Para calcular el consumo diario se emplea la metodología de utilizar la máxima energía consumida en un día de trabajo del dispositivo Efergy® Engage, obteniendo el consumo diario de la vivienda para el diseño.

Al ser una vivienda grande y dividida por diferentes departamentos y un local comercial la mayoría de la funcionalidad depende del servicio eléctrico para iluminación, producción y el uso de artefactos electrónicos. Para obtener el consumo mensual de la vivienda se instaló un analizador de energía Efergy® Engage, ubicado en el cable de fase principal del cuadro eléctrico, durante un periodo de un mes desde el 11 de mayo al 10 de junio de 2022. Mostrando el comportamiento de la demanda en la **Figura 30**.



**Figura 30.** Demanda promedio semanal de la vivienda.

En la **Figura 30** se puede apreciar el consumo de kWh durante el lapso de un mes de la vivienda, promediando los valores para cada día de la semana hasta obtener un consumo promedio diario de 24,7 kWh, utilizados en las diferentes actividades realizadas de lunes a domingo. Siendo el domingo, el día donde menos consumo de energía se realiza ya que no funciona el local comercial y los dueños de la vivienda cumplen otras actividades fuera de la casa.



**Figura 31.** Potencia media alcanzada semanalmente.

La **Figura 31** muestra el comportamiento de la potencia máxima alcanzada en el transcurso de los días y como la tendencia refleja un promedio de 3,8 kW utilizados en las diferentes cargas eléctricas de la vivienda.

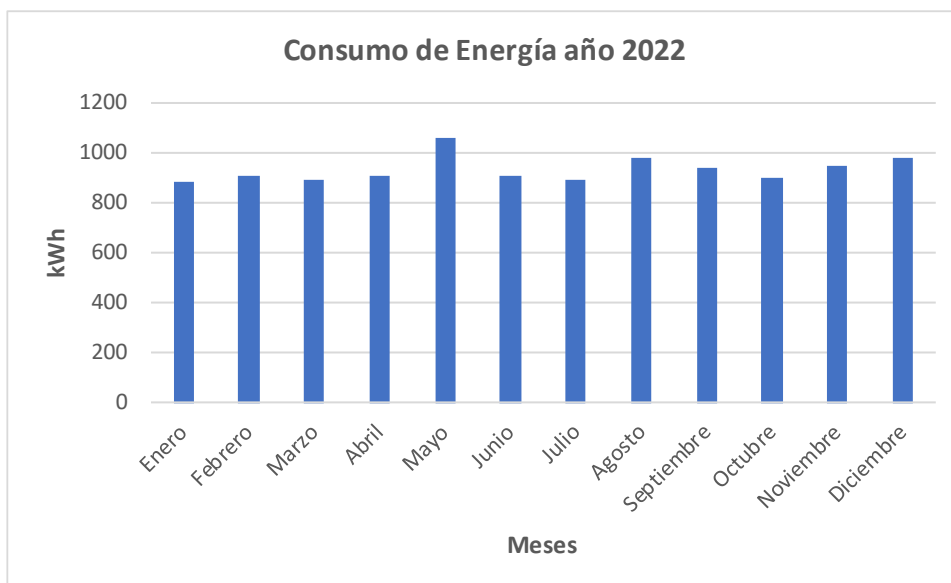


**Figura 32.** Tiempo en el que se alcanza la máxima potencia.

En la **Figura 32** se muestra la hora en el que se alcanza la máxima potencia durante los 31 días del análisis energético, obteniendo que en el transcurso de 11 am a 12 am y entre 18 pm a 19 pm es donde se alcanza la máxima potencia por día.

#### 6.4.2 Consumo eléctrico de la vivienda

La **Figura 33** muestra el consumo eléctrico de la vivienda facturada por la EERSSA (Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A) durante los doce meses del año 2022.



**Figura 33.** Demanda eléctrica mensual de la vivienda facturada por la EERSSA.

El valor promedio mensual de la vivienda es de 935,36 kWh

### 6.4.3 Cálculo de las cargas de la vivienda

Se realizó el diseño de planos eléctricos de la vivienda con el objetivo de conocer todas las cargas eléctricas existentes, detallado en los **Anexos 9 y 10**, posteriormente mediante la **Tabla 8** se muestra a detalle el cuadro de cargas de la vivienda.

**Tabla 8**

*Cuadro de cargas existentes en la vivienda.*

Ítem	Equipos	Cantidad	$P_{nu}(W)$	$P_n(W)$	Fsn (%)	CIR (W)	HORAS	Energía consumida (Wh)
1	Focos ahorradores	10	27	270	0,70	189	4,00	756,00
2	Focos incandescentes	30	60	1800	0,70	1260	3,00	3780,00
3	Apliques	10	11	110	0,90	99	0,70	69,30
4	Refrigeradora	3	200	600	0,80	480	10,00	4800,00
5	Televisor	3	135	405	0,60	243	2,00	486,00
6	Equipo de sonido	1	100	100	0,50	50	0,50	25,00
7	Plancha	1	1000	1000	0,50	500	0,50	250,00
8	Licuadaora	2	200	400	0,60	240	0,80	192,00
9	Lavadora	1	400	400	0,50	200	0,70	140,00
10	Microondas	1	800	800	0,70	560	2,00	1120,00
11	Computador	3	100	300	0,80	240	1,00	240,00
12	Cafetera	1	600	600	0,50	300	2,00	600,00
13	Horno	2	2237	4474	0,80	3579,2	4,00	14316,80
14	Router	1	12	24	0,90	21,6	12,00	259,20
15	Cargador de teléfono	5	15	75	0,80	60	2,00	120,00
<b>TOTAL</b>								<b>27154,3</b>

De una manera gráfica mediante la **Figura 34** se muestra el comportamiento de la curva de demanda de la vivienda en base a los datos del cuadro de cargas de cada uno de los equipos utilizados. El color anaranjado representa el consumo eléctrico de todos los equipos existentes.



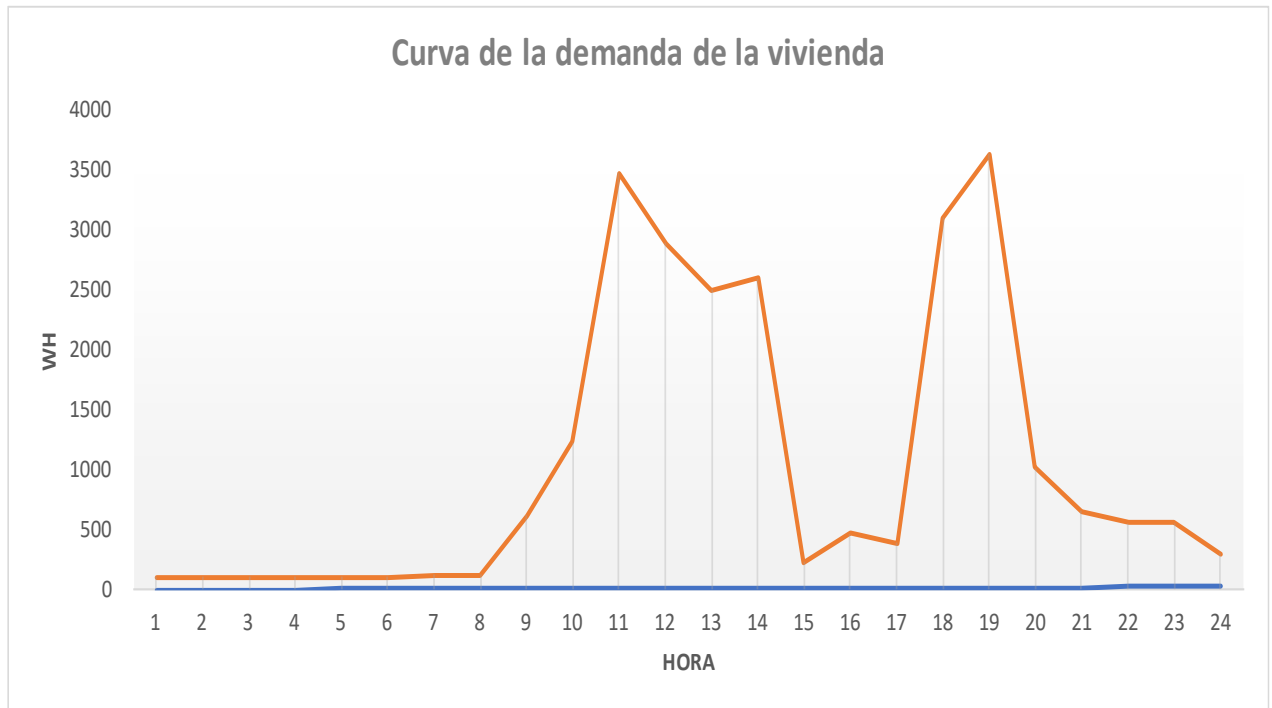


Figura 34. Curva de la demanda de la vivienda.

#### 6.4.4 Diseño del sistema de generación fotovoltaica

##### 6.4.4.1 Potencia generada fotovoltaica

Con la **Ecuación 6** se determina la potencia generada por el sistema en la que necesitamos conocer el consumo diario, la irradiación pico y el factor de rendimiento, a continuación, se presenta el cálculo desarrollado.

$$P_{GFV} = \frac{30,03 \text{ kWh}}{4,20 \text{ kWh/m}^2/\text{día} * 0,7} * 1000$$

$$P_{GFV} = \frac{30,03 \text{ kW}}{2,94} * 1000$$

$$P_{GFV} = 1021 \text{ Wp}$$

$$P_{GFV} = 10,21 \text{ kWp}$$

Los valores escogidos para el consumo diario de la vivienda y la irradiación pico son los expresados en el **Anexo 4** y la **Tabla 7** respectivamente, mientras que para el rendimiento se utilizó el valor de 0,7 para el diseño, teniendo como resultado la potencia de 1021 Wp.

##### 6.4.4.2 Módulos fotovoltaicos necesarios

Para determinar el número de módulos necesarios en el proyecto se empieza dividiendo la potencia generada fotovoltaica con la potencia del panel seleccionado mediante la **Ecuación 7**, valores que se presentan a continuación.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{10,21 \text{ kWp}}{0,4 \text{ kW}}$$

$$N_{\text{paneles}} \approx 25,5$$

$$N_{\text{paneles}} \approx 26$$

En el cálculo se aprecia que se necesitan un total de 26 paneles solares fotovoltaicos, para abastecer la demanda requerida, el módulo seleccionado para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red es de 400W tipo monocristalino de la marca Half Cell Perc de 72 celdas con una tensión máxima de potencia de 41,17V y una corriente de salida de 9,72A. Todas las características del panel solar se exponen en el **Anexo 6**.

#### 6.4.4.3 Área necesaria

Para determinar el área necesaria se utiliza la **Ecuación 18**, conociendo las dimensiones del panel y el número de paneles necesarios, se tienen.

$$a_n = 26 * 1,99 \text{ m}^2$$

$$a_n = 52 \text{ m}^2$$

El área máxima necesaria para instalar los paneles solares en el techo de la vivienda es de  $52 \text{ m}^2$ .

#### 6.4.4.4 Cálculo de la potencia nominal instalada

Aplicando la **Ecuación 8** se obtiene.

$$P_{\text{nominal}} = \frac{26 * 400 \text{ kWp}}{1\ 000 \text{ Wp/kWp}}$$

$$P_{\text{nominal}} = 10,4 \text{ kWp}$$

#### 6.4.4.5 Diseño de la potencia inversora con conexión a red

Mediante la **Ecuación 9** se determina el inversor con conexión a red monofásico o trifásico acorde a los requerimientos del sistema, utilizando la potencia fotovoltaica y un factor de seguridad de 15%.

$$P_{\text{inversor}} = 10,4 \text{ kWp} * 1.15$$

$$P_{\text{inversor}} = 12 \text{ kW}$$

La potencia inversora resultante en el cálculo es de 12 kW por lo que se opta por buscar un inversor con potencia cercana.

El inversor seleccionado con conexión a Red es el SAJ R5-12K-T2, el cual tiene las características para satisfacer las necesidades de la conexión a red al tener conexión trifásica. En los **Anexo 7** se presenta el catálogo para su revisión.

#### 6.4.4.6 Cálculo del número paneles en serie

Para conocer la cantidad de paneles solares conectados en serie se procedió a dividir entre voltaje máximo permitido por el inversor con el voltaje en circuito abierto del panel solar seleccionado mediante la **Ecuación 10**, obteniéndose los siguientes resultados.

$$N^{\circ}pan\ serie\ máx = \frac{1100\ V}{49,8\ V}$$

$$N^{\circ}pan\ serie\ máx = 22$$

La cantidad máxima de paneles en serie es de 22 unidades y se tiene 2 entradas de MPPT del inversor, por lo que se ajustan al requerimiento de los 26 paneles solares utilizados en la generación fotovoltaica.

#### 6.4.4.7 Módulos en paralelo necesarios

Utilizando la **Ecuación 11** se determina si es posible instalar los paneles fotovoltaicos en paralelo, se utiliza la corriente máxima permitida MPPT dividido para corriente de corto circuito del panel seleccionado, que se presenta a continuación.

$$N_{Pmáx1} = \frac{12,5\ A}{10,36\ A}$$

$$N_{Pmáx1} = 1,2$$

$$N_{Pmáx2} = \frac{12,5\ A}{10,36\ A}$$

$$N_{Pmáx2} = 1,2$$

Considerando el análisis efectuado la cantidad de paneles solares conectados en paralelo por cada MPPT es de 1,2 por lo que en este caso no será posible conectar ningún panel fotovoltaico en paralelo ya que la corriente que ingresa por parte de los módulos es mayor a la permitida por el inversor.

Los 26 paneles solares van conectados en serie para la instalación del sistema fotovoltaico al tener dos entradas de MTTP es posible conectar 13 paneles por cada entrada.

#### 6.4.4.8 Orientación de los paneles solares

Acorde a las características geográficas del lugar de la instalación de los paneles solares la orientación idónea para dirigir los paneles solares es hacía el norte (ángulo azimutal de 0°). Al tener esta orientación hacia esa dirección, se obtendrá la máxima radiación solar en el transcurso del día en los módulos fotovoltaicos.

#### 6.4.4.9 Cálculo del ángulo de inclinación

Mediante la **Ecuación 15** se calculó el ángulo de inclinación para obtener una mayor eficiencia durante todo el año, sumando la latitud del lugar, el cálculo que se presenta a continuación.

$$\beta_{op} = 3,7 + 0,69 (-3,97)$$

$$\beta_{op} = 1^\circ$$

Considerando que el ángulo de inclinación del tejado es de  $12^\circ$  y sumado al coeficiente de inclinación se tendría  $13^\circ$  para la instalación del sistema de generación fotovoltaico.

Cabe resaltar que para realizar la instalación de los paneles solares se debe tener en cuenta la inclinación del ángulo respecto a la horizontal. La variación de la inclinación está entre  $10^\circ, 15^\circ$  a  $20^\circ$  en la que se asegurará un mayor impacto de radiación. Además, se tendrá mayor accesibilidad para realizar el mantenimiento.

#### 6.4.4.10 Determinación de las pérdidas por orientación

Como el grado de inclinación del panel solar es menor a  $15^\circ$  se calcula las pérdidas por orientación del panel utilizando la **Ecuación 20**, para realizar el cálculo se debe conocer el ángulo de inclinación, azimut y latitud del sitio de la instalación.

$$P(\%) = 100 * (1,2 * 10^{-4} * (10 - (-3,97) + 10)^2 \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

$$P(\%) = 100 * (1,2 * 10^{-4}) * (13,97 + 10)^2$$

$$P(\%) = 100 * (1,2 * 10^{-4} * 574,6)$$

$$P(\%) = 6,9 \%$$

Las pérdidas por inclinación del panel solar son de  $6,9 \%$ , tomando en cuenta que el panel solar va en dirección al norte.

#### 6.4.4.11 Determinación de la separación entre módulos

Para calcular la altura necesaria se empleó la **Ecuación 21**, utilizando el ancho del panel fotovoltaico multiplicando por el seno del ángulo de inclinación del sistema.

$$h = 1,002 \text{ m} * \text{sen } 13^\circ$$

$$h = 0,23 \text{ m}$$

Luego de calcular la altura se procedió a calcular la distancia mediante la **Ecuación 22** utilizando la latitud del lugar.

$$d = \frac{0,23 \text{ m}}{\tan (61^\circ - (-3,97))}$$

$$d = \frac{0,23 \text{ m}}{2,142}$$

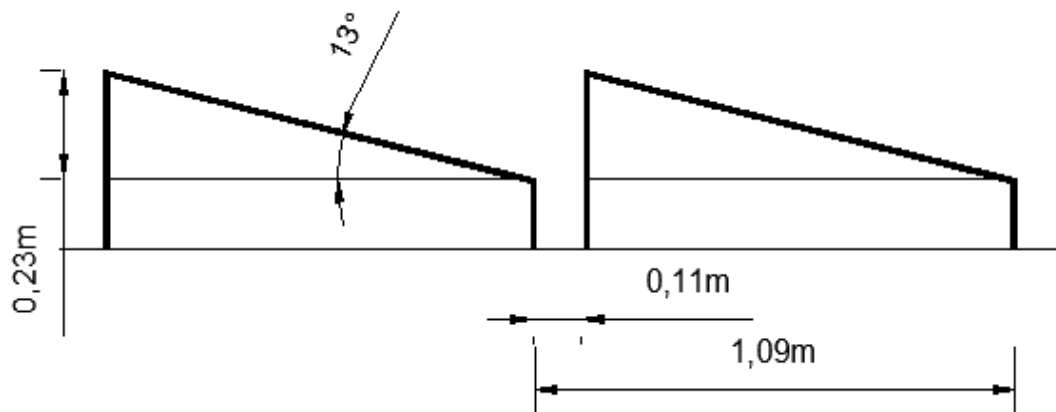
$$d = 0,11 \text{ m}$$

Finalmente se procedió a calcular la distancia mínima entre los paneles solares utilizando la **Ecuación 23**.

$$D_m = 0,11 \text{ m} + 1,002 \text{ m} * \cos 13^\circ$$

$$D_m = 1,09 \text{ m}$$

La distancia mínima calculada entre los paneles solares es de 1,09 m. Mediante la **Figura 35** se puede apreciar la distancia propuesta entre filas horizontales de los paneles solares.



**Figura 35.** Distancia mínima entre paneles fotovoltaicos.

#### 6.4.4.12 Disposición de los paneles

Para la distribución de los paneles fotovoltaicos se considera como referencia la orientación, el área a utilizar en la vivienda y el análisis de sombras del sector. Para el caso en análisis se determina la instalación de los módulos en la parte superior de la vivienda en el (techo).

### 6.5 Diseño de sistema híbrido con almacenamiento y conexión a la red

#### 6.5.1 Potencia inversora híbrida

La potencia inversora determinada es de 12 kW, se identifica en el mercado nacional un equipo con las características necesarias. Se recomienda utilizar el inversor híbrido de la marca SUN 12 K Hybrid, una de las características más relevantes es que tiene conexión a la red y conexión a las baterías al mismo tiempo.

A continuación, mediante la **Tabla 9** se presentan las características técnicas más relevantes del inversor Híbrido.

**Tabla 9**

*Características técnicas del inversor híbrido SUN 12K.*

<b>Potencia máxima de conexión</b>	12 kW
<b>Voltaje máximo en DC</b>	800 V
<b>Rango de voltaje del MTTP</b>	200-650 V
<b>Voltaje nominal de funcionamiento</b>	550 V
<b>Máxima intensidad de entrada</b>	25A por MTTP
<b>Máxima intensidad de cortocircuito</b>	27A
<b>Eficiencia</b>	97,6 %
<b>Seguidores MTTP</b>	2

*Nota.* Obtenido de (AutoSolar, 2022)

### **6.5.2 Baterías necesarias para almacenamiento**

Los acumuladores de energía son calculados mediante la **Ecuación 12**, en la que se necesita conocer los días de autonomía en la instalación, que corresponde al día donde no existe presencia de radiación en el sitio, la autonomía viene dada por el criterio del instalador y las condiciones del lugar. Para este proyecto se utilizó como referencia un día de autonomía.

Otros datos que se deben considerar es la energía que se necesita suplir o sea necesaria abastecer mediante las baterías, para el proyecto se propuso un abastecimiento del 30% del consumo total de la vivienda, las baterías recomendables son las de tipo Plomo-ácido por su costo y eficiencia como se describe acápite anteriores. La profundidad de descarga viene dada según el tipo de batería, para este caso se propone utilizar un valor del 80%.

El siguiente cálculo utiliza la **Ecuación 6** y representa el 30% del consumo energético de la vivienda en el transcurso de la noche, con esto se evita sobredimensionar el sistema y reducir costos por instalación de baterías, ya que el sistema también estará conectado a la red.

$$E_{30\%} = 30,03 \text{ kWh} * 0,3$$

$$E_{30\%} = 9,01 \text{ kWh}$$

La energía planteada para ser abastecida mediante los acumuladores de energía es de 9,01 kWh/día. Por lo que se empleó la **Ecuación 12** para obtener la capacidad del banco de baterías.

$$C_{nB} = \frac{7,41 \text{ kWh} * 1}{12 \text{ V} * 0,8 * 1}$$

$$C_{nB} = 939 \text{ Ah}$$

Del cálculo efectuado se determina que la capacidad del banco de baterías es de 939 Ah. La batería seleccionada es de la marca Tensite de 12V 185HC XC2 de ciclo profundo. A continuación, se detallan las características técnicas del acumulador de energía seleccionado.

- ✓ **Temperatura de carga:** -18 a 49°C
- ✓ **Temperatura de descarga:** -29 a 49°C
- ✓ **Capacidad de la batería:** 220 Ah – 12 V
- ✓ Es un buen acumulador de energía en instalaciones fotovoltaicas

Para conocer la cantidad de baterías se utilizó la **Ecuación 14** con lo que se dividió la capacidad del banco de baterías (Ah) calculadas mediante la **Ecuación 12** sobre la capacidad comercial (Ah) de la batería seleccionada.

$$N_{Ba} = \frac{939 \text{ Ah}}{220 \text{ Ah}}$$

$$N_{Ba} = 4,3$$

Mediante el cálculo se determina 4,3 baterías, seleccionando 5 baterías, garantizando un día de autonomía.

### **6.5.3 Disposición de las baterías**

Para conocer la disposición de las baterías en serie y paralelo se utilizó las **Ecuaciones 13** y **14** respectivamente en la que se necesita tener en cuenta el voltaje de trabajo del sistema fotovoltaico y la capacidad comercial de la batería. El voltaje que recibe el sistema por parte de los paneles es de 12V y la capacidad comercial de los acumuladores de energía es de 220 Ah – 12 V, con esos datos se obtuvo la configuración de la instalación, que se corrobora a continuación.

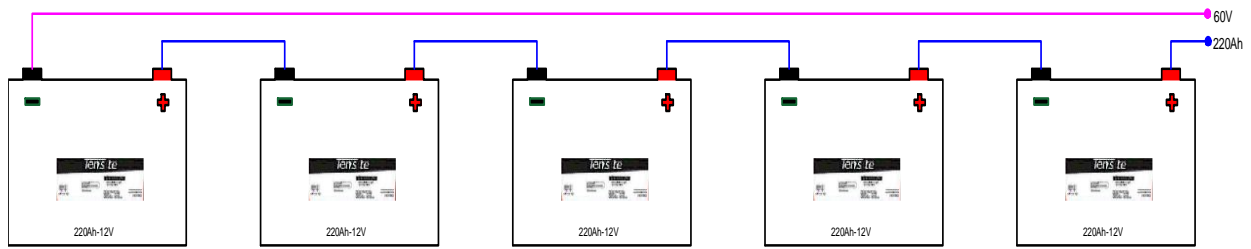
$$B_s = \frac{12 \text{ V}}{12 \text{ V}}$$

$$B_s = 1$$

$$B_p = \frac{772 \text{ Ah}}{220 \text{ Ah}}$$

$$B_p = 3,5 \approx 4$$

La configuración de las baterías según los cálculos resulta que se podría conectar tanto en serie como en paralelo, por recomendaciones del fabricante de las baterías de plomo – ácido, se recomienda conectar los acumuladores en serie y paralelo para evitar deficiencias en el rendimiento y con esto obtendremos la tensión y corriente deseada. En la **Figura 36** se muestra la configuración de las baterías en serie - paralelo propuesta.



**Figura 36.** Configuración de las baterías del proyecto.

#### 6.5.4 Disposición de los paneles

Con la finalidad de realizar la disposición o distribución de los paneles solares, se eligió la parte superior de la vivienda específicamente la zona de la cubierta. Para el arreglo de los 26 paneles se tomó en cuenta el área disponible de la vivienda y la zona donde no se puedan generar sombras a fin de evitar pérdidas en el rendimiento del sistema.

Mediante el programa Revit® versión para estudiantes primeramente se realizó el análisis de sombras del domicilio como se detalla en el **Apartado** 6.2, luego se llevó a cabo el diseño de la vivienda con la cubierta a escala expresada en la **Figura 37**.



**Figura 37.** Distribución de los paneles en la cubierta con dirección hacia la izquierda.

La mejor posición para instalar los paneles es en la parte superior frontal de la vivienda con dirección hacia la izquierda donde recibe la mayor cantidad de radiación durante el día como se puede apreciar en la **Figura 37**.



## 6.6 Selección de los conductores en instalaciones fotovoltaicas

### 6.6.1 Conductor eléctrico en corriente continua

Los conductores eléctricos recomendados para sistemas fotovoltaicos son de cable tipo PV ZZ-F, fabricado de cobre, son unipolares con doble aislamiento, permiten transportar corriente continua a una tensión de hasta 1800V. Con las **Ecuaciones** 24 y 25 se determina la sección transversal del conductor, utilizando las características del generador fotovoltaico, así como el largo del conductor y la resistividad del cobre, los resultados obtenidos se presentan a continuación.

$$I = 1,25 * 10,64 \text{ A}$$

$$I = 13,3 \text{ A}$$

$$S \geq \frac{2 * L * I * \sigma}{VA - VB}$$

$$S = \frac{2 * 1,5 \text{ m} * 13,3 \text{ A} * 0,0172 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}}{0,12\text{V}}$$

$$S = 5,7 \text{ mm}^2$$

La sección calculada transversal es de  $5,7 \text{ mm}^2$ , se seleccionó  $6 \text{ mm}^2$  y se comprobó que la sección adecuada para el conductor eléctrico del tramo panel solar hasta el interruptor magnético es de  $6 \text{ mm}^2$ , de la marca PV ZZ-F. Según la norma IEC 62930 es un conductor especial para instalaciones eléctricas. En el apartado de **Anexo 8** se muestran los detalles del conductor seleccionado.

Con las **Ecuaciones** 16 y 17 se determina la caída de tensión en el sistema fotovoltaico y la variación de voltaje respectivamente, resultados que se presentan a continuación.

$$\Delta V = 2 * \frac{(0,0172 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}) * 13,3 \text{ A} * 1,5 \text{ m}}{(6 \text{ mm}^2)}$$

$$\Delta V = 0,11$$

$$\Delta V = \frac{0,11}{41,2} * 100$$

$$\Delta V = 0,3 \%$$

El conductor utilizado en la sección baterías - caja de protecciones del inversor híbrido se calculó por medio de la **Ecuación** 21, utilizando un factor de seguridad de instalación del 15% ya que debe soportar una corriente de 16 A – 200 A, se determina una corriente de 25 A para no incidir en el funcionamiento y vida de las baterías.

$$I = 1.15 * 25 \text{ A}$$

$$I = 28,75 \text{ A}$$

El cable según la norma IEC que se adapta a la corriente de 28,75 A es de THW AWG 10, para las líneas de fase y neutro.

### 6.6.2 Conductor eléctrico para corriente alterna

El conductor seleccionado para corriente alterna es de tipo THNN #10 AWG con una sección transversal de  $5,26 \text{ mm}^2$ , para el tramo inversor e inversor híbrido – caja de protecciones y tablero principal. Acorde a los requerimientos de salida de corriente del inversor es factible el cable seleccionado ya que mediante la **Tabla 10** se puede apreciar que puede resistir hasta una corriente máxima de 40 Amperios.

**Tabla 10**

*Características del conductor tipo THNN #10 AWG.*

<b>Características del conductor en AC</b>	
Voltaje de servicio	600V
Máxima temperatura	90°C
Corriente máxima	40A
Aislante	PVC
Normativa	NTE INEN 2345

Para calcular la caída de tensión en el tramo de corriente alterna se utilizó los valores de largo del conductor, sección transversal, amperaje de salida del inversor y el valor de resistividad del cobre, a continuación, se presentan los cálculos efectuados mediante las ecuaciones 16 y 17 respectivamente.

$$\Delta V = 2 * \frac{(0,0172 \Omega \text{mm}^2 / \text{m}) * 10,1 \text{ A} * 10 \text{ m}}{(5,26 \text{ mm}^2)}$$

$$\Delta V = 0,66$$

$$\Delta V = \frac{0,66}{230} * 100$$

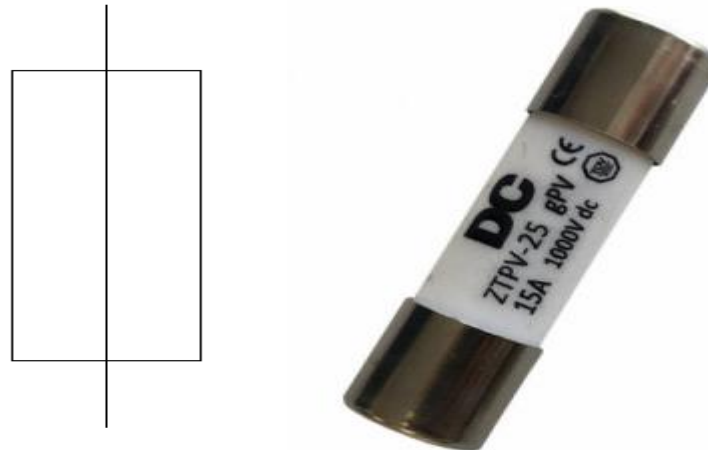
$$\Delta V = 0,29 \%$$

Se comprobó que tanto en los tramos de corriente continua y alterna, la caída de tensión es menor al 2 % permitido por la norma NEC.

## 6.7 Determinación de las protecciones en DC Y AC

La corriente que circula por el circuito en corriente continua es de 10,64 A, y utilizando un factor de seguridad de 25%, se obtienen 13,3 A.

El fusible que se seleccionó es de 15A 1000VDC 10x38 de la denominación ZTPV-25, que es necesario si existe alguna sobrecarga en los paneles o evitar el sobrecalentamiento y protección de los equipos, mediante la **Figura 38** se puede apreciar el fusible seleccionado.



**Figura 38.** Fusible seleccionado de 15A.

Para prevenir daños por sobrecarga se selecciona un interruptor termomagnético S802PV-SP16.

Con la finalidad de conocer la protección hacía las baterías se procedió a calcular mediante las **Ecuaciones 26 y 27** respectivamente, la corriente que debe soportar el interruptor, utilizando la potencia del inversor híbrido y el voltaje de las baterías con un factor de seguridad del 25%, a continuación, se presenta los cálculos desarrollados.

$$I_B = \frac{12\,000\text{ W}}{12\text{ V}}$$

$$I_B = 1000\text{ A}$$

$$I_B = 1000\text{ A} * 1,25$$

$$I_B = 1\,250\text{ A}$$

Se selecciona el disyuntor DC, en el rango de 1 000 A ajustándose a los cálculos realizados, con esto se tendrá la protección adecuada en la conexión de las baterías.

Para calcular la protección en corriente alterna se utiliza la **Ecuación 28**, en la que se necesita conocer el voltaje, la potencia, factor de seguridad, obteniendo los resultados que se presentan a continuación.

$$I_L = \frac{12\,000\text{ W}}{220\text{ V} * \cos 0,92}$$

$$I_L = \frac{12\,000\text{ W}}{219,97} * 1,25$$

$$I_L = 68,2\text{ A}$$

La corriente determinada mediante la **Ecuación 28** es de 68,2 A, se selecciona un disyuntor para proteger todo el sistema fotovoltaico conectado a la red ante cortocircuitos y sobreintensidades, el dispositivo es de 70 amperios.

En la **Tabla 11** se muestran las características del equipo de protección en el tramo inversor medidor bidireccional acorde a las características del sistema.

**Tabla 11**

*Características técnicas del disyuntor Grainger 51WF10.*

<b>Características del disyuntor Grainger 51WF10</b>	
<b>Marca</b>	Grainger
<b>Amperaje</b>	70A
<b>Voltaje nominal</b>	240VCA
<b>Capacidad máxima Interruptiva</b>	10 kA

### 6.8 Medidor bidireccional seleccionado

El medidor bidireccional seleccionado es de la marca ISKRA MT-174, multifuncional de aplicaciones comerciales e industriales, útil para instalaciones bifásicas y trifásicas. En la **Tabla 12** se muestran detalles y características técnicas del medidor.

**Tabla 12**

*Características técnicas del medidor bidireccional de la marca ISKRA MT-174.*

<b>Características técnicas</b>	
Tipo de medición	Directa
Precisión	1
Voltaje	3x120/227V
Frecuencia	60Hz
Corriente máxima	120A
Tipo de comunicación	Puerto Óptico/ RS 485

## 6.9 Sistema de puesta tierra

La puesta a tierra tiene como objetivo proteger del fallo al sistema fotovoltaico en especial las partes metálicas expuestas hacia las personas, como son tableros, tuberías y estructuras hasta lograr tener un potencial de cero se propone utilizar dos varillas Copperweld de 1.80 metros de longitud con anillos de sujeción de cobre desnudo. Uno de ellos se determinó conectar desde la parte metálica que conforma los paneles hasta el bastidor del inversor por medio de un conductor 8 AWG.

## 6.10 Cálculo de la energía diaria y anual producida por el sistema fotovoltaico

Para conocer la cantidad de energía generada durante un día y anualmente por el sistema fotovoltaico conectado a la red se utilizó las **Ecuaciones** 29 y 30 respectivamente en la que se necesita conocer la irradiación promedio sobre el panel fotovoltaico, la potencia de generación, factor de rendimiento y la irradiación estándar.

$$E_D = \frac{4,20 \text{ kWh/m}^2/\text{día} * 10,21 \text{ kWp} * 0,7}{1 \text{ kW/m}^2}$$

$$E_D = 30,02 \text{ kWh/día}$$

Considerando las pérdidas por inclinación de 6.9% mediante la **Ecuación** 20, se procedió a multiplicar la energía generada por el coeficiente presentado, para obtener un resultado más preciso, que se presenta a continuación.

$$E_D = 30,02 \text{ kWh/día} * (100 \% - 6,9 \%)$$

$$E_D = 28 \text{ kWh/día}$$

Los cálculos muestran que la energía generada en un día por el sistema fotovoltaico conectado a la red es de 28 kWh/día, mientras que en el transcurso de un año acorde a la proyección de irradiación en el sitio se expresa mediante la **Tabla** 13 utilizando un coeficiente de rendimiento del 80%, tomando en cuenta las pérdidas del sistema fotovoltaico.

**Tabla 13**

*Energía generada por el sistema fotovoltaico.*

Generación anual de energía eléctrica					
Mes	$P_{nominal}(kW)$	$HPS_{prom}(kW/m^2/día)$	PR	Nº Días	Generación Mensual (kWh/mes)
Enero	10,4	4,35	0,8	31	1 122
Febrero	10,4	4,35	0,8	28	1 013,38

Marzo	10,4	4,35	0,8	31	1 122
Abril	10,4	4,20	0,8	30	1 048,32
Mayo	10,4	4,20	0,8	31	1 083,26
Junio	10,4	4,35	0,8	30	1 085,76
Julio	10,4	4,66	0,8	31	1 201,91
Agosto	10,4	4,80	0,8	31	1 238,02
Septiembre	10,4	4,95	0,8	30	1 235,52
Octubre	10,4	5,10	0,8	31	1 315,39
Noviembre	10,4	5,25	0,8	30	1 310,4
Diciembre	10,4	5,10	0,8	31	1 315,39
Generación Anual (kWh/año)					14 091,35

La producción del sistema fotovoltaico conectado a la red en el transcurso de un año es de 14 091,35 kWh/año o 14,09 MWh/año.

#### 6.10.1.1 Cálculo del factor de planta del generador

Utilizando la **Ecuación 31** se determina el factor de planta del generador fotovoltaico considerando la producción anual, la potencia nominal del sistema y las horas de uso del sistema, a continuación, se presentan los cálculos desarrollados.

$$F_{Pa} = \frac{14\,091,35\text{ kWh}}{10,4\text{ kWh} * 8760\text{ h}}$$

$$F_{Pa} = 0,15$$

Para obtener el porcentaje de rendimiento del sistema se multiplicó el factor de planta por 100% mediante la **Ecuación 32**, obteniendo los siguientes resultados.

$$F_{Pa} = 0,15 * 100\%$$

$$F_{Pa} = 15\%$$

El rendimiento del sistema fotovoltaico es de 15% durante el año.

#### 6.10.1.2 Disminución de CO<sub>2</sub> a la atmósfera

A partir de la **Ecuación 33** se determina la disminución de CO<sub>2</sub> a la atmósfera si se implementa el proyecto.

$$\text{Disminución de CO}_2 = 0,2449\text{ t CO}_2/\text{MWh} * 14,09\text{ MWh/año}$$

$$\text{Disminución de } CO_2 = 3,45 \text{ t } CO_2/\text{año}$$

Según los cálculos la disminución de CO<sub>2</sub> evitados a la atmósfera es de 3,45 t CO<sub>2</sub>/año y con una proyección de vida del sistema fotovoltaico de 20 años la reducción será de 69 t CO<sub>2</sub>/año.

### 6.11 Diagrama unifilar del sistema

En los **Anexos** 11 y 12 se presentan el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red y con la propuesta de almacenamiento, con todos los elementos y parámetros utilizados para el diseño.

### 6.12 Comprobación efectuada por software

Utilizando el software PVsyst se realizó la simulación del proyecto considerando las características de los componentes de los equipos seleccionados para cada uno de los componentes del sistema, además se utilizó la herramienta de simulación de sombras y obstáculos para tener una perspectiva real en 3D del comportamiento solar en el lugar de estudio. Y finalmente se adjuntó el coste de cada uno de los equipos utilizados en la que incluyen valores de instalación, mantenimiento y permisos.

Los resultados obtenidos se presentan en la parte de **Anexos** 13 y 14.

### 6.13 Estudio económico

Se hace referencia al análisis de costos y beneficios de implementar un sistema fotovoltaico y de las diferentes propuestas de diseños que se adaptan a las condiciones locales mediante criterios del VAN, TIR y FRC, para obtener la viabilidad económica que conlleva ejecutar el proyecto.

#### 6.13.1 Costos por implementar el sistema fotovoltaico conectado a la red

En la **Tabla** 14 se presenta el costo de cada uno de los elementos utilizados en la instalación fotovoltaica para una vivienda ubicada en el barrio Consacola de la ciudad de Loja.

**Tabla 14**

*Costo del sistema fotovoltaico conectado a la red.*

Parámetros	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
Módulo Solar Half Cell Perc	26	\$ 175,00	\$ 4 450,00
Inversor SAJ R5-12K-T2	1	\$ 1 305,98	\$ 1 305,98

Soporte solar con estructura coplanar 3 en 1, incluye anclaje	6	\$ 190,00	\$ 1 140,00
Cable Solar 6mm PV ZZ-F (mts)	100	\$ 2,00	\$ 200,00
Cable Sólido THHN #10 AWG	1	\$ 114,10	\$ 114,10
Cable Sólido THNN #8 AWG	10	\$ 14,15	\$ 141,50
Fusible 10x38 15A 1000Vdc	2	\$ 30,54	\$ 61,08
Interruptor Termomagnético S802 PV-SP 16	1	\$ 97,16	\$ 97,16
Disyuntor Térmico Grainger 70 A	1	\$ 14,08	\$ 14,08
Medidor Bidireccional ISKRA MT-174	1	\$ 202,80	\$ 202,80
Varilla Copperwell de 1.80m	1	\$ 15,90	\$ 15,90
Conectores para paneles solares MC4	26	\$ 3,50	\$ 91,00
<b>Subtotal de Productos</b>			\$ 7 833,60
<b>Otros gastos de Inversión</b>			
Transporte de Materiales	1	\$ 1457,32	\$ 1457,32
Mano de Obra	1	\$ 400,00	\$ 400,00
Mantenimiento del Sistema	1	\$ 300,00	\$ 300,00
Otros	1	\$ 300,00	\$ 300,00
<b>Subtotal</b>			\$ 2457,32
<b>Total, de la Inversión</b>			\$ 10 290,92

Teniendo en cuenta cada uno de los precios de los materiales necesarios en la instalación de un sistema fotovoltaico con conexión a la red con una potencia de 12 kW, el valor total de la inversión para la implementación es de \$ 10 290,92 dólares americanos.

### ***6.13.2 Costos por implementar el sistema fotovoltaico conectado a la red con almacenamiento***

Se realizó el análisis del costo de inversión del sistema fotovoltaico conectado a la red con una propuesta de almacenamiento mediante la **Tabla 15**.

**Tabla 15**



*Costos del sistema fotovoltaico conectado a la red con almacenamiento.*

<b>Parámetros</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor Unitario</b>	<b>Valor Total</b>
Módulo Solar Half Cell Perc	26	\$ 175,00	\$ 4 450,00
Inversor Híbrido SUN 12-K	1	\$ 1591,19	\$ 3 250,00
Baterías Tensite	5	\$ 345,14	\$ 1 725,70
Cable Sólido THW #10 AWG	1	\$ 101,36	\$ 101,36
Disyuntor DC 200-1000 A	1	\$ 267,53	\$ 267,53
Otros	1	\$ 2 094,02	\$ 2 094,02
<b>Subtotal de Productos</b>			\$ 11 888,61
Mano de Obra	1	\$ 400,00	\$ 400,00
Transporte de Materiales	1	\$ 1 666,35	\$ 1 666,35
Cambio de Baterías (Aproximadamente a los 10 años)	5	\$ 345,14	\$ 1 725,70
Mantenimiento	10	\$ 100,00	\$ 1 000,00
<b>Subtotal</b>			\$ 4 792,05
<b>Total, de la Inversión</b>			\$ 16 680,66

El costo de implementar un sistema fotovoltaico con conexión a la red con almacenamiento es de \$16 680,66 dólares americanos.

### ***6.13.3 Comparación monterà de costos de implementación de las diferentes propuestas de diseños fotovoltaicos con conexión a la red***

En la comparativa mostrada en la **Tabla 16**, se comprueba el costo entre la implementación de un sistema fotovoltaico con conexión a la red y el sistema fotovoltaico con almacenamiento teniendo las dos propuestas disponibles para discutir su factibilidad.

**Tabla 16**

*Comparativa de propuestas de diseños fotovoltaicos conectados a la red.*

<b>Tipo de diseño fotovoltaico</b>	<b>Costo</b>
Conectado a la red	\$ 10 290,92

Con almacenamiento	\$ 16 680,66
<b>Diferencia de Costo</b>	<b>\$ -6 389,74</b>

El costo varía entre el sistema conectado a la red y el sistema de almacenamiento siendo este segundo diseño el más costoso debido a la utilización de baterías y al mantenimiento periódico de las baterías con un presupuesto adicional de \$ 6 389,74 dólares americanos.

### 6.13.3.1 Proyección de ahorro anual

El ahorro anual se realizó utilizando los datos de la **Tabla 13**, con los que se obtiene la producción de cada mes y el costo del kWh en la región interpuestas por el ARCERNNR y siguiendo los lineamientos de la regulación ARCONEL 003/18, que indica que no hay una retribución económica por excedentes de producción en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red domiciliarios, se presenta el siguiente análisis en la **Tabla 17**, **Tabla 18**, **Tabla 19** y **Tabla 20**.

**Tabla 17**

*Costo del consumo de energía con una tarifa residencial domiciliaria.*

Mes	Consumo mensual kWh	Precio /kWh (Residencial)	Costo
Enero	882,71	\$ 0,092	\$ 81,21
Febrero	908,22	\$ 0,092	\$ 83,56
Marzo	894,74	\$ 0,092	\$ 82,32
Abril	911,72	\$ 0,092	\$ 83,88
Mayo	1 059,26	\$ 0,092	\$ 97,45
Junio	912,72	\$ 0,092	\$ 83,97
Julio	896,75	\$ 0,092	\$ 82,50
Agosto	977,72	\$ 0,092	\$ 89,95
Septiembre	944,71	\$ 0,092	\$ 86,91
Octubre	900,77	\$ 0,092	\$ 82,87
Noviembre	950,72	\$ 0,092	\$ 87,47
Diciembre	984,22	\$ 0,092	\$ 90,55
<b>Costo anual</b>			<b>\$ 1 032,64</b>

**Tabla 18***Costo del consumo de energía con una tarifa comercial.*

<b>Mes</b>	<b>Consumo mensual kWh</b>	<b>Precio /kWh (Comercial)</b>	<b>Costo</b>
Enero	882,71	\$ 0,103	\$ 91,92
Febrero	908,22	\$ 0,103	\$ 93,55
Marzo	894,74	\$ 0,103	\$ 92,16
Abril	911,72	\$ 0,103	\$ 93,91
Mayo	1 059,26	\$ 0,103	\$ 109,10
Junio	912,72	\$ 0,103	\$ 94,01
Julio	896,75	\$ 0,103	\$ 92,37
Agosto	977,72	\$ 0,103	\$ 100,71
Septiembre	944,71	\$ 0,103	\$ 97,31
Octubre	900,77	\$ 0,103	\$ 92,78
Noviembre	950,72	\$ 0,103	\$ 97,92
Diciembre	984,22	\$ 0,103	\$ 101,37
<b>Costo anual</b>			<b>\$ 1 157,11</b>

**Tabla 19.***Proyección de generación fotovoltaica.*

<b>Mes</b>	<b>Producción mensual kWh</b>	<b>Precio /kWh</b>	<b>Valor</b>
Enero	1 122,00	\$ 0,092	\$ 103,22
Febrero	1 013,38	\$ 0,092	\$ 93,23
Marzo	1 122,00	\$ 0,092	\$ 103,22
Abril	1 048,32	\$ 0,092	\$ 96,45
Mayo	1 083,26	\$ 0,092	\$ 99,66
Junio	1 085,76	\$ 0,092	\$ 99,89
Julio	1 201,91	\$ 0,092	\$ 110,58
Agosto	1 238,02	\$ 0,092	\$ 113,90
Septiembre	1 235,52	\$ 0,092	\$ 113,67
Octubre	1 315,39	\$ 0,092	\$ 121,02

Noviembre	1 310,40	\$ 0,092	\$ 120,56
Diciembre	1 315,39	\$ 0,092	\$ 121,02
<b>Valor anual</b>			<b>\$ 1 296,42</b>

**Tabla 20**

*Valor consumido por energía y ahorro monetario.*

Mes	Consumo Mensual con tarifa Residencial	Consumo Mensual con tarifa Comercial	Valor de Ahorro con generación fotovoltaica con tarifa Residencial	Valor de Ahorro con generación fotovoltaica con tarifa Comercial	Total, de Ahorro con tarifa de 0,092 USD/kWh	Total, de Ahorro con tarifa de 0,103 USD/kWh	Subtotal de Ahorro
Enero	\$ 81,21	\$ 91,92	\$ 103,22	\$ 115,57	\$ 22,01	\$ 23,65	\$ 45,66
Febrero	\$ 83,56	\$ 93,55	\$ 93,23	\$ 104,38	\$ 9,67	\$ 10,83	\$ 20,50
Marzo	\$ 82,32	\$ 92,16	\$ 103,22	\$ 115,57	\$ 20,90	\$ 23,41	\$ 44,31
Abril	\$ 83,88	\$ 93,91	\$ 96,45	\$ 107,98	\$ 12,57	\$ 14,07	\$ 26,64
Mayo	\$ 97,45	\$ 109,10	\$ 99,66	\$ 111,58	\$ 2,21	\$ 2,48	\$ 4,69
Junio	\$ 83,97	\$ 94,01	\$ 99,89	\$ 111,83	\$ 15,92	\$ 17,82	\$ 33,74
Julio	\$ 82,50	\$ 92,37	\$ 110,58	\$ 123,80	\$ 28,08	\$ 31,43	\$ 59,51
Agosto	\$ 89,95	\$ 100,71	\$ 113,90	\$ 127,52	\$ 23,95	\$ 26,81	\$ 50,76
Septiembre	\$ 86,91	\$ 97,31	\$ 113,67	\$ 127,26	\$ 26,76	\$ 29,95	\$ 56,71
Octubre	\$ 82,87	\$ 92,78	\$ 121,02	\$ 135,49	\$ 38,15	\$ 42,71	\$ 80,86
Noviembre	\$ 87,47	\$ 97,92	\$ 120,56	\$ 134,97	\$ 33,09	\$ 37,05	\$ 70,14
Diciembre	\$ 90,55	\$ 101,37	\$ 121,02	\$ 135,49	\$ 30,47	\$ 34,12	\$ 64,59
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1 032,64</b>	<b>\$ 1 157,11</b>	<b>\$ 1 296,42</b>	<b>\$ 1 451,44</b>	<b>\$ 263,28</b>	<b>\$ 294,32</b>	<b>\$ 558,11</b>

El ahorro económico anual es de \$ 1 296,42 dólares americanos para una tarifa residencial mientras que de \$ 1 451,44 es el ahorro económico para una tarifa comercial, teniendo en cuenta que todo el sistema tendrá producción fotovoltaica, en el transcurso de la noche se propuso abastecer mediante baterías solares.

Entre las dos tarifas residenciales y comerciales existe un ahorro por kWh consumido de \$ 558,11 cuya energía por excedente puede ser inyectada a la red

### 6.13.3.2 Cálculo del VAN y TIR

Mediante la **Ecuación 34** se utilizó para calcular el VAN, obteniendo resultados de la viabilidad del proyecto. Un dato que se debe considerar es la tasa de interés activa de 8,49% para proyectos corporativos, información obtenida del Banco Central del Ecuador (BCE, 2022).

Para el cálculo del VAN considera como referencia el período de operación del sistema fotovoltaico de 20 años registrados a partir de la fecha de suscripción del contrato, así como lo establece en la Regulación ARCERNN 001/2021, en la **Tabla 21** y **Figura 39** se expone el análisis desarrollado.

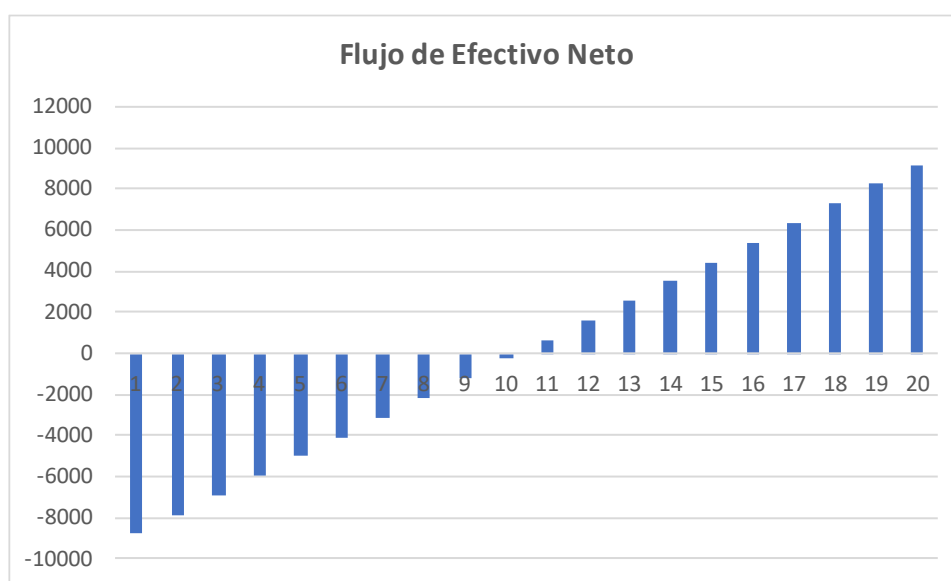
El dato de inversión se tomó como referencia del costo e instalación de equipos expresado en el **Apartado 6.13.1** y **6.13.2** para las dos propuestas de diseño.

**Tabla 21**

*Cálculo del VAN y TIR para un sistema fotovoltaico conectado a la red.*

Tasa de interés anual	8,49 %	Inversión	\$ 10 290,92	Vida útil del proyecto	20 años
Año	Inversión (\$)	Beneficio (\$)	Flujo de Efectivo Neto (\$)		
0	10 290,92	- 10 290,92	- 10 290,92		
1		1 296,42	-8 994,50		
2		1 296,42	-7 698,08		
3		1 296,42	-6 401,66		
4		1 296,42	-5 105,72		
5		1 296,42	-3 808,82		
6		1 296,42	-2 512,40		
7		1 296,42	-1 215,98		
8		1 296,42	80,44		
9		1 296,42	1 376,86		
10		1 296,42	2 673,28		
11		1 296,42	3 969,70		
12		1 296,42	5 266,12		
13		1 296,42	6 562,54		
14		1 296,42	7 858,96		

15		1 296,42	9 155,38
16		1 296,42	10 451,80
17		1 296,42	11 748,22
18		1 296,42	13 044,64
19		1 296,42	14 341,06
20		1 296,42	15 637,48
<b>VAN</b>	<b>\$ -10 266,77</b>	<b>TIR</b>	<b>11%</b>



**Figura 39.** Representación del flujo de caja acumulado.

El resultado del cálculo de la **Tabla 21** y **Figura 39** representa un VAN negativo y el TIR inferior al costo de oportunidad, de acuerdo al análisis económico desarrollado el proyecto no es rentable implementar, al tener una tasa de interés alta hace que el proyecto sea negativo por lo que se optaría por acceder a una tasa de interés inferior para que el proyecto sea rentable.

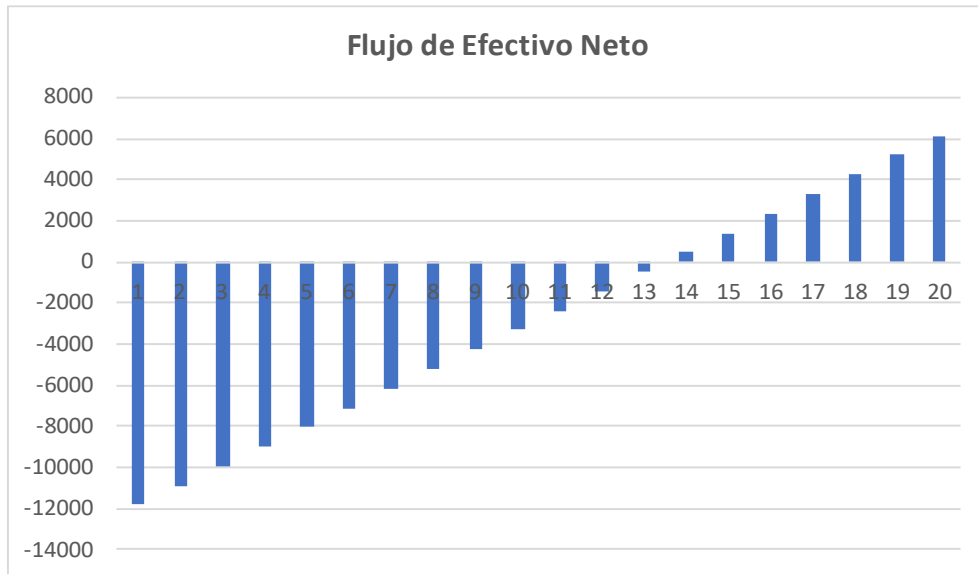
A continuación, en la **Tabla 22** y **Figura 40** se exponen el análisis económico para un sistema fotovoltaico conectado a la red con almacenamiento.

**Tabla 22.**

*Cálculo del VAN y TIR para un sistema fotovoltaico conectado a la red con almacenamiento.*

<b>Tasa de interés anual</b>	8,9 %	<b>Inversión</b>	\$ 16 680,66	<b>Vida útil del proyecto</b>	20 años
------------------------------	-------	------------------	--------------	-------------------------------	---------

<b>Año</b>	<b>Inversión (\$)</b>	<b>Beneficio (\$)</b>	<b>Flujo de Efectivo Neto (\$)</b>
0	16 680,66	- 16 680,66	- 16 680,66
1		1 296,42	- 15 384,24
2		1 296,42	- 14 087,82
3		1 296,42	- 12 791,40
4		1 296,42	- 11 494,98
5		1 296,42	- 10 198,56
6		1 296,42	- 8 902,14
7		1 296,42	- 7 605,72
8		1 296,42	- 6 309,30
9		1 296,42	- 5 012,88
10		1 296,42	- 3 716,46
11		1 296,42	- 2 420,04
12		1 296,42	- 1 123,62
13		1 296,42	172,80
14		1 296,42	1469,22
15		1 296,42	2 765,64
16		1 296,42	4 062,06
17		1 296,42	5 358,48
18		1 296,42	6 654,90
19		1 296,42	7 951,32
20		1 296,42	9 247,74
<b>VAN</b>	<b>\$ - 15 723,12</b>	<b>TIR</b>	<b>5%</b>



**Figura 40.** Representación del flujo de caja acumulado para un sistema con almacenamiento.

Mediante la **Tabla 18** se conoció los resultados del VAN Y TIR para el proyecto con una propuesta de almacenamiento, la inversión es de \$16 680,66 dólares americanos, y los resultados económicos muestran pérdidas por la implementación del proyecto, se determina que no es rentable implementar el proyecto, esto debido al costo de la energía en la región subsidiada por el estado.

### 6.13.3.3 Cálculo del factor de recuperación del capital (FRC)

Mediante la **Ecuación 36** se calculó el FRC para conocer el tiempo que se demora en recuperar la inversión inicial.

$$F_{RC} = \frac{\ln \left( \frac{-1\ 296,42}{10\ 290,92 * 0,0849 - 1\ 296,42} \right)}{\ln (1 + 0,0849)}$$

$$F_{RC} = 13,8$$

El resultado obtenido permite evidenciar que la recuperación de la inversión se la realiza a los 13 años con 8 meses después de instalarse el sistema fotovoltaico conectado a la red mientras que la recuperación de la inversión para un sistema fotovoltaico con almacenamiento se la realiza a los 22 años con 4 meses.

### 6.13.3.4 Cálculo del LCOE

Para calcular el LCOE se utilizó la **Ecuación 37**, teniendo en cuenta los costos de inversión, operación y mantenimiento para cada año del sistema fotovoltaico conectado.

$$LCOE = \frac{\$ 10\ 290,92}{28\ 1827\ kWh}$$

$$LCOE = \$ 0,037/kWh$$



$$LCOE = \frac{\$ 16\,680,66}{28\,1827 \text{ kWh}}$$

$$LCOE = \$ 0,059/kWh$$

El costo normalizado de la energía (LCOE) es de \$0,037/kWh para un sistema fotovoltaico conectado a la red mientras que para un sistema con almacenamiento es de \$0,059/kWh.

## 7. Discusión

El proyecto “Análisis comparativo de diseño y valoración económica para un sistema fotovoltaico domiciliario conectado a red” se desarrolla con un análisis metodológico de diferentes variables y procedimientos para la instalación de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red que se adapten a la Regulación ARCERNNR 001/2021. El estudio desarrollado permite determinar la configuración técnica para el diseño de un sistema fotovoltaico mediante un cálculo numérico, considerando la posición geográfica del Ecuador con un recurso solar constante.

Para el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red se basa en la metodología planteada por el autor Espitia Christian (2017), que consiste en diseñar acorde al “método del peor mes”, esto significa con el valor de radiación en el mes más crítico y con el valor de máxima demanda de energía eléctrica por parte de la vivienda.

Para obtener el consumo eléctrico mensual y diario de la vivienda se instaló el equipo Efergy que permite medir en tiempo real el consumo de energía en una vivienda, edificio o negocio. Este equipo puede arrojar datos de energía y la potencia máxima consumida en determinados intervalos de tiempos. Los valores utilizados para el diseño del sistema son de 30,03 kWh para el consumo energético máximo presentado en un día y el consumo mensual es de 764,72 kWh mientras que los datos de radiación más crítica en la zona son de 4,20  $kW/m^2/día$ , correspondiente a los meses de abril y mayo, estos valores de radiación son obtenidos del Atlas Solar del Ecuador (2021) con fines de generación eléctrica.

Otra parte fundamental es el análisis del lugar de instalación del sistema fotovoltaico teniendo en cuenta el área disponible y las sombras presentes que puedan interferir en el desempeño u funcionamiento del sistema al encontrarse el proyecto en una zona poblada con presencia de edificaciones y árboles de tamaño considerable. De igual forma el cálculo de la inclinación de los paneles solares debe ir acorde a la orientación de la cubierta o ente 5° a 15° para su autolimpieza similar a lo expresado por Romero Christian (2020).

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red y los sistemas fotovoltaicos conectados a la red con respaldo (con banco de baterías) tienen la funcionalidad similar, lo que varía es la utilización de baterías que implica un aumento en el costo de la inversión, pero reduciría el consumo por suministro de energía eléctrica por parte de la red pública, adicional se abastecería en horas nocturnas o cuando el servicio de la red pública presente fallas. Al inclinarse por alguna de las dos propuestas planteadas es por un sistema On Grid sin respaldo de baterías tanto por sus costos de implementación y el rendimiento de todo su sistema alcanzando un 80%

mientras que el rendimiento de las baterías viene expresado por la relación entre la energía que puede proporcionar una batería y la cantidad necesaria de energía a reponer para alcanzar un estado preliminar corroborando a lo expresado por Sfe-solar (2019).

Una parte destacada del proyecto realizado es el retorno de la inversión, obteniendo resultados bajos para estos proyectos ya que la Regulación ARCERNNR 001/2021 no beneficia ni tiene incentivos económicos por los excedentes de energía inyectada a la red, debido a que la regulación establece que en el lapso de 2 años se resetea el crédito energético del sistema. Según esta regulación la vida útil de los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red es de 20 años y dentro del período de recuperación del capital para este proyecto es superior a los 13 años con el sistema conectado a la red y 22 años para el sistema con almacenamiento, demostrando que no son factibles este tipo de sistemas por su extensa recuperación de la inversión a largo plazo. La propuesta de uso de baterías en horario nocturno no contribuyó en beneficios económicos, lo que sí aumentó el costo de financiación del proyecto ya que implica utilización de otros equipos y gastos adicionales de mantenimientos y cambios periódicos que implica la instalación de estos equipos.

## 8. Conclusiones

- Se determinó la demanda máxima registrada en la vivienda mediante la utilización del equipo Efergy, datos de la EERSSA y el análisis de cuadro de cargas, obteniendo una potencia máxima de 3,8 kW, está se presenta en un horario de trabajo a partir de las 11 am, donde existe la mayor concentración de cargas y la energía promedio diaria es de 24,7 kW/h mientras que la energía máxima consumida en un día es de 30,03 kW/h, siendo estos valores los utilizados para el diseño del sistema fotovoltaico.
- Se diseñó el sistema mediante la metodología del peor mes de radiación en la ciudad de Loja de 4,20 kWh/m<sup>2</sup>/día, dimensionando los equipos y materiales para el sistema de generación fotovoltaico propuesto mediante una secuencia de cálculos analíticos y posteriormente con la ayuda de software especializado se comprobaron los resultados obtenidos. El sistema consta de 26 módulos en serie de 400 Wp de la marca Half Cell Perc, un inversor con conexión a la red y otro híbrido para el sistema de almacenamiento con capacidad de 12 kW, el sistema de almacenamiento de 220 Ah a una tensión de 12 V.
- Al seguir los lineamientos de la Regulación ARCERNN 001/2021 se concluye que no existe incentivo ni remuneración económica por los excedentes de energía inyectada a la red, la regulación no permite una rentabilidad de inversión de los proyectos ya que el tiempo útil de vida para estos proyectos es de 20 años y en el estudio realizado resultó ser superior a los 13 y 23 años el retorno de la inversión en los sistemas con conexión a la red y con almacenamiento respectivamente.
- La propuesta de uso de baterías de almacenamiento para este proyecto no es viable ya que aumenta la inversión inicial y si se compara con el precio de venta de energía por parte de las empresas distribuidoras resulta más económico conectarse a la red en horarios nocturnos que adherirse al uso de baterías, resultando el valor del Costo Normalizado de la Energía (LCOE) de 0,37 USD por cada kWh generado en un sistema fotovoltaico con conexión a la red mientras que para la generación con un sistema de almacenamiento es de 0,59 USD teniendo poca competitividad con el precio de 9,2 centavos de dólar por cada Kilovatio-hora interpuestas por el ARCERNNR.

- El estudio económico permitió conocer que en las dos propuestas de diseños fotovoltaicos no son viables ya que registran un VAN negativo en ambos casos -10 266,77 y -15 723,12 sucesivamente, así como el TIR de 5% no alcanza la rentabilidad suficiente para la inversión.

## **9. Recomendaciones**

- Para el diseño de los sistemas fotovoltaicos se debe tener en cuenta el área de trabajo, el ángulo de inclinación de los paneles, orientación, sombras existentes y las posibles en futuro ante construcciones venideras que puedan afectar el rendimiento del sistema y termine siendo vulnerable su implementación.
- Se recomienda realizar un estudio económico para sistemas fotovoltaicos con conexión a la red e híbridos que permitan una rentabilidad en la implementación de los proyectos sin ajustarse a los valores de tarifas eléctricas interpuestas en el país.
- Analizar en futuras investigaciones si los transformadores de distribución pueden disminuir su vida útil por el ingreso de generación fotovoltaica en las redes secundarias de distribución.

## 10. Bibliografía

- Aching, C. (2006). Matemáticas Financieras Para Toma De Decisiones Empresariales (J. Martínez, Ed.). [http://www.adizesca.com/site/assets/me-matematicas\\_financieras\\_para\\_toma\\_de\\_decisiones\\_empresariales-ca.pdf](http://www.adizesca.com/site/assets/me-matematicas_financieras_para_toma_de_decisiones_empresariales-ca.pdf)
- Alonso Lorenzo, J. A. (2021). Calcular placas solares necesarias para instalación aislada. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/calcular-paneles-solares-necesarios-para-sistemas-aislados/>
- Alternative Energy Tutorials. (2022, June 16). Paneles solares conectados en paralelo. Parallel Connected Solar Panels. <https://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/parallel-connected-solar-panels.html>
- AMCOP. (2020). Informe de calculos para sistema solar fotovoltaico. Cálculos STMA FV Para Proyecto AMCOP , 1–10. <https://new.abb.com/drives/es/eficiencia-energetica>.
- ARCERNR-013/2021. (2021). El directorio de la agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables.
- Arqhys. (2012, December 4). Conductor electrico. Conductor Eléctrico. <https://www.arqhys.com/construccion/conductor-electrico.html>
- Aurora. (2022, May 9). Conceptos básicos de cableado de paneles solares. Aurora. <https://www.aurorasolar.com/blog/solar-panel-wiring-basics-an-intro-to-how-to-string-solar-panels/>
- AutoSolar. (2022, November 17). Inversor Trifásico Híbrido Growatt MOD 8000TL3-XH | Descripción Del Inversor Trifásico Híbrido Growatt MOD 8000TL3-XH. <https://autosolar.es/inversores-hibridos/inversor-trifasico-hibrido-growatt-mod-8000tl3-xh>
- BCE. (2022, November). Tasas de Interés. Tasas de interés activas efectivas referenciales vigentes para el sector financiero privado, público y, popular y solidario.
- Benavente Candial, I. (2015). Análisis de un sistema fotovoltaico híbrido doméstico [Universidad Carlos III DE Madrid Escuela Politécnica Superior]. [https://earchivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/23575/TFG\\_Ismael\\_Candial\\_Benavente\\_2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://earchivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/23575/TFG_Ismael_Candial_Benavente_2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Bermeo Iván, & Matute Lucas. (2020). “Análisis de factibilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico conectado a la red, estudio de caso grandes superficies comerciales.”
- Buele Carlos, & Chazi Andrés. (2019). Modelación del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca. Universidad Politécnica Salesiana.

Burbano, J. (2022). Viabilidad técnica y económica para la inversión de generación distribuida y autogeneración fotovoltaicas [Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito]. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/22176/1/UPS%20-%20TTS663.pdf>

Calsi-Silva, B., Angulo-Abanto, J., Conde-Mendoza, L., Muñoz-Cerón, E., Grieseler, R., Guerra-Torres, J., Casa-Higueras, J. de la, Palomino-Töfflinger, J., Calsi-Silva, B., Angulo-Abanto, J., Conde-Mendoza, L., Muñoz-Cerón, E., Grieseler, R., Guerra-Torres, J., Casa-Higueras, J. de la, & Palomino-Töfflinger, J. (2020). Procedimiento del cálculo de la potencia nominal de un generador fotovoltaico. *Tecnia*, 30(1), 22–26. <https://doi.org/10.21754/TECNIA.V30I1.834>

Carbonell, M. (2022, February 18). Eficiencia energética de las baterías solares. ¿Cuál Es La Eficiencia Energética de Las Baterías Solares? <https://www.hogarsense.es/placas-solares/eficiencia-energetica-baterias-solares>

Carranza Montenegro, D. (2019). Microgeneración fotovoltaica con el software PVSYST en el centro poblado San Marcos – Lambayeque [Universidad Nacional “Pedro Ruiz Gallo”]. <https://1library.co/document/yj7gwrpy-microgeneracion-fotovoltaica-software-pvsyst-centro-poblado-marcos-lambayeque.html>

Carrillo, E. J., & Carreño, S. G. (2021). Documentación para la inscripción del medidor bidireccional en un sistema Fotovoltaico Seminario Energía Solar Fotovoltaico [Unidades Tecnológicas de Santander]. <http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/7015/F-DC-25%20Informe%20final.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Castro Martínez, J., Domínguez Gómez, M., & Villaseñor, R. (2019). Sistemas de almacenamiento mediante baterías electroquímicas. Contribución a la integración de energías renovables. Universidad Carlos III de Madrid, 1–15. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.21067.23843>

Celsia. (2018, May 5). Celsia. <https://www.celsia.com/es/blog-celsia/paneles-solares-como-funcionan-y-que-son/>

Cisterna, L., Améstica, L., & Piderit, B. (2020). Proyectos Fotovoltaicos en Generación Distribuida ¿Rentabilidad Privada o Sustentabilidad Ambiental? *Revista Politécnica*, 45(2), 31–40. <https://doi.org/10.33333/RP.VOL45N2.03>

CLAMPER. (2016). Protección contra sobretensiones en sistemas fotovoltaicos. Clamper Industria E Comercios. A. [www.clamper.com.mx](http://www.clamper.com.mx)

Cornejo Héctor. (2013). Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el Centro Materno



Infantil de la Universidad de Piura. Universidad de Piura.

Cornejo Lalupú, H. A. (2013). sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la Universidad de Piura.

Cortés, C. L., Gómez-Gómez, G. S., Betancur-Londoño, F., Carvajal-Quintero, S. X., Guerrero-González, N., Cortés, C. L., Gómez-Gómez, G. S., Betancur-Londoño, F., Carvajal-Quintero, S. X., & Guerrero-González, N. (2020). Análisis experimental del desempeño de un sistema solar fotovoltaico con inversor centralizado y con microinversores: caso de estudio Manizales. *TecnoLógicas*, 23(47), 3–23. <https://doi.org/10.22430/22565337.1403>

CTFE. (2019, November). Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador. factor de emisión de CO2 del sistema nacional Interconectado de Ecuador Informe 2019. [https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor\\_de\\_emision\\_de\\_co2\\_del\\_sistema\\_nacional\\_interconectado\\_de\\_ecuador\\_-\\_informe\\_2019.pdf](https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor_de_emision_de_co2_del_sistema_nacional_interconectado_de_ecuador_-_informe_2019.pdf)

Díaz Corcobado, T., & Carmona Rubio, G. (2018). Componentes de una instalación solar fotovoltaica (T. Díaz Corcobado & G. C. Rubio, Eds.; 1st ed.). MC GRAW HILL. <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

Díaz, F. J. (2015, March 23). Características Eléctricas de los paneles fotovoltaicos. Características eléctricas de los paneles fotovoltaicos. <https://juanfrancisco207.wordpress.com/2015/03/23/caracteristicas-electricas-de-los-paneles-fotovoltaicos/>

Duvergel, Y., & Argota, L. (2017). Estudio de factibilidad económica del producto sistema automatizado cubano para el control de equipos médicos. *3C Tecnología*, 6(24), 53–54. <https://www.3ciencias.com/wp-content/uploads/2017/12/Art4-1.pdf>

ECO WORTHY. (2021, July 9). Conexión Paneles Solares-Serie, Paralelo y Serie-Paralelo. ECO WORTHY. <https://www.eco-worthy.com/blogs/news/solar-panels-connection-methods-series-parallel-and-series-parallel>

Ekinci, F., Yavuzdeğer, A., Nazlıgül, H., Esenboğa, B., Doğru Mert, B., & Demirdelen, T. (2022). Experimental investigation on solar PV panel dust cleaning with solution method. *Solar Energy*, 237, 1–10. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2022.03.066>

Endesa. (2022, June 2). Cuántos paneles solares necesito para mi casa. Cuántas Placas Solares Necesita Tu Casa. <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/calcular-cuantas-placas-solares-necesita-una-casa>

e-ENERGY. (2021). Tipos de cable para instalaciones solares. Entérese de Lo Nuevo En Energía

Renovable. <http://e-xxi.com/index.php/blog/15-e-xxi-blog/86-tipos-de-cable-para-instalaciones-solares-fotovoltaicas-2>

Espitia Gonzáles, C. H. (2017). Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos Conectado a la Red. <https://clustersantander.com/media/dc12ea5380eff4f8c96988604f53b2949d2b4149.pdf>

Espitia Rey, C. M. (2017). Guía Metodológica para la implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia. Universidad de Santander.

García Castro, C. (2015). Simulación de instalaciones fotovoltaicas con PVSYSY [Universidad de Jaén].

<https://tauja.ujaen.es/bitstream/10953.1/4226/1/TFG%20Carlos%20Garc%20C3%ADa%20Castro.pdf>

Gerardo, V.-G., Raymundo, M.-R. P., & Miguel, S.-Z. J. (2015). High Efficiency Single-Phase Transformer-less Inverter for Photovoltaic Applications. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 16(2), 173–184. <https://doi.org/10.1016/J.RIIT.2015.03.002>

Gonzales Zamora, V. (2020a). Tecnología de Inversores en Sistemas Fotovoltaicos. [http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2020/07/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora\\_compressed.pdf](http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2020/07/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora_compressed.pdf)

Gonzales Zamora, V. (2020b). Efecto sombra en los paneles solares. <https://keeui.com/wp-content/uploads/2020/09/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora.pdf>

González Santacruz, C. A. (2015). Análisis técnico de los diferentes tipos de baterías comercialmente disponibles para su integración en el proyecto de una microrred aislada [Universidad Distrital Francisco José de Caldas]. <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/3663/ANA%CC%81LISIS%20TE%CC%81CNICO%20DE%20LOS%20DIFERENTES%20TIPOS%20DE%20BATERI%CC%81AS%20COMERCIALMENTE%20DISPONIBLES%20PARA%20SU%20INTEGRACION%CC%81N%20EN%20EL%20PROYECTO%20DE%20UNA%20MICRORRED%20AISLADA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Heisig, F., & Mohr, A. (2016). Costo de abatimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema.

<https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm>

INELDEC. (2022, Julio 11). Medidor bidireccional contador trifásico ISKRA MT-174 - Paneles Solares Colombia Lámparas Solares Ingeniería Eléctrica Energía Solar Baterías Solares Cúcuta Materiales. Medidor Bidireccional Contador Trifásico ISKRA MT-174.

<https://ineldec.com/producto/medidor-bidireccional-contador-trifasico-iskra/>

Medina Fernando. (2021). Gestión de Potencia Activa de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica en Condiciones de Alta Penetración [Tecnológico Nacional de México]. [https://rinacional.tecnm.mx/bitstream/TecNM/2629/1/Tesis\\_Fernando%20Medina%20final.pdf](https://rinacional.tecnm.mx/bitstream/TecNM/2629/1/Tesis_Fernando%20Medina%20final.pdf)

Miranda Escobar, M. A. (2016). Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la ley N° 20.571.

Muñoz, J., Rojas, M., & Barreto, C. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius*, 19, 60–68. <https://doi.org/10.17163/INGS.N19.2018.06>

Orts Grau, S., Gimeno Sales, F. J., Seguí Chilet, S., González Altozano, P., Balbastre Peralta, I., Palau Estevan, C. V., Gasque Albalate, M., & Escribá Aparisi, A. (2020). Instalación Fotovoltaica con Almacenamiento en Baterías de Litio para la Inclusión de los Objetivos de Desarrollo Sostenibles en las Ingenierías. XIV Congreso de Tecnologías Aplicadas a La Enseñanza de La Electrónica, 1–8.

Palomino Álvaro. (2012). Análisis de los datos técnicos de los inversores fotovoltaicos de conexión a red [Universidad Carlos III de Madrid]. [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16894/TFG\\_Alvaro\\_Palomino\\_Estebanz.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16894/TFG_Alvaro_Palomino_Estebanz.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Pavón Narváez, G. A. (2018). Cálculo del rendimiento de baterías en sistemas fotovoltaicos usando criterios de eficiencia energética. Universidad Politécnica Salesiana.

Pelayo Huidobro, M. (2016). Diseño de una estructura soporte para un módulo integrado de placa fotovoltaica.

Pérez Rico, J. (2020). Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción [Universidad Politécnica de Valencia]. [https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/150066/48676167\\_TFG\\_1593717588190904664074408824533.pdf?sequence=1](https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/150066/48676167_TFG_1593717588190904664074408824533.pdf?sequence=1)

Phocos. (2021, August 25). Dónde y por qué utilizar inversores híbridos en aplicaciones solares. Un Inversor Híbrido Puede Ser Una Solución Todo En Uno. Aprenda Dónde y Por Qué Diseñar Con Este Tipo de Inversor. <https://www.phocos.com/es/sin-categorizar/donde-y-por-que-utilizar-inversores-hibridos-en-aplicaciones-solares/>

Pinilla Mondragón, J. D., & Muñoz Valderrama, C. A. (2021). Sistema puesta tierra y apantallamiento de sistemas fotovoltaicos [Unidades Tecnológicas de Santander].

<http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/7499/F-DC-125%20informe%20final.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Polo Bravo, C. A., Cohaila Mayta, Y., Torres Muro, H. A., de La Gala Contreras, A., Polo Bravo, C. A., Cohaila Mayta, Y., Torres Muro, H. A., & de La Gala Contreras, A. (2021). Caracterización Térmica-Energética de un Sistema Fotovoltaico de 3,3 kWp Interconectado a la Red Eléctrica: 2015-2019. *Tecnia*, 31(1), 67–76. <https://doi.org/10.21754/TECNIA.V21I1.1315>

Pontón Deluquez, J. L. (2019). Sistemas Multifuncionales e Híbridos GELA. [https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2019/07/Sistemas-GELA\\_Multi\\_E\\_Hibridos\\_BP.pdf](https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2019/07/Sistemas-GELA_Multi_E_Hibridos_BP.pdf)

Potes Valencia, P. W. (2019). Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque b de la Universidad Técnica de Cotopaxi. Universidad Técnica de Cotopaxi.

PVsyst. (2022, November 25). PVsyst 7.2. <https://www.pvsyst.com/>.

Quintero, V., & Aguilar, O. (2021). Baterías de Ion Litio: características y aplicaciones. *I+D Tecnológico*, 17(1).

Rabelo Rivera, E. (2016). Diseño del sistema de tierra física para instalación fotovoltaica, CIDE Aguascalientes Autor: Ernesto Rabelo Rivera. [http://repositorio.upsin.edu.mx/formatos/Ernesto\\_Rabelo\\_Rivera%20%20Diseno\\_de\\_sistema\\_de\\_tierra\\_fisica\\_para\\_sistema\\_fotovoltaico\\_CIDE\\_Aguascalientes351.pdf](http://repositorio.upsin.edu.mx/formatos/Ernesto_Rabelo_Rivera%20%20Diseno_de_sistema_de_tierra_fisica_para_sistema_fotovoltaico_CIDE_Aguascalientes351.pdf)

Regulación ARCONEL-003/18. (2018). Codificación Regulación ARCONEL-003/18.

Renova Energía. (2020, Noviembre 14). Energía Solar Fotovoltaica Conexión de Red. Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados o de Conexión a Red Pública. <https://www.renova-energia.com/energia-renovable/energia-solar-fotovoltaica-conexion-de-red/>

Rivera Regalado, R., & Reyes Chacón Luis Dayan. (2018). Comportamiento energético de un Sistema Fotovoltaico Autónomo; efectos del sombreado y la variación de las cargas [ISMMM]. <https://ninive.ismm.edu.cu/bitstream/handle/123456789/1766/RiveraReyes.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Robaldo, A. (2018, April 6). Configuraciones de Baterías en Serie y Paralelo. Battery University. <https://batteryuniversity.com/article/bu-302-configuraciones-de-bater%C3%ADas-en-serie-y-paralelo>

Rodríguez Miguel. (2018). Diseño e implementación de un inversor fuente Z-Multinivel controlado por un FPGA integrando un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica”.

Rodríguez, R., Osma, G., Solano, J., Roche, R., & Hissel, D. (2021). Un marco para la

resiliencia de las redes eléctricas de BT con inyección de energía fotovoltaica. *Tecnura*, 25(70), 71–89. <https://doi.org/10.14483/22487638.18629>

Romero Márquez, C. (2020). Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en el Ecuador en baja tensión.

Rondon, F. (2015). Sistemas fotovoltaicos Consideraciones técnicas. <https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2018/12/ABB-SKP-Consideraciones-t%C3%A9cnicas-y-Dimensionamiento.pdf>

Sánchez, S., & Gil, J. (2016). Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico interconectado a red con soporte de almacenamiento en la universidad tecnológica de Pereira [Universidad Tecnológica de Pereira]. <https://core.ac.uk/download/pdf/84108376.pdf>

Sanz, M. (2021, July 21). Diferencias entre inversores centrales y de cadena | NextCity Labs. Next City Labs. <https://nextcitylabs.com/global/es/diferencias-entre-inversores-centrales-y-de-cadena/>

Sebastián Eliseo. (2019, July 11). Ángulo de inclinación de paneles solares. *Energía Solar*. <https://eliseosebastian.com/angulo-de-inclinacion-de-paneles-solares/>

Serrano Raúl. (2019, September 26). Comportamiento eléctrico de un panel fotovoltaico. *Tritec Intervento*. <https://tritec-intervento.cl/comportamiento-electrico-de-un-panel-fotovoltaico/>

Solé Carles. (2022, February 14). Baterías de ion litio. *Baterías de Ion Litio: ¿qué Son?* <https://blog.toyota-forklifts.es/que-son-las-baterias-de-litio>

Tarifasgasluz. (2021, August 25). Orientación e inclinación óptimas de las placas fotovoltaicas. ¿Cómo Orientar e Inclinare Mi Instalación Fotovoltaica? <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/instalacion/inclinacion-y-orientacion>

Tasinchana, C. (2021). Propuesta técnica económica para un sistema de generación solar fotovoltaico conectado a red para el supermercado mi rey ubicado en la ciudad de Ibarra.

Tecnosol. (2021, May 5). Características eléctricas de los paneles solares. *Características Eléctricas de Los Paneles Solares*. <https://tecnosolab.com/noticias/caracteristicas-electricas-de-los-paneles-solares/>

Vélez, F. (2020). Metodología para la obtención del potencial solar en la región sur del Ecuador [Universidad Nacional de Loja]. [https://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/23556/1/Freddy%20Jos%c3%a9\\_%20V%c3%a9lez%20%20Medina.pdf](https://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/23556/1/Freddy%20Jos%c3%a9_%20V%c3%a9lez%20%20Medina.pdf)

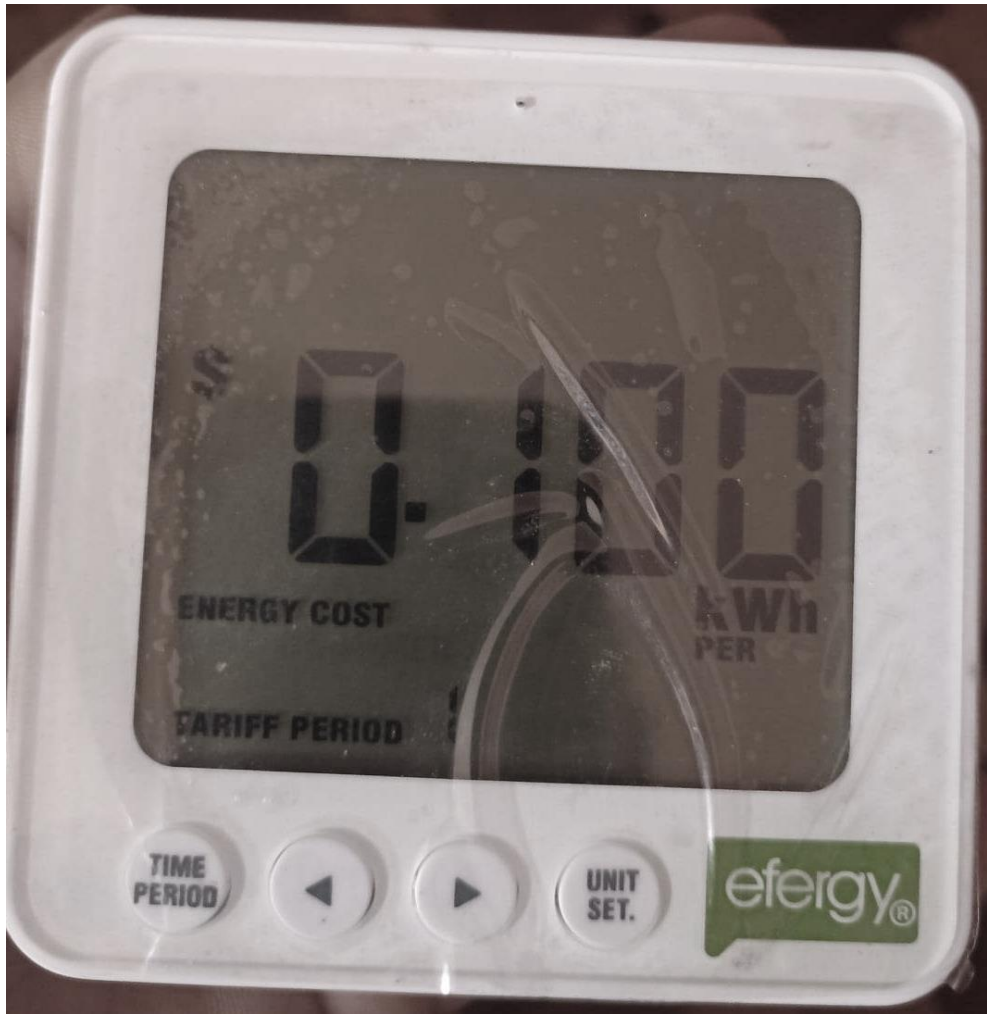
Wega Energy. (2021, noviembre 23). Sistema híbrido. ¿Cuándo Elegir Un Sistema Híbrido? <https://wega-energy.com/producto/sistema-hibrido/>

YUBASOLAR. (2015, March 30). Partes fundamentales que componen un inversor. YUBA.  
<http://www.yubasolar.net/2015/03/partes-fundamentales-que-componen-un.html>

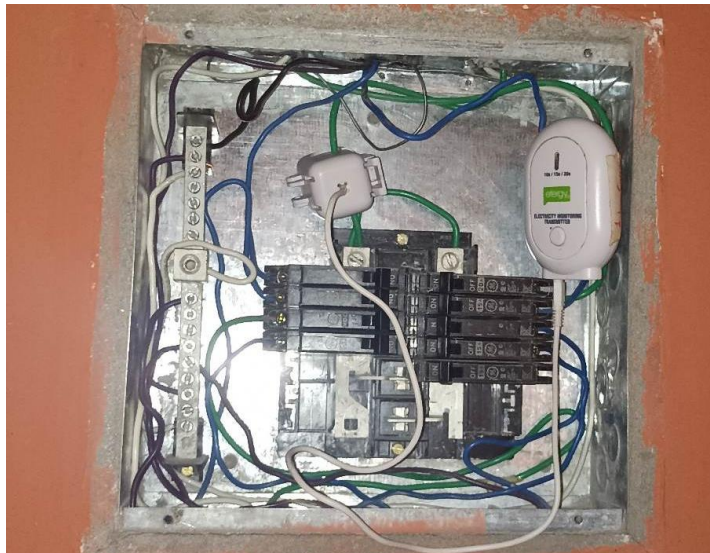
Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica. (2021). Ariae.org. Recuperado el 14 de abril de 2023, de <https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-solar-del-ecuador-con-fines-de-generacion-electrica>

## **11. Anexos**

*Anexo I. Configuración del Equipo Efergy Engage.*



*Anexo 2. Instalación de sensor de medición de corriente del equipo Efergy Engage en el tablero principal de la vivienda.*



Anexo 3. Planillas de informe energético diario.

**eLink** Informe energético diario

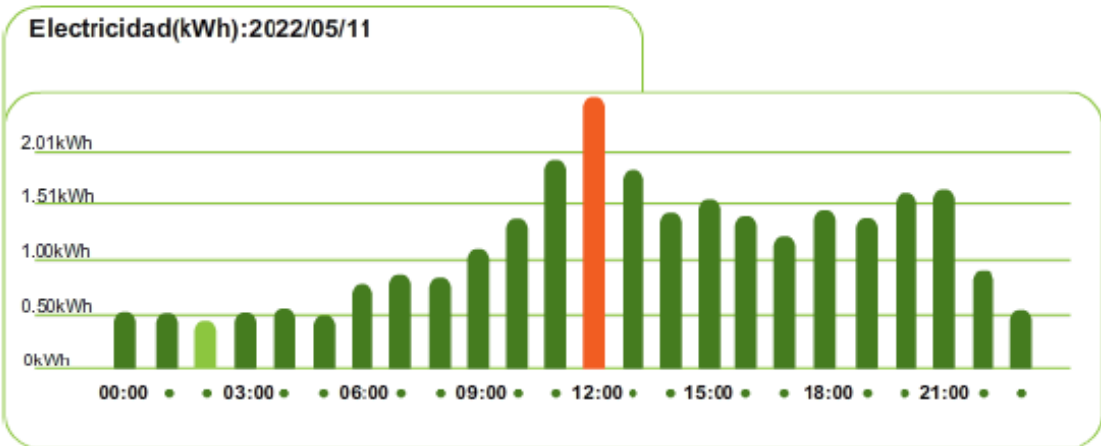
2022/06/13



**Kevin Ortega**

Usuario de eLink desde	2022/06/13		
Periodo	2022/05/10 ~ 2022/06/10		
Promedio diario	kWh <b>4.54</b>		
Coste (\$)	<b>0.45</b>	Coste estimado para el año:	<b>164.25</b>
CO <sub>2</sub> (kg)	<b>2.27</b>	Máxima potencia	<b>4.32kW en 12:33</b>

Consumo en	2022/05/11		
kWh	<b>25.27</b>		
Coste(\$)	<b>2.53</b>		
CO <sub>2</sub> (kg)	<b>12.63</b>		







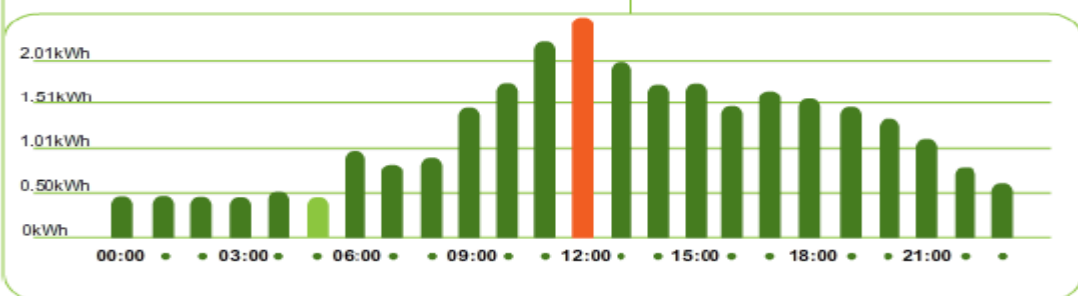
**Kevin Ortega**

Usuario de eLink desde	2022/06/13
Periodo	2022/05/10 ~ 2022/06/10
Promedio diario	
kWh	4.54
Coste (\$)	0.45
CO <sub>2</sub> (kg)	2.27
Máxima potencia	4.37kW en 12:55
Coste estimado para el año:	164.25

Consumo en 2022/05/12

kWh	26.90
Coste(\$)	2.69
CO <sub>2</sub> (kg)	13.45

Electricidad(kWh):2022/05/12



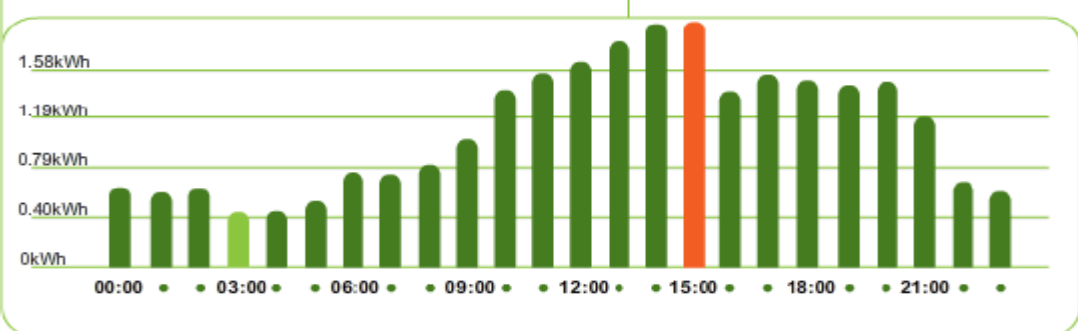
**Kevin Ortega**

Usuario de eLink desde	2022/06/13
Periodo	2022/05/10 ~ 2022/06/10
Promedio diario	
kWh	4.54
Coste (\$)	0.45
CO <sub>2</sub> (kg)	2.27
Máxima potencia	4.22kW en 13:50
Coste estimado para el año:	164.25

Consumo en 2022/05/13

kWh	25.42
Coste(\$)	2.54
CO <sub>2</sub> (kg)	12.71

Electricidad(kWh):2022/05/13





*Anexo 4. Datos obtenidos durante un mes de consumo eléctrico de la vivienda.*



<b>Día</b>	<b>Hora en la que se alcanza la máxima potencia</b>	<b>Máx. Potencia alcanzada</b>	<b>kWh consumidos por día</b>
1	12:33	4,32	25,3
2	12:55	4,37	26,9
3	13:50	4,22	25,4
4	12:36	4,58	30,03
5	11:50	3,06	12,1
6	12:07	3,97	27,9
7	10:48	3,73	23,4
8	12:06	4,44	24,9
9	12:14	4,28	27,1
10	12:48	4,13	24,5
11	12:01	4,4	27,3
12	21:11	3,11	12,4
13	16:07	3,95	27,6
14	11:18	3,73	25,2
15	10:55	3,87	25,4
16	13:25	4,14	26,3
17	13:40	3,9	27,8
18	21:18	3,92	27,5
19	10:51	2,78	12,8
20	13:28	4,18	26,7
21	12:25	4,2	25,6
22	12:45	3,55	25,9
23	17:35	3,67	28,5
24	12:55	3,62	25,9
25	12:14	3,69	24,2
26	09:10	2,26	11,2

Día	Hora en la que se alcanza la máxima potencia	Máx. Potencia alcanzada	kWh consumidos por día
27	11:03	3,51	26,6
28	18:40	3,91	27,5
29	14:17	3,37	26,5
30	19:25	3,73	27,5
31	09:51	3,93	28,96
<b>Promedio</b>		<b>3,8</b>	<b>24,7</b>
<b>TOTAL</b>			<b>764,72</b>



*Anexo 5. Facturas del consumo eléctrico.*

		Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD		Nro. factura 001-003-001059477 Nro. doc. interno 2107505704 Fecha de emisión 24-01-2022 Fecha de vencimiento 03-02-2022 Número de autorización 2401202201119000564600120010030010594770198208319																					
 K200026034831				<b>VALOR TOTAL: 17,52</b>																					
<b>Información del Consumidor</b>																									
<b>CUENTA CONTRATO 200026034831</b>			<b>Código Único Eléctrico</b> 1803285889																						
<b>Nombre cliente</b> ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO)		<b>Tipo de tarifa</b> ARCERNNR		<b>BTCRSD01 - BT Residencial</b>																					
<b>Cédula</b> 1102845571		<b>Geocódigo</b> 1815M003000021		<b>Unidad de Lectura</b> 1815M003																					
<b>Celular</b> 0992821359																									
<b>Correo Electrónico</b> ortegacevallos1972@hotmail.com																									
<b>Dirección del servicio</b> EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA 1 / EDUARDO MORA MORENO Y MAIQUETIA ESQUINA / SUCRE - LOJA																									
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>																									
<b>Número de medidor</b> 233553		<b>Días facturados</b> 30																							
<b>Tipo de consumo</b> leído		<b>Fecha hasta</b> 20-01-2022																							
<b>Fecha desde</b> 22-12-2021																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>20-01-2022</td> <td>9754,00</td> <td>9636,00</td> <td>0,00</td> <td>118,00</td> <td>0,00</td> <td>118,00</td> <td>kWh</td> <td>10,91</td> </tr> </tbody> </table>						Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	20-01-2022	9754,00	9636,00	0,00	118,00	0,00	118,00	kWh	10,91
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)																
Energía activa total	20-01-2022	9754,00	9636,00	0,00	118,00	0,00	118,00	kWh	10,91																



*Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.*

		Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD		Nro. factura 001-003-001262956 Nro. doc. interno 2481241147 Fecha de emisión 21-02-2022 Fecha de vencimiento 03-03-2022 Número de autorización 2102202201119000564600120010030012629560198208318																					
 K200026034831				<b>VALOR TOTAL: 7,91</b>																					
<b>Información del Consumidor</b>																									
<b>CUENTA CONTRATO 200026034831</b>			<b>Código Único Eléctrico</b> 1803285889																						
<b>Nombre cliente</b> ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO)		<b>Tipo de tarifa</b> ARCERNNR		<b>BTCRSD01 - BT Residencial</b>																					
<b>Cédula</b> 1102845571		<b>Geocódigo</b> 1815M003000021		<b>Unidad de Lectura</b> 1815M003																					
<b>Celular</b> 0992821359																									
<b>Correo Electrónico</b> ortegacevallos1972@hotmail.com																									
<b>Dirección del servicio</b> EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA 1 / EDUARDO MORA MORENO Y MAIQUETIA ESQUINA / SUCRE - LOJA																									
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>																									
<b>Número de medidor</b> 233553		<b>Días facturados</b> 32																							
<b>Tipo de consumo</b> leído		<b>Fecha hasta</b> 21-02-2022																							
<b>Fecha desde</b> 21-01-2022																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>21-02-2022</td> <td>9754,00</td> <td>9754,00</td> <td>0,00</td> <td>59,00</td> <td>0,00</td> <td>59,00</td> <td>kWh</td> <td>5,39</td> </tr> </tbody> </table>						Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	21-02-2022	9754,00	9754,00	0,00	59,00	0,00	59,00	kWh	5,39
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)																
Energía activa total	21-02-2022	9754,00	9754,00	0,00	59,00	0,00	59,00	kWh	5,39																



*Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.*

	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD	Nro. factura 001-003-001496028 Nro. doc. interno 2112953391 Fecha de emisión 22-03-2022 Fecha de vencimiento 01-04-2022 Número de autorización 2203202201119000564600120010030014960280198208310																				
	 K200026601688																					
<b>Información del Consumidor</b>		<b>VALOR TOTAL: 18,95</b>																				
<b>CUENTA CONTRATO 200026601688</b>																						
Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102945571 Celular 0992621359 Correo Electrónico ortegacevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA / SUCRE - LOJA	Código Único Eléctrico 1800416636 Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000020	Unidad de Lectura 1815M003																				
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>																						
Número de medidor 233550 Tipo de consumo leído Fecha desde 22-02-2022	Días facturados 28 Fecha hasta 21-03-2022																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>21-03-2022</td> <td>10942,00</td> <td>10812,00</td> <td>0,00</td> <td>130,00</td> <td>0,00</td> <td>130,00</td> <td>kWh</td> <td>12,05</td> </tr> </tbody> </table>			Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	21-03-2022	10942,00	10812,00	0,00	130,00	0,00	130,00	kWh	12,05
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)													
Energía activa total	21-03-2022	10942,00	10812,00	0,00	130,00	0,00	130,00	kWh	12,05													



Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD	Nro. factura 001-003-001729775 Nro. doc. interno 2791232100 Fecha de emisión 21-04-2022 Fecha de vencimiento 01-05-2022 Número de autorización 2104202201119000564600120010030017297750198208317																				
	 K200026601688																					
<b>Información del Consumidor</b>		<b>VALOR TOTAL: 20,97</b>																				
<b>CUENTA CONTRATO 200026601688</b>																						
Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102945571 Celular 0992621359 Correo Electrónico ortegacevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA / SUCRE - LOJA	Código Único Eléctrico 1800416636 Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000020	Unidad de Lectura 1815M003																				
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>																						
Número de medidor 233550 Tipo de consumo leído Fecha desde 22-03-2022	Días facturados 31 Fecha hasta 21-04-2022																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>21-04-2022</td> <td>11059,00</td> <td>10842,00</td> <td>0,00</td> <td>147,00</td> <td>0,00</td> <td>147,00</td> <td>kWh</td> <td>13,67</td> </tr> </tbody> </table>			Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	21-04-2022	11059,00	10842,00	0,00	147,00	0,00	147,00	kWh	13,67
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)													
Energía activa total	21-04-2022	11059,00	10842,00	0,00	147,00	0,00	147,00	kWh	13,67													



Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD	Nro. factura 001-003-001960511 Nro. doc. interno 2108196405 Fecha de emisión 24-05-2022 Fecha de vencimiento 03-06-2022 Número de autorización 2405202201119000564600120010030019605110198208319																				
	 K200026034831																					
<b>Información del Consumidor</b>		<b>VALOR TOTAL: 38,46</b>																				
<b>CUENTA CONTRATO 200026034831</b>																						
Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102945571 Celular 0992621359 Correo Electrónico ortegacevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA 1 / EDUARDO MORA MORENO Y MAIQUETIA ESQUINA / SUCRE - LOJA	Código Único Eléctrico 1803285889 Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000021	Unidad de Lectura 1815M003																				
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>																						
Número de medidor 233553 Tipo de consumo leído Fecha desde 22-04-2022	Días facturados 28 Fecha hasta 19-05-2022																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>19-05-2022</td> <td>10102,00</td> <td>9813,00</td> <td>0,00</td> <td>289,00</td> <td>0,00</td> <td>289,00</td> <td>kWh</td> <td>27,89</td> </tr> </tbody> </table>			Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	19-05-2022	10102,00	9813,00	0,00	289,00	0,00	289,00	kWh	27,89
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)													
Energía activa total	19-05-2022	10102,00	9813,00	0,00	289,00	0,00	289,00	kWh	27,89													



Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo		Nro. factura 001-003-002176199 Nro. doc. interno 3061179542 Fecha de emisión 21-06-2022 Fecha de vencimiento INMEDIATO Número de autorización 2106202201119000564600120010030021761990198208316																					
	Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD		 K200026601688																					
<b>Información del Consumidor</b>			<b>VALOR TOTAL:</b> 39,87																					
<b>CUENTA CONTRATO 200026601688</b>		Código Único Eléctrico 1800416636																						
Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102945571 Celular 0992621359 Correo Electrónico ortegaevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA / SUCRE - LOJA	Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000020		Unidad de Lectura 1815M003																					
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>																								
Número de medidor 233550 Tipo de consumo leído Fecha desde 20-05-2022	Días facturados 33 Fecha hasta 21-08-2022																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>21-08-2022</td> <td>11365,00</td> <td>11219,00</td> <td>0,00</td> <td>148,00</td> <td>0,00</td> <td>148,00</td> <td>kWh</td> <td>13,57</td> </tr> </tbody> </table>					Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	21-08-2022	11365,00	11219,00	0,00	148,00	0,00	148,00	kWh	13,57
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)															
Energía activa total	21-08-2022	11365,00	11219,00	0,00	148,00	0,00	148,00	kWh	13,57															

Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo		Nro. factura 001-003-002414307 Nro. doc. interno 2621328619 Fecha de emisión 21-07-2022 Fecha de vencimiento 31-07-2022 Número de autorización 2107202201119000564600120010030024143070198208319																					
	Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD		 K200026601688																					
<b>Información del Consumidor</b>			<b>VALOR TOTAL:</b> 19,20																					
<b>CUENTA CONTRATO 200026601688</b>		Código Único Eléctrico 1800416636																						
Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102945571 Celular 0992621359 Correo Electrónico ortegaevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA / SUCRE - LOJA	Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000020		Unidad de Lectura 1815M003																					
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>																								
Número de medidor 233550 Tipo de consumo leído Fecha desde 22-06-2022	Días facturados 30 Fecha hasta 21-07-2022																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>21-07-2022</td> <td>11497,00</td> <td>11365,00</td> <td>0,00</td> <td>132,00</td> <td>0,00</td> <td>132,00</td> <td>kWh</td> <td>12,24</td> </tr> </tbody> </table>					Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	21-07-2022	11497,00	11365,00	0,00	132,00	0,00	132,00	kWh	12,24
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)															
Energía activa total	21-07-2022	11497,00	11365,00	0,00	132,00	0,00	132,00	kWh	12,24															



Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo		Nro. factura 001-003-002646115 Nro. doc. interno 2108813058 Fecha de emisión 23-08-2022 Fecha de vencimiento 02-09-2022 Número de autorización 2308202201119000564600120010030026461150198208311																					
	Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD		 K200026034831																					
<b>Información del Consumidor</b>			<b>VALOR TOTAL:</b> 28,98																					
<b>CUENTA CONTRATO 200026034831</b>		Código Único Eléctrico 1803285889																						
Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102945571 Celular 0992621359 Correo Electrónico ortegaevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA 1 / EDUARDO MORA MORENO Y MAIQUETIA ESQUINA / SUCRE - LOJA	Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000021		Unidad de Lectura 1815M003																					
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>																								
Número de medidor 233553 Tipo de consumo leído Fecha desde 22-07-2022	Días facturados 32 Fecha hasta 22-08-2022																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>22-08-2022</td> <td>10315,00</td> <td>10102,00</td> <td>0,00</td> <td>213,00</td> <td>0,00</td> <td>213,00</td> <td>kWh</td> <td>20,99</td> </tr> </tbody> </table>					Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	22-08-2022	10315,00	10102,00	0,00	213,00	0,00	213,00	kWh	20,99
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)															
Energía activa total	22-08-2022	10315,00	10102,00	0,00	213,00	0,00	213,00	kWh	20,99															



Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

 <p>EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. La energía somos todos!</p>	<p>Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo</p> <p>Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD</p>	<p>Nro. factura 001-003-002861604 Nro. doc. interno 2861281905 Fecha de emisión 21-09-2022 Fecha de vencimiento 01-10-2022 Número de autorización 2109202201119000564600120010030028616040198208313</p>																				
	 K200026034831																					
<p><b>Información del Consumidor</b></p> <p><b>CUENTA CONTRATO 200026034831</b></p> <p>Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102945571 Celular 0992621359 Correo Electrónico ortegacevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA 1 / EDUARDO MORA MORENO Y MAIQUETIA ESQUINA / SUCRE - LOJA</p>		<p>Código Único Eléctrico 1803285889 Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000021 Unidad de Lectura 1815M003</p>																				
<p><b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b></p> <p>Número de medidor 233553 Tipo de consumo leído Fecha desde 23-08-2022</p> <p>Días facturados 30 Fecha hasta 21-09-2022</p>																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>21-09-2022</td> <td>10495.00</td> <td>10315.00</td> <td>0.00</td> <td>180.00</td> <td>0.00</td> <td>180.00</td> <td>kWh</td> <td>18.88</td> </tr> </tbody> </table>			Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	21-09-2022	10495.00	10315.00	0.00	180.00	0.00	180.00	kWh	18.88
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)													
Energía activa total	21-09-2022	10495.00	10315.00	0.00	180.00	0.00	180.00	kWh	18.88													
		<b>VALOR TOTAL:</b>						<b>24,95</b>														



Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

 <p>EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. La energía somos todos!</p>	<p>Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo</p> <p>Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD</p>	<p>Nro. factura 001-003-003093669 Nro. doc. interno 3051260898 Fecha de emisión 20-10-2022 Fecha de vencimiento 30-10-2022 Número de autorización 2010202201119000564600120010030030936690198208314</p>																				
	 K200026034831																					
<p><b>Información del Consumidor</b></p> <p><b>CUENTA CONTRATO 200026034831</b></p> <p>Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102945571 Celular 0992621359 Correo Electrónico ortegacevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA 1 / EDUARDO MORA MORENO Y MAIQUETIA ESQUINA / SUCRE - LOJA</p>		<p>Código Único Eléctrico 1803285889 Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000021 Unidad de Lectura 1815M003</p>																				
<p><b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b></p> <p>Número de medidor 233553 Tipo de consumo leído Fecha desde 22-09-2022</p> <p>Días facturados 29 Fecha hasta 20-10-2022</p>																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>20-10-2022</td> <td>10631.00</td> <td>10495.00</td> <td>0.00</td> <td>136.00</td> <td>0.00</td> <td>136.00</td> <td>kWh</td> <td>12.82</td> </tr> </tbody> </table>			Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	20-10-2022	10631.00	10495.00	0.00	136.00	0.00	136.00	kWh	12.82
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)													
Energía activa total	20-10-2022	10631.00	10495.00	0.00	136.00	0.00	136.00	kWh	12.82													
		<b>VALOR TOTAL:</b>						<b>19,65</b>														

Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

 <p>EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. La energía somos todos!</p>	<p>Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo</p> <p>Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD</p>	<p>Nro. factura 001-003-003335795 Nro. doc. interno 2201835953 Fecha de emisión 22-11-2022 Fecha de vencimiento 02-12-2022 Número de autorización 2211202201119000564600120010030033357950198208317</p>																				
	 K200026034831																					
<p><b>Información del Consumidor</b></p> <p><b>CUENTA CONTRATO 200026034831</b></p> <p>Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102945571 Celular 0992621359 Correo Electrónico ortegacevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA 1 / EDUARDO MORA MORENO Y MAIQUETIA ESQUINA / SUCRE - LOJA</p>		<p>Código Único Eléctrico 1803285889 Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000021 Unidad de Lectura 1815M003</p>																				
<p><b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b></p> <p>Número de medidor 233553 Tipo de consumo leído Fecha desde 21-10-2022</p> <p>Días facturados 33 Fecha hasta 22-11-2022</p>																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>22-11-2022</td> <td>10817.00</td> <td>10631.00</td> <td>0.00</td> <td>186.00</td> <td>0.00</td> <td>186.00</td> <td>kWh</td> <td>17.44</td> </tr> </tbody> </table>			Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	22-11-2022	10817.00	10631.00	0.00	186.00	0.00	186.00	kWh	17.44
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)													
Energía activa total	22-11-2022	10817.00	10631.00	0.00	186.00	0.00	186.00	kWh	17.44													
		<b>VALOR TOTAL:</b>						<b>25,67</b>														

Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Matriz: Rocafuerte 162-26 y Olmedo Ruc: 1190005646001 Contribuyente especial, resolución No. 209 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD	Nro. factura 001-003-003568762 Nro. doc. interno 2113730153 Fecha de emisión 22-12-2022 Fecha de vencimiento 01-01-2023 Número de autorización 2212202201119000564600120010030035687620198208312																				
	 K200026034831																					
<b>Información del Consumidor</b>		<b>VALOR TOTAL: 14,82</b>																				
<b>CUENTA CONTRATO 200026034831</b>																						
Nombre cliente ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO (ORTEGA CEVALLOS DIEGO LEONARDO) Cédula 1102045671 Celular 0992621389 Correo Electrónico ortegacevallos1972@hotmail.com Dirección del servicio EDUARDO MORA MORENO MAIQUETIA 1 / EDUARDO MORA MORENO Y MAIQUETIA ESQUINA / SUCRE - LOJA	Código Único Eléctrico 1803285889 Tipo de tarifa ARCERNNR BTCRSD01 - BT Residencial Geocódigo 1815M003000021	Unidad de Lectura 1815M003																				
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>																						
Número de medidor 233553 Tipo de consumo leído Fecha desde 23-11-2022	Días facturados 29 Fecha hasta 21-12-2022																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Fecha Hasta</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Diferencia Consumo</th> <th>Consumo Subtotal</th> <th>Consumo interno Transformador</th> <th>Consumo Total</th> <th>Unidad Medida</th> <th>Monto (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía activa total</td> <td>21-12-2022</td> <td>10912,00</td> <td>10817,00</td> <td>0,00</td> <td>95,00</td> <td>0,00</td> <td>95,00</td> <td>kWh</td> <td>8,74</td> </tr> </tbody> </table>			Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)	Energía activa total	21-12-2022	10912,00	10817,00	0,00	95,00	0,00	95,00	kWh	8,74
Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)													
Energía activa total	21-12-2022	10912,00	10817,00	0,00	95,00	0,00	95,00	kWh	8,74													

Nota. Obtenido de EERSSA-Loja.

**Anexo 6.** Características técnicas del panel seleccionado de la marca Half Cell Perc de 72 celdas.

Half Cell Perc	Datos técnicos
Potencia	400 Wp
Máximo voltaje	41.7 V
Máxima Corriente	9.60 A
Corriente de Cortocircuito	10.36 A
Voltaje en circuito abierto STC	49.8 V
Eficiencia del Módulo	20.17 %

**Anexo 7.** Características técnicas del inversor SAJ R5-12K-T2

Inversor SAJ R5-12K-T2	Parámetros de funcionamiento
Corriente máxima a la entrada	12,5 A
Máxima corriente de cortocircuito	24 A
Rango de tensión de ingreso	150 - 1000 V
Tensión mínima en corriente continua de funcionamiento	180 V
Tensión de entrada nominal	1100 V
Rango de Tensión	160 – 950 V
Número de seguidores MPPT	2

**Datos de Salida**

Potencia Nominal CA	12 000 W
Máxima potencia de salida	12 000 VA
Corriente de salida	18,2 A
Rango de tensión	150 – 400 V
Frecuencia	50/60 HZ
Factor de potencia	0.85 - 1

*Anexo 8. Características del cable fotovoltaico elegido.*

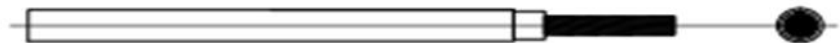


## TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

TÜV solar PV cable.

BASED ON: EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502

### DESIGN



#### Conductor

Class 5 (flexible) tinned copper, based on EN 60228 and IEC 60228.

#### Insulation

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber insulation.

#### Outer sheath

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber outer sheath, red or black colour.

### APPLICATIONS

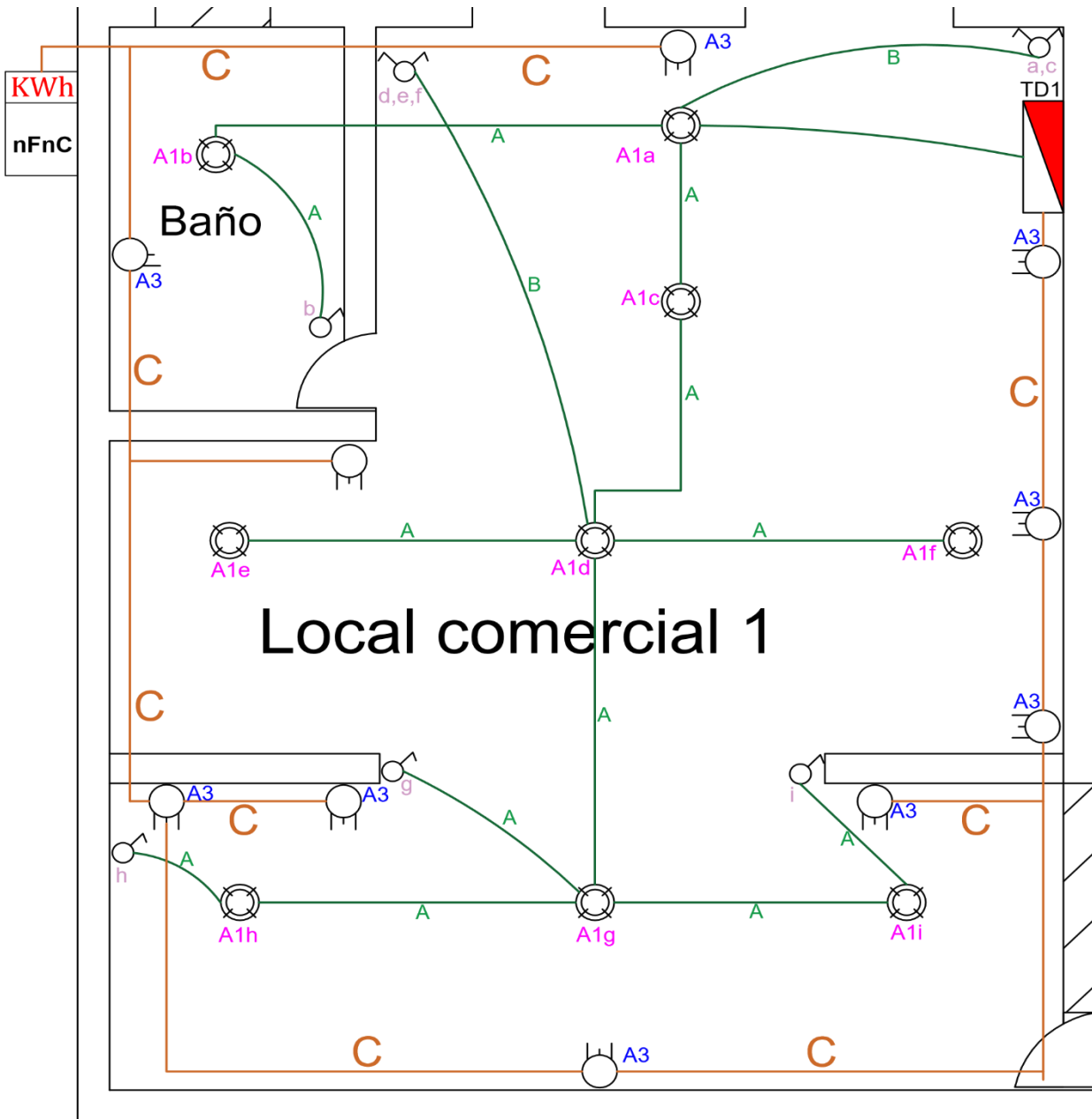
The Topsolar® PV H1Z2Z2-K cable, which is TÜV certified according to IEC 62930 and EN 50618, is suitable for both fixed and mobile solar installations (solar farms, rooftop solar installations and floating plants).

It is a highly flexible cable compatible with all major connectors and specially designed for the connection of photovoltaic panels. This versatile single-conductor cable is designed to meet the varying needs of the solar industry. Suitable for wet, damp and humid locations.

- Solar PV installations - string cable.

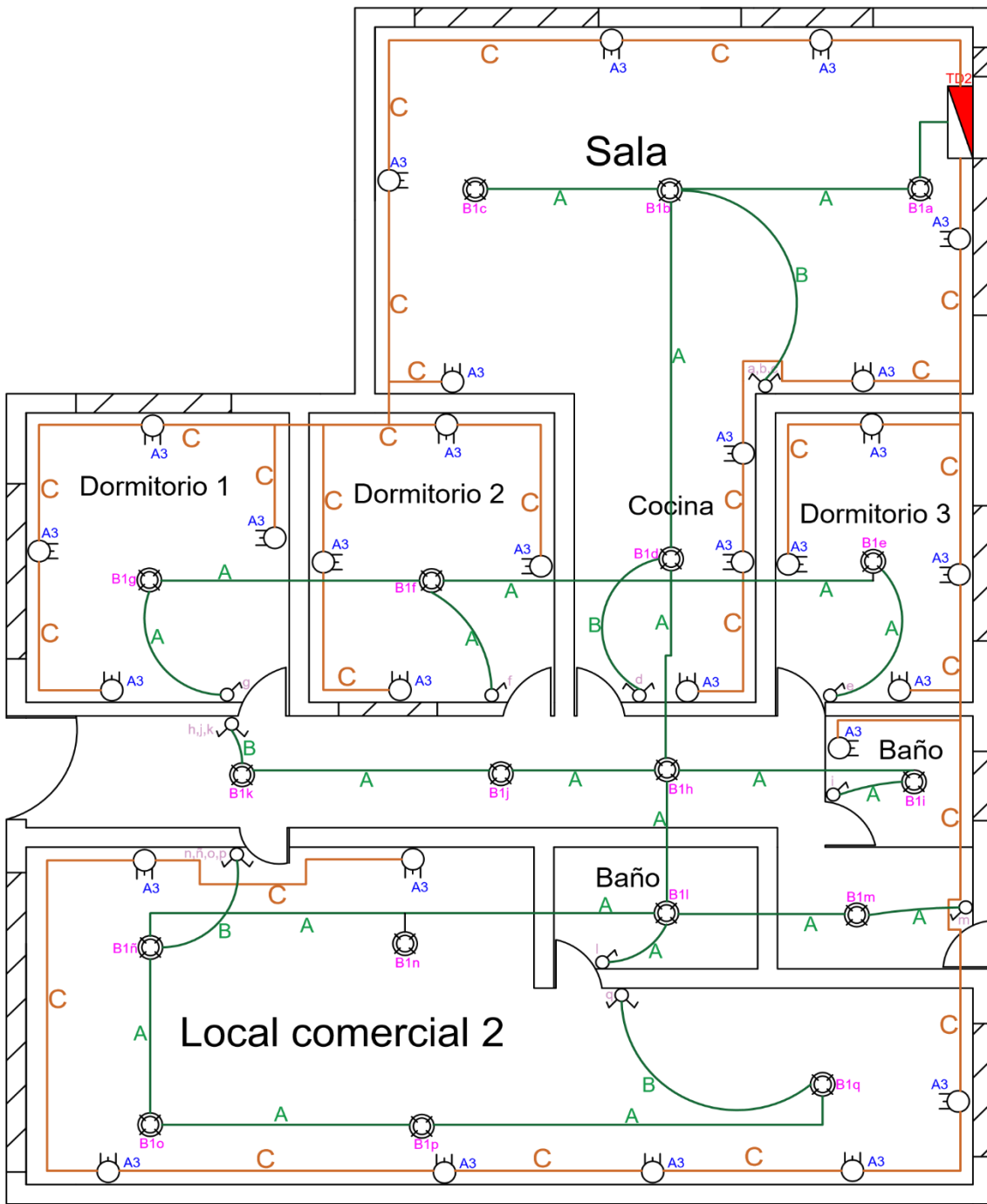


Anexo 9. Planos eléctricos de la vivienda.



SIMBOLOGÍA	
	LUMINARIA CON LFC 4x15 W
	LÁMPARA TIPO PLAFÓN 1x60W
	LÁMPARA LED DICRICO HASTA 60W
	LÁMPARA FLUORESCENTE 2x32 W
	SENSOR DE MOVIMIENTO 180° 110V
	LUMINARIA OJO DE BUEY 40W
	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
	INTERRUPTOR SIMPLE
	INTERRUPTOR DOBLE
	CONMUTADOR SIMPLE
	CONMUTADOR DOBLE
	CONMUTADOR-INTERRUPTOR
	CIRCUITO DE ILUMINACIÓN
	CIRCUITO DE FUERZA
	CIRCUITO ESPECIAL
	2x14 - 1/2" φ
	3x14 - 1/2" φ
	2x12+1x14 - 1/2"
	4x14 - 1/2" φ
	6x14 - 3/4" φ
	6x14 - 3/4" φ
	2x8(6) + 1x12 - 1/2" φ
	3x10 - 3/4φ

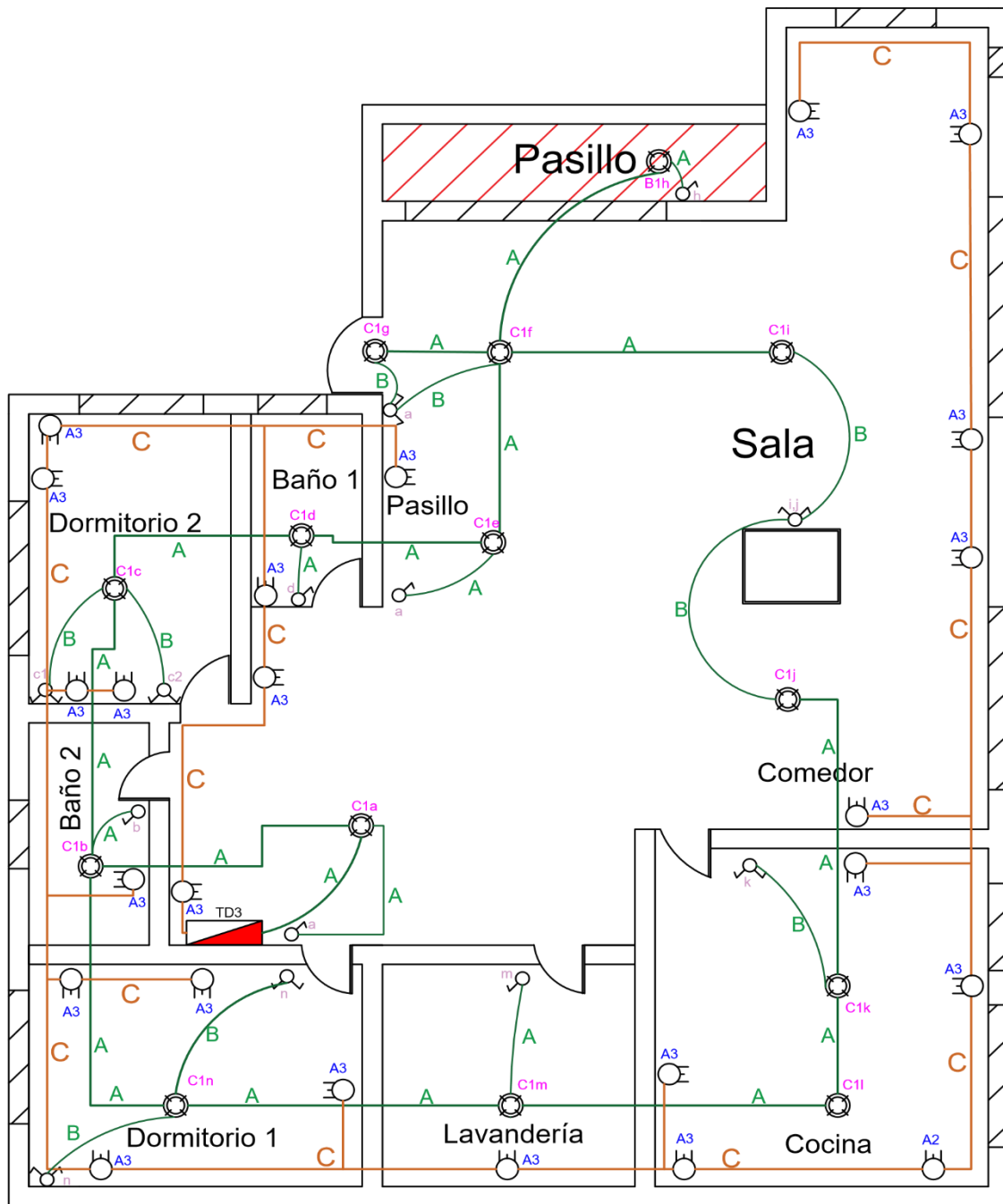
Universidad Nacional de Loja			
	Plano Eléctrico Planta Baja		
	Nombre	Fecha	
Edición	Kevin Ortega		
Revisión			
			Escala: 1:10
Firma		Norma	Hoja 1:4



SIMBOLOGÍA			
	LUMINARIA CON LFC 4x15 W		INTERRUPTOR SIMPLE
	LÁMPARA TIPO PLAFÓN 1x60W		INTERRUPTOR DOBLE
	LÁMPARA LED DÍCROICO HASTA 60W		CONMUTADOR SIMPLE
	LÁMPARA FLUORESCENTE 2x32 W		CONMUTADOR DOBLE
	SENSOR DE MOVIMIENTO 180° 110V		CONMUTADOR-INTERRUPTOR
	LUMINARIA OJO DE BUEY 40W		CIRCUITO DE ILUMINACIÓN
	TOMA POLARIZADO DOBLE		CIRCUITO DE FUERZA
	TOMA ESPECIAL DE FUERZA (cocina de inducción, calentador eléctrico, ventilador, etc.)		CIRCUITO ESPECIAL
	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN		2x14 - 1/2" φ
	CONTADOR DE ENERGÍA		3x14 - 1/2" φ
	TABLERO GENERAL DE MEDICIÓN		2x12+1x14 - 1/2" φ
	CONMUTADOR-INTERRUPTOR DOBLE		4x14 - 1/2" φ
	CONMUTADOR TRIPLE		6x14 - 3/4" φ
	CONMUTADOR DOBLE - INTERRUPTOR		5x14 - 3/4" φ
			2x(8) + 1x12 - 1/2" φ
			3x10 - 3/4" φ

**Universidad Nacional de Loja**

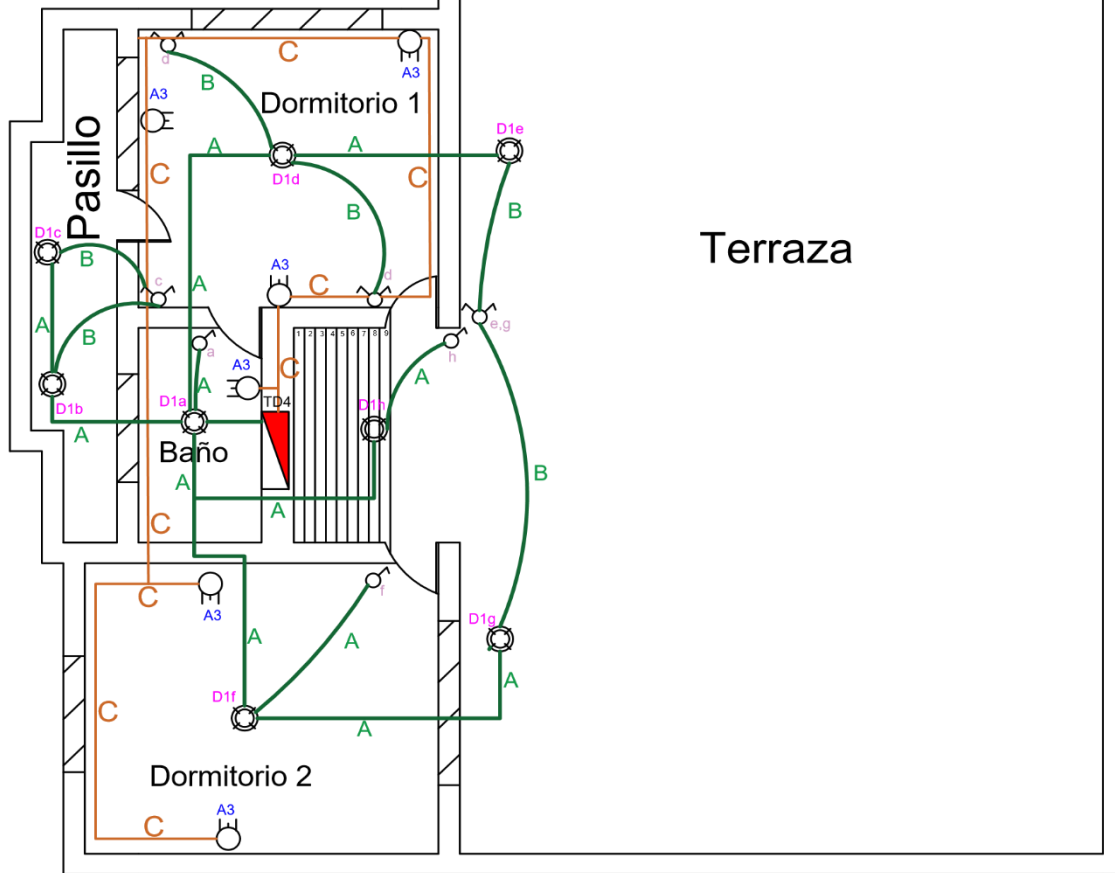
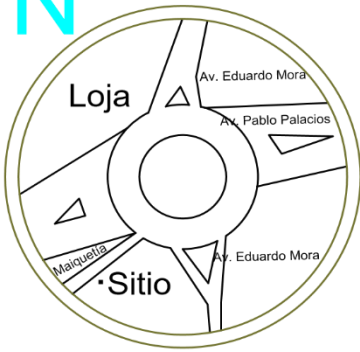
		Plano Eléctrico Segunda Planta	
		Nombre	Fecha
Edición		Kevin Ortega	
Revisión			
Firma		Norma	
		Escala: 1:10 <b>106</b>	
		Hoja 2:4	



SIMBOLOGÍA	
	INTERRUPTOR SIMPLE
	INTERRUPTOR DOBLE
	CONMUTADOR SIMPLE
	CONMUTADOR DOBLE
	CONMUTADOR-INTERRUPTOR
	CIRCUITO DE ILUMINACIÓN
	CIRCUITO DE FUERZA
	CIRCUITO ESPECIAL
	A 2x14 - 1/2" φ
	B 3x14 - 1/2" φ
	C 2x12+1x14 - 1/2"
	D 4x14 - 1/2" φ
	E 6x14 - 3/4" φ
	F 6x14 - 3/4" φ
	G 2x8(8) + 1x12 - 1/2" φ
	H 3x10 - 3/4" φ

Universidad Nacional de Loja			
	Nombre		Fecha
	Kevin Ortega		
Edición			
Revisión			
			Escala: 1:10
Firma			Norma 107/Hoja 3:4

N



**SIMBOLOGÍA**

	LUMINARIA CON LFC 4x15 W		INTERRUPTOR SIMPLE
	LÁMPARA TIPO PLAFÓN 1x60W		INTERRUPTOR DOBLE
	LÁMPARA LED DICROICO HASTA 60W		CONMUTADOR SIMPLE
	LÁMPARA FLUORESCENTE 2x32 W		CONMUTADOR DOBLE
	SENSOR DE MOVIMIENTO 180° 110V		CONMUTADOR-INTERRUPTOR
	LUMINARIA OJO DE BUEY 40W		CIRCUITO DE ILUMINACIÓN
	TOMA POLARIZADO DOBLE		CIRCUITO DE FUERZA
	TOMA ESPECIAL DE FUERZA (cocina de inducción, calentador eléctrico, ventilador, etc.)		CIRCUITO ESPECIAL
	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN		2x14 - 1/2" φ
	CONTADOR DE ENERGÍA		3x14 - 1/2" φ
	TABLERO GENERAL DE MEDICIÓN		2x12+1x14 - 1/2"
	CONMUTADOR-INTERRUPTOR DOBLE		4x14 - 1/2" φ
	CONMUTADOR TRIPLE		6x14 - 3/4" φ
	CONMUTADOR DOBLE - INTERRUPTOR		5x14 - 3/4" φ
			2x8(8) + 1x12 - 1/2" φ
			3x10 - 3/4"

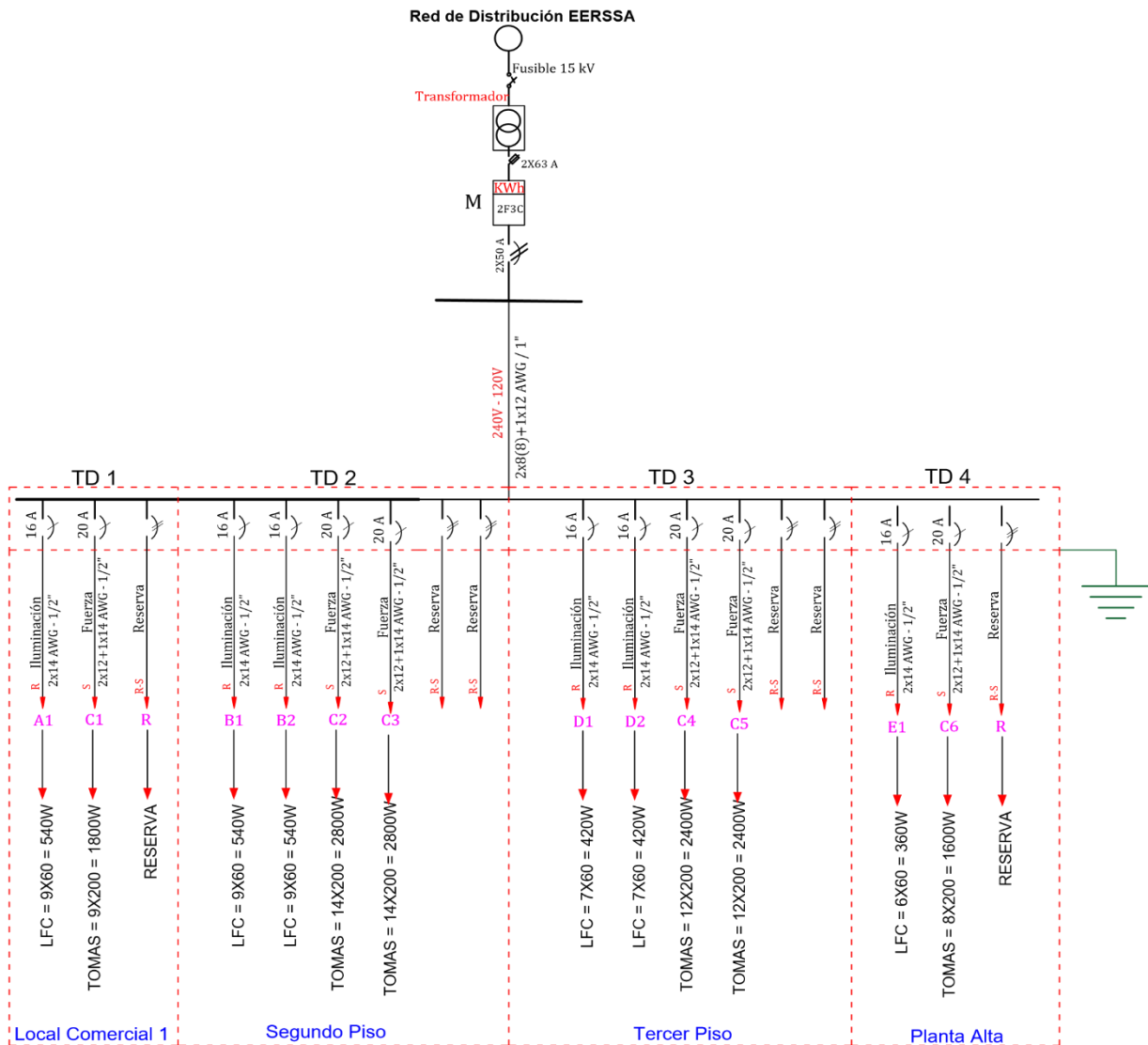
Universidad Nacional de Loja

		Plano Eléctrico Planta Alta	
		Nombre	Fecha
Edición	Kevin Ortega		
Revisión			
Firma		Norma	108 Hoja 4:4

Escala:  
1:10

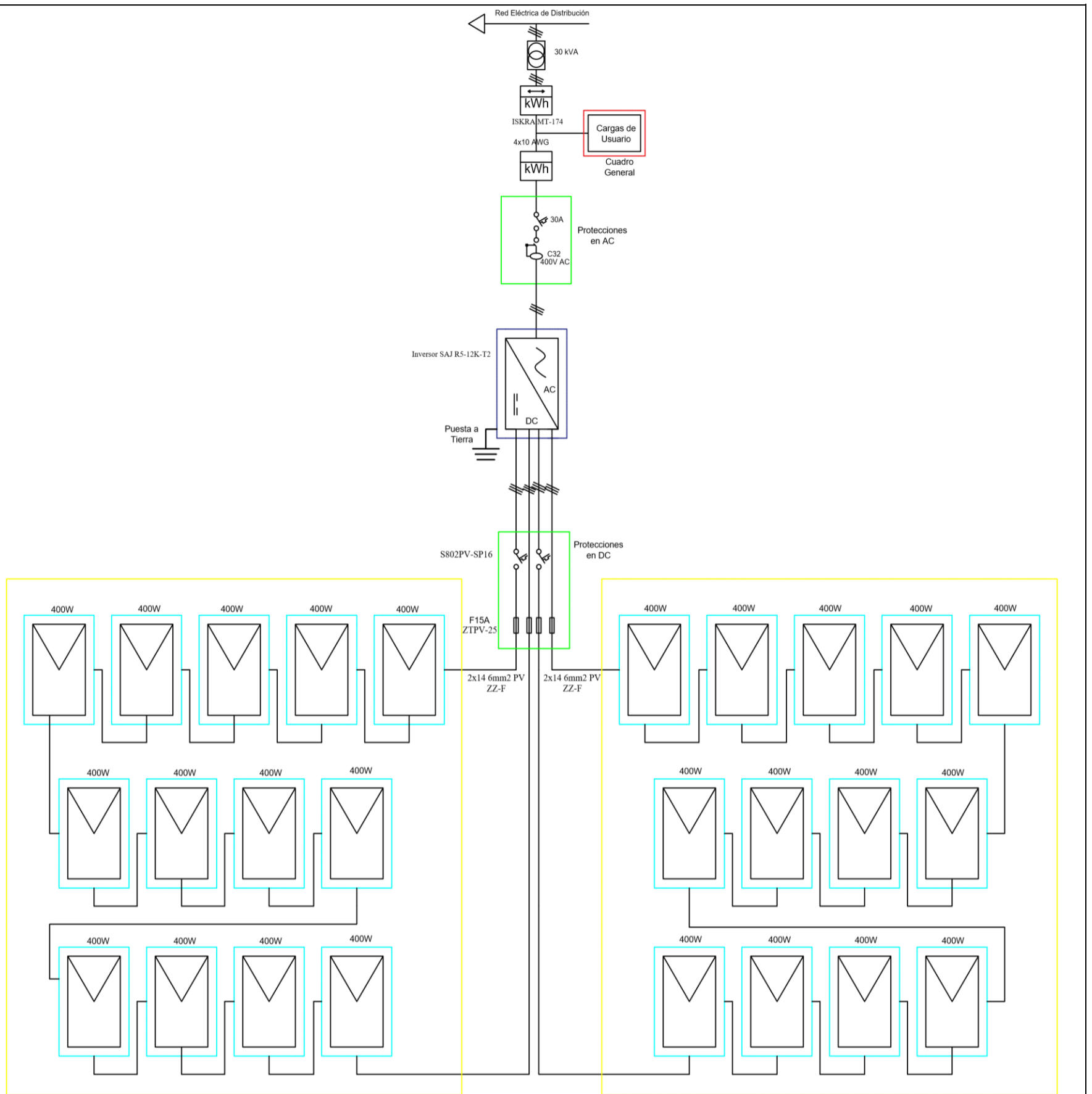
Anexo 10. Diagrama Unifilar de la Vivienda.

Diagrama Unifilar de la Vivienda



Universidad Nacional de Loja			
	Nombre		Fecha
	Edición		
Revisión			
Firma			
		Diagrama Unifilar	
		Escala: N/A	
		Norma	Hoja 1:1

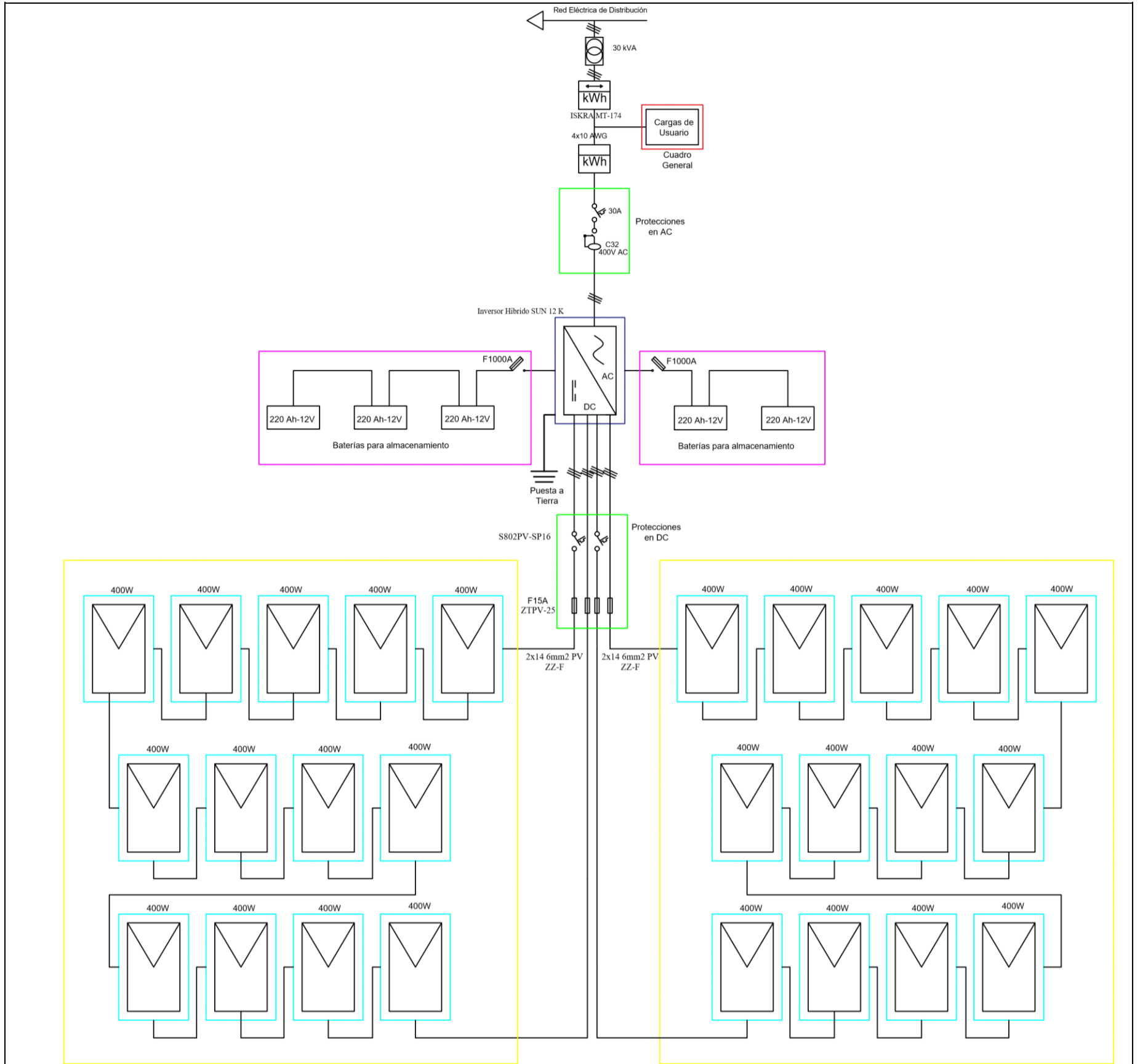
Anexo II. Diagrama Unifilar del Sistema Fotovoltaico con Conexión a la Red.



SIMBOLOGÍA			
	Transformador		Disyuntor Diferencial
	Medidor Bidireccional		Inversor
	Disyuntor Térmico		Fusible
	Medidor de Energía		Panel Solar

Universidad Nacional de Loja			
			Diagrama unifilar de un sistema fotovoltaico conectado a la red
	Nombre	Fecha	
Edición	Kevin Ortega		
Revisión			
			Escala: N/A
Firma		Norma	Hoja 1:1

Anexo 12. Diagrama de un Sistema Híbrido con Almacenamiento.



SIMBOLOGÍA			
	Transformador		Disyuntor Diferencial
	Medidor Bidireccional		Inversor
	Disyuntor Térmico		Fusible
	Medidor de Energía		Panel Solar
	Baterías de almacenamiento		Puesta a Tierra

Universidad Nacional de Loja				
			Diagrama unifilar de un sistema fotovoltaico Híbrido con almacenamiento.	
	Nombre	Fecha		
Edición	Kevin Ortega		Escala: N/A	
Revisión				
Firma			Norma	Hoja 1:1

Anexo 13. Simulación del sistema conectado a la red mediante el programa PV SYST.



**PVsyst V7.2.8**  
 VCO, Simulation date:  
 13/04/23 20:37  
 with v7.2.8

Project: Conectado a la red

Variant: simulación 1

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tables on a building</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	
Orientation			<b>Models used</b>
Fixed plane			Transposition Perez
Tilt/Azimuth	30 / -3 °		Diffuse Perez, Meteorom
			Circumsolar separate
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		Linear shadings	<b>User's needs</b>
			Unlimited load (grid)

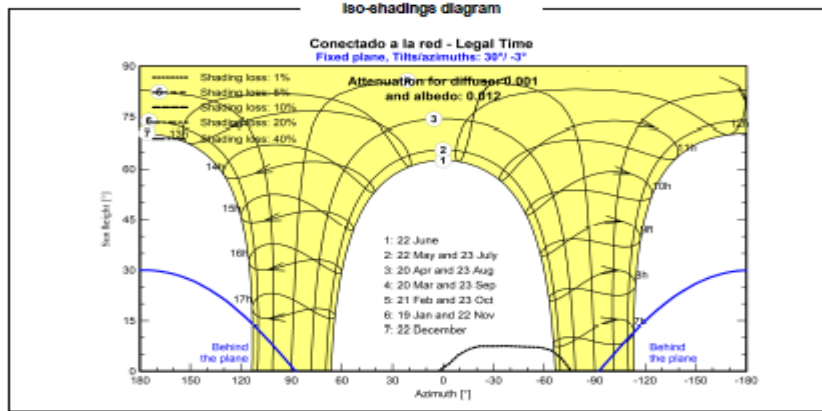
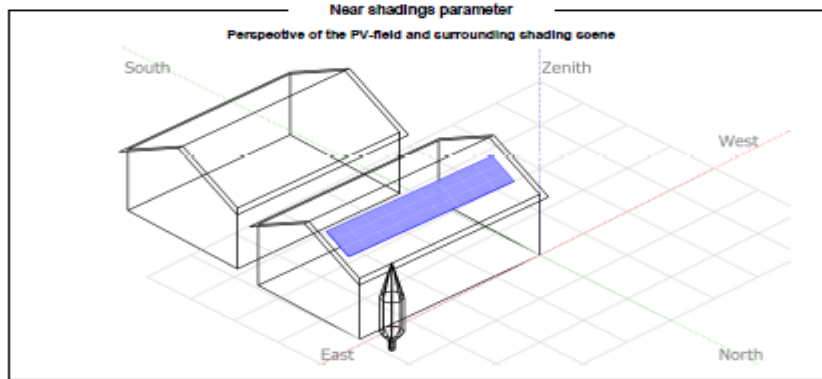
**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	AE Solar	Manufacturer	Growatt New Energy
Model	AE 400DGLM6-72 (1500)	Model	MOD 10KTL3-X
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	10.00 kWac
Number of PV modules	26 units	Number of Inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	10.40 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 Strings x 13 In series	Operating voltage	140-1000 V
At operating cond. (60°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.04
Pmpp	9.45 kWp		
U mpp	482 V		
I mpp	20 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	10 kWp	Total power	10 kWac
Total	26 modules	Nb. of Inverters	1 Unit
Module area	52.2 m²	Pnom ratio	1.04
Cell area	47.2 m²		

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	409 mΩ	Loss Fraction	-0.3 %
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC		
Uv (wind)	0.0 W/m²G/m/s				
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>		<b>IAM loss factor</b>	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosθ - 1)	
				bo Param.	0.05





### Main results

**System Production**  
Produced Energy: 17.82 MWh/year

**Economic evaluation**  
Investment Global: 10290.92 USD  
Specific: 0.99 USD/Wp

Yearly cost  
Annuitiees: 0.00 USD/yr  
Run costs: 100.00 USD/yr  
Payback period: 0.6 years

LCOE Energy cost: 0.03 USD/MWh

Specific production: 1695 kWh/Wp/year  
Performance Ratio PR: 85.28 %

**Normalized productions (per installed kWp)**

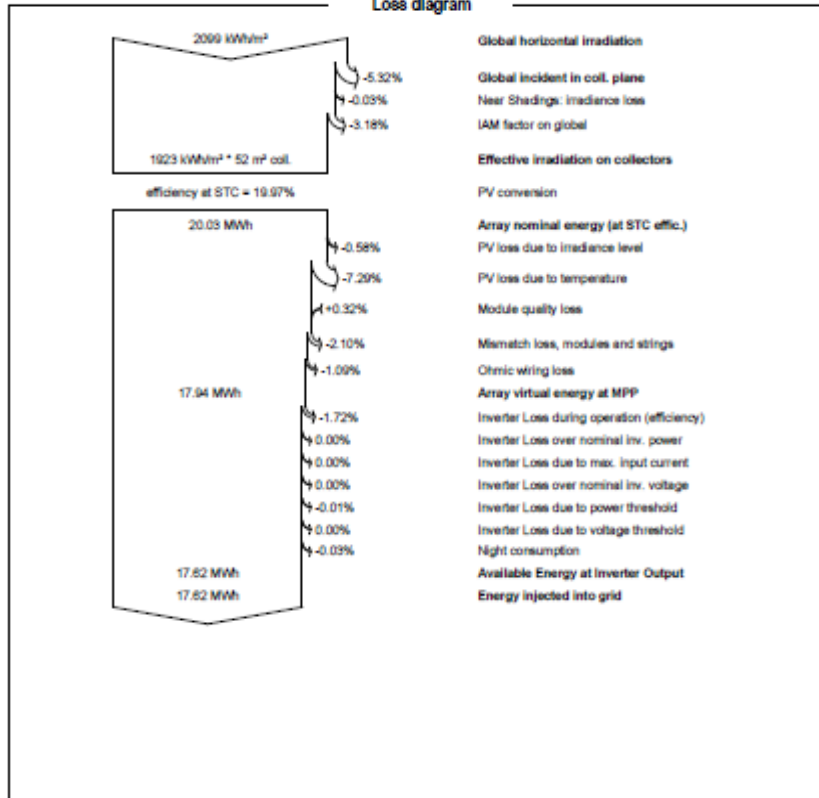
**Performance Ratio PR**

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEfl kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	188.6	85.30	18.01	138.6	131.2	1.241	1.218	0.845
February	154.9	71.07	18.05	120.3	123.9	1.168	1.148	0.853
March	186.3	71.15	18.08	180.8	184.0	1.530	1.504	0.852
April	178.7	82.37	17.65	184.7	180.1	1.655	1.626	0.846
May	181.1	57.13	17.52	205.8	201.4	1.839	1.807	0.844
June	187.3	57.59	16.39	190.1	195.0	1.811	1.781	0.860
July	174.5	53.09	16.02	202.4	198.2	1.834	1.804	0.857
August	176.7	80.03	15.82	180.0	184.6	1.721	1.692	0.861
September	179.6	80.46	15.88	171.2	166.2	1.548	1.521	0.854
October	164.0	70.14	16.82	141.1	135.4	1.278	1.254	0.855
November	166.6	88.17	16.90	126.6	120.6	1.150	1.128	0.857
December	180.4	85.18	17.64	120.5	122.6	1.165	1.143	0.849
Year	2098.6	770.68	17.06	1987.1	1923.3	17.939	17.624	0.853

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEfl	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

### Loss diagram



### Cost of the system

#### Installation costs

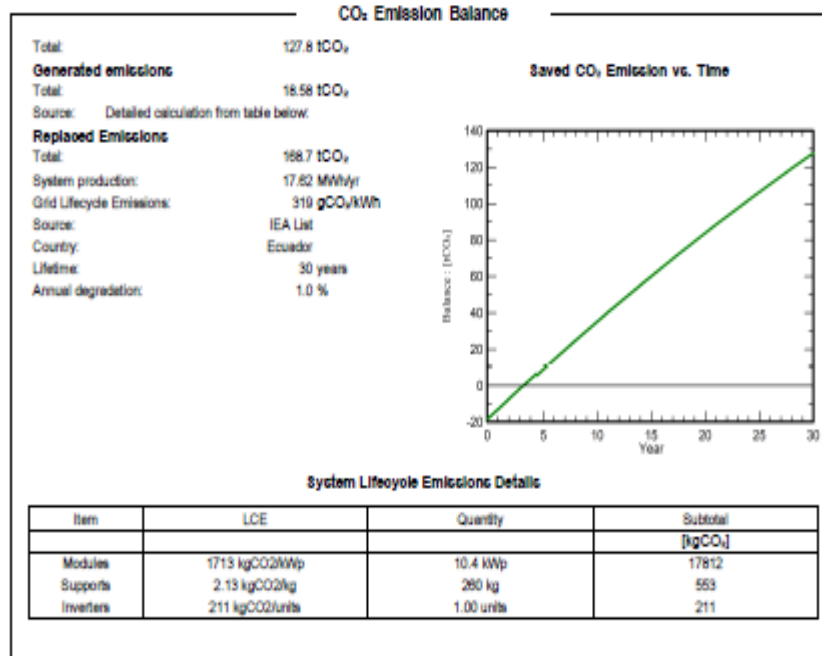
Item	Quantity	Cost	Total
	units	USD	USD
<b>PV modules</b>			
AE 400DGLMS-72 (1500)	28	175.00	4550.00
Supports for modules	28	40.00	1040.00
<b>Inverters</b>			
MOD 10KTL3-X	1	1405.98	1405.98
<b>Other components</b>			
Combiner box	1	848.52	848.52
<b>Installation</b>			
Global installation cost per inverter	1	600.00	600.00
Transport	1	1448.42	1448.42
Settings	1	400.00	400.00
<b>Total</b>			<b>10290.92</b>
Depreciable asset			6995.98

#### Operating costs

Item	Total
	USD/year
<b>Maintenance</b>	
Cleaning	100.00
<b>Total (OPEX)</b>	<b>100.00</b>

#### System summary

Total installation cost	10290.92 USD
Operating costs	100.00 USD/year
Produced Energy	17.8 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.035 USD/kWh



*Anexo 14. Simulación del sistema híbrido con almacenamiento mediante el programa PV SYST.*

**General parameters**

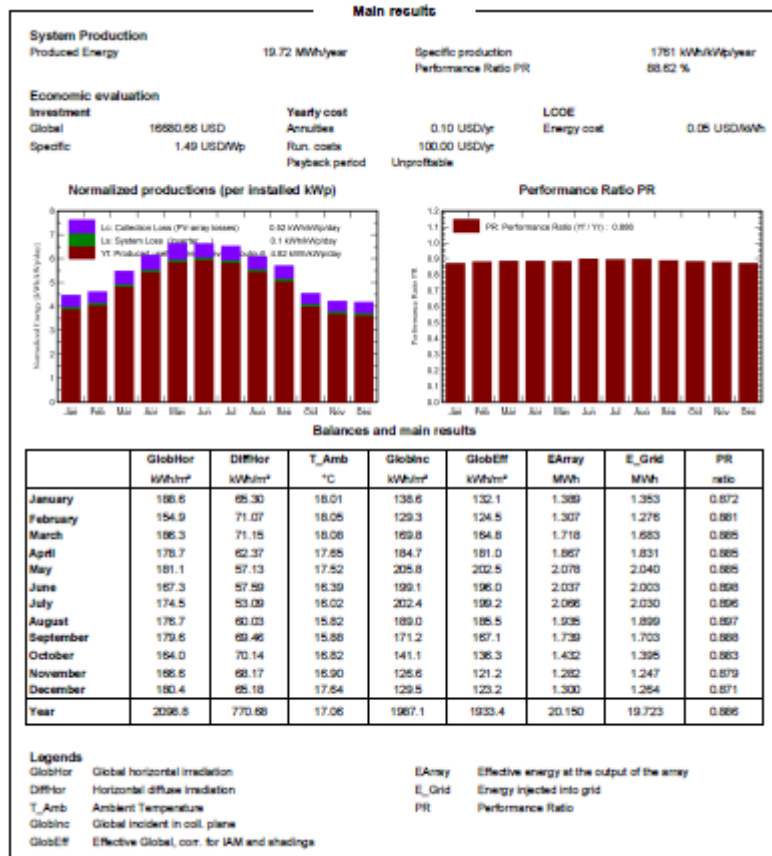
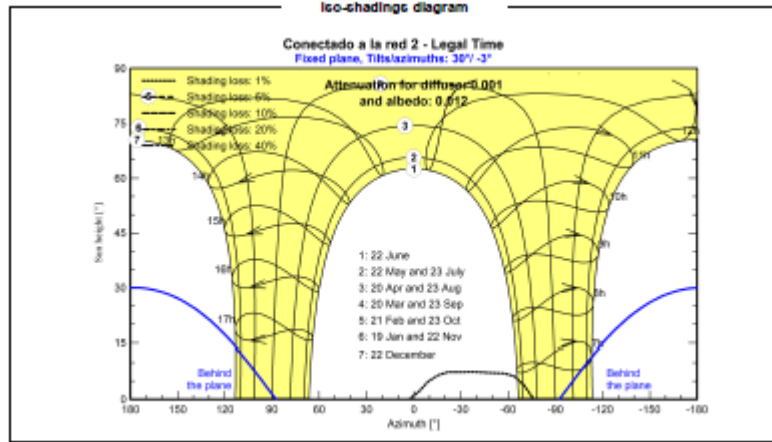
Grid-Connected System	Tables on a building	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation		Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	30 / -3 °	Circumaecler separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	Linear shadings	Unlimited load (grid)

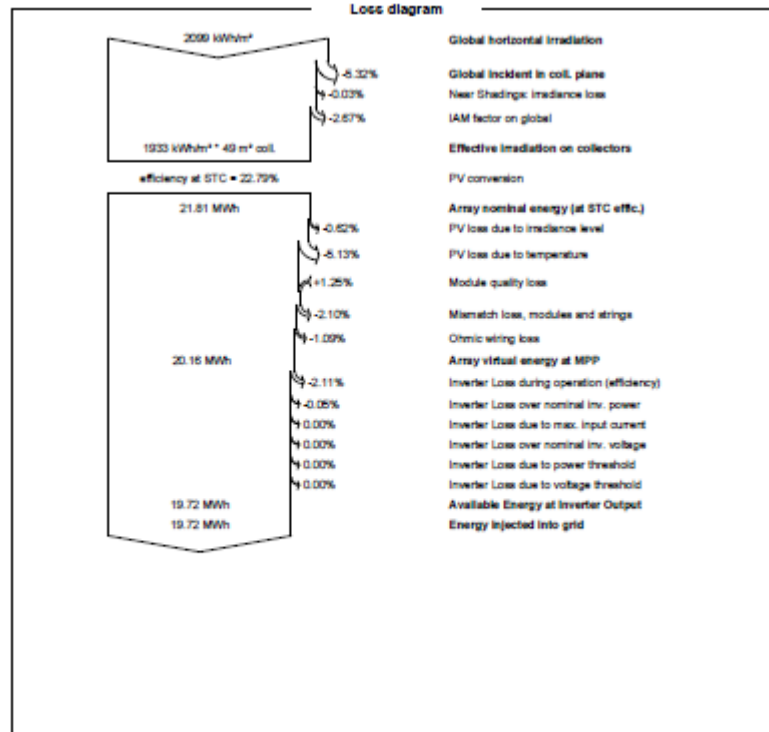
**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	SunPower	Manufacturer	SMA
Model	SPR-MAX3-400	Model	Sunny Boy SB 11000TLUS-12 - 240V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	11.0 kWac
Number of PV modules	28 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	11.20 kWp	Total power	11.0 kWac
Modules	4 Strings x 7 in series	Operating voltage	345-480 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Phom ratio (DC/AC)	1.02
Pmpp	10.52 kWp		
U mpp	415 V		
I mpp	25 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	11 kWp	Total power	11 kWac
Total	28 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	49.5 m <sup>2</sup>	Phom ratio	1.02

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 259 mΩ	Loss Fraction -1.3 %						
Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s								
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.525, n(AIR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.997	0.992	0.982	0.916	0.681	0.440	0.000





### Cost of the system

Installation costs			
Item	Quantity	Cost	Total
	units	USD	USD
PV modules			
SPR-MAJ3-600	25	158.93	4498.04
Inverters			
Sunny Boy SB 11000TLUS-12 - 240V	1	3250.00	3250.00
Other components			
Accessories, fasteners	1	4188.62	4188.62
Installation			
Global installation cost per inverter	1	4792.00	4792.00
<b>Total</b>			<b>18890.66</b>
Depreciable asset			11890.66

Operating costs	
Item	Total
	USD/year
Maintenance	
Cleaning	100.00
<b>Total (OPEX)</b>	<b>100.00</b>

System summary	
Total installation cost	18890.66 USD
Operating costs	100.00 USD/year
Produced Energy	19.7 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.047 USD/kWh

### Financial analysis

<b>Simulation period</b>			
Project lifetime	20 years	Start year	2023
<b>Income variation over time</b>			
Inflation			0.00 %/year
Production variation (aging)			0.00 %/year
Discount rate			0.00 %/year
<b>Income dependent expenses</b>			
Income tax rate			0.00 %/year
Other income tax			0.00 %/year
Dividends			0.00 %/year
<b>Financing</b>			
Own funds		16880.88 USD	
Loan - Redeemable with fixed annuity - 20 years		1.00 USD	Interest rate: 8.00%/year
<b>Electricity sale</b>			
Feed-in tariff		0.0092 USD/Wh	
Duration of tariff warranty		20 years	
Annual connection tax		0.00 USD/Wh	
Annual tariff variation		0.0 %/year	
Feed-in tariff decrease after warranty		50.00 %	
<b>Return on investment</b>			
Payback period		Unprofitable	
Net present value (NPV)		-15063.88 USD	
Return on Investment (ROI)		-90.2 %	

### Detailed economic results (USD)

	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amount.
2023	101	0	0	100	0	81	0	81	-18596	0.0%
2024	101	0	0	100	0	81	0	81	-18518	1.0%
2025	101	0	0	100	0	81	0	81	-18437	1.5%
2026	101	0	0	100	0	81	0	81	-18355	2.0%
2027	101	0	0	100	0	81	0	81	-18274	2.4%
2028	101	0	0	100	0	81	0	81	-18190	2.9%
2029	101	0	0	100	0	81	0	81	-18111	3.4%
2030	101	0	0	100	0	81	0	81	-18030	3.9%
2031	101	0	0	100	0	81	0	81	-17949	4.4%
2032	101	0	0	100	0	81	0	81	-17867	4.9%
2033	101	0	0	100	0	81	0	81	-17786	5.4%
2034	101	0	0	100	0	81	0	81	-17704	5.9%
2035	101	0	0	100	0	81	0	81	-17623	6.3%
2036	101	0	0	100	0	81	0	81	-17542	6.8%
2037	101	0	0	100	0	81	0	81	-17460	7.3%
2038	101	0	0	100	0	81	0	81	-17379	7.8%
2039	101	0	0	100	0	81	0	81	-17296	8.3%
2040	101	0	0	100	0	81	0	81	-17216	8.8%
2041	101	0	0	100	0	81	0	81	-17135	9.3%
2042	101	0	0	100	0	81	0	81	-17054	9.8%
Total	3628	1	1	2006	0	1628	0	1627	-15064	9.0%

### CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total:	143.8 tCO <sub>2</sub>
Generated emissions	
Total:	19.98 tCO <sub>2</sub>
Source:	Detailed calculation from table below:
Replaced Emissions	
Total:	188.7 tCO <sub>2</sub>
System production:	19.72 MWh/yr
Grid Lifecycle Emissions:	319 gCO <sub>2</sub> /kWh
Source:	IEA List
Country:	Ecuador
Lifetime:	30 years
Annual degradation:	1.0 %

**Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time**

**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /MWh	11.2 kWh	19182
Supports	2.13 kgCO <sub>2</sub> /kg	280 kg	596
Inverters	211 kgCO <sub>2</sub> /units	1.00 units	211

Anexo 15. Certificado de traducción.

**OXFORD**  
**CENTRO DE RECUPERACION PEDAGOGICA Y**  
**ENSEÑANZA DE INGLES**

Miguel Riofrio 156-27 entre Bolivar y Bernardo Valdivieso teléfono: 0994321062

---

**CERTIFICADO DE TRADUCCION**

Alicia Ramírez Vargas

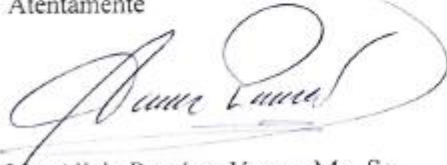
**DOCENTE DE INGLES DE DEL CENTRO DE RECUPERACION  
PEDAGOGICA Y ENSEÑANZA DE INGLES 'OXFORD'**

**CERTIFICO**

Haber realizado la traducción del idioma español al inglés el resumen de la tesis titulada **ANÁLISIS COMPARATIVO DE DISEÑO Y VALORACIÓN ECONÓMICA PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMICILIARIO CONECTADO A RED** de autoria de Kevin Fernando Ortega Maza, portador de la cedula de identidad N.1106079765. Egresado de la Carrera de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Nacional de Loja, trabajo que se encuentra bajo la dirección del Ing. Jorge Enrique Carrión González, PhD. Previo la obtención del Título de Ingeniero electromecánico.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad. Facultando al interesado hacer uso del presente en lo que considere conveniente.

Atentamente



Lic. Alicia Ramírez Vargas Mg. Sc.

