

# UCUENCA

## Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Electricidad

**Diseño de un sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento de abonados residenciales que integre almacenamiento de energía en baterías**

Trabajo de titulación previo a la obtención  
del título de Ingeniero Eléctrico


### **Autores:**

Adrian Mauricio Aguirre Landin

Ronny Bryam Berrezueta Berrezueta

### **Director:**

Vinicio Estuardo Iñiguez Moran

ORCID:  0000-0001-7494-191X

**Cuenca, Ecuador**

2025-09-23

## Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo el dimensionamiento de un sistema de generación distribuida basado en un sistema fotovoltaico híbrido con respaldo energético mediante baterías, destinado a una vivienda ubicada en el sector El Batán, clasificada dentro del estrato energético tipo C. El estudio se desarrolla considerando el recurso solar disponible, así como las regulaciones y normativas vigentes en el Ecuador que establecen los lineamientos para el dimensionamiento de los distintos componentes que integran el sistema híbrido. Para determinar la demanda energética de la vivienda, se aplicaron tres metodologías: el uso de un analizador de calidad de energía, el análisis del historial de consumo proporcionado por la empresa distribuidora y un levantamiento de cargas críticas. Este último resulta fundamental para el dimensionamiento del banco de baterías. Con la información recopilada, se procedió al cálculo del rendimiento global del sistema, determinando la cantidad de paneles solares, inversores y baterías requeridos, así como la energía generada y el factor de planta. Los resultados obtenidos fueron validados mediante simulaciones realizadas en el software Homer Pro. Finalmente, se presenta un análisis del beneficio económico del sistema, incluyendo el ahorro en el consumo energético, las pérdidas económicas evitadas por la implementación de un sistema de respaldo y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Este proyecto se plantea como una alternativa sostenible y ambientalmente amigable, que permite enfrentar los cortes de energía y contribuir a la autonomía energética de los usuarios.

*Palabras clave del autor:* panel solar fotovoltaico, generación distribuida, baterías, sistema híbrido



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

**Repositorio Institucional:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

### Abstract

This work consists of the sizing of a distributed generation system, specifically a hybrid photovoltaic system with battery backup for a household located in the El Batán sector, classified under energy stratum type C. The study is carried out considering the available solar resource, the current regulations and standards in Ecuador that define how to size the different components of the hybrid system. In addition, an energy demand analysis of the household was performed using three methods to determine daily demand: through a power quality analyzer, by analyzing the energy consumption history provided by the distribution company, and by surveying critical loads, the latter being especially important for sizing the battery bank. Once all the necessary data for sizing was collected, the overall performance of the system was determined, along with the number of solar panels, inverters, and batteries required, the energy generated, and the capacity factor. The results obtained were then compared with simulations performed in the Homer Pro software. Finally, the benefits of the system were explained through an analysis of the economic savings in energy consumption, the economic losses avoided by having a backup system, and the CO<sub>2</sub> displacement achieved by the system. This project is presented as an environmentally friendly alternative to address energy outages and to establish energy autonomy for users.

*Author Keywords:* photovoltaic solar panel, distributed generation, batteries, hybrid system



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

**Institutional Repository:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

## Índice de contenido

1	Generalidades .....	10
1.1	Introducción .....	10
1.2	Antecedentes.....	11
1.3	Objetivos.....	12
1.3.1	Objetivo general .....	12
1.3.2	Objetivos específicos.....	12
1.4	Alcance.....	13
1.5	Justificación .....	14
2	Marco Teórico.....	15
2.1	Estado actual del sistema energético de Ecuador.....	15
2.1.1	Potencia y demanda instalada.....	15
2.1.2	Déficit energético.....	15
2.1.3	Legislación ecuatoriana para los SGDA .....	15
2.1.4	Regulaciones y normativas en el Ecuador.....	16
2.1.5	Tipos de abonados de acuerdo a regulaciones ecuatorianas .....	17
2.2	Sistemas de Generación Distribuida (SGD).....	17
2.2.1	SGD aplicados al autoabastecimiento energético residencial.....	17
2.3	Componentes del Sistema de Generación Solar Fotovoltaica.....	19
2.3.1	Panel solar .....	19
2.3.2	Regulador de carga.....	21
2.3.3	Inversor .....	21
2.4	Tecnologías de almacenamiento de energía en baterías .....	22
2.4.1	Batería de Iones de Litio.....	23
2.4.2	Batería de Plomo – Ácido.....	24
2.5	Diseño de sistemas de generación solar fotovoltaico .....	25
2.5.1	Demanda eléctrica .....	25
2.5.2	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico .....	26
2.5.3	Dimensionamiento del banco de baterías.....	31
2.5.4	Dimensionamiento del calibre de los conductores .....	32
2.5.5	Elementos de protección y seccionamiento.....	33
2.5.6	Estructuras de soporte del SFV.....	36
2.6	Sistemas fotovoltaicos híbridos.....	36
3	Materiales y Métodos.....	39
3.1	Revisión de literatura .....	39
3.2	Dimensionamiento técnico y diseño del sistema fotovoltaico .....	40
3.2.1	Descripción de la ubicación.....	40

3.2.2	Determinación de la demanda.....	41
3.2.3	Determinación del recurso solar (HSP) .....	46
3.2.4	Selección de componentes del SFV .....	48
3.2.5	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico .....	50
3.2.6	Dimensionamiento del banco de baterías.....	55
3.2.7	Dimensionamiento del calibre de los conductores para el SFV .....	56
3.2.8	Dimensionamiento de elementos de protección .....	59
3.2.9	Energía generada anualmente y factor de planta .....	60
3.2.10	Diagrama de conexión .....	61
3.2.11	Simulación en el software Homer Pro .....	61
3.2.12	Propuesta de implementación de un prototipo en el Laboratorio de Micro – Red .....	62
3.3	Análisis económico del sistema fotovoltaico.....	63
3.3.1	Costo del sistema fotovoltaico .....	64
3.3.2	Análisis de beneficio del sistema fotovoltaico .....	65
3.3.3	Análisis de beneficio del sistema de almacenamiento .....	69
3.3.4	Análisis de beneficio ambiental .....	70
4	Análisis de resultados .....	72
4.1	Análisis de generación energética .....	72
4.2	Análisis de viabilidad económica del sistema fotovoltaico .....	73
4.3	Análisis de implementación del sistema de respaldo .....	74
4.4	Análisis de beneficios ambientales .....	75
4.5	Comparativa con estudios similares.....	75
5	Conclusiones y recomendaciones.....	77
5.1	Recomendaciones .....	79
5.2	Trabajos futuros.....	79
6	Referencias.....	81
7	Anexos.....	87

**Índice de figuras**

Figura 2–1: Modalidades de generación distribuida para autoabastecimiento. Fuente: [8]..	18
Figura 2–2: Panel solar monocristalino vs policristalino. Fuente: [29].....	20
Figura 2–3: Característica I - V de una célula fotovoltaica. Fuente: [30].....	20
Figura 2–4: Regulador de Carga. Fuente: [31]. .....	21
Figura 2–5: Convertidor de potencia Solís. Fuente: [Propia]. .....	22
Figura 2–6: Curva de demanda. Fuente: [40].....	26
Figura 3–1: Área disponible de la vivienda residencial tipo C. Fuente: [Propia].....	40
Figura 3–2: Instalación del medidor de calidad energético en la vivienda. Fuente: [Propia]	42
Figura 3–3: Curva de demanda de la vivienda. Fuente: [Propia] .....	43
Figura 3–4: SFV planteado en la aplicación de Homer Pro. Fuente: [Propia] .....	62
Figura 3–5: Resultados obtenidos en Homer Pro. Fuente: [Propia].....	62
Figura 3–6: Diagrama de conexión del Sunny Island. Fuente:[59] .....	63
Figura 3–7: Diagrama de barras del balance neto del SFV planteado. Fuente: [Propia].....	67

## Índice de tablas

Tabla 2-1: Estratos de consumo de la Empresa Regional Centrosur C.A.....	17
Tabla 2-2: Tamaños mínimos del conductor de puesta a tierra del equipo. Fuente: [46]. ....	35
Tabla 3-1: Historial de consumo energético del año 2024 de la vivienda. Fuente: [55]. ....	44
Tabla 3-2: Levantamiento de cargas críticas de la vivienda. Fuente: [Propia] .....	45
Tabla 3-3: Radiación Solar mediante NREL. Fuente: [56] .....	46
Tabla 3-4: Radiación solar mediante datos de la Micro – Red. Fuente: [Micro – Red]. ....	47
Tabla 3-5: Comparativa entre paneles solares. Fuente: [Propia] .....	48
Tabla 3-6: Comparativa entre inversores. Fuente: [Propia] .....	49
Tabla 3-7: Comparativa entre baterías. Fuente: [Propia] .....	50
Tabla 3-8: Sección de conductores. Fuente: [Propia] .....	59
Tabla 3-9: Energía generada del SFV planteado. Fuente: [Propia] .....	60
Tabla 3-10: Costo de la implementación del SFV con batería LP15-24100. Fuente: [Propia] .....	64
Tabla 3-11: Costo de implementación del SFV con batería LP16-48100. Fuente: [Propia] .	65
Tabla 3-12: Balance Neto del SFV planteado. Fuente: [Propia] .....	66
Tabla 3-13: Costos de energía sin sistema fotovoltaico. Fuente: [Propia] .....	67
Tabla 3-14: Costos de energía con sistema fotovoltaico. Fuente: [Propia] .....	68
Tabla 3-15: Ahorro anual del SFV. Fuente: [Propia] .....	69
Tabla 4-1: Energía generada del SFV planteado. Fuente: [Propia] .....	72
Tabla 4-2: Comparación de resultados del SFV. Fuente: [Propia] .....	73
Tabla 4-3: Análisis de viabilidad económica del SFV planteado con batería LP15-24100. Fuente: [Propia] .....	73
Tabla 4-4: Análisis de viabilidad económica del SFV planteado con batería LP16-48100. Fuente: [Propia] .....	74
Tabla 4-5: Análisis del sistema de respaldo energético. Fuente: [Propia] .....	75

### **Dedicatoria y agradecimientos**

Quiero expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a mi familia por el apoyo incondicional brindado durante esta etapa de mi vida. A mi padre Franklin, por su amor constante, su respaldo permanente y la enseñanza de valores como la responsabilidad, puntualidad y respeto, que han sido pilares fundamentales para alcanzar este logro. A mi madre Mariela, por ser siempre un sólido pilar de apoyo y por motivarme a seguir mis sueños con su constante aliento. A mi hermano Kevin, por su inquebrantable ayuda y compañía a lo largo de este camino. Este logro también es suyo, y siempre estaré profundamente agradecido por todo lo que han hecho por mí.

A todos mis maestros, quienes con su dedicación, conocimiento y apoyo han sido pilares fundamentales en mi formación académica y personal. Gracias por compartir su sabiduría, motivarme a superar cada desafío y proporcionarme las herramientas necesarias para alcanzar este logro. De manera especial, extendiendo mi gratitud a nuestro tutor del trabajo de titulación, el ingeniero Vinicio Iñiguez, quien con su constante apoyo y orientación ha sido clave para la correcta culminación de este proyecto. Este trabajo es también reflejo de su compromiso y enseñanza, por lo cual siempre le estaré sinceramente agradecido.

Finalmente, los autores agradecemos a la Universidad de Cuenca por facilitar el acceso al Laboratorio de Micro-Red, Facultad de Ingeniería, en cuyas instalaciones fue realizado el presente proyecto de titulación, por permitirnos utilizar sus equipos, y por autorizar a su personal a proporcionarnos el apoyo técnico necesario para llevar a cabo las actividades experimentales del proyecto.

**Adrian Mauricio Aguirre Landin**

## **Dedicatoria y agradecimientos**

Quiero agradecer, en primer lugar, a Dios, por brindarme la vida, la salud y hacer posible el cumplimiento de mis metas.

A mis padres, Jorge y Rosa, por sus consejos y su apoyo incondicional, y de igual manera a mis hermanos, Karolina y Jorge, quienes me han acompañado en este largo camino universitario. Gracias a su respaldo, esfuerzo y perseverancia, hoy logro cumplir una de mis metas más importantes.

Extiendo también mi agradecimiento a mis docentes, quienes con su conocimiento y enseñanza me han preparado para desenvolverme profesionalmente. Un agradecimiento especial al ingeniero Vinicio Iñiguez, por su valiosa tutoría y apoyo en el desarrollo de este proyecto de titulación.

Finalmente, los autores agradecemos a la Universidad de Cuenca por facilitar el acceso al Laboratorio de Micro-Red, Facultad de Ingeniería, en cuyas instalaciones fue realizado el presente proyecto de titulación, por permitirnos utilizar sus equipos, y por autorizar a su personal a proporcionarnos el apoyo técnico necesario para llevar a cabo las actividades experimentales del proyecto.

**Ronny Bryam Berrezueta Berrezueta**

## 1 Generalidades

### 1.1 Introducción

Los sistemas de generación distribuida (SGD) son una alternativa viable para permitir que los usuarios generen su propia energía eléctrica, promoviendo la descentralización del sistema eléctrico, reduciendo la dependencia de la red eléctrica pública, y contribuyendo al cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad (PME) [1]. En el contexto actual, los SGD han adquirido un rol crucial en la transición energética hacia fuentes renovables como la solar, eólica, entre otras.

En las últimas décadas, los sistemas fotovoltaicos han experimentado avances significativos en términos de eficiencia y accesibilidad económica, lo que hace que cada vez sean más atractivos para los usuarios [2]. No obstante, las energías renovables, como la energía solar fotovoltaica, enfrenta un desafío fundamental, los períodos de demanda energética no siempre coinciden con los de la oferta energética [3]. En este sentido se presenta como alternativas los sistemas on – grid que dependen de la red eléctrica para funcionar, en cambio el sistema off – grid es independiente de la red debido a que cuenta con un sistema de almacenamiento.

Los sistemas fotovoltaicos se complementan a la perfección con sistemas de almacenamiento debido a que son fuentes intermitentes de energía, la incorporación de baterías permite almacenar la energía generada en períodos de alta producción para su posterior uso en momentos de mayor demanda o cuando la generación es insuficiente. Esto no solo mejora la estabilidad del suministro eléctrico, sino que también incrementa la autonomía de los usuarios al reducir su dependencia de la red pública. Como indica el PME, la inclusión de almacenamiento energético es clave para garantizar la confiabilidad y flexibilidad de los sistemas distribuidos, lo que resulta esencial para satisfacer las necesidades energéticas de los abonados residenciales de estrato tipo C en Ecuador [1].

En el proyecto de titulación propuesto se plantea realizar un análisis de las políticas energéticas nacionales actuales referentes a la generación distribuida y de estudios previos relacionados con la implementación de sistemas solares fotovoltaicos que integran sistemas de almacenamiento de energía en baterías para consumidores residenciales. Con base en la revisión de literatura se definirá la tecnología de sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento energético en baterías que mejor se adapte a las necesidades del consumidor residencial ecuatoriano, teniendo en cuenta la demanda proyectada, cumpliendo requisitos básicos de calidad de la energía, y costos.

Finalmente, se realizará el dimensionamiento del sistema fotovoltaico para una demanda de estrato tipo C de acuerdo a la clasificación de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. en la ciudad de Cuenca, empleando datos del Laboratorio de Micro-Red de la Universidad de Cuenca, además se determinará el presupuesto necesario para su implementación con precios referenciales del mercado nacional.

## 1.2 Antecedentes

La crisis energética que ha experimentado el Ecuador en los años 2023-2024 se ha producido debido a varios factores como el continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional, como se indica en el Plan Maestro de Electricidad la tasa media de crecimiento es del 4.7% [4], la poca o nula de inversión en nuevos proyectos de generación y la falta de mantenimiento de varias centrales termoeléctricas varias que poseen más de 30 años de antigüedad [5], durante el año pasado las centrales eléctricas aportaron con 641 megavatios de los alrededor de 3000 megavatios que posee el país en potencia instalada [5], sumado a una fuerte sequía provocada por los escenarios críticos que se presentan en las vertientes del pacífico y amazonas entre los meses de octubre y marzo [6], provocando que las centrales eléctricas existentes y funcionales no sean capaces de abastecer la demanda y por tal razón, se han ejecutado racionamientos de energía en todo el país en el transcurso de los últimos dos años, llegando a producirse racionamientos eléctricos de hasta 14 horas [7].

El Estado Ecuatoriano promueve el uso de energías renovables no convencionales (ERNC), fomentando la soberanía energética e incentivando la inversión privada y pública [1], mediante regulaciones y normativas como por ejemplo la regulación ARCERNR 005-2024 que indica que cualquier persona puede instalar paneles solares en su vivienda o empresa con la finalidad de generar energía eléctrica para autoconsumo [8].

A nivel mundial varios países han adoptado a la energía solar fotovoltaica como un recurso primordial para el sector residencial como el caso de Alemania que fue uno de los primeros países en invertir en generación descentralizada a partir de energías renovables mediante tarifas de alimentación para sistemas a pequeña escala que tienen prioridad de despacho, además posee el programa de apoyo para sistemas de almacenamiento que permiten incentivar la carga compatible con la red durante el pico de generación distribuida, mediante el banco de desarrollo gubernamental con préstamos de bajo interés [9].

En Estados Unidos, la Iniciativa Solar de California (CSI) proporcionó incentivos para la instalación de sistemas fotovoltaicos y solar térmicos en viviendas unifamiliares y multifamiliares, llegando a tener para inicios de 2022 una capacidad instalada de 11106MW

[10]. En Brasil, mediante un decreto expedido en 2004 [11], se establece un mercado eléctrico en donde las empresas eléctricas de distribución pueden adquirir hasta el 10% de la demanda a los SGD.

En el contexto ecuatoriano, se han desarrollado proyectos tales como el programa EuroSolar mediante el apoyo de la Comisión Europea, que proporciona a las comunidades rurales una fuente de energía eléctrica renovable para uso estrictamente comunitario [12].

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Diseñar un sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento de abonados residenciales de estrato tipo C que integre almacenamiento de energía en baterías.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Llevar a cabo la revisión de las normativas y regulaciones existentes en el Ecuador referentes a sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento y de la literatura técnica concerniente a sistemas de generación solares fotovoltaicos con almacenamiento de energía en baterías para consumidores residenciales
- Diseñar un sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento que integre almacenamiento energético en baterías con base en la demanda proyectada de un estrato tipo C residencial del sector El Batán del cantón Cuenca y un periodo de 3 a 5 horas de respaldo frente a un corte de energía.
- Determinar el costo de implementación del diseño con base en precios referenciales del mercado local.

#### 1.4 Alcance

En el proyecto de titulación propuesto se plantea realizar una revisión de literatura enfocada en las políticas energéticas nacionales actuales referentes a la generación distribuida, con énfasis en los sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento energético (SGDA). El proyecto asume que el consumidor y el SGDA están en la misma ubicación geográfica de manera que el SGDA podrá inyectar los excedentes de energía a la red o trabajará en modo isla abasteciendo de forma autónoma al consumidor cuando lo necesite. También se tendrán en consideración estudios previos relacionados sobre la implementación de sistemas solares fotovoltaicos que integran sistemas de almacenamiento de energía en baterías para consumidores residenciales en países desarrollados.

Con base en la revisión de literatura se definirá la tecnología de sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento energético en baterías que mejor se adapte a las necesidades del consumidor residencial ecuatoriano, teniendo en cuenta la demanda proyectada, cumplimiento de requisitos básicos de calidad de la energía, y costos. Se realizará el dimensionamiento del sistema para un consumidor del estrato tipo C, de acuerdo con la clasificación de la empresa distribuidora de energía de Cuenca, empleando datos del Laboratorio de Micro-Red de la Universidad de Cuenca, herramientas de software especializadas para sistemas solares fotovoltaicos disponibles on-line y se determinará el presupuesto necesario para su implementación con precios referenciales del mercado nacional.

## 1.5 Justificación

La energía eléctrica es un servicio público que se provee bajo los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad, cuyo derecho se garantiza en la Constitución de la República del Ecuador y en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica [13]. El Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) indica que la electricidad es un servicio fundamental en la vida diaria de los ecuatorianos, por ejemplo, registra que el 99.2% de las viviendas en Azuay poseen acceso a este servicio [14].

Sin embargo, el continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica, la falta de inversión en nuevos proyectos de generación y la gran dependencia de generación hidroeléctrica en el país, con un 78.58% de potencia instalada en 2023 [15], ha provocado una vulnerabilidad en el sistema eléctrico nacional debido a que las vertientes del pacífico y del amazonas presentan un escenario hidrológico crítico entre los meses de octubre y marzo, lo que ha provocado racionamientos eléctricos recientemente en 2023 y 2024, el fin de la sequía hidrológica de este último año siendo oficialmente declarado por Etapa EP el 20 de diciembre, no obstante, no se descartan posibles nuevas sequías en los próximos años [16].

Los sistemas fotovoltaicos son una alternativa técnica y económicamente viable que permiten que los hogares accedan a energía eléctrica sin depender exclusivamente del distribuidor. Complementados con sistemas de almacenamiento de energía tales como baterías, la energía generada por los sistemas fotovoltaicos puede ser acumulada para ser utilizada posteriormente por el consumidor, garantizando la disponibilidad del recurso en caso de emergencia (p.ej.: durante los racionamientos) o cuando el usuario así lo requiera.

## 2 Marco Teórico

### 2.1 Estado actual del sistema energético de Ecuador

#### 2.1.1 Potencia y demanda instalada

El sector energético ecuatoriano históricamente ha dependido en gran medida de las hidroeléctricas y combustibles fósiles, principalmente de petróleo, lo que ha generado desafíos en el sector energético. De acuerdo a la Agencia de Regulación y Control de Energía (ARCERNR), la capacidad instalada total del país en 2023 es de 8,759 MW, de los cuales solo el 26.89 MW corresponde a energía solar fotovoltaica. La creciente demanda de electricidad, que según proyecciones del Ministerio de Energía y Minas aumenta en un 5.8% anual hasta 2030, ha puesto presión sobre la infraestructura eléctrica existente [17].

#### 2.1.2 Déficit energético

El continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional, la falta de inversión en nuevos proyectos de generación y la deficiencia de mantenimiento de varias centrales térmicas del país han provocado la crisis energética en la que actualmente se encuentra sumido el Ecuador, por lo cual, las centrales eléctricas existentes no son capaces de abastecer la demanda y por tal razón se han ejecutado racionamientos de energía en todo el país en el transcurso de los últimos dos años.

En un reporte del diario Primicias se menciona que el déficit energético en noviembre de 2024 fue de hasta 1800 megavatios de potencia y para finales de diciembre se encontraba en alrededor de los 1500 megavatios [18].

#### 2.1.3 Legislación ecuatoriana para los SGDA

El artículo 413 de la Constitución de la República del Ecuador [19] establece que “el Estado debe promover la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientales limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto”.

El Artículo 26 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) [20] indica que “el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía.”

Dentro del Plan Maestro de Electricidad (PME) [21] en el Objetivo Estratégico 1 se tiene planteado en la Política 1.1 “Promover el desarrollo de proyectos de generación y autogeneración con énfasis en el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, renovables no convencionales y alternativos, previendo la soberanía energética, responsabilidad social y ambiental; incentivando la participación de la inversión privada y pública.”

## 2.1.4 Regulaciones y normativas en el Ecuador

### **ARCONEL-005/24**

Esta regulación indica que un sistema de generación distribuida (SGDA) para el caso de consumidores regulados cumple con las siguientes condiciones:

- La potencia nominal se encuentra delimitada por:
  - a. Si no hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución, la potencia nominal de un SGDA está limitada por la potencia máxima registrada del consumidor regulado y la capacidad de conexión aprobada por la distribuidora.
  - b. Si hay inyección de energía eléctrica a la red, está limitada a 2 MW la potencia nominal del SGDA.
- El SGDA se conecta en sincronía con la red.
- Debe estar ubicado dentro de la misma área de servicio en la que se encuentran los consumidores.
- Es posible utilizar recursos energéticos renovables no convencionales que se encuentran disponibles en el área de servicio de la distribuidora.
- Puede utilizar equipos de almacenamiento de energía.
- El SGDA es de uso privado de uno o varios consumidores y está destinado para abastecer exclusivamente sus consumos.
- El SGDA causa impactos positivos a la red de distribución a la que se conecta, como: disminución de pérdidas de electricidad, mejora de perfiles de voltaje, disminución de cargabilidad de equipos, entre otros.

El dimensionamiento de un SGDA es de exclusiva responsabilidad de los consumidores regulados asociados a este. Mediante un estudio técnico se determina la potencia nominal

del SGDA con el propósito de cubrir la demanda de energía eléctrica anual de uno o varios consumidores regulados. De igual forma la producción anual de energía del SGDA debe ser igual o menor que la demanda de energía anual de los consumidores regulados.

### 2.1.5 Tipos de abonados de acuerdo a regulaciones ecuatorianas

El Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica [22] señala que la determinación de la categoría tarifaria de los consumidores es de responsabilidad de la empresa distribuidora, la cual debe evaluar las características de carga y el uso de energía declarada por el consumidor regulado, en donde se destaca que la categoría residencial se destina exclusivamente al uso doméstico de consumidores.

En el caso de la ciudad de Cuenca la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. divide a los consumidores residenciales en 4 estratos de consumo [23] como se indica en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Estratos de consumo de la Empresa Regional Centrosur C.A.

Estrato	Rango
B	$181 < \text{kWh} \leq 310$
C	$111 < \text{kWh} \leq 180$
D	$61 < \text{kWh} \leq 110$
E	$1 < \text{kWh} \leq 60$

## 2.2 Sistemas de Generación Distribuida (SGD)

La generación distribuida se puede definir como la generación eléctrica a pequeña escala cercana al consumo, mediante el empleo de tecnologías eficientes destacando la cogeneración, maximizando el uso de los combustibles utilizados [24].

Dentro de la regulación ARCERNR 005-2024 [8] se denomina a los sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA) como un “conjunto de equipos utilizados para la generación de energía eléctrica que aprovechan un recurso energético renovable no convencional para el autoabastecimiento de consumidores finales, y que se conectan a una red de distribución”.

### 2.2.1 SGD aplicados al autoabastecimiento energético residencial

El autoabastecimiento se define en el informe de la Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico [25] como la “generación propia de la energía por parte del usuario para

reducir su dependencia de la red eléctrica convencional, lo que aumenta la resiliencia energética y reduce la vulnerabilidad ante posibles cortes de suministro”.

La regulación ARCERNNR 005-2024 [8] clasifica a los SGDA en diferentes modalidades, las cuales se indican en la Figura 2–1.

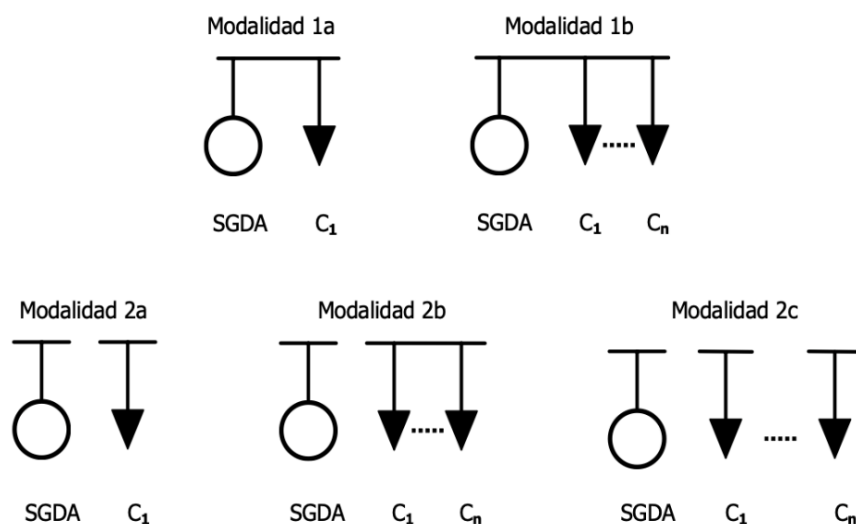


Figura 2–1: Modalidades de generación distribuida para autoabastecimiento. Fuente: [8]

- **Modalidad 1a:** El SGDA está asociado a una sola cuenta contrato, ubicada en el mismo inmueble en donde se instalará el SGDA.
- **Modalidad 1b:** El SGDA está asociado a varias cuentas contrato ubicadas en una urbanización o un mismo inmueble constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal, en donde se instalará el SGDA.
- **Modalidad 2a:** El SGDA está ubicado remotamente, y está asociado a una sola cuenta contrato del consumidor regulado.
- **Modalidad 2b:** El SGDA está ubicado de forma remota y está asociado a varias cuentas contrato las cuales se encuentran concentradas en un mismo bien inmueble, constituido en condominio o bajo el régimen de propiedad horizontal
- **Modalidad 2c:** El SGDA está ubicado de forma remota, y está asociado a varias cuentas contrato de una misma persona jurídica o natural, ubicadas en inmuebles dispersos.

## 2.3 Componentes del Sistema de Generación Solar Fotovoltaica

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar. El principal componente de este sistema es el módulo fotovoltaico, a su vez compuesto por células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica [26]. A continuación, se describe los componentes principales del sistema fotovoltaico.

### 2.3.1 Panel solar

El panel solar se basa en la utilización de células solares, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, genera corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide radiación solar. La salida del panel fotovoltaico genera una señal de tensión de corriente directa de distintos niveles de voltaje, como por ejemplo 6, 12 o 24 voltios, que permite adecuarse para distintas aplicaciones [27].

Actualmente existen diferentes tipos de paneles solares en el mercado, los cuales se clasifican según el tipo de material semiconductor utilizado en la fabricación de células fotovoltaicas de acuerdo a la Figura 2–2, los cuales son:

- **Paneles solares monocristalinos:** Como su nombre indica son fabricados con una estructura cristalina uniforme, son los más eficientes en la conversión solar-eléctrica teniendo un rango de rendimiento energético entre el 12% y 16%, sin embargo, tiene el mayor costo [28].
- **Paneles solares policristalinos:** Son los más comúnmente utilizados en el mercado, se fabrican utilizando diferentes cantidades de cristales distintos, son menos eficientes que los monocristalinos con rendimientos energéticos entre 11% y 14% pero más económicos [28].

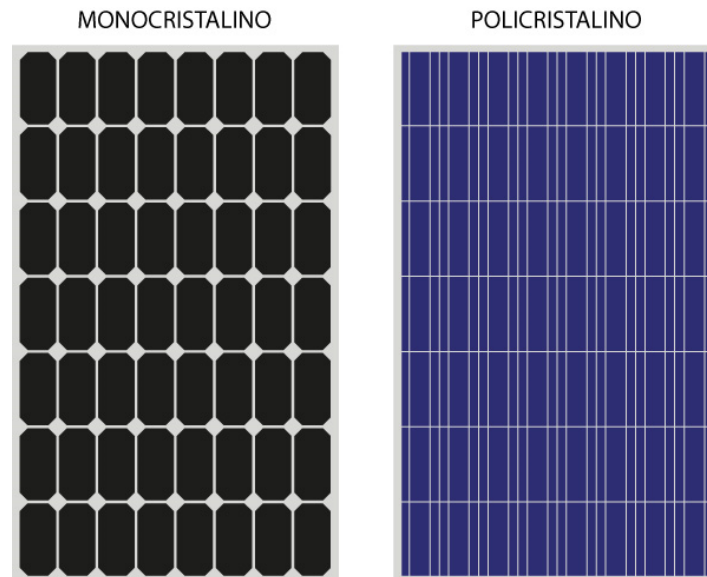


Figura 2–2: Panel solar monocristalino vs policristalino. Fuente: [29]

La Figura 2–3 representa la corriente en función de la tensión que aparece en la célula fotovoltaica, además puede apreciarse también la curva de potencia de la cédula fotovoltaica sobre la misma gráfica [30]. Esta visualización ayuda a comprender el comportamiento de la célula fotovoltaica de manera más completa.

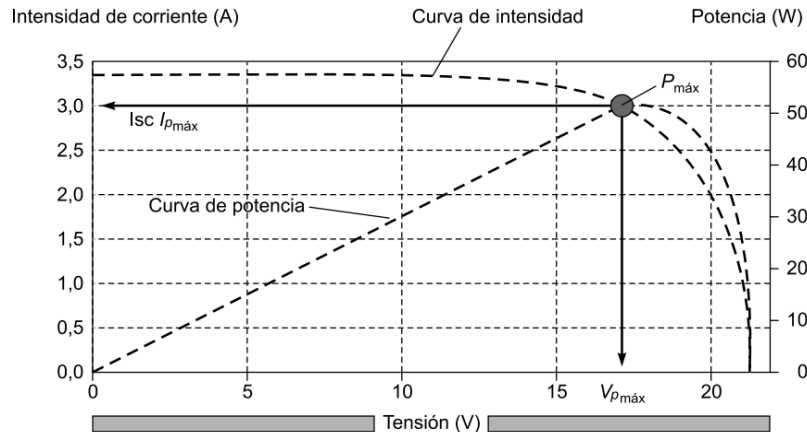


Figura 2–3: Característica I - V de una célula fotovoltaica. Fuente: [30].

A continuación, se presentan los parámetros de funcionamiento de una célula solar:

- **Corriente de cortocircuito,  $I_{sc}$ :** Es la máxima intensidad de corriente que se puede obtener de la célula fotovoltaica cuando la tensión en sus bornes es de cero voltios [30].

- **Tensión de circuito abierto,  $V_{oc}$ :** Representa la tensión máxima alcanzable de una célula fotovoltaica y, por lo tanto, la corriente que se extrae de la célula es nula. En las células de Si de tipo medio es del orden de 0,6 V mientras que en las de GaAs es de 1 V [30].
- **Eficiencia,  $\eta$ :** Es la relación entre la potencia que se obtiene de la célula fotovoltaica y la potencia de la luz solar que incide sobre ella, está expresado en %.

### 2.3.2 Regulador de carga

El regulador, tiene como misión evitar situaciones de carga y sobredescarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil. Por lo tanto, el regulador trabaja en dos zonas. En la parte relacionada a la carga debe garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar situaciones de sobrecarga, y durante la descarga debe asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga profunda o excesiva de la batería [27].



Figura 2–4: Regulador de Carga. Fuente: [31].

### 2.3.3 Inversor

El inversor, es uno de los componentes más importantes en los sistemas fotovoltaicos, especialmente permite convertir la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos a corriente alterna, adaptando el voltaje y la frecuencia para satisfacer las demandas de las cargas conectadas.



Figura 2–5: Convertidor de potencia Solís. Fuente: [Propia].

Los inversores se clasifican en tres grupos según su interacción con la red eléctrica:

- **Inversor off – grid:** Se utilizan en zonas donde no se cuenta con la red eléctrica, funcionando como inversor al pasar la energía de DC a AC y como cargador para las baterías al pasar la energía de AC a DC [32].
- **Inversor on – grid:** Funcionan como fuentes de corriente, se denominan on – grid por que se encuentran conectados a la red de distribución eléctrica y al no tener esta fuente el equipo se apaga inmediatamente [32].
- **Inversor híbrido:** Funcionan similar a los inversores on – grid cuando se tiene conexión a la red, pero el inversor gestiona la energía proveniente de los paneles solares mediante las baterías para maximizar el autoconsumo, al existir un corte en la red eléctrica el inversor funciona como un inversor off – grid [32].

#### 2.4 Tecnologías de almacenamiento de energía en baterías

Actualmente, existe una gran variedad de sistemas de almacenamiento disponibles, cada uno con características y condiciones de operación específicas. Las baterías se clasifican generalmente por su capacidad en términos de potencia y energía, según su diseño y uso previsto.

Los parámetros eléctricos más importantes de las baterías son:

- **Capacidad de almacenamiento de la batería:** Es la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador plenamente cargado. Se mide en Ah para un determinado tiempo de descarga [33].
- **Régimen de carga/descarga:** Es la corriente aplicada a la batería para restablecer/extraer la capacidad disponible. Este régimen está generalmente normalizado para la capacidad de la batería [33].
- **Profundidad de descarga (PDD):** Representa los Amperios-hora extraídos de una batería plenamente cargada. Se mide en tanto por ciento [33].
- **Capacidad de acumulación (energía):** Está dada por el producto del voltaje nominal por el número de Ah, este producto se mide en Wh o KWh, dependiendo de su valor [33].
- **Vida útil en ciclos:** Un ciclo consiste en cargar y descargar la batería, lo que significa que una mayor profundidad de descarga reduce la cantidad de ciclos de vida de la batería.

A continuación, se describen las tecnologías de baterías más comúnmente usadas en instalaciones fotovoltaicas.

#### 2.4.1 Batería de Iones de Litio

Las baterías de iones de litio son las baterías más prometedoras y de mayor crecimiento. Esta batería tiene una elevada eficiencia y fiabilidad muy elevada, una buena densidad energética y una tasa de autodescarga lenta [34]. Sin embargo, como menciona en “Almacenamiento de energía en sistemas renovables: Baterías versus alternativas emergentes” [35] esta batería tiene una vida corta lo que constituye un problema importante debido a la degradación de materiales, la disponibilidad del litio, la sostenibilidad a largo plazo y los elevados costos de implementación.

A continuación, se presentan las baterías que utilizan tecnología de iones de litio más utilizadas en sistemas de almacenamiento para SFV.

#### 2.4.1.1 Batería de Litio Ferrofosfato ( $\text{LiFePO}_4$ )

Las baterías de Litio Ferrofosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ) se destaca en términos de seguridad y durabilidad. Las celdas LFP comerciales actuales tienen una energía relativamente modesta en el rango de 80 – 150 [Wh/Kg], sin embargo, posee una elevada estabilidad química que proporciona una degradación muy leve a largo plazo, así mismo son mucho menos sensibles a altas temperaturas. Las celdas  $\text{LiFePO}_4$  tienen características sobresalientes para uso en sistemas de suministro de energía [36].

#### 2.4.1.2 Batería de célula NMC (Níquel-Manganeso- Cobalto)

Las baterías de célula NMC son una evolución de las baterías de óxido de níquel, el níquel permite que la celda tenga una alta energía específica, mientras que el manganeso proporciona baja resistencia, pero la posibilidad de alcanzar altas potencias en proporcionales a la densidad de energía, además presentan un muy buen ciclo de vida. Sin embargo, dependen del cobalto, lo que incrementa los costos de fabricación [37].

### 2.4.2 Batería de Plomo – Ácido

Las baterías de plomo – ácido, de acuerdo a [38] son dispositivos electroquímicos que consta de electrodos de plomo metálico y óxido de plomo en un electrolito de aproximadamente 37% de ácido sulfúrico. Las baterías de plomo – ácido se clasifican en dos categorías: baterías de plomo – ácido selladas pequeñas (SLA) y baterías de plomo – ácido reguladas por válvulas grandes (VLA). Las SLA y VLA tienen una baja eficiencia de sobretensión, lo que evita que la batería supere su potencial de generación de gas durante la carga. Las SLA son económicas, pero los costos operativos pueden ser muy altos [34].

A continuación, se presentan las baterías que utilizan tecnología de Plomo – Ácido más utilizadas en sistemas de almacenamiento para SFV.

#### 2.4.2.1 Batería FLA (de electrolito inundado)

En las baterías FLA los electrodos se encuentran sumergidos en un electrolito líquido, son generalmente utilizadas en vehículos debido a su capacidad de proporcionar picos de potencia para el arranque del motor, presentan ciclos de descarga profundos, utilizan electrodos gruesos para proporcionar una mayor densidad de energía y ciclos de carga, además tienen una larga vida útil [37].

### 2.4.2.2 Batería AGM (Absorción Glass Mat-AGM)

Las baterías AGM son del tipo selladas no contienen líquido, está compuesta de plomo ácido absorbida en separadores de fibra de vidrio. Las baterías AGM trabajan a altas corrientes en los ciclos de carga y descarga, sin embargo, es sensible a sobrecalentamientos y a altas temperaturas y condiciones climáticas extremas [39].

### 2.4.2.3 Baterías de Gel

Las baterías de Gel están conformadas de un electrolito gelificado, que se encuentran totalmente selladas, poseen características de alta durabilidad, extensa vida útil y ciclos de descarga profundos, son utilizadas en lugares donde existen cambios bruscos de temperatura, sin embargo, presentan gastos económicos de mantenimiento por corrosión. Este tipo de baterías son generalmente usadas en instalaciones solares de mediano y pequeño tamaño [39].

## 2.5 Diseño de sistemas de generación solar fotovoltaico

### 2.5.1 Demanda eléctrica

La demanda eléctrica es la carga medida en los terminales del consumidor en intervalo de tiempo como se aprecia la Figura 2–6. La demanda puede darse tanto en kVA, kVAr, kW, A o como porcentajes de la demanda máxima [40].

- **Demanda máxima:** Es la máxima condición de carga que se presenta en una instalación durante un tiempo específico, lo que permite determinar la capacidad térmica de los conductores y equipos a utilizar [40].
- **Demanda promedio:** Es el promedio de la demanda solicitada por el usuario durante intervalo de tiempo dado, para conocer la demanda promedio se utiliza la ecuación (2.1).

$$D_p = \frac{\text{Energía consumida en intervalo de tiempo}}{\text{Intervalo de tiempo}} \quad (2.1)$$

- **Factor de demanda:** Relaciona la demanda máxima de la instalación y la carga total instalada o conectada a la misma mediante la ecuación (2.2). El factor de demanda siempre es menor a 1, este factor indica la simultaneidad en el uso de la carga total conectada [40].

$$F_d = \frac{\text{Demanda maxima}}{\text{Carga instalada}} \quad (2.2)$$

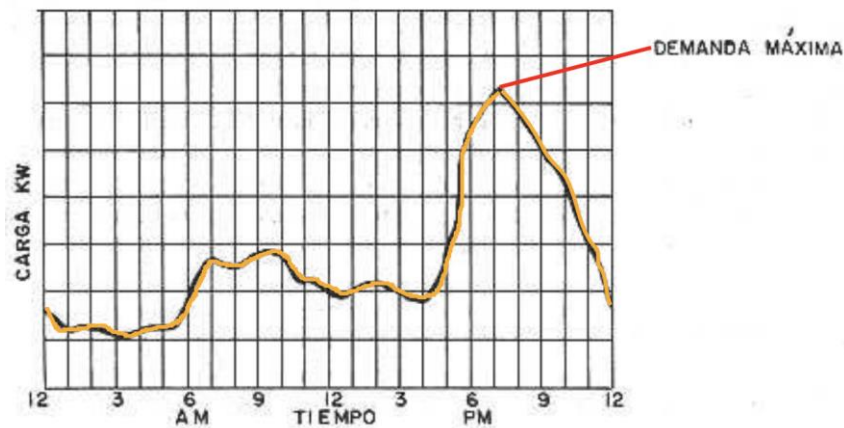


Figura 2–6: Curva de demanda. Fuente: [40].

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica permite definir cuantitativamente la demanda futura de acuerdo a la potencia pico, a la energía total demandada o la energía total demandada o al comportamiento de la curva de carga. El pronóstico de la demanda de energía eléctrica puede ser de dos formas, energía consumida (Wh) y por demanda (W) [41].

## 2.5.2 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico con sistema de almacenamiento, se utilizan las ecuaciones indicadas en la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC) [42], el trabajo de titulación de la Universidad Politécnica Nacional “GUIA PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA EL AUTOABASTECIMIENTO DE UNIDADES HABITACIONALES” [43] que permiten determinar la energía que es posible producir del arreglo fotovoltaico, de igual forma el número de paneles que lo conforman, y el dimensionamiento de las baterías y número que serán utilizadas.

### 2.5.2.1 Corrección por temperatura de las características del panel fotovoltaico

La corrección de temperatura de las características del panel fotovoltaico se realiza debido a que los datos proporcionados por el fabricante se obtienen bajo condiciones de pruebas estándar, que incluye una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, una temperatura de cedula de 25 °C. Dado que, en condiciones reales de operación, la temperatura puede variar se realiza una corrección de la misma para obtener un comportamiento más realista del módulo fotovoltaico de la siguiente manera.

**Potencia máxima:**

$$P_{panel} = P_0 \times [1 + CT_{Pmax} \times (TP - 25)] \quad (2.3)$$

- $P_0$ : Potencia sin efectos de temperatura de operación del panel [Wp].
- $CT_{Pmax}$ : Coeficiente de temperatura para la potencia [%/°C].
- $T_p$ : Temperatura ambiente promedio [°C].

**Voltaje en circuito abierto:**

$$V_{OC} = V_{OC,0} \times [1 + CT_{VOC} \times (TP - 25)] \quad (2.4)$$

- $V_{OC,0}$ : Voltaje de circuito abierto del panel sin efectos de temperatura de operación del panel [V].
- $CT_{VOC}$ : Coeficiente de temperatura para el voltaje del circuito abierto [%/°C].
- $T_p$ : Temperatura ambiente promedio [°C].

**Voltaje en punto de máxima potencia:**

$$V_{MPP} = V_{MPP,0} \times [1 + CT_{VOC} \times (TP - 25)] \quad (2.5)$$

- $V_{MPP,0}$ : Voltaje MPP del panel en el punto de máxima potencia inicial [V].
- $CT_{VOC}$ : Coeficiente de temperatura para el voltaje del circuito abierto [%/°C].
- $T_p$ : Temperatura ambiente promedio [°C].

**Corriente de cortocircuito:**

$$I_{SC} = I_{SC,0} \times [1 + CT_{ISC} \times (TP - 25)] \quad (2.6)$$

- $I_{SC,0}$ : Corriente de cortocircuito sin efectos de temperatura de operación del panel [A].
- $CT_{ISC,0}$ : Coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito [%/°C].
- $T_p$ : Temperatura ambiente promedio [°C].

**Corriente de cortocircuito:**

$$I_{MPP} = I_{MPP,0} \times [1 + CT_{ISC} \times (TP - 25)] \quad (2.7)$$

- $I_{MPP,0}$ : Corriente MPP sin efectos de temperatura de operación del panel [A].
- $CT_{ISC,0}$ : Coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito [%/°C].
- $T_p$ : Temperatura ambiente promedio [°C].

### 2.5.2.2 Determinación de la inclinación óptima

La inclinación ( $\beta$ ) debe aproximarse a la latitud del lugar de instalación, sin embargo, se debe tener en cuenta que para la autolimpieza del panel por efectos de lluvia se debe tener una inclinación mínima de 10°, el ángulo óptimo de inclinación se obtiene mediante la siguiente ecuación (2.8):

$$\beta_{opt} = 3.7 + (0.69 \times |\phi|) \quad (2.8)$$

- $\phi$ : Latitud de la ubicación de la instalación [°]

### 2.5.2.3 Estimación del rendimiento global del sistema (PR)

$$PR = \eta_{temp} \cdot \eta_{suc} \cdot \eta_{reg} \cdot \eta_{cab} \cdot \eta_{bat} \cdot \eta_{aut} \cdot \eta_{inv} \quad (2.9)$$

En donde:

- $\eta_{temp}$ : rendimiento por temperatura.
- $\eta_{suc}$ : rendimiento por efectos de suciedad (no debe ser menor al 2%).
- $\eta_{reg}$ : rendimiento del regulador.
- $\eta_{cab}$ : rendimiento por pérdida en los cables (no debe ser menor al 3%).
- $\eta_{bat}$ : rendimiento del banco de baterías.
- $\eta_{aut}$ : rendimiento por autodescarga del banco de baterías.
- $\eta_{inv}$ : rendimiento del inversor.

El rendimiento por temperatura se calcula según la siguiente ecuación (2.10):

$$\eta_{temp} = 1 - C_T(T_C - 25) \quad (2.10)$$

- $C_T$ : Coeficiente de variación de la potencia (se puede asumir un valor de 0.005).
- $T_C$ : Temperatura de la celda a una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

La temperatura de la celda se calcula mediante la siguiente ecuación (2.11):

$$T_C = T_a + 1.25(NOCT - 20) \quad (2.11)$$

- $T_a$ : Temperatura ambiente promedio.
- NOCT: Temperatura de operación normal de la celda.

#### 2.5.2.4 Potencia pico del arreglo fotovoltaico

La ecuación (2.12) permite calcular la potencia pico del sistema fotovoltaico para cubrir la demanda energética diaria del usuario.

$$Pot_p = \frac{\text{Demanda energética}}{HS * PR} \quad (2.12)$$

- HS: Horas solar pico [h/día].
- PR: Rendimiento global del sistema.

#### 2.5.2.5 Número de inversores

Para obtener el número de inversores se utiliza la ecuación (2.13) al dividir la potencia pico del sistema entre la potencia nominal del inversor.

$$N_{inversores} = \frac{Pot_p}{P_{INV}} \quad (2.13)$$

- $Pot_p$ : Potencia pico del sistema fotovoltaico [kW].
- $P_{INV}$ : Potencia nominal del inversor [kWh].

#### 2.5.2.6 Número de paneles solares

Se determina el número mínimo de paneles que deben estar presentes en el arreglo fotovoltaico mediante la ecuación (2.14) :

$$N_{min\ paenles} = \frac{Pot_p}{P_{N\ panel}} \quad (2.14)$$

El número mínimo de paneles en serie se obtiene en base al voltaje mínimo que requiere el inversor en su entrada con la ecuación (2.15):

$$N_{min\ serie} = \frac{V_{MPP\ min\ inv}}{V_{MPP\ panel}} \quad (2.15)$$

De igual forma, el número de paneles en serie máximo en base al voltaje máximo que requiere el inversor en su entrada con la ecuación (2.16):

$$N_{max\ serie} = \frac{V_{MPP\ max\ inv}}{V_{MPP\ panel}} \quad (2.16)$$

El número de ramales se determina en base en función de la relación entre la corriente máxima que permite la entrada DC del inversor y la corriente de cortocircuito máxima que genera el panel con la ecuación (2.17):

$$N_{ramales} < \frac{I_{in\ max\ inv}}{I_{sc\ panel}} \quad (2.17)$$

El número de paneles en serie y ramales en paralelo seleccionados deben cumplir con las restricciones MPPT en base a el voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito, que se verifican con las características del inversor que debe tener incorporado un seguidor del punto de máxima potencia y un convertidor CC-CC, que transforman la corriente continua de alta tensión a una corriente continua de baja tensión para poder cargar las baterías. Su principal función es ajustar la salida del generador FV para transferir la máxima energía a las baterías [44].

Una vez seleccionado los paneles en función a las ecuaciones expuestas anteriormente el número total de paneles se calcula mediante la ecuación (2.18):

$$N_{paneles} = N_{inversores} \times N_{paneles\ serie} \times N_{ramales} \quad (2.18)$$

### 2.5.2.7 Distancia mínima entre filas de paneles fotovoltaicos y área del arreglo fotovoltaico

Para determinar la distancia mínima entre paneles fotovoltaicos, se debe primero calcular la altura de la fila de paneles adyacentes ( $h$ ) mediante la ecuación (2.19) y la distancia de la arista inferior de la fila de paneles hasta la arista superior del mismo respecto a su horizontal ( $b$ ) con la ecuación (2.20).

$$h = \text{sen } \beta \times L \quad (2.19)$$

$$b = \text{cos } \beta \times L \quad (2.20)$$

- $\beta$ : Ángulo de inclinación para la autolimpieza del panel [°].
- $L$ : Largo del panel [m].

Una vez determinado  $h$  y  $b$  se procede a calcular la distancia mínima entre filas de paneles fotovoltaicos ( $a$ ) mediante la ecuación (2.21):

$$a = \frac{h}{\tan \theta} \quad (2.21)$$

- $\theta$ : ángulo complementario al ángulo de inclinación óptima [°].

El área requerida del arreglo fotovoltaico se obtiene mediante la siguiente ecuación (2.22).

$$A_{requerida} = N_{paneles} \times [A_{panel} + (a \times L_a)] \quad (2.22)$$

- $A_{panel}$ : área del panel fotovoltaico [ $m^2$ ].
- $L_a$ : ancho del panel [m].

## 2.5.3 Dimensionamiento del banco de baterías

### 2.5.3.1 Capacidad de baterías

La capacidad de la batería se calcula mediante la ecuación (2.23) que depende de la demanda de energía, el voltaje del sistema y los días de autonomía.

$$C_B = \frac{D_E \cdot D_A}{V_S \cdot P_D} \quad (2.23)$$

- $C_B$ : Capacidad de la Batería [Ah].
- $D_E$ : Demanda Energética [Wh/día].
- $D_A$ : Días de Autonomía.
- $V_S$ : Voltaje del Sistema [V].
- $P_D$ : Profundidad de descarga [%].

### 2.5.3.2 Número de baterías

$$N_B = \frac{C_B}{E_B} \quad (2.24)$$

- $N_B$ : Número de baterías
- $E_B$ : Energía de la batería [Ah]

### 2.5.4 Dimensionamiento del calibre de los conductores

Los conductores internos y externos que se utilicen para el sistema fotovoltaico deben cumplir con la norma ecuatoriana de construcción (NEC) que indica que los conductores se deben ceñir a los requerimientos de ampacidad, caída de voltaje y seguridad en cada parte del sistema. Los conductores internos y externos que se utilicen para el sistema fotovoltaico deben cumplir con la norma ecuatoriana de construcción (NEC) que indica que los conductores se deben ceñir a los requerimientos de ampacidad, caída de voltaje y seguridad en cada parte del sistema [42].

1. Los conductores externos deben poseer una caída de tensión menor al 3% entre el arreglo fotovoltaico y el inversor, en el caso de la batería y el inversor debe ser menor al 1%, y entre el inversor y las cargas de igual forma debe ser inferior al 3%. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.
2. Los conductores del exterior deben ser especificados para uso en presencia de humedad, temperatura 90°C, doble aislamiento multifilares y resistentes a los rayos ultravioleta, tipo XHHN, SUPERFLEX, o similar.

3. La capacidad de los conductores deberá ser 1.25 veces la corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico, como se describe en la ecuación (2.25).

$$I_{conductor} = 1.25 \times I_{cc} \quad (2.25)$$

- $I_{conductor}$ : Corriente del tramo en [A].
  - $I_{cc}$ : Corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico [A].
4. El calibre o sección del conductor debe tomar en cuenta tanto la ampacidad como la caída de tensión y viene dado por la ecuación (2.26).

$$S = \frac{2 * \rho * I_{conductor} * L}{\Delta V} \quad (2.26)$$

- $\rho$ : Resistividad del cable en  $[\Omega \frac{mm^2}{mm}]$ .
- $L$ : Longitud del cable en metros [m]
- $I_{cc}$ : Corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico [A].
- $\Delta V$ : Caída de tensión [V].

### 2.5.5 Elementos de protección y seccionamiento

Los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) deben estar equipados con los elementos de protección necesarios para garantizar la seguridad y correcta operación de las instalaciones eléctricas. Estos incluyen protección contra sobretensiones, sobrecorrientes, cortocircuitos, así como sistemas de desconexión automática ante variaciones en los parámetros de la red (en instalaciones conectadas a la red), y protección contra inducción de corrientes de tierra, entre otros. Todos los sistemas de protección deberán cumplir con lo establecido en la Norma Ecuatoriana correspondiente [45].

Las especificaciones dadas por la NEC [45] son las siguientes:

- El sistema fotovoltaico debe contar con elementos de seccionamiento manual para la operación y mantenimiento.
- Se debe realizar una conexión a tierra de los equipos con las respectivas especificaciones de la empresa de distribución, en este caso se especifica una resistividad de la tierra menor a 20 ohm.

- El sistema debe incluir una protección contra descargas o sobre voltajes directos o inducidos, tanto en la parte de CC como en la de CA.

Las instalaciones de sistemas fotovoltaicos (SFV) conectados a la red (on – grid) deben cumplir con los siguientes requisitos de seguridad y protección:

- Dispositivo de auto desconexión: El sistema debe incluir un dispositivo de desconexión automática que actúe cuando no haya voltaje en la red. Este no debe permitir la reconexión hasta que el voltaje se restablezca al valor nominal.
- Interruptor general manual: La instalación debe disponer de un interruptor general manual, accesible al personal autorizado de la empresa distribuidora, que permita la desconexión segura del sistema.
- Protección contra sobrecorrientes: Debe incorporarse un interruptor termomagnético para proteger los equipos ante posibles sobrecorrientes.
- Protección diferencial: Es obligatorio instalar un interruptor diferencial en el lado de corriente alterna (AC) con el fin de proteger a las personas contra posibles fugas de corriente.
- La instalación debe contar con un interruptor de interconexión para desconexión – conexión en caso de variación de la frecuencia y voltaje de la red según los siguientes límites: +/- 5% frecuencia nominal y +/- 10% voltaje nominal; respectivamente.

El dimensionamiento de protecciones se realiza para el tramo en corriente continua y en corriente alterna, en corriente continua se debe dimensionar el interruptor termomagnético mediante las ecuaciones (2.27).

- Dimensionamiento de interruptor termomagnético

$$I_{max} = I_{sc} \times N_{ramales} \quad (2.27)$$

- $N_{ramales}$ , es el número de ramales del arreglo fotovoltaico.
- $I_{sc}$ , es la corriente cortocircuito de los paneles

El tramo de corriente alterna entre la red y el inversor se debe dimensionar el interruptor termomagnético mediante la ecuación (2.28) y el interruptor diferencial mediante la ecuación (2.29)

$$I_{p\ out\ inv} = I_{max\ inv} \times 1.56 \tag{2.28}$$

$$I_{n\ diferencial} \geq I_{p\ out\ inv} \tag{2.29}$$

- $I_{p\ out\ inv}$ : Corriente mínima nominal del interruptor termomagnético [A].
- $I_{max\ inv}$ : Corriente de salida del inversor [A].
- $I_{n\ diferencial}$ : Corriente nominal de la protección diferencial [A].

De acuerdo con la NFPA 70 [46] si la puesta a tierra del inversor se realiza a través del tablero de distribución, y este ya está conectado a la tierra del sistema eléctrico de la vivienda, no se requiere ninguna otra conexión adicional de puesta a tierra para el sistema fotovoltaico. El conductor de puesta a tierra se dimensionará en base a la capacidad del dispositivo de protección del inversor presentado en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2: Tamaños mínimos del conductor de puesta a tierra del equipo. Fuente: [46].

Capacidad del dispositivo (A)	EGC mínimo – Cobre (AWG/kcmil)	EGC mínimo – Aluminio (AWG/kcmil)
15	14	12
20	12	10
30	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	—
1600	4/0	350 kcmil

2000	250 kcmil	—
2500	—	350 kcmil
3000	—	400 kcmil
4000	—	500 kcmil
5000	—	700 kcmil

### 2.5.6 Estructuras de soporte del SFV

La Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC) [42] define a las estructuras de soporte como los elementos de sujeción, unión, fijación y protección mecánica de un SFV, lo que incluye la estructura de paneles fotovoltaicos, soporte de banco de baterías y protecciones adecuadas para los elementos.

Las estructuras de soporte deben cumplir con las siguientes especificaciones:

- a) Deben resistir como mínimo 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables.
- b) Deben estar diseñadas para soportar una velocidad de viento de al menos 100km/h.
- c) La inclinación de estructuras debe estar entre 5° y 10°.
- d) Ningún elemento de la estructura debe ser causa de sombreado de los módulos fotovoltaicos.
- e) Los tornillos usados para la sujeción de módulos a la estructura deben ser de acero inoxidable o bronce.

### 2.6 Sistemas fotovoltaicos híbridos

En el libro de “Hybrid Renewable Energy Systems” [47] se definen como aquellos que integran dos o más fuentes de energía y que cuentan con capacidad de conmutación automática. En configuraciones que incluyen paneles fotovoltaicos, baterías y conexión a la red eléctrica, el sistema opera en modo sincronizado cuando la red se encuentra disponible, inyectando o absorbiendo energía según la demanda, ya sea desde los paneles, las baterías o en caso de requerir energía faltante de la red. Ante una falla o interrupción del suministro eléctrico, el sistema cambia a modo aislado, abasteciendo únicamente a las cargas críticas mediante la energía almacenada en las baterías y la generación fotovoltaica disponible.

A nivel nacional, existen varios trabajos de titulación enfocados en sistemas fotovoltaicos híbridos, en el trabajo titulado “Gestión de la energía para un sistema híbrido baterías/sistema fotovoltaico en el hogar” [48], se analiza el despacho óptimo del suministro eléctrico, concluyendo que un sistema híbrido de paneles solares y baterías permite reducir el costo de la energía adquirida de la red, destacando el rol de las baterías como elementos clave para suministrar energía en horas estratégicas, de acuerdo con los patrones de consumo del usuario.

En el artículo “Enfoque técnico para la implantación de sistemas híbridos de energías renovables: retos, posibilidades e implicaciones” [49], publicado en la revista ecuatoriana de investigación científica REINCISOL, se presenta un análisis técnico de diversas fuentes renovables aplicables a sistemas híbridos. El estudio concluye que estos sistemas representan una alternativa rentable frente a los generadores convencionales, al no depender del suministro de combustible. Además, se identifica al sistema fotovoltaico-eólico con baterías como la opción más favorable, debido a su capacidad para ofrecer un suministro energético más confiable y continuo, destacando el papel fundamental del sistema de almacenamiento en la confiabilidad del suministro eléctrico.

De igual forma, en el artículo “Evaluación de viabilidad de sistemas fotovoltaicos para el ahorro energético en viviendas con vehículos eléctricos en Chile” [50], evalúa la factibilidad técnica y económica de un sistema híbrido fotovoltaico con baterías conectado a la red, incorporando además vehículos eléctricos, en la que modela un sistema que prioriza el autoconsumo, el almacenamiento de excedentes solares en baterías y la inyección a la red de bajo voltaje bajo el criterio de balance neto (net billing). En el análisis económico revela que el alto costo de las baterías representa cerca del 40% de inversión inicial y su remplazo periódico afecta la rentabilidad del proyecto. Sin embargo, el estudio demuestra la viabilidad técnica del modelo híbrido PV-batería conectado a red en el contexto chileno, especialmente como estrategia de transición energética en el sector residencial.

De la misma manera, en el artículo “Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system” [51], plantea un modelo técnico y económico para respaldar el diseño de un sistema fotovoltaico (PV) conectado a la red con un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), para los nuevos edificios de la Escuela de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de Bolonia, ubicada en Bolonia, Italia, el sistema planteado opera para satisfacer la demanda energética, mientras que el excedente de energía, si lo hay, se dirige primero al sistema BESS hasta su carga completa y, posteriormente, se vende a la red eléctrica. Por el contrario, en condiciones de baja irradiancia

y durante la noche, el sistema BESS suministra el déficit energético hasta que el estado de carga (SOC) disminuye a su nivel mínimo. Posteriormente, la red eléctrica suministra la energía restante como fuente de energía ideal, dando como resultado una reducción del coste energético del 24,5 % respecto al precio de la red eléctrica.

Finalmente, las energías renovables de uso residencial, como son los sistemas fotovoltaicos, han experimentado un crecimiento exponencial en las últimas décadas. Según el análisis presentado en “A Global Look at Residential Solar Adoption Rates” [52] de la revista Power Magazine, Australia fue uno de los países con mayor tasa de adopción en 2020, alcanzando un 31%. Si países como Canadá, Estados Unidos, los miembros de la Unión Europea, Japón, China, África y Brasil alcanzaran una tasa similar, se estima que aproximadamente 91 millones de hogares contarían con sistemas fotovoltaicos instalados.

### 3 Materiales y Métodos

En este capítulo se realiza el análisis de la problemática planteada, abordando aspectos fundamentales que incluyen la recopilación de los datos generales del proyecto, centrado en una vivienda tipo del estrato residencial C ubicada en la ciudad de Cuenca. Para la caracterización de la demanda energética, se utilizó un analizador de energía portátil modelo PowerPad III de la marca AEMC, el cual permitió registrar variables eléctricas clave como potencia activa y reactiva, tensión, corriente y frecuencia nominal durante un período continuo de siete días. Los datos obtenidos fueron procesados y organizados en intervalos horarios, lo que permitió identificar el perfil de carga, los picos de demanda y el comportamiento típico del consumo eléctrico del abonado. Estos datos posteriormente se compararon con los obtenidos del análisis del historial energético proporcionado por la Empresa Eléctrica Regional Centrosur en su página Web [53].

Con base la información recopilada se procedió al diseño del sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías aplicando las ecuaciones descritas en la sección 0, que consisten en el cálculo de la demanda energética diaria, la capacidad requerida del generador solar, el dimensionamiento del banco de baterías y la selección de los elementos auxiliares del sistema, los cuales son validados mediante la comparación con una simulación realizada en el Software HomerPro. Finalmente, se efectúa una estimación de los costos de implementación del sistema, considerando tanto los componentes principales como los gastos asociados a instalación utilizando referencias actuales del mercado nacional, y en base al costo del sistema se realiza un análisis económico de la reducción de pago en la planilla eléctrica y las pérdidas económicas por no labor durante cortes energéticos.

#### 3.1 Revisión de literatura

La revisión de literatura se realizó con un enfoque orientado en describir las normativas y regulaciones vigentes, considerando que el diseño propuesto debe regirse a el marco legal aplicable en el contexto ecuatoriano. Para ello, se recurrió a la página web de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. que indica a la regulación ARCONEL 005/24 como la normativa principal para analizar las disposiciones legales y técnicas relacionadas con la generación distribuida para autoabastecimiento en el sector residencial. De igual manera, se consultaron manuales técnicos de los equipos seleccionados para el diseño del sistema fotovoltaico residencial y el sistema propuesto para el Laboratorio de Micro — Red, normativas como la Norma de la construcción Ecuatoriana [42] y el código nacional eléctrico [46], los cuales proporcionaron fundamentos teóricos y metodológicos para establecer los

procedimientos adecuados para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico con almacenamiento en batería, esta etapa fue fundamental para garantizar que el diseño del sistema cumpla con los requisitos técnicos, operativos y legales, asegurando su viabilidad regulatoria y técnica.

### 3.2 Dimensionamiento técnico y diseño del sistema fotovoltaico

De acuerdo a lo descrito en la regulación ARCONEL 005/24 en la sección 2.1.4, la responsabilidad del dimensionamiento del SFV es del consumidor, por lo cual para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico con respaldo de baterías se tomó como referencia la Normativa Ecuatoriana de Construcción (NEC) [45], de igual forma el trabajo de integración curricular “Guía para el diseño de sistemas fotovoltaicos para el autoabastecimiento de unidades habitacionales” [43].

#### 3.2.1 Descripción de la ubicación

La casa residencial de estrato tipo C está ubicada en la parroquia El Batán, al oeste de la ciudad de Cuenca, en la intersección de las calles Daniel Fernández de Córdova y Mariano Estrella. La vivienda cuenta con dos pisos y dispone de cuatro dormitorios, tres baños, sala, comedor y área de lavandería como se aprecia en la Figura 3–1.



Figura 3–1: Área disponible de la vivienda residencial tipo C. Fuente: [Propia]

El sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía está proyectado para ser instalado sobre una sección de la cubierta de la vivienda, la cual cuenta con un área disponible de 45 m<sup>2</sup>, como se muestra en la Figura 3–1. Esta superficie presenta una orientación hacia el suroeste, lo cual influye directamente en la captación de radiación solar y, por tanto, en el rendimiento del sistema. Las coordenadas de la instalación fotovoltaica son:

Altitud: 2400 m

Latitud: 2°54'07.3"S

Longitud: 79°02'02.4"W

### **3.2.2 Determinación de la demanda**

El análisis de la demanda de la vivienda se obtiene mediante 3 métodos en donde, el primero es la medición de calidad energética con el medidor de calidad energética PowerPad III. Estos resultados fueron comparados con los obtenidos del segundo método, que se basa en el historial de consumo proporcionado por la Empresa Eléctrica Regional CentroSur C.A. Finalmente, se aplicó un tercer método, el levantamiento de cargas, el cual fue fundamental para el dimensionamiento del banco de baterías, ya que este sistema de almacenamiento se utilizará como respaldo para asegurar el suministro a las cargas críticas de la vivienda.

#### **3.2.2.1 Medición con analizador de calidad energética**

Se utiliza un medidor de calidad energética PowerPad III de la marca AEMC, el cual permite registrar variables eléctricas como potencia activa, potencia reactiva, tensión, corriente y frecuencia, a lo largo de un período de diez días. Según lo estipulado en la normativa [54], la toma de datos debe realizarse en intervalos de 10 minutos por mínimo durante 7 días, con el fin de obtener un perfil del consumo energético en diferentes condiciones de carga.



Figura 3–2: Instalación del medidor de calidad energético en la vivienda. Fuente: [Propia]

Los datos obtenidos fueron organizados en intervalos horarios y procesados en Matlab como se indica en la Figura 3–3 y en el Anexo A, y separado por días en el Anexo B, Anexo C, Anexo D, Anexo E, Anexo F, Anexo G y Anexo H excluyendo el día 10 de marzo del 2024 debido a que se produjo un pico de demanda anormal, para calcular los valores promedio de consumo, así como las variaciones en la demanda energética. Con esta información, se determina el consumo diario y mensual de energía, lo que permite establecer las bases para el diseño del sistema fotovoltaico con almacenamiento.

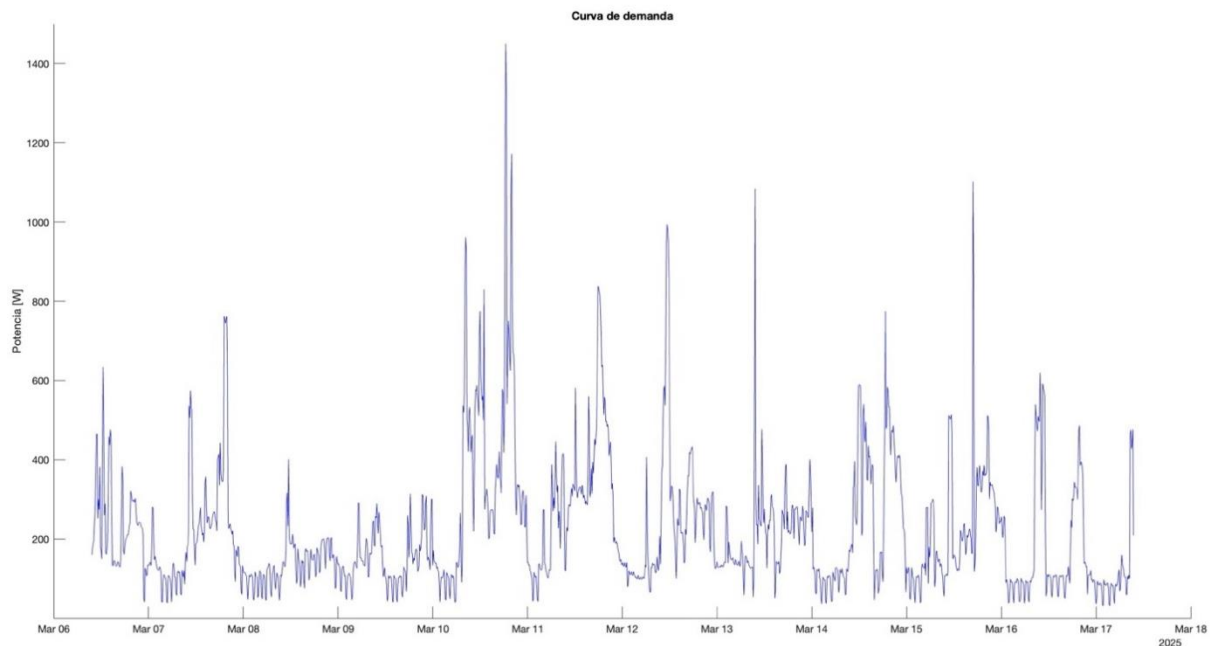


Figura 3–3: Curva de demanda de la vivienda. Fuente: [Propia]

Se determina la energía utilizada diariamente utilizando el promedio de la potencia medida por el analizador mediante la ecuación (3.1). La potencia promedio es de 224 [W] de acuerdo a los datos obtenidos mediante el analizador de energía.

$$E_{diaria} = P_{promedio} \times 24 \text{ horas} \quad (3.1)$$

$$E_{diaria} = 224.18 \times 24 \text{ horas}$$

$$E_{diaria} = 5.38 \text{ kWh/dia}$$

### 3.2.2.2 Análisis de historial energético

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. permite, mediante su página web [55] revisar el historial de consumo energético de sus clientes, el historial energético de la vivienda se encuentra en el Anexo I, además, en la Tabla 3-1, se indica de forma resumida el consumo mensual del año 2024

Tabla 3-1: Historial de consumo energético del año 2024 de la vivienda. Fuente: [55].

Mes	Consumo (kWh)
Enero	135
Febrero	146
Marzo	145
Abril	154
Mayo	176
Junio	153
Julio	167
Agosto	173
Septiembre	161
Octubre	113
Noviembre	101
Diciembre	111
<b>TOTAL</b>	<b>1735</b>

Del análisis del historial energético se conoce directamente la energía utilizada mensualmente, por lo que se utilizara el promedio diario para el cálculo de la energía real necesaria:

$$E_{diaria} = \frac{135 + 146 + 145 + 154 + 176 + 153 + 167 + 173 + 161 + 113 + 101 + 111}{365}$$

$$E_{diaria} = 4.753 \text{ kWh/dia}$$

### 3.2.2.3 Levantamiento de cargas

El levantamiento de cargas se realiza con la finalidad de identificar las cargas críticas que deben mantenerse operativas en caso de un corte energético. Es importante destacar que este análisis se enfoca únicamente en el dimensionamiento del banco de baterías como sistema de respaldo dentro de un sistema híbrido, por lo que las cargas listadas en la Tabla 3-2 corresponden exclusivamente a aquellas que serán respaldadas mediante almacenamiento energético.

Tabla 3-2: Levantamiento de cargas críticas de la vivienda. Fuente: [Propia]

Ítem	Potencia (W)	Periodo de funcionamiento	Tiempo (h)	Energía (Wh)
Iluminación dormitorio padres	12	5:00-6:30 19:00-22:00	4.5	54
Iluminación dormitorio 1	12	5:00-6:30 19:00-22:00	4.5	54
Iluminación dormitorio 2	12	5:00-6:30 19:00-22:00	4.5	54
Iluminación baño padres	12	5:00-6:30 19:00-22:00	4.5	54
Iluminación baño sala	12	5:00-6:30 19:00-22:00	4.5	54
Iluminación baño dormitorio	12	5:00-6:30 19:00-22:00	4.5	54
Iluminación sala 1	12	19:00-22:00	3	36
Iluminación sala 2	12	20:00-22:00	2	24
Iluminación escalera	12	5:00-6:30 19:00-22:00	4.5	54
Iluminación lavandería	12	20:00-22:00	2	24
Iluminación comedor	12	18:00-20:00	2	24
Iluminación cocina	12	5:00-6:30 18:00-20:00	3.5	42
Modem	5	6:00-21:00	15	75
Computadora portátil 1	30	6:00-21:00	15	450
Computadora portátil 2	170	6:00-21:00	15	2550
Refrigerador	400	6:00-7:00 12:00-14:00	3	1200
<b>TOTAL</b>				4803

### 3.2.3 Determinación del recurso solar (HSP)

La estimación del recurso solar es específica del sitio y depende la base de datos que se utilice, en este caso se utilizan los datos proporcionados por la NREL (National Renewable Energy Laboratory) [56] y datos de mediciones proporcionados por la estación meteorológica del Laboratorio de Micro – Red.

#### 3.2.3.1 National Renewable Energy Laboratory

Mediante el NREL (National Renewable Energy Laboratory) es posible obtener una estimación precisa del recurso solar específico del sitio de estudio, como se muestra en la Tabla 3-3 los resultados al seleccionar la ubicación geográfica correspondiente al lugar donde se realizaron las mediciones con el analizador de energía. Esta información es fundamental para evaluar la viabilidad de implementar un sistema fotovoltaico y dimensionarlo adecuadamente según la disponibilidad del recurso solar.

Tabla 3-3: Radiación Solar mediante NREL. Fuente: [56]

Mes	Radiación solar ( $kWh/m^2$ día)
Enero	4.35
Febrero	4.41
Marzo	4.44
Abril	4.75
Mayo	4.68
Junio	4.74
Julio	4.64
Agosto	4.58
Septiembre	4.58
Octubre	4.63
Noviembre	4.74
Diciembre	4.40
<b>Anual</b>	<b>4.58</b>

### 3.2.3.2 Mediciones del laboratorio de Micro – Red

El Laboratorio de Micro – Red de la Universidad de Cuenca cuenta con una estación meteorológica que permite el registro de información de temperatura y humedad relativa ambiental, velocidad y dirección del viento, e irradiación solar con un periodo de muestreo de cada 5 minutos.

El historial de la estación meteorológica se extiende desde 2022 hasta enero de 2024. Como solución, se ha seleccionado únicamente el registro del año 2023 debido a que no posee errores en el historial. Dando como resultado las HSP descritas en la Tabla 3-4.

Tabla 3-4: Radiación solar mediante datos de la Micro – Red. Fuente: [Micro – Red]

Mes	Radiación solar ( $KWh/m^2$ día)
Enero	4.51
Febrero	4.69
Marzo	4.46
Abril	3.81
Mayo	4.12
Junio	3.74
Julio	3.50
Agosto	4.40
Septiembre	4.96
Octubre	4.71
Noviembre	4.98
Diciembre	4.78
<b>Anual</b>	4.39

Para ambos casos se tiene un valor anual con gran similitud, existiendo entre ambos un error de 4% de la radiación anual promedio, por lo cual, se utilizarán los datos proporcionados por la estación meteorológica del Laboratorio de Micro – Red para el dimensionamiento del SFV, debido a que estos datos son mediciones reales realizadas localmente.

### 3.2.4 Selección de componentes del SFV

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico (SFV), se parte de una selección preliminar de equipos basada en la demanda energética de la vivienda. A partir de esta demanda, se determina la cantidad necesaria de componentes como paneles solares, inversores y baterías. Se realiza un análisis comparativo entre los modelos seleccionados y otras alternativas disponibles, con el fin de justificar la elección final.

#### 3.2.4.1 Panel solar

Para la selección del panel solar, se consultó a proveedores a nivel local, de los cuales se muestran dos opciones para fines comparativos con las características que se indican en la Tabla 3-5.

Tabla 3-5: Comparativa entre paneles solares. Fuente: [Propia]

Modelo	LR7-72HTH	RESUN RS7I-M-460HC
PMPP (W)	615	460
Eficiencia modulo (%)	22.8	20.83
Corriente SC (A)	14.87	11.74
Voltaje OC (V)	52.42	49.70
Voltaje MPP (V)	44.33	41.90
Corriente MPP (A)	13.88	10.98
Coefficiente de temperatura de potencia (%)	-0.28%	-0.39 %
Coefficiente de temperatura de voltaje (%)	-0.23%	-0.32 %
Coefficiente de temperatura de corriente (%)	0.05%	0.05%
Temperatura de operación (°C)	45°	45°
Precio (USD)	112	160

El modelo seleccionado LR7-72HTH de la marca Hi-MO X6 Max Explorer de tecnología monocristalina que posee una eficiencia mayor al de la otra marca y un precio menor, además su garantía de potencia de 25 años con un porcentaje de degradación anual del 0.40 % lo

que lo hace ideal para instalaciones fotovoltaicas como se aprecia en los datos técnicos adjuntados el Anexo K.

### 3.2.4.2 Inversor

Para la selección de los inversores se consideró la disponibilidad de los productos que existen en el mercado local, además deben permitir la conexión entre el banco de baterías y el sistema eléctrico, ofreciendo flexibilidad operativa y resiliencia ante interrupciones del suministro eléctrico. Esta capacidad de operar tanto conectado a la red como de forma aislada es esencial para el dimensionamiento del sistema para garantizar la continuidad del servicio en diversas condiciones operativas.

Tabla 3-6: Comparativa entre inversores. Fuente: [Propia]

Características	Growatt SPF3000TL-LVM	Must PV33-3024 TLV
Potencia nominal (kW)	3	3
Max Voltaje DC MPPT (V)	115	245
Min Voltaje DC MPPT (V)	30	30
Max corriente (A)	80	80
Voltaje de batería (V)	24 o 48	24 o 48
Eficiencia (%)	97%	95%
No de MPPT	1	2
Precio (USD)	793.50	680

En la Tabla 3-6 se describe las características principales de los dos modelos, el inversor seleccionado es híbrido de la marca Must, modelo PV33-3024 TLV la hoja de datos se aprecia en el Anexo L, el inversor presenta un mayor voltaje de entrada en corriente continua (245V frente a 145V del modelo Growatt), lo cual proporciona una mayor flexibilidad en el diseño del sistema fotovoltaico. Además, cuenta con dos seguidores MPPT, lo que permite un mejor seguimiento del punto de máxima potencia en condiciones variables de radiación. Aunque su eficiencia es ligeramente menor (95% frente a 97%), su costo por watt pico (680 USD) es más competitivo en comparación con el otro modelo evaluado.

### 3.2.4.3 Baterías

Para la selección de baterías se consideró la disponibilidad en el mercado y en preferencia que sean del tipo  $LiFePO_4$  dado que presentan ventajas técnicas frente a otras tecnologías de almacenamiento. Además, se consideraron varias alternativas en cuanto a la capacidad de las baterías (Ah), evaluando su compatibilidad con los requerimientos energéticos del sistema ante cortes del servicio eléctrico.

Tabla 3-7: Comparativa entre baterías. Fuente: [Propia]

Características	LP15-24100 (LIFEPO4)	LP16-48100 (LIFEPO4)
Capacidad nominal (Ah)	100	100
Energía (kWh)	2.5	5
Voltaje	25.6	51.2
Profundad de descarga (DoD) %	80	80
Corriente de carga (A)	20	20
Precio (USD)	569	1293

El dimensionamiento del sistema se realiza inicialmente considerando la batería LP15-24100. Sin embargo, para el análisis económico se comparan dos opciones, la batería LP15-24100 y la LP16-48100, ambas compatibles con el inversor Must PV33-3024 TLV indicado en la Tabla 3-6. La LP16-48100 incorpora un sistema modular similar a un Powerbank, lo que incrementa su costo en comparación con la LP15-24100 como se observa en la Tabla 3-7.

### 3.2.5 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realiza en base a la energía requerida por la vivienda que se determinó la sección 3.2.2 y con los equipos seleccionados en la sección 3.2.4, se procede a obtener la estimación de potencia y el número de paneles para la energía requerida considerando el balance de potencia neta energético dado por la regulación ARCONEL 005/24. Para ello, se consideran los factores de corrección por temperatura, así como las eficiencias de los paneles solares, el inversor y el sistema de almacenamiento.

### 3.2.5.1 Corrección por temperatura

Debido a que los equipos son diseñados bajo condiciones normales debe realizarse la corrección para la temperatura ambiente en la cual el equipo se encuentra operando, para lo cual se utilizan las ecuaciones (2.3), (2.4), (2.5), (2.6) y (2.7) de la sección 2.5.2.1, además, conociendo que la temperatura promedio en la Ciudad de Cuenca de 16 grados centígrados como se indica en la página de WeatherSpark [57].

- *Potencia máxima:*

$$P_{panel} = 615 \times [1 + (-0.28) \times (16 - 25)] = 630.5Wp$$

- *Voltaje en circuito abierto:*

$$V_{OC} = 52.57 \times [1 + (-0.23) \times (16 - 25)] = 53.66V$$

- *Corriente de cortocircuito:*

$$I_{SC} = 14.88 \times [1 + (0.05) \times (16 - 25)] = 14.8A$$

- *Voltaje en el punto de máxima potencia:*

$$V_{MPP} = 44.33 \times [1 + (-0.23) \times (16 - 25)] = 45.25V$$

- *Corriente en el punto de máxima potencia:*

$$I_{MPP} = 13.88 \times [1 + (0.05) \times (16 - 25)] = 13.82A$$

### 3.2.5.2 Determinación del ángulo de orientación e inclinación

Para obtener el ángulo óptimo de inclinación se utiliza la ecuación (2.8) de la sección 2.5.2.2.

$$\beta = 3.7 + (0.69 \times |-2.91|) = 3.7 + (0.69 \times 2.91) = 5.708^\circ$$

En este caso al ser el ángulo de inclinación menor a  $10^\circ$ , se escoge el valor de  $10^\circ$  valor como la inclinación óptima para que el panel pueda realizar la autolimpieza mediante la ayuda de la lluvia.

### 3.2.5.3 Estimación del rendimiento del sistema

El rendimiento de global del sistema se calcula en base a los datos propuestos por los proveedores, mediante las ecuaciones (2.9), (2.10), (2.11) de la sección 2.5.2.3 y en base a las consideraciones que se explican a continuación.

- **Rendimiento por temperatura**

Con los datos del panel solar seleccionado se obtiene que el rendimiento por temperatura es de:

$$T_c = 16 + 1.25(45 - 20) = 47.25^\circ\text{C}$$

$$\eta_{temp} = 1 - (-0.28)[47.25 - 25] = 0.94$$

- **Rendimiento por efectos de suciedad**

Para el rendimiento por efectos de suciedad se indica en la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) que no debe ser menor al 2%, por lo cual se tomará el valor de 8% indicado en [43], en otras palabras, la eficiencia será del 92%.

- **Rendimiento por pérdidas en los cables**

La NEC indica que la pérdida en los cables no debe ser menor al 3%, se ocupara este valor para el rendimiento, obteniendo un rendimiento del 97% [42].

- **Rendimiento por autodescarga de la batería**

La NEC indica que las pérdidas por autodescarga de la batería no deben ser menor al 1%, en este caso se toma un valor 2%, obteniendo un rendimiento de 98%.

Con estas consideraciones se tiene que el rendimiento global del sistema mediante la ecuación (2.9) es de:

$$PR = 0.94 \cdot 0.92 \cdot 0.97 \cdot 0.9 \cdot 0.98 \cdot 0.95 = 0.74$$

Este valor se utiliza para determinar la potencia que deberá tener el sistema fotovoltaico a continuación.

### 3.2.5.4 Estimación de la potencia nominal del sistema fotovoltaico

La potencia pico se calcula mediante la ecuación (2.12) utilizando los datos obtenidos de la medición con el analizador de calidad de energía y las Horas Solar Pico (HSP) con la estimación anual de 4.39 (HSP) obtenidas de las mediciones realizadas en el Laboratorio de la Micro – Red se obtiene que la potencia solar requerida es de:

$$P_p = \frac{5.38}{4.39 * 0.74} = 1.587kW$$

### 3.2.5.5 Estimación del número de paneles solares

Mediante la ecuación (2.14) se utiliza la potencia nominal del sistema fotovoltaico y la potencia nominal del panel solar unitario seleccionado que posee una potencia de  $630.5W_p$  con la corrección por temperatura para obtener el número de paneles mínimos necesarios en el SFV.

$$N_{min\ paneles} = \frac{1.587}{0.6305} = 2.52 \approx 2$$

### 3.2.5.6 Cálculo del número de inversores

El número de inversores se obtiene en base a la diferencia entre la potencia generada por los paneles sobre la potencia nominal del inversor seleccionado de 3KW, como se indica en la ecuación (2.13), se tiene que el número de inversores necesarios para el SFV es de:

$$N_{inversores} = \frac{1.587}{3} = 0.5292 \approx 1$$

### 3.2.5.7 Cálculo de número de paneles solares en serie y en ramal

De acuerdo a las características del inversor seleccionado, es posible determinar la cantidad de paneles solares máximos y mínimos que se pueden colocar tanto en serie como en paralelo, con la finalidad de evitar sobrecargas en el inversor, que funcione en condiciones óptimas, y no sufra posibles averías. Para el cálculo del número de paneles solares en serie se debe tomar en cuenta las tensiones de corriente continua máxima y mínima del inversor como se indican en las ecuaciones (2.15) y (2.16) de la siguiente manera:

Con las características del inversor seleccionado, se puede determinar el número de paneles solares mínimos y máximos que se deben instalar en serie y en paralelo.

$$N_{min \text{ paneles serie}} = \frac{24}{45.25} = 0.53 \approx 1$$

$$N_{max \text{ paneles serie}} = \frac{245}{45.25} = 5.4 \approx 5$$

El número de paneles en ramal o paralelo se obtiene en base a la ecuación (2.17).

$$N_{paneles \text{ ramal}} < \frac{80}{14.8} = 5.4 \approx 5$$

Considerando los resultados obtenidos en el cálculo, se determinó que el número de paneles solares en serie debe estar entre un mínimo de 1 y un máximo de 5, mientras que el número máximo de ramales en paralelo es 5, de acuerdo con las limitaciones de tensión y corriente del inversor. Con el objetivo de mantener un balance neto positivo en la instalación fotovoltaica y reducir la cantidad de módulos utilizados, se opta por una configuración mínima admisible que asegure el funcionamiento dentro de los parámetros del equipo. Por tanto, se selecciona un arreglo compuesto por 2 paneles en serie y 1 rama en paralelo.

A continuación, se procede a verificar que esta configuración cumpla con las restricciones de voltaje mínimo y máximo, así como con la corriente máxima permitida por el inversor considerando que los voltajes de operación del inversor se encuentran entre 30 y 245V y la corriente máxima que ingresa al inversor es de 80A.

- En serie

$$30 < V_{oc} * N_{paneles \text{ serie}} < 245$$

$$30 < 53.66V * 2 < 245$$

$$30 < 107.32 < 245$$

- En paralelo

$$I_{sc} * N_{paneles \text{ ramal}} < 80$$

$$14.8 * 1 < 80$$

$$14.8 < 80$$

### 3.2.5.8 Determinación de distancia mínima entre módulos y área total del SFV

Entre paneles se debe tener en cuenta que se pueden producir sombras por lo que es necesario estimar las distancias mínimas que debe haber entre paneles para evitar dichas sombras, para obtener la distancia mínima entre paneles ( $a$ ) como se indica en la ecuación (2.21), se debe calcular la altura de filas de paneles adyacentes ( $h$ ) con la ecuación (2.19).

$$h = \text{sen}(10) \times 2.382 = 0.4136m$$

$$a = \frac{0.4136}{\tan(90 - 10)} = 0.073m = 73cm$$

Además, el área requerida para la instalación del sistema fotovoltaico se obtiene mediante la ecuación (2.22).

$$A_{requerida} = 2 \times [2.7 \times (0.073 \times 1.134)] = 2.672m^2$$

En el caso planteado se disponen de dos paneles que serán instalados sobre una superficie inclinada, específicamente en el techo de una vivienda. Al tratarse de una cantidad reducida de paneles, las distancias pueden considerarse despreciables. Sin embargo, es importa indicar que este tipo de cálculo cobra mayor relevancia en instalaciones ubicadas en superficies planas en donde existe tránsito de personas.

### 3.2.6 Dimensionamiento del banco de baterías

El dimensionamiento del banco de baterías se basa en el nivel de autonomía energética requerida, expresado en horas o días, dependiendo de las condiciones específicas del sistema y del tipo de usuario. Para este propósito, es necesario calcular la capacidad del banco en amperios-hora (Ah) mediante la ecuación (2.23) y el número de baterías requeridas mediante la ecuación (2.24) de acuerdo a la sección 2.5.3, considerando tanto la demanda energética de las cargas críticas presentadas en la Tabla 3-2 como la profundidad de descarga permitida por la tecnología de las baterías.

Considerando que el dimensionamiento está dirigida al sector residencial, y dado que en Ecuador ha existido cortes frecuentes de suministro de energía eléctrica en los últimos años, se ha optado por realizar un dimensionamiento para tres escenarios representativos que permitirán evaluar la autonomía del sistema ante diferentes condiciones de corte (corto, mediano y largo plazo).

- **Corto plazo:** 4 horas de autonomía

$$C_{bat} = \frac{4803 * (4/24)}{0.80 * 25.6} = 40 Ah$$

$$N_{bat} = \frac{40}{100} = 0.4 \approx 1$$

- **Mediano plazo:** 8 horas de autonomía

$$C_{bat} = \frac{4803 * (8/24)}{0.80 * 25.6} = 80Ah$$

$$N_{bat} = \frac{80}{100} = 0.8 \approx 1$$

- **Largo plazo:** 12 horas de autonomía

$$C_{bat} = \frac{4803 * (12/24)}{0.80 * 25.6} = 120 Ah$$

$$N_{bat} = \frac{120}{100} = 1.2 \approx 2$$

Como se observa en los casos de corto y mediano plazo presentados, se requiere únicamente una batería MUST LP15-24100. Esto se debe a que la batería tiene una capacidad de 2.5 kWh, suficiente para soportar cortes de energía de hasta 8 horas. En el contexto nacional, los estiajes anteriores más comunes se han presentado como cortes de aproximadamente 4 horas, dos veces al día, en horarios variables (mañana, tarde o noche). Además, se debe considerar que, al operar en modo aislado, el inversor consume parte de la energía de la batería para generar la señal senoidal.

### 3.2.7 Dimensionamiento del calibre de los conductores para el SFV

La corriente máxima permite determinar la sección del cableado a utilizar el cual debe ser dimensionado para el tramo de corriente continua y de corriente alterna mediante la ecuación (2.25) se determina la corriente que circulara por el cable y con la ecuación (2.26) se obtiene la sección del conductor para los dos casos que se describe en la sección 2.5.4, considerando las restricciones de la NEC .

Todos los parámetros para el dimensionamiento de los conductores están basados en la corriente y la distancia entre los tramos, debido a que el sitio de estudio es referencial dado

que el dimensionamiento es considerado para el sector residencial en general, los valores obtenidos son valores referenciales, por lo tanto, la longitud del cable puede variar si se considera otro tipo de vivienda.

Los tramos están divididos en tres partes, el tramo 1 corresponde la conexión entre los módulos fotovoltaicos con el inversor, el tramo 2 entre las baterías e inversor, y el tramo 3 entre el inversor con el medidor bidireccional.

- **Tramo 1 (Módulos fotovoltaicos e inversor)**

La corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico es de 14.8 A en condicione de fábrica, al multiplicar con el margen de seguridad de 1.25 y dado que solo posee un ramal se obtiene:

$$I_{DC(1)} = I_{SC} \times N_{ramales} \times 1.25$$

$$I_{DC(1)} = 14.8 \times 1 \times 1.25 = 18.5A$$

De igual forma se determina la distancia del tramo 1 considerando la distancia desde el techado de la vivienda hasta el inversor. Asimismo, se estiman las longitudes necesarias para las conexiones entre los módulos fotovoltaicos.

$$L_1 = 16 \text{ m}$$

Para determinar la sección del conductor se considera que el conductor es de cobre que posee una resistividad,  $\rho = 0.0170\Omega \frac{mm^2}{m}$ , en cambio la caída de tensión posee un máximo de 1.5% de la salida del arreglo fotovoltaico de 90.5 V, de acuerdo a la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) [42], mediante la ecuación (2.26) se tiene el siguiente diámetro:

$$S_1 = \frac{2 * 0.0170 * 18.5 * 16}{(1.5\%)(90.5)} = 7.75 \text{ mm}^2$$

El tramo 1 de acuerdo al diámetro de  $7.75 \text{ mm}^2$ , se considera instalar con un cable AWG 8.

- **Tramo 2 (Baterías e inversor)**

El segundo tramo corresponde a la distancia entre la salida del sistema de almacenamiento hasta el inversor, las baterías poseen una corriente de carga de 50 A, mediante la ecuación (2.25) se posee una corriente de:

$$I_{DC(2)} = 50 \times 1.25 = 62.5 A$$

Dado que las baterías y el inversor están próximos se estima una distancia de:

$$L_2 = 2.5 \text{ m}$$

Como en el caso anterior se coloca la misma clase de conductor de cobre, en cambio la caída de tensión deber ser menor del 1% para una tensión de salida de las baterías de 51.2 V. Por lo tanto, el diámetro del cable es:

$$S_2 = \frac{2 * 0.0170 * 62.5 * 2.5}{(1\%)(25.6)} = 20.75 \text{ mm}^2$$

Dado que el diámetro obtenido es de  $20.75 \text{ mm}^2$ , se selecciona un calibre 4 AWG.

- **Tramo 3 (inversor hasta medidor bidireccional)**

Para el tramo 3 que corresponde a la distancia entre la salida del inversor hasta el medidor bidireccional y su conexión hacia la red de bajo voltaje se posee la siguiente corriente de salida del inversor en cortocircuito.

$$I_{AC(3)} = 25 \times 1.25 = 31.25A$$

La distancia entre el inversor hasta el medidor bidireccional es de:

$$L_3 = 25 \text{ m}$$

Se procede a calcular la sección del conductor para AC, considerando que la caída de tensión permisible es de 3% si se tiene un voltaje de salida de 120 V, considerando la ecuación (2.26) se tiene:

$$S_3 = \frac{2 * 0.0170 * 31.25 * 25}{(3\%)(120)} = 7.40 \text{ mm}^2$$

Con la corriente calculada se selecciona un cable para el tramo de AC de 8 AWG. Los resultados se presentan en la Tabla 3-8.

Tabla 3-8: Sección de conductores. Fuente: [Propia]

Sección del tramo de la línea	Sección calculada ( $mm^2$ )	AWG
$S_1$	7.75	8
$S_2$	20.75	4
$S_3$	7.40	8

### 3.2.8 Dimensionamiento de elementos de protección

Lo SFV deben proveer todos los elementos de protección como fusibles e interruptores termomagnéticos contra sobrevoltajes, sobre voltajes, cortocircuitos, desconexión en caso de variaciones de los parámetros de la red, de acuerdo a la normativa ecuatoriana de construcción (NEC) [45].

A continuación, se procede al cálculo de las distintas protecciones que son necesarias para el sistema fotovoltaico.

- **Arreglo fotovoltaico**

Se determina el interruptor termomagnético de acuerdo a la corriente máxima del arreglo fotovoltaico, considerando que la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico es de 14.8 A debido a su conexión en serie del arreglo fotovoltaico circula la misma corriente, por lo que utiliza la ecuación (2.27) se tiene lo siguiente:

$$I_{max} = I_{sc} \times N_{ramales}$$

$$I_{max(DC)} = 14.8 \times 1 = 14.8 [A]$$

- **Baterías**

El inversor posee un sistema de comunicación directo con las baterías que posee un sistema de protecciones, sin embargo, se incorpora un interruptor termomagnético de acuerdo a la corriente de 50A de las baterías mediante la ecuación (2.28).

$$I_{max(DC)} = 50 \times 1.56 = 78 [A]$$

- **Medidor bidireccional**

Para la sección que de corriente alterna se deben considerar las protecciones que permitan aislar al sistema de la falla ya sea por una falla en la red, en el sistema o en la carga. El dimensionamiento del interruptor termomagnético se obtiene de la ecuación (2.28).

$$I_p = 25 \times 1.56 = 39A$$

De igual forma se considera un interruptor diferencial considerando la ecuación (2.29), la corriente de interrupción debe ser mayor a la corriente nominal del termomagnético de 40 A, por lo que se toma un interruptor diferencial de 63 A que es el valor más cercano al comercial disponible.

- **Puesta a tierra**

Según lo establecido en el Código Nacional Eléctrico (NEC) [46], el conductor de puesta a tierra debe estar conectado al sistema de puesta a tierra general de la vivienda y su dimensionamiento debe basarse en la corriente del dispositivo de protección. En este caso, la corriente es de 39 A, lo que requiere un conductor de calibre 10 AWG. Este conductor se conectará al tablero de distribución de la vivienda, cumpliendo la función de puesta a tierra para el sistema fotovoltaico.

### 3.2.9 Energía generada anualmente y factor de planta

Para calcular la energía total del sistema, se utiliza la ecuación (2.12), despejando la demanda energética y reemplazándola por la energía generada, obteniendo la ecuación (3.2).

$$E_g = P_{FV} \times PR \times HSP \quad (3.2)$$

Para el cálculo se consideran los dos paneles de 0.63kWp que dan un total de 1.26kWp, un PR de 0.74 y los datos de la Tabla 3-4 se obtienen los resultados indicados en la Tabla 3-9.

Tabla 3-9: Energía generada del SFV planteado. Fuente: [Propia]

Días	Mes	Psfv (kWp)	PR	HSP [kWh/m <sup>2</sup> /día]	Energía generada (kWh/mes)
31	Enero	1.26	0.74	4.51	130.36
28	Febrero	1.26	0.74	4.69	122.44
31	Marzo	1.26	0.74	4.46	128.91

30	Abril	1.26	0.74	3.81	106.57
31	Mayo	1.26	0.74	4.12	119.09
30	Junio	1.26	0.74	3.74	104.62
31	Julio	1.26	0.74	3.5	101.17
31	Agosto	1.26	0.74	4.4	127.18
30	Septiembre	1.26	0.74	4.96	138.74
31	Octubre	1.26	0.74	4.71	136.14
30	Noviembre	1.26	0.74	4.98	139.30
31	Diciembre	1.26	0.74	4.78	138.16
<b>TOTAL</b>					1492.68

El Factor de Planta (FP) se obtiene dividiendo la energía total generada anualmente del SFV para la energía teórica generada del SFV en un año, correspondiente a la generación que se obtiene con el sistema funcionando al 100% de su capacidad, como se indica en la ecuación (3.3).

$$fp = \frac{E_g}{P_{FV} \times 8760} \quad (3.3)$$

$$fp = \frac{1492.68}{1.26 \times 8760} = 0.135 = 13.5\%$$

### 3.2.10 Diagrama de conexión

El diseño del sistema se lo realiza en AutoCAD en base al diagrama indicado en la Norma Ecuatoriana de Construcción [42], considerando los posibles elementos que debe albergarse en la vivienda para el funcionamiento apropiado del sistema fotovoltaico como son los paneles solares, inversor, el sistema de almacenamiento y las protecciones necesarias. El diagrama propuesto se presenta en el Anexo O.

### 3.2.11 Simulación en el software Homer Pro

Con el fin de validar los resultados obtenidos en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico desarrollado en las secciones anteriores, se ha modelado e implementado dicho sistema en el software HOMER Pro. La Figura 3–4 muestra el sistema ingresado en el programa.

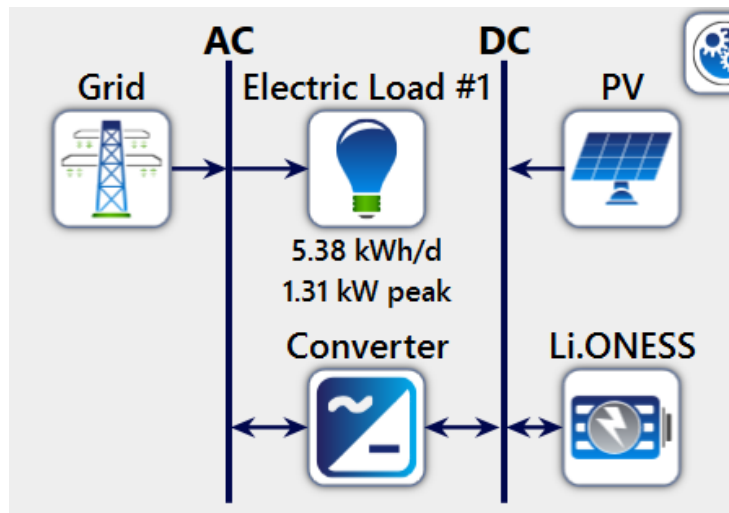


Figura 3–4: SFV planteado en la aplicación de Homer Pro. Fuente: [Propia]

Los resultados obtenidos de la simulación se muestran los resultados en la Figura 3–5 los cuales son comparados con el SFV diseñado en la sección 3.2.5.

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	1.27	kW
Mean Output	0.194	kW
Mean Output	4.67	kWh/d
Capacity Factor	15.3	%
Total Production	1,703	kWh/yr

Figura 3–5: Resultados obtenidos en Homer Pro. Fuente: [Propia]

### 3.2.12 Propuesta de implementación de un prototipo en el Laboratorio de Micro – Red

El Laboratorio de Micro – Red dispone de los diferentes equipos (inversores, baterías, paneles solares, cargas programables) requeridos para emular el diseño propuesto, estos equipos pueden ser configurados para simular la carga demandada por la vivienda.

Los equipos disponibles en el laboratorio son los siguientes:

- Módulo solar fotovoltaico Atersa A-325 GS
- Inversor SUNNY ISLAND 6048-US

- Banco de baterías BATTERY-BOX PREMIUM LVS
- Carga AC programable Chroma

El inversor Sunny Island es un inversor híbrido para batería, por lo que para su correcto funcionamiento se requiere de equipos adicionales como se constan el diagrama presentado por el manual del Sunny Island [58] en la Figura 3–6, específicamente de un SunnyBoy que actúe como inversor para los paneles solares, en el

Anexo P se adjunta el diagrama de conexión, esta propuesta se ha incluido en el trabajo dado que una implementación experimental contribuirá a validar el diseño propuesto.

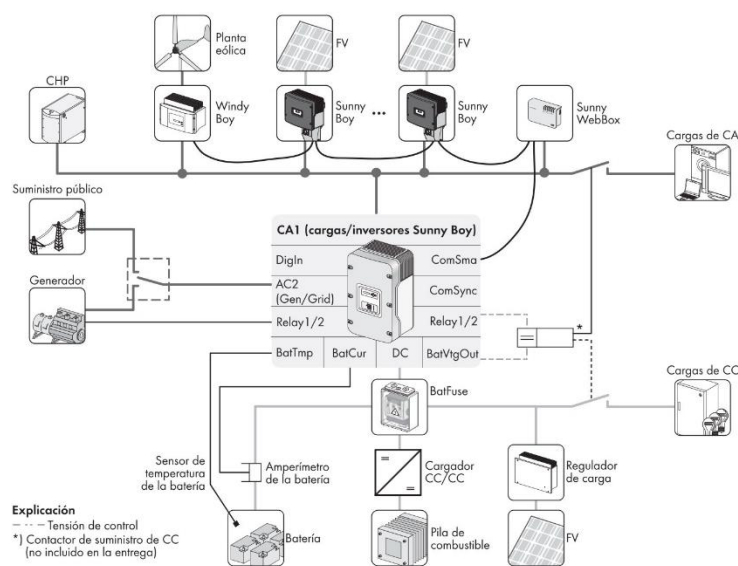


Figura 3–6: Diagrama de conexión del Sunny Island. Fuente:[59]

### 3.3 Análisis económico del sistema fotovoltaico

Una vez diseñado el sistema, se realiza un análisis preliminar de costos, tomando en cuenta los precios de mercado de los componentes utilizados en la instalación. Para ello, se consideran tanto valores a nivel local y nacional como, de ser necesario, costos de importación. De igual forma se calcula el balance energético con base en la regulación ARCERNNR-008/23 y se analizan los ahorros proyectados en la factura eléctrica y los posibles ingresos por excedente de energía generada. De igual forma se estima el periodo de retorno de la inversión.

### 3.3.1 Costo del sistema fotovoltaico

Con la estimación inicial del SFV se procede a determinar el costo del sistema fotovoltaico que involucra la compra de materiales, equipos y mano de obra esencial para la correcta instalación del proyecto, dentro de los cuales, se incluyen los paneles solares, inversores, cableado, elementos de protección, el banco de baterías y otros elementos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema, sus valores referenciales se describen en la Tabla 3-10 de acuerdo la cotización realizada en la empresa iNtra Energía SAS, también en la Tabla 3-11 se presenta el costo de implementación del sistema planteado utilizando la batería LP16-48100 con la finalidad de realizar una comparación entre ambas alternativas.

La empresa iNtra Energía SAS señala que el costo adicional por mano de obra depende tanto del número de componentes en la instalación como del tipo de superficie donde se monta el sistema. Para este caso, se recomienda considerar un 20% del costo de los materiales como estimación para los costos de instalación.

Tabla 3-10: Costo de la implementación del SFV con batería LP15-24100. Fuente: [Propia]

Detalle	Cantidad	P. unitario (USD)	P. total (USD)
Modulo fotovoltaico 615 Wp	2	112	224
Inversor 3KW	1	680	680
Batería LIFEPO4 de 100 Ah	1	549	549
Soporte de los paneles	2	75	150
Cable 4 AWG (Batería)	2.5 metros	4.50	11.25
Cable 8 AWG	50 metros	1.80	90
Terminales MC4	2	4.60	9.20
Interruptor diferencial de 63A de 30mA de sensibilidad	1	25.50	25.50
Interruptor termomagnético 20A (DC)	1	14.50	14.50
Interruptor termomagnético 80A (DC)	1	20	20
Interruptor termomagnético 40A (AC)	1	15.50	15.50
Subtotal del material (USD)			1788.95

Costo adicional (20%)	357.79
<b>Total (USD)</b>	2146.74

Tabla 3-11: Costo de implementación del SFV con batería LP16-48100. Fuente: [Propia]

Detalle	Cantidad	P. unitario (USD)	P. total (USD)
Modulo fotovoltaico 615 Wp	2	112	224
Inversor 3KW	1	680	680
Batería LIFEPO4 de 100 Ah	1	1293	1293
Soporte de los paneles	2	75	150
Cable 4 AWG (Batería)	2.5 metros	4.50	11.25
Cable 8 AWG	50 metros	1.80	90
Terminales MC4	2	4.60	9.20
Interruptor diferencial de 63A de 30mA de sensibilidad	1	25.50	25.50
Interruptor termomagnético 20A (DC)	1	14.50	14.50
Interruptor termomagnético 80A (DC)	1	20	20
Interruptor termomagnético 40A (AC)	1	15.50	15.50
Subtotal del material (USD)			2532.95
Costo adicional (25%)			506.59
<b>Total (USD)</b>			3039.54

### 3.3.2 Análisis de beneficio del sistema fotovoltaico

Considerando el rendimiento global del sistema de 0.74 calculado en la sección 3.2.5.3, la potencia de cada panel de 615W corregidos por temperatura a 630W, este incremento se da debido a que la temperatura de la ciudad de Cuenca es menor a la temperatura para la cual fue diseñada el panel, por lo que se tiene una potencia de diseño de 1.26kW, con lo que se puede obtener la generación mensual del sistema, que se presenta en la Tabla 3-9. Utilizando

los datos proporcionados en la Tabla 3-1 y la Tabla 3-9, se tiene un balance neto de 242.32kWh anual, en la Tabla 3-12 y en la Figura 3–7 se observa el balance neto del SFV propuesto.

Tabla 3-12: Balance Neto del SFV planteado. Fuente: [Propia]

Mes	Consumo de la vivienda (kWh)	Producción proyectada del SFV (kWh)	Balance Neto (kWh)
Enero	135	130.36	4.64
Febrero	146	122.44	23.56
Marzo	145	128.91	16.09
Abril	154	106.57	47.43
Mayo	176	119.09	56.91
Junio	153	104.62	48.38
Julio	167	101.17	65.83
Agosto	173	127.18	45.82
Septiembre	161	138.74	22.26
Octubre	113	136.14	-23.14
Noviembre	101	139.30	-38.30
Diciembre	111	138.16	-27.16
<b>TOTAL</b>	<b>1735</b>	<b>1492.68</b>	<b>242.32</b>

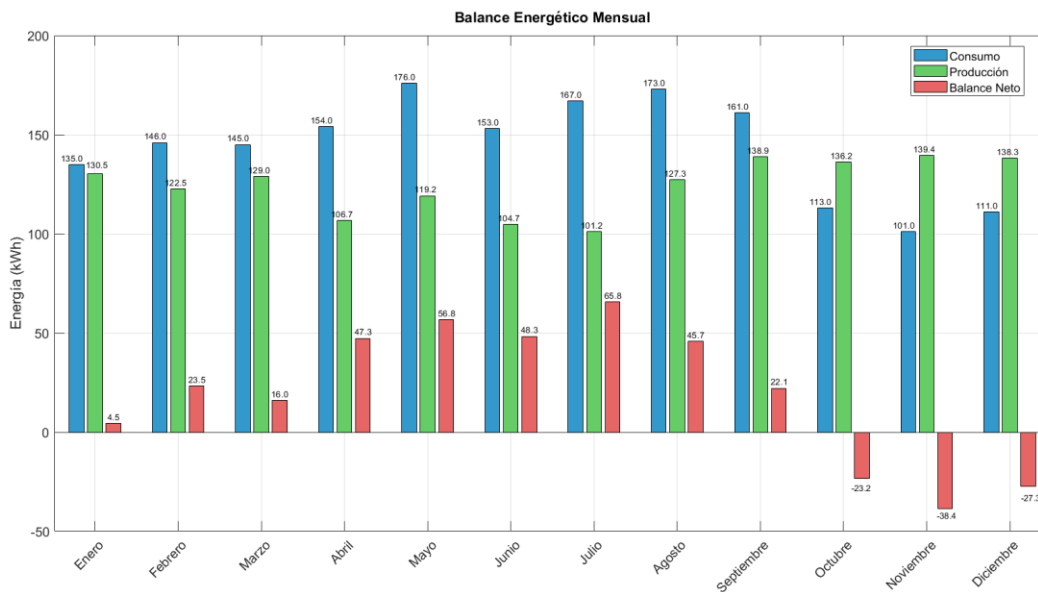


Figura 3–7: Diagrama de barras del balance neto del SFV planteado. Fuente: [Propia]

Una vez obtenido el balance neto del sistema, y conociendo que para el sector residencial el costo de energía por kWh es de 0.095 como se indica en el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica 2025 [60], se procede a obtener el costo de la energía sin el sistema fotovoltaico, los resultados se presentan en la Tabla 3-13.

Tabla 3-13: Costos de energía sin sistema fotovoltaico. Fuente: [Propia]

Mes	Energía comprada (kWh)	Cargo por energía comprada (USD)
Enero	135	12.83
Febrero	146	13.87
Marzo	145	13.78
Abril	154	14.63
Mayo	176	16.72
Junio	153	14.54
Julio	167	15.87
Agosto	173	16.44
Septiembre	161	15.30

<b>Octubre</b>	113	10.74
<b>Noviembre</b>	101	9.60
<b>Diciembre</b>	111	10.55
<b>TOTAL</b>		164.83

En cambio, al tener el sistema fotovoltaico el consumo del cliente que factura la empresa de distribución corresponde al valor resultante del balance neto de la Tabla 3-12, en la Tabla 3-14 se presenta el costo de la energía con el SFV.

Tabla 3-14: Costos de energía con sistema fotovoltaico. Fuente: [Propia]

<b>Mes</b>	<b>Energía comprada (kWh)</b>	<b>Cargo por energía comprada (USD)</b>
<b>Enero</b>	4.64	0.44
<b>Febrero</b>	23.56	2.24
<b>Marzo</b>	16.09	1.53
<b>Abril</b>	47.43	4.51
<b>Mayo</b>	56.91	5.41
<b>Junio</b>	48.38	4.60
<b>Julio</b>	65.83	6.25
<b>Agosto</b>	45.82	4.35
<b>Septiembre</b>	22.26	2.11
<b>Octubre</b>	-23.14	-2.20
<b>Noviembre</b>	-38.30	-3.64
<b>Diciembre</b>	-27.16	-2.58
<b>TOTAL</b>		23.02

Comparando los costos obtenidos en la Tabla 3-13 y Tabla 3-14, se puede obtener el ahorro anual en USD, el cual se muestra en la Tabla 3-15.

Tabla 3-15: Ahorro anual del SFV. Fuente: [Propia]

<b>Total, a pagar sin SFV (USD)</b>	164.83
<b>Total, a pagar con SFV (USD)</b>	23.02
<b>Ahorro anual (USD/año)</b>	141.81

Considerando el costo del SFV obtenido en la sección 3.3.1, se procede a obtener la amortización del sistema mediante la ecuación (3.4) para el costo de 2146.74 USD obtenido en la Tabla 3-10.

$$Amortización = \frac{Costo\ total\ del\ sistema}{Ahorro\ anual} \quad (3.4)$$

$$Amortización = \frac{2146.74}{141.81} = 15.14 \approx 15\ años$$

Se repite el mismo procedimiento con los datos obtenidos en la Tabla 3-11 que tiene un costo de implementación de 3039.54 USD.

$$Amortización = \frac{3039.54}{141.81} = 21.43 \approx 22\ años$$

### 3.3.3 Análisis de beneficio del sistema de almacenamiento

En el dimensionamiento del sistema de baterías, se ha optado por utilizar una batería de 50Ah, considerando interrupciones diarias de 4 horas del servicio eléctrico, se plantea un análisis comparativo de las pérdidas económicas que se generan en el caso de no poder desempeñar actividades laborales bajo una modalidad de teletrabajo, contrastando con la disponibilidad del sistema de respaldo energético planteado.

#### 3.3.3.1 Agente de ventas de cursos virtuales

La empresa Hotmar ofrece un puesto de trabajo de modalidad teletrabajo en donde la remuneración se da por comisiones, en otras palabras, se paga por el curso vendido, para este análisis se asumirá que se laboran 5 horas diarias de lunes a viernes y que se gana el sueldo básico de 470 dólares como indica el Ministerio de Trabajo [61]. Considerando un mes

con un promedio de 30 días, se tendrían 22 días laborales, por lo que, como primer paso se obtiene las horas laboradas mensualmente.

$$\text{Horas mensuales} = 22\text{días} * 5\text{horas/día} = 110\text{ horas}$$

Luego se obtiene el costo por hora-hombre:

$$\text{costo hora} - \text{hombre} = \frac{470\text{USD}}{110\text{horas}} = 4.27\text{ USD/hora}$$

Se asume que los cortes del servicio eléctrico tienen una duración de 8 horas, tal como ha ocurrido anteriormente en Ecuador. Estos cortes se implementan en un esquema de rotación semanal, lo que implica que, en promedio, se experimenta una interrupción de 4 horas cada dos semanas. Este valor ha sido considerado como base para el dimensionamiento del sistema de respaldo energético. En consecuencia, se estima que diariamente no se laboran 4 horas debido a estas interrupciones.

$$\text{Horas no laboradas} = 4\text{horas/día} * 5\text{días/semana} * 2\text{ semanas} = 40\text{ horas}$$

Esto implica una pérdida de:

$$\text{Pérdida} = 40 * 4.27\text{ USD/hora} = 170.8\text{ USD}$$

Que expresada en porcentaje es de:

$$\text{Pérdida} = \frac{170.8}{470} \times 100\% = 36.34\%$$

### 3.3.4 Análisis de beneficio ambiental

Los beneficios ambientales del SFV se determinan a partir de la ecuación (3.5) la cual indica el desplazamiento de CO<sub>2</sub> que presenta el SFV, utilizando un factor de emisión de 0.4844 como indica la CENACE en su informe de factor de emisión de CO<sub>2</sub> [62].

$$\text{CO}_2 \text{ desplazado anual} = \text{Factor de emisión} \left[ \frac{t\text{CO}_2\text{-eq}}{\text{MWh}} \right] \cdot \text{Energía generada anual} [\text{MWh}] \quad (3.5)$$

$$\text{CO}_2 \text{ desplazado anual} = 0.4844 \frac{t\text{CO}_2}{\text{MWh}} \cdot 1492.68\text{kWh} \cdot \frac{1\text{MWh}}{1000\text{kWh}}$$

$$CO_2 \text{ desplazado anual} = 0.723 \text{ tCO}_{2\text{-eq}} = 723\text{kgCO}_{2\text{-eq}}$$

## 4 Análisis de resultados

### 4.1 Análisis de generación energética

Se presenta nuevamente la generación del sistema planteado en la Tabla 4-1 que tiene una potencia nominal de 1.26kW, este valor se escoge debido a que no se busca suplir con toda la demanda de la vivienda, dado que dentro del marco regulatorio al que se rige la Empresa Eléctrica Centrosur C.A. no existe un pago por exceso de energía, en otras palabras, no se puede vender la energía generada por el SFV, sin embargo, los excesos se toman como créditos energéticos que se usan en el pago de la planilla eléctrica del siguiente mes, al dimensionar el sistema de 1.5kW, se tenía un balance energético negativo, lo que indica, pérdidas por parte del usuario.

Tabla 4-1: Energía generada del SFV planteado. Fuente: [Propia]

Mes	Consumo (kWh)	Energía Generada (kWh)	Balance Neto (kWh)
Enero	135	130.36	4.64
Febrero	146	122.44	23.56
Marzo	145	128.91	16.09
Abril	154	106.57	47.43
Mayo	176	119.09	56.91
Junio	153	104.62	48.38
Julio	167	101.17	65.83
Agosto	173	127.18	45.82
Septiembre	161	138.74	22.26
Octubre	113	136.14	-23.14
Noviembre	101	139.30	-38.30
Diciembre	111	138.16	-27.16
<b>TOTAL</b>	<b>1735</b>	<b>1492.68</b>	<b>242.32</b>

En la Tabla 4-2 se compara los resultados obtenidos del sistema fotovoltaico planteado mediante cálculos se posee un factor de planta de 13.5%, el cual comparado con el resultado obtenido en el software Homer Pro de 15.3%, se observa que la potencia nominal del sistema se asemeja a la calculada, sin embargo, existe un pequeño error entre los factores de planta,

esto se debe a que para el cálculo de la energía generada por el sistema, no se consideró la inyección del banco de baterías, dado que en el sistema propuesto, su propósito, es de operar como un sistema de respaldo en caso de cortes energéticos, mientras que el Homer Pro utiliza algoritmos para determinar la inyección energética del banco de baterías, como se evidencia en la producción total obtenida en Homer Pro que es 211kWh mayor a la planteada.

Tabla 4-2: Comparación de resultados del SFV. Fuente: [Propia]

Característica	SFV calculado	SFV simulado con Homer Pro	Error (%)
Factor de planta	13.5	15.3	11.7 %
Energía anual (kWh)	1492	1703	17.67 %

#### 4.2 Análisis de viabilidad económica del sistema fotovoltaico

El sistema planteado tiene un costo inicial aproximado de 2146.74 USD de acuerdo a la Tabla 4-3 utilizando la batería LP15-24100 con una capacidad de 2.56 kWh, generando un ahorro de 141.81 USD anuales, este valor junto a la amortización de 15 años implica que el sistema podrá suplir al usuario y se termina de pagarse a sí mismo en el año 15, este es un valor no recomendable para sistemas fotovoltaicos dado que se busca la amortización entre 6 a 8 años, sin embargo, el resultado es coherente debido a que el sistema considera un sistema de almacenamiento en baterías.

Tabla 4-3: Análisis de viabilidad económica del SFV planteado con batería LP15-24100.

Fuente: [Propia]

Costo del SFV a implementar (USD)	2146.74
Total, a pagar sin SFV (USD)	164.83
Total, a pagar con SFV (USD)	23.02
Ahorro anual (USD/año)	141.81
Amortización (años)	15

El resultado de la Tabla 4-3 se compara con los resultados de la Tabla 4-4 que se utiliza la batería LP16-48100 que posee un sistema modular y una mayor capacidad de 5.12 kWh, evidenciando un incremento de 892.80 USD debido a la batería seleccionada, dando como resultado un costo total de 3039.54 USD, esto implica un incremento de 7 años en la

amortización, llegando a los 22 años de amortización, por lo que el sistema se termina a pagar a si mismo después de cumplir su vida útil, en otras palabras, el sistema no llega a ser rentable.

Tabla 4-4: Análisis de viabilidad económica del SFV planteado con batería LP16-48100.

Fuente: [Propia]

<b>Costo del SFV a implementar (USD)</b>	3039.54
<b>Total, a pagar sin SFV (USD)</b>	164.83
<b>Total, a pagar con SFV (USD)</b>	23.02
<b>Ahorro anual (USD/año)</b>	141.81
<b>Amortización (años)</b>	22

En el Anexo Q se indica el costo de implementación del SFV sin sistema de almacenamiento de baterías en la que se tiene un establece un costo total de 1450.44 USD, y en el Anexo R se indica que la amortización del sistema es de aproximadamente 10 años. Además, considerando una vida útil promedio de 20 a 25 años para los módulos fotovoltaicos, el sistema podría generar energía gratuita durante al menos 10 a 15 años posteriores a su amortización.

### 4.3 Análisis de implementación del sistema de respaldo

La implementación del sistema de respaldo se seleccionó para un lapso de 4 horas, dado que representa el caso más general. En el país, los estiajes que se han dado con anterioridad por lo general son de aproximadamente 2 cortes de 4 horas cada una, que pueden ocurrir en la mañana, tarde o noche. Por lo que se ha seleccionado un banco de baterías de 50 Ah marca Must modelo LP15-2450, que permite al usuario mantener energizada las cargas críticas, que en este caso son las luminarias, computadoras, modem de internet y el refrigerador.

Como se observa en los datos presentados en la Tabla 4-5 del caso analizado, el sistema de respaldo ofrece un beneficio significativo. Es importante destacar que incluso una persona que percibe el salario básico, ya sea mediante teletrabajo o por cuenta propia, puede sufrir considerables pérdidas económicas ante una interrupción del suministro eléctrico. En el caso analizado, estas pérdidas alcanzan un 36,34%. Asimismo, para personas con ingresos más altos, las pérdidas monetarias son aún mayores, lo que demuestra que contar con un sistema de respaldo representa una ventaja en todos los escenarios frente a la ausencia de energía eléctrica.

Tabla 4-5: Análisis del sistema de respaldo energético. Fuente: [Propia]

<b>Sueldo (USD)</b>	470
<b>Horas de cortes</b>	4
<b>Costo horas-hombre (USD/hora)</b>	4.27
<b>Perdidas (USD)</b>	170.8
<b>Perdidas (%)</b>	36.34

#### 4.4 Análisis de beneficios ambientales

Los SFV son alternativas más amigables al ambiente para los clientes, especialmente si se comparan con equipos como los generadores a combustible que se utilizaron durante el último estiaje, que presentaron no solo contaminación por salida de CO<sub>2</sub> al ambiente, sino que también contaminan auditivamente, teniendo en cuenta que la Norma Técnica para el Control de la Contaminación Acústica indica que como máximo se puede producir 50 dB de ruido en el sector residencial [63], se indica en la sección 3.3.4.

El desplazamiento de CO<sub>2</sub> anuales para el SFV es de aproximadamente 723kg y los inversores de los paneles solares llegan a producir 45 dB durante su operación como se indica en el manual del inversor Fronius [64], a diferencia un generador diésel de 1.5 kW que generan 1.6 Kg de CO<sub>2</sub> por hora (equivalente a 14 toneladas anuales si opera 10 h/día) y 97.6 dB como se indica en [65], esta comparación demuestra que los SFV no solo reducen significativamente la huella de carbono, sino que además minimizan la contaminación sonora, ofreciendo una solución energética más limpia y compatible con entornos urbanos.

#### 4.5 Comparativa con estudios similares

Varios de los estudios realizados en el país, son desarrollados para dimensionar sistemas conectados a la red o aislados, por lo que los resultados que se obtienen en estos estudios difieren en gran porcentaje a los obtenidos en este proyecto, como en el trabajo de titulación “DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL AUTÓNOMO PARA CONSUMO NIVEL 1” en donde se diseña un sistema de 1kWp con un sistema de almacenamiento de cuatro baterías AGC de 120Ah y un inversor de 1.5kW que tiene un costo de 1745.35 USD [66], a comparación del sistema presentado en este documento que es de 1.26kW y tiene un costo de 2235.63, se puede observar que se ha obtenido un mayor precio de inversión inicial en el sistema, esto se da debido a que el sistema planteado es de mayor potencia, de igual forma la tecnología de batería utilizada en este

proyecto es más costoso, y también a que se está comparando un sistema aislado en contraste con el sistema híbrido planteado, lo que indica que el costo de inversión de un sistema híbrido es mayor al de un sistema aislado.

De igual manera comparando con un SFV conectado a la red como en el caso del trabajo de titulación “GUIA PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA EL AUTOABASTECIMIENTO DE UNIDADES HABITACIONALES” en donde se diseña un sistema de 6kWp sin sistema de almacenamiento con un costo de inversión de 5971 USD [43]. Para efectos de comparación, si el sistema propuesto en este estudio también fuese dimensionado para 6 kW, su costo aproximado sería de 11178 USD. Esta diferencia se debe a que el sistema planteado es de tipo híbrido, lo cual implica el uso de un inversor híbrido y un sistema de almacenamiento, elementos que incrementan significativamente el costo de inversión.

## 5 Conclusiones y recomendaciones

Del análisis realizado para determinar la demanda energética de la vivienda, se observa que dos de los tres métodos empleados arrojaron resultados similares. El primer método, mediante el uso de un analizador de calidad energética, indicó una demanda de 5.38 kWh diarios, mientras que el segundo, basado en el historial de consumo eléctrico de la vivienda, arrojó una demanda de 4.753 kWh diarios. Esta concordancia entre ambos métodos respalda su validez para el dimensionamiento del sistema. Por esta razón, la regulación ARCONEL 005/24 reconoce ambos enfoques como métodos válidos para dicho propósito. Por su parte, la Norma de Construcción Ecuatoriana contempla un tercer método: el levantamiento de carga, el cual también es aceptado como una forma de estimar la demanda energética. En este caso particular, dicho método se empleó para identificar las cargas críticas que serán respaldadas por el sistema de almacenamiento en baterías.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico (SFV), se consideró una configuración que genera una cantidad de energía ligeramente inferior al consumo total de la carga. Esta decisión se basa en las regulaciones vigentes en Ecuador, las cuales establecen que, para clientes residenciales, no existen beneficios económicos adicionales por la generación excedente, más allá del crédito energético. Sin embargo, este crédito no aplica si el sistema produce de forma continua más energía de la que se consume durante todos los meses del año. Por lo tanto, para evitar la acumulación de excedentes no aprovechables y optimizar la relación costo-beneficio del sistema, se optó por un dimensionamiento ajustado a una generación del SFV menor a la del consumo de la vivienda.

Para el dimensionamiento del banco de baterías, se analizaron tres escenarios de cortes de energía con duraciones de 4, 8 y 12 horas. Se consideró una batería de 100 Ah marca Must modelo LP15-24100 como unidad base, requiriéndose una batería para un corte de 4 horas, una batería para cortes de 8 horas y dos baterías para 12 horas de autonomía. Al evaluar los costos de estas configuraciones, se evidenció que, a mayor autonomía del sistema de almacenamiento, el costo total del sistema fotovoltaico (SFV) se incrementa significativamente, dado que las baterías representan uno de los componentes más costosos. Como se evidencia al analizar el costo de implementar baterías de diferentes modelos, se observa que la LP15-24100 no es modular, mientras que la LP16-48100 sí lo es y presenta un diseño similar al de un powerbank. Esta característica incrementa el costo de inversión del sistema en 892.80 USD. Por esta razón, se optó por dimensionar el banco de baterías con la batería del tipo LP15-24100 para respaldar cortes de hasta 8 horas diarias. Esta decisión también se fundamenta en el hecho de que los cortes energéticos más frecuentes registrados

en el país corresponden a dos interrupciones de aproximadamente 4 horas, distribuidos en horarios de mañana, tarde o noche.

Los sistemas fotovoltaicos representan una solución eficiente para reducir el consumo de energía proveniente de la red eléctrica por parte del usuario, lo que se traduce en una disminución considerable de los costos asociados a la compra de energía. Este tipo de proyecto ofrece una ventaja significativa en términos de ahorro energético. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento justifican su implementación al proporcionar un respaldo energético confiable, lo cual resulta especialmente valioso en contextos donde la continuidad del suministro es crítica. Tal es el caso de usuarios que trabajan bajo la modalidad de teletrabajo, donde una interrupción del servicio eléctrico podría ocasionar importantes pérdidas económicas.

Los sistemas fotovoltaicos (SFV) ofrecen un importante beneficio ambiental, como se evidencia en la sección 3.3.4. En un proyecto residencial correspondiente al estrato energético tipo C, se estima un desplazamiento de aproximadamente 723 kg de CO<sub>2</sub> al año. Este valor es considerable si se lo compara con las emisiones de un generador diésel de 1.5 kW operando 10 horas al día, cuyas emisiones pueden alcanzar las 14 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales. Esta comparación resalta el impacto positivo de los SFV en la reducción de gases de efecto invernadero en aplicaciones residenciales. Sin embargo, se debe considerar que el banco de baterías tiene una vida útil limitada, por lo cual, se deberá planificar su reemplazo futuro y gestionar adecuadamente la disposición final de las unidades agotadas, procurando que estas sean enviadas a programas de reciclaje autorizados o procesos de recuperación de materiales, con el fin de minimizar su impacto ambiental y mantener la sostenibilidad del sistema.

Ecuador presenta condiciones óptimas para la implementación de sistemas fotovoltaicos residenciales, gracias a su ubicación geográfica en la zona ecuatorial, lo que le permite recibir altos niveles de radiación solar de manera constante durante todo el año. Esta característica favorece el funcionamiento eficiente de los paneles solares, permitiéndoles operar cerca de su punto máximo de rendimiento. Adicionalmente, el país cuenta con un marco regulatorio claro y favorable que promueve el desarrollo de proyectos energéticos sustentables. La combinación de estos factores, abundancia de recurso solar y respaldo normativo, posiciona a Ecuador como un territorio con alto potencial para la adopción masiva de energía solar en el sector residencial, tal como se ha evidenciado en el desarrollo del presente proyecto.

## 5.1 Recomendaciones

- La Regulación ARCONEL 005/24 establece que el dimensionamiento del sistema fotovoltaico es responsabilidad del consumidor. Sin embargo, no se brindan lineamientos claros sobre cómo debe realizarse este proceso, por lo cual se recomienda incorporar pautas específicas para el dimensionamiento, con la finalidad de estandarizar la implementación de sistemas fotovoltaicos mediante las distribuidoras de energía. Esto fomentaría la adopción de la generación distribuida en el sector residencial.
- Se recomienda que el Laboratorio de Micro-Red adquiera el inversor Sunny Boy, equipo esencial para establecer la interconexión en corriente continua (DC) entre los paneles fotovoltaicos y el inversor Sunny Island, permitiendo su operación en modo híbrido. Esta configuración no solo optimizará la infraestructura existente del laboratorio, sino que habilitará nuevas líneas de investigación aplicada, facilitando el desarrollo de proyectos académicos (titulaciones, vinculación con la sociedad) y fortaleciendo el aprendizaje experimental en sistemas fotovoltaicos inteligentes y gestión de energía renovable.

## 5.2 Trabajos futuros

- Realizar un análisis más completo para verificar la viabilidad económica del sistema, considerando parámetros como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa de Interés de Retorno (TIR).
- Profundizar el estudio del comportamiento del banco de baterías en instalaciones residenciales, con énfasis en el Estado de Carga (State of Charge, SoC), a fin de determinar los porcentajes óptimos de carga y descarga que maximicen su vida útil operativa.
- Efectuar un nuevo dimensionamiento del sistema considerando tecnologías emergentes en generación, almacenamiento o consumo, tales como baterías de flujo o vehículos eléctricos.
- Diseñar una propuesta arquitectónica de vivienda que integre paneles solares de forma estética en su estructura, con el objetivo de incentivar el uso de energías renovables en el sector residencial.

- Realizar un estudio del posible impacto que tendría la adopción masiva de sistemas de generación distribuida en la red de distribución de Cuenca, evaluando si la infraestructura actual puede soportar de manera eficiente la incorporación de estas tecnologías.

## 6 Referencias

- [1] Ministerio de Energía y Minas, “Capítulo 2: Situación Actual y Visión del Sector Eléctrico,” 2023, *Ministerio de Energía y Minas, Quito*.
- [2] Z. Liu and Y. Du, “Evolution towards dispatchable PV using forecasting, storage, and curtailment: A review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 223, p. 109554, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109554.
- [3] A. M. Eltamaly, M. A. Alotaibi, W. A. Elsheikh, A. I. Alolah, and M. A. Ahmed, “Novel Demand Side-Management Strategy for Smart Grid Concepts Applications in Hybrid Renewable Energy Systems,” in *2022 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE)*, IEEE, Mar. 2022, pp. 1–7. doi: 10.1109/REEPE53907.2022.9731431.
- [4] Ministerio de energía y minas, “Capitulo 3: Estudio de la demanda eléctrica,” 2022.
- [5] Monica Orozco, “¿Por qué hay cortes de luz en Ecuador? Estas son las razones que explican su déficit energético,” 2024.
- [6] R. Soria and P. Carvajal, “Biogás: Una Alternativa para la Expansión de Generación Eléctrica en El Ecuador,” *Revista Técnica “Energía,”* vol. 9, no. 1, Jan. 2013, doi: 10.37116/revistaenergia.v9.n1.2013.131.
- [7] Redacción Primicias, “Así se aplicarán los cortes de luz de 14 horas en Cuenca este viernes 25 de octubre,” Primicias.
- [8] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, *Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. Ministerio de Energía y Minas, 2024.
- [9] “Inversores Inteligentes para Generación Distribuida.” [Online]. Available: [www.giz.de/mexico](http://www.giz.de/mexico)
- [10] California Solar Initiative, “2022 California Solar initiative,” California, May 2022.
- [11] R. da S. Benedito, “Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório,” Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. doi: 10.11606/D.86.2009.tde-12082010-142848.
- [12] Proyecto, “La Electrificación Rural En ECUADOR Proyecto financiado por.” [Online]. Available: [www.tech4cdm.com](http://www.tech4cdm.com)
- [13] Art. 317, *Constitución de la República del Ecuador*. 2008, pp. 157–157.

- [14] Instituto nacional de estadística y censos, “El nuevo rostro de Azuay.”
- [15] Operador Nacional de Electricidad - CENACE, “Informe Anual,” 2023.
- [16] Redacción El Mercurio, “Etapa anuncia el fin de la sequía hidrológica en Cuenca,” Cuenca, Dec. 2024.
- [17] W. P. Pazuña Naranjo, “Análisis y evaluación de la generación distribuida fotovoltaica como alternativa para mitigar la crisis energética en Ecuador,” *Bastcorp International Journal*, vol. 4, no. 1, Jan. 2025, doi: 10.62943/bij.v4n1.2025.164.
- [18] E. Tapia, “Apagones: ¿Cuánta energía tiene Ecuador y cuánto realmente necesita para salir de los cortes de luz?,” Dec. 2025. Accessed: Feb. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.primicias.ec/economia/cortes-luz-deficit-energia-ecuador-demanda-centrales-84411/>
- [19] *Constitución de la República del Ecuador*. Gobierno Nacional del Ecuador, 2021.
- [20] República del Ecuador, *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*. Ministerio de Energía y Minas, 2015.
- [21] Ministerio de Energía y Minas, “Capítulo 2: Situación Actual y Visión del Sector Eléctrico.,” 2023, *Ministerio de Energía y Minas, Quito*.
- [22] Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrica, *Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023.
- [23] Empresa Electrica Regional Centro sur C.A., “Estratos de demanda en sectores residenciales,” Geoportal.
- [24] J. L. García-Saldarriaga and M. Rodríguez-Gámez, “La generación distribuida con fuentes renovables de energía en la parroquia Portoviejo - Ecuador,” *Sapienza: International Journal of Interdisciplinary Studies*, vol. 3, no. 7, pp. 289–299, Oct. 2022, doi: 10.51798/sijis.v3i7.547.
- [25] Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico, “Marco Regulatorio de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores no regulados de energía eléctrica,” 2023.
- [26] Perpiñán Óscar, Colmenar Antonio, and Castro Manuel, *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. 2012.
- [27] Díaz Tomás and Carmona Guadalupe, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 1st ed. McGraw-Hill, 2018.

- [28] C. A. Robles Algarín, “Sistemas híbridos: una estrategia para mejorar la eficiencia en los paneles solares,” 2019, *Universidad Cooperativa de Colombia*. Accessed: Jan. 28, 2025. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/20.500.12494/9302>
- [29] Enel Green Power, “Módulo fotovoltaico.”
- [30] Carta José, Pérez Roque, Santos Antonio, Castro Manuel-Alonso, and Fernández Eduardo, *Centrales de energías renovables Generación eléctrica con energías renovables*, 1st ed. Pearson Education, 2009.
- [31] Helios Strategia Ecuador, “REGULADOR DE CARGA SRNE HC.”
- [32] Secretaría de Gobierno de Energía, “Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica,” 2019, *Presidencia de la Nación Argentina, Buenos Aires*. Accessed: Jul. 05, 2025. [Online]. Available: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual\\_de\\_generacion\\_distribuida\\_solar\\_fotovoltaica\\_vf\\_8mb.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual_de_generacion_distribuida_solar_fotovoltaica_vf_8mb.pdf)
- [33] D. López Sánchez, “Página 2 de 104.”
- [34] M. M. Rana *et al.*, “Applications of energy storage systems in power grids with and without renewable energy integration — A comprehensive review,” *J Energy Storage*, vol. 68, p. 107811, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.107811.
- [35] D. S. Ayabaca Landi, E. R. Arequipa Quishpe, J. E. Espinoza González, and J. J. Naranjo Cruz, “Almacenamiento de energía en sistemas renovables: Baterías versus alternativas emergentes,” *Revista Social Fronteriza*, vol. 4, no. 5, p. e45467, Oct. 2024, doi: 10.59814/resofro.2024.4(5)467.
- [36] G. Zubi, R. S. Adhikari, N. E. Sánchez, and W. Acuña-Bravo, “Lithium-ion battery-packs for solar home systems: Layout, cost and implementation perspectives,” *J Energy Storage*, vol. 32, p. 101985, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101985.
- [37] E. Bayón Alonso, “Herramientas didácticas para la formación sobre baterías electroquímicas,” 2020, Accessed: Mar. 24, 2025. [Online]. Available: <http://uvadoc.uva.es/handle/10324/43402>
- [38] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- [39] W. Alarcon and S. Sánchez, “Características de baterías para instalaciones de sistemas fotovoltaicos aislados en zonas rurales del departamento de Santander Colombia,” *Unidades Tecnológicas Santander, Bucaramanga*, 2021.

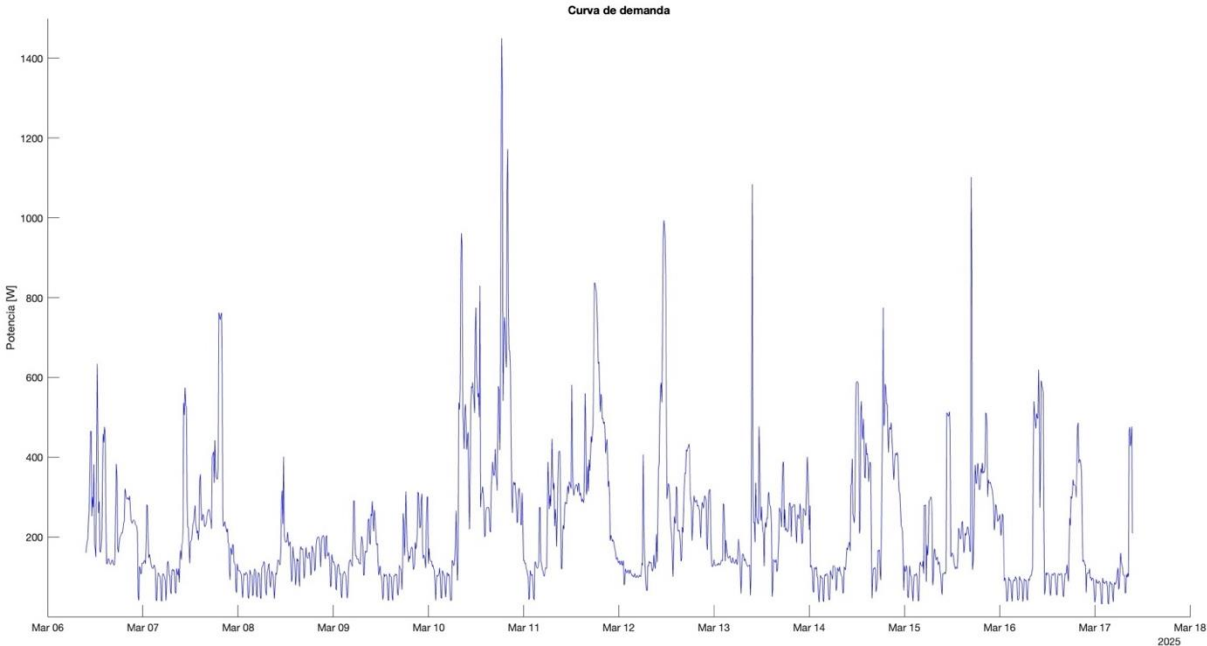
- [40] Roberto Espinosa, *Sistemas de distribución*, 1st ed. México, 1990.
- [41] A. Ariza, “MÉTODOS UTILIZADOS PARA EL PRONÓSTICO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.”
- [42] Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda and Cámara de Construcción Quito, “Energías renovables,” in *NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN*, vol. 14, 2011.
- [43] R. Naranjo, “GUIA PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA EL AUTOABASTECIMIENTO DE UNIDADES HABITACIONALES,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2022.
- [44] L. H. Meneghetti *et al.*, “Hybrid Inverter and Control Strategy for Enabling the PV Generation Dispatch Using Extra-Low-Voltage Batteries,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 20, p. 7539, Oct. 2022, doi: 10.3390/en15207539.
- [45] Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda and Cámara de Construcción Quito, “Energías renovables en el Ecuador: situación actual, tendencias y perspectivas,” in *NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN*, vol. 14, 2011.
- [46] International Electrical Code, *National Electrical Code*, 2005th ed. 2005.
- [47] D. Rekioua, *Hybrid Renewable Energy Systems*. Cham: Springer International Publishing, 2020. doi: 10.1007/978-3-030-34021-6.
- [48] M. Mosquera, “Gestión de la energía para un sistema híbrido baterías/sistema fotovoltaico en el hogar,” Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Universidad de Cuenca, Cuenca, 2021.
- [49] J. E. Ureña Erazo and A. J. Martínez Peralta, “Enfoque técnico para la implantación de sistemas híbridos de energías renovables: retos, posibilidades e implicaciones,” *Reincisol.*, vol. 3, no. 5, pp. 1428–1446, Jun. 2024, doi: 10.59282/reincisol.V3(5)1428-1446.
- [50] J. Salles-Mardones, A. Flores-Maradiaga, and M. A. Ahmed, “Feasibility Assessment of Photovoltaic Systems to Save Energy Consumption in Residential Houses with Electric Vehicles in Chile,” *Sustainability*, vol. 14, no. 9, p. 5377, Apr. 2022, doi: 10.3390/su14095377.
- [51] M. Bortolini, M. Gamberi, and A. Graziani, “Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system,” *Energy Convers Manag*, vol. 86, pp. 81–92, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.04.089.

- [52] J. Dillon, "A Global Look at Residential Solar Adoption Rates," POWER. Accessed: Feb. 12, 2025. [Online]. Available: <https://www.powermag.com/a-global-look-at-residential-solar-adoption-rates/>
- [53] Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., "Historial de Consumo – Centrosur." Accessed: Apr. 13, 2025. [Online]. Available: <https://portalcs.centrosur.gob.ec/historial-consumo/grafica>
- [54] *Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*. Agencia de regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2020.
- [55] Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., "Historial de Consumo – Centrosur." Accessed: Apr. 13, 2025. [Online]. Available: <https://portalcs.centrosur.gob.ec/historial-consumo/grafica>
- [56] National Renewable Energy Laboratory, "NREL's PVWatts Calculator." Accessed: Apr. 06, 2025. [Online]. Available: <https://pvwatts.nrel.gov/>
- [57] WeatherSpark, "Clima promedio en Cuenca, Ecuador durante todo el año," WeatherSpark. Accessed: May 23, 2025. [Online]. Available: <https://es.weatherspark.com/y/19348/Clima-promedio-en-Cuenca-Ecuador-durante-todo-el-año>
- [58] S. America, "Instrucciones de funcionamiento - SUNNY ISLAND 4548-US / 6048-US," 2015.
- [59] S. Solar Technology America LLC, "Instrucciones de funcionamiento - SUNNY ISLAND 4548-US / 6048-US," 2015.
- [60] Consejo Nacional de Electricidad, "Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica – Año 2025," 2025.
- [61] Ministerio del Trabajo de Ecuador, "El Salario Básico Unificado del trabajador en general para el año 2025 será de USD 470,00," Gobierno del Ecuador. Accessed: Jun. 01, 2025. [Online]. Available: <https://www.trabajo.gob.ec/el-salario-basico-unificado-del-trabajador-en-general-para-el-ano-2025-sera-de-usd-47000/>
- [62] A. y T. E. del E. Ministerio del Ambiente, "Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador: Informe 2023," 2023. [Online]. Available: <https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/09/Factor-de-emision-de-CO2-del-Sistema-Nacional-Interconectado-de-Ecuador-Informe-2023.pdf>
- [63] Cámara de Industrias y Producción, "Norma Técnica para el Control de la Contaminación Acústica," 2013.

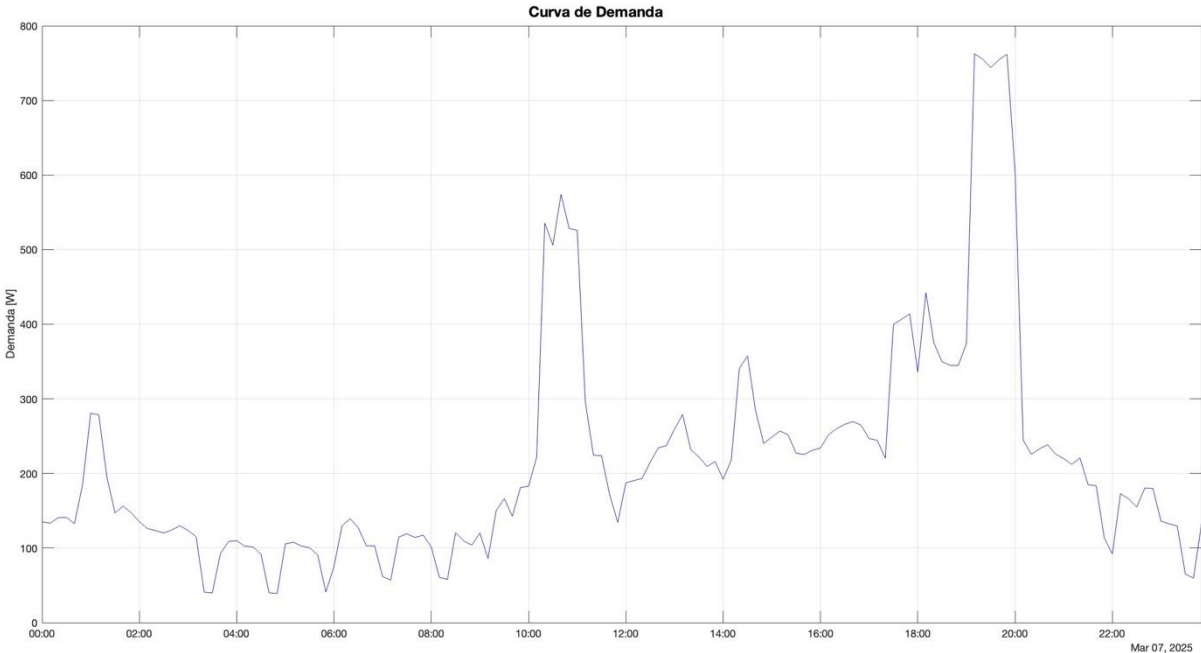
- [64] Fronius International GmbH, "Operating Instructions – Fronius Primo Inverter," 2019.
- [65] E. Carrera, "Exposición a ruido por uso de generadores eléctricos durante el estiaje en la ciudad de Quito en el periodo octubre – noviembre del 2024," Instituto Superior Tecnológico Universitario Corporativo Edwards Deming, Quito, 2024.
- [66] M. Domínguez, "Diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos para viviendas en zonas aisladas de la red eléctrica: diseño de un sistema de generación fotovoltaico residencial autónomo para consumo nivel 1," Tesis de pregrado , Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2024.

7 Anexos

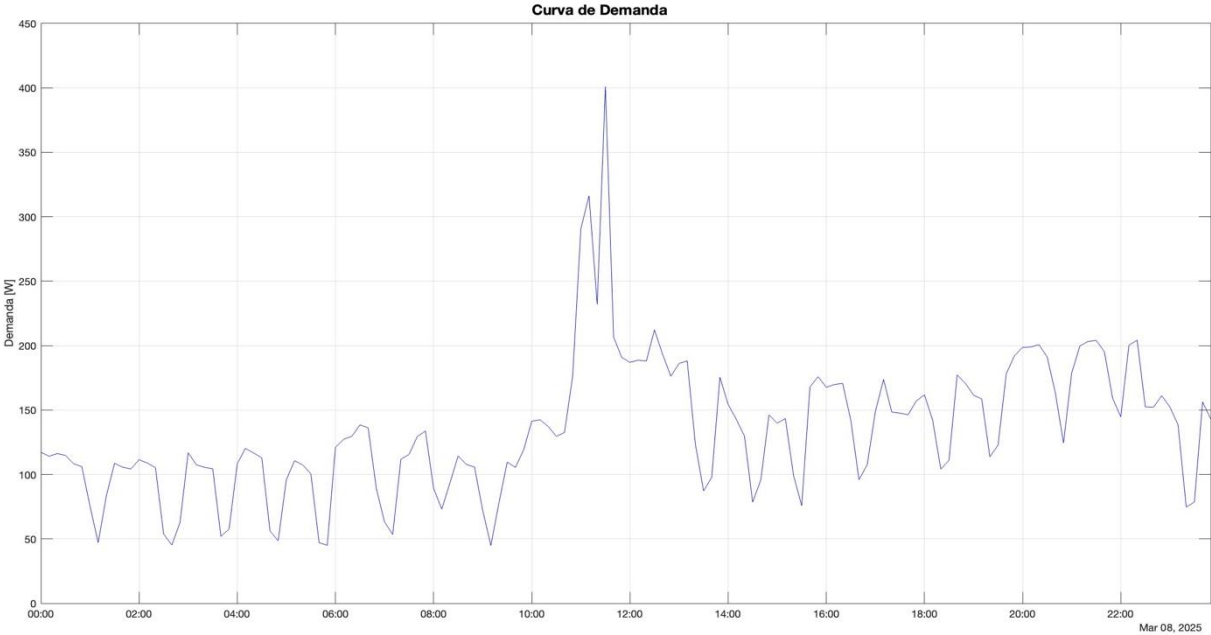
Anexo A: Curva de demanda de la vivienda



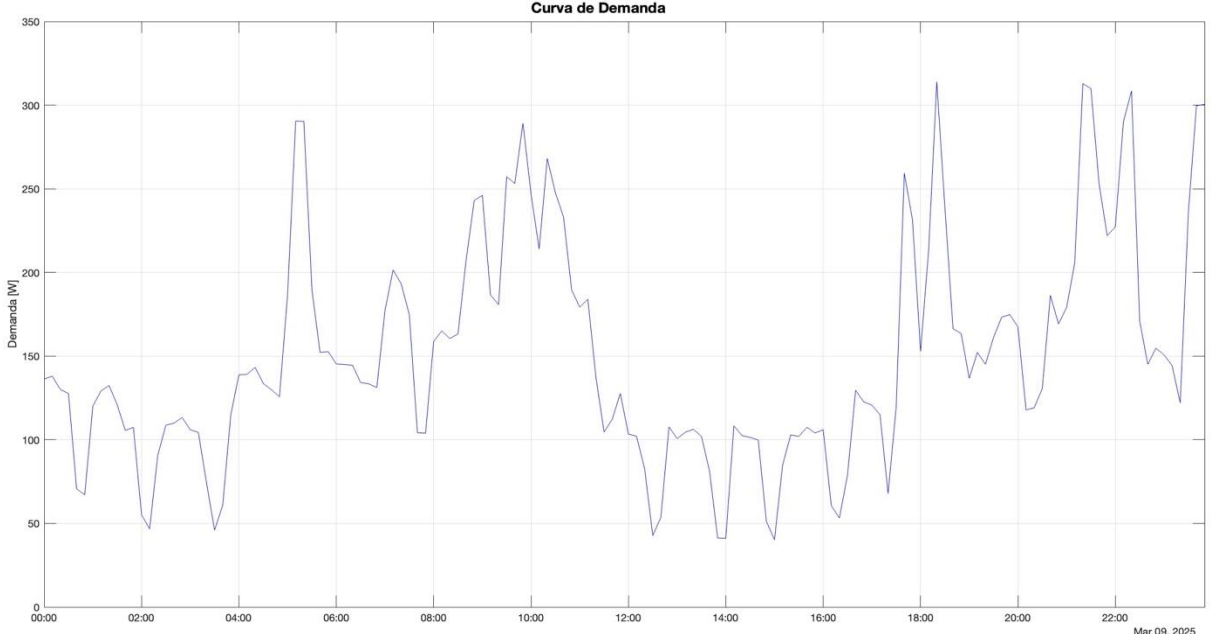
Anexo B: Curva de demanda 07-03-2023



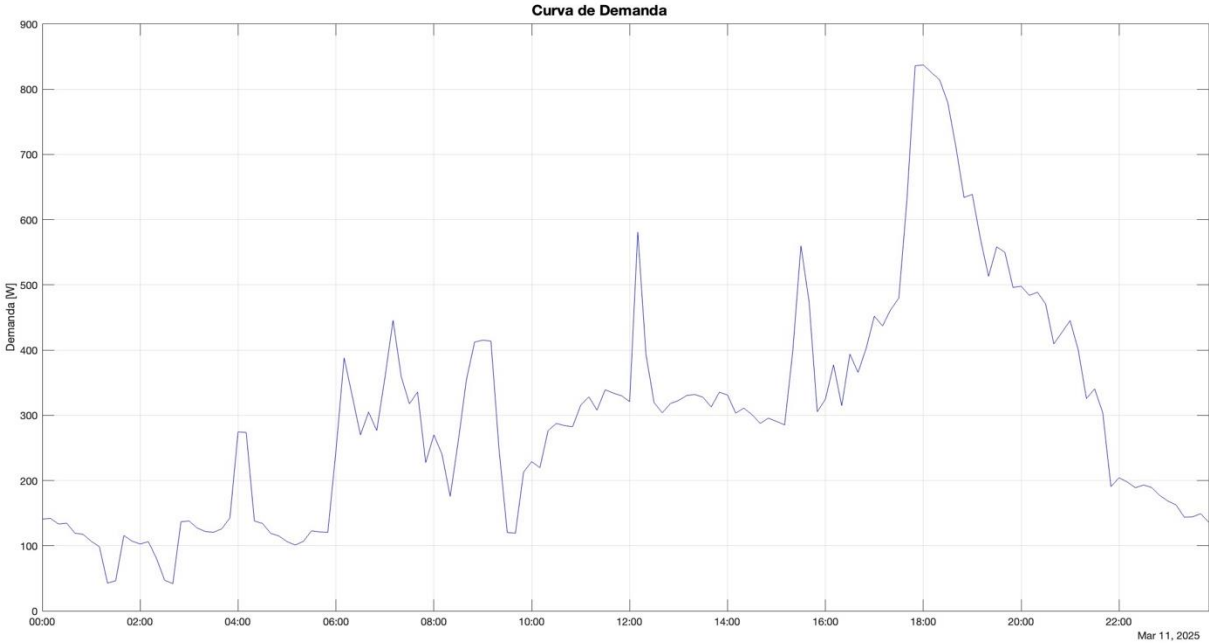
Anexo C: Curva de demanda 08-03-2023



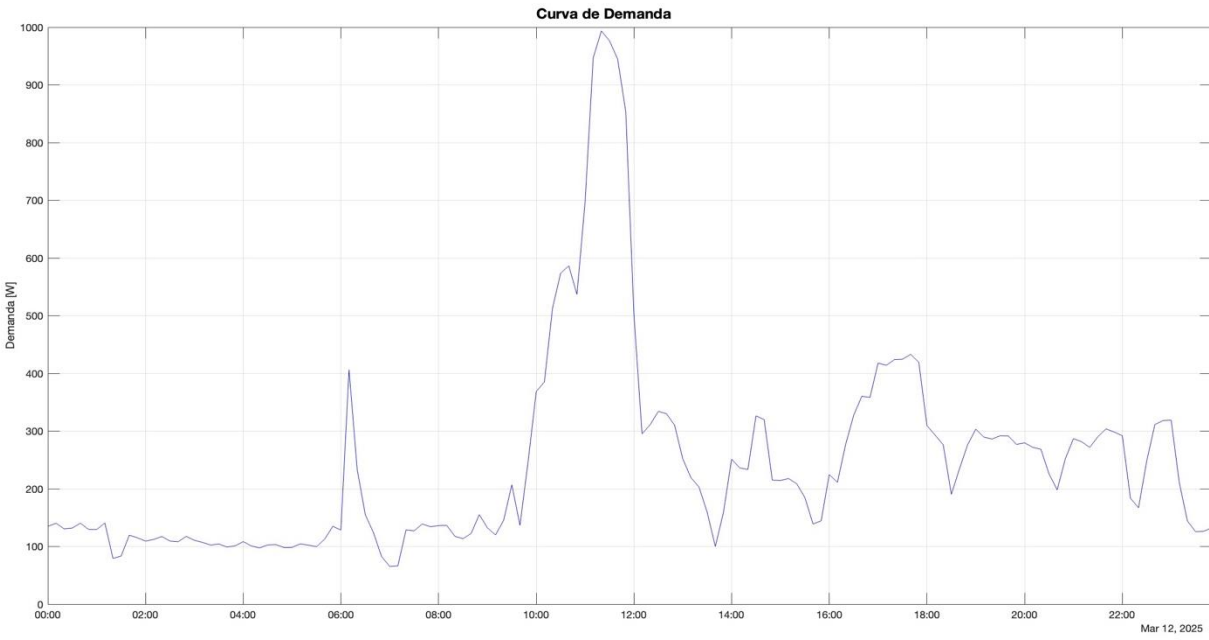
Anexo D: Curva de demanda 09-03-2023



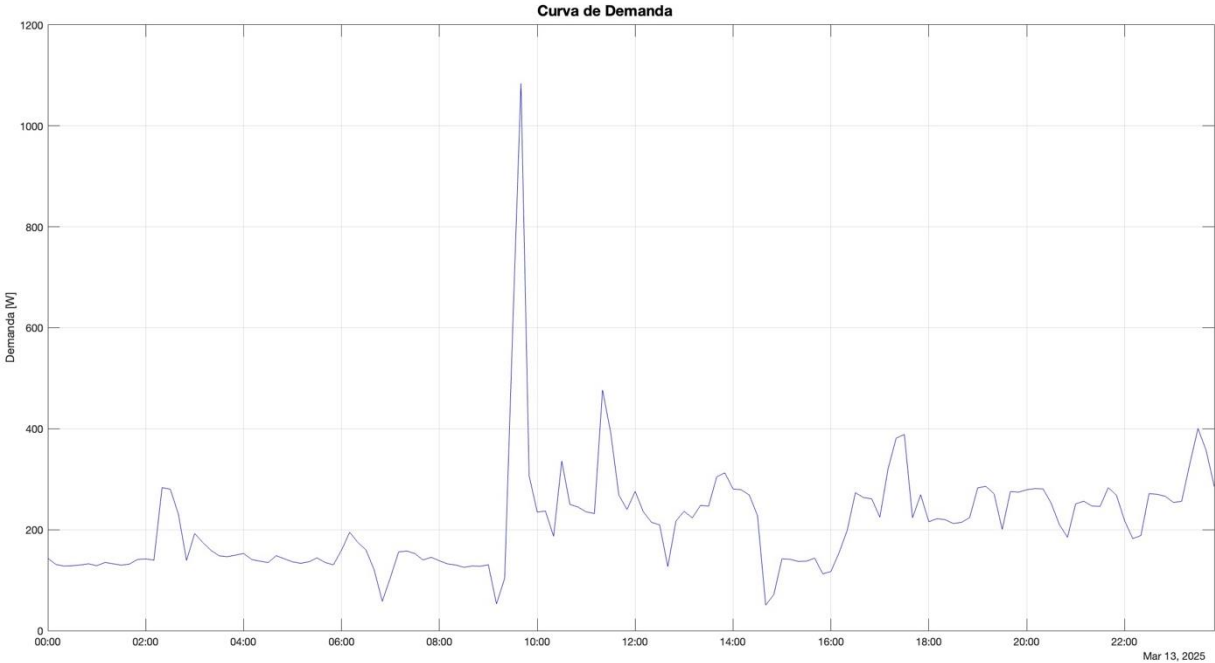
Anexo E: Curva de demanda 11-03-2023



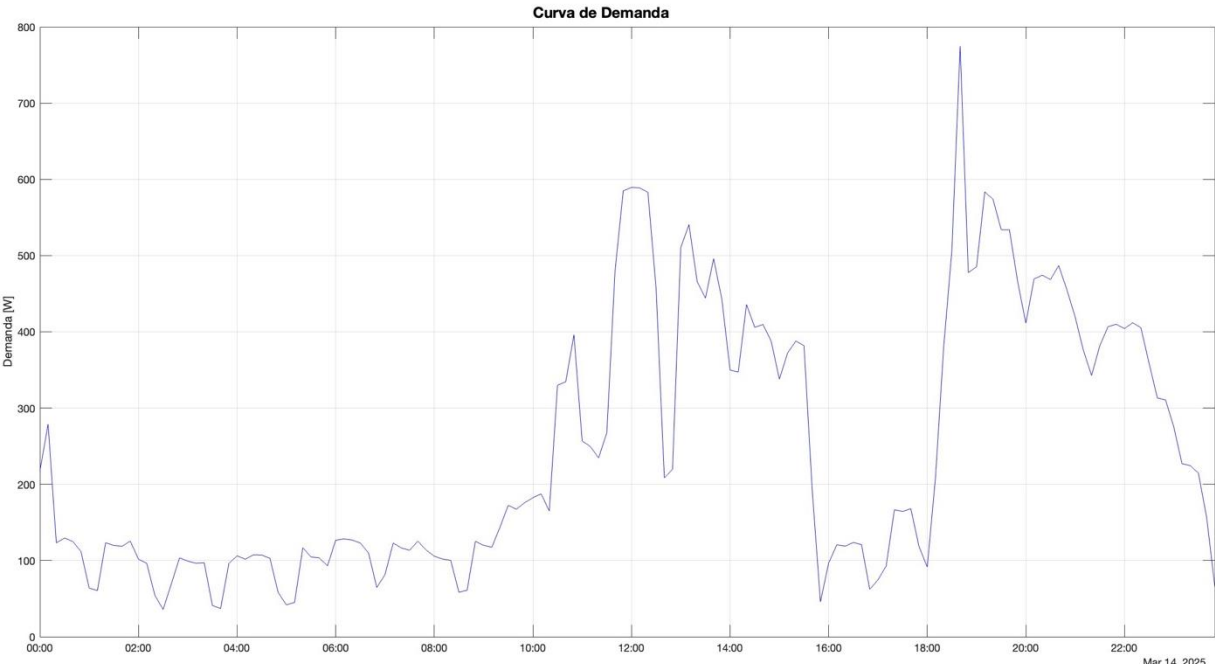
Anexo F: Curva de demanda 12-03-2023



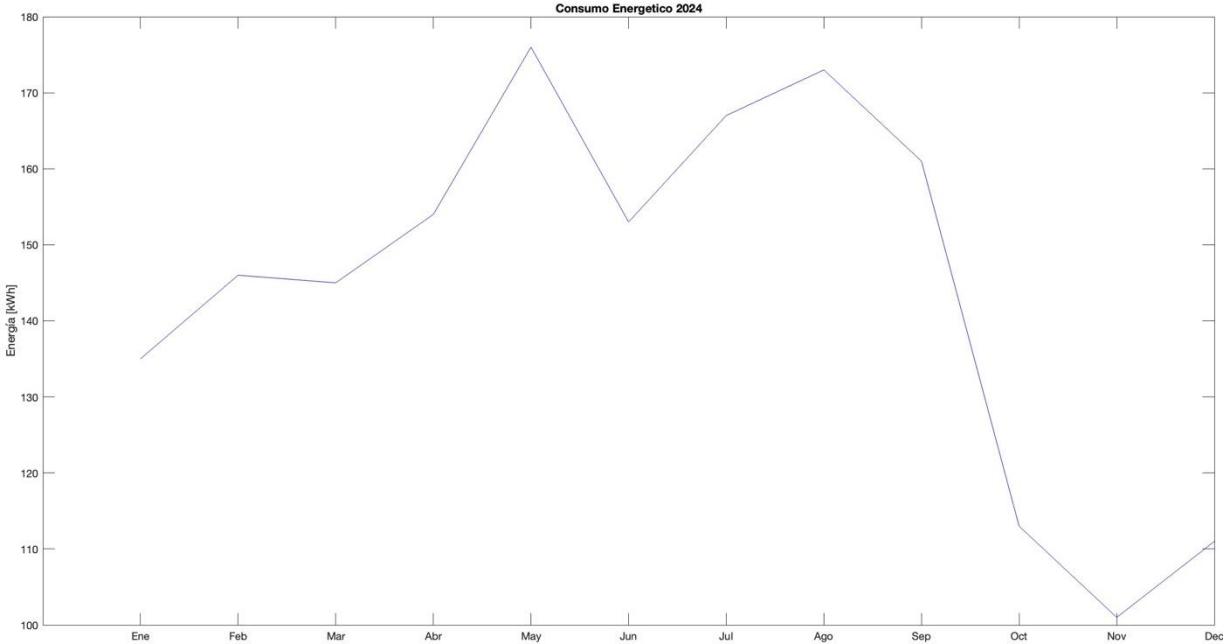
Anexo G: Curva de demanda 13-03-2023



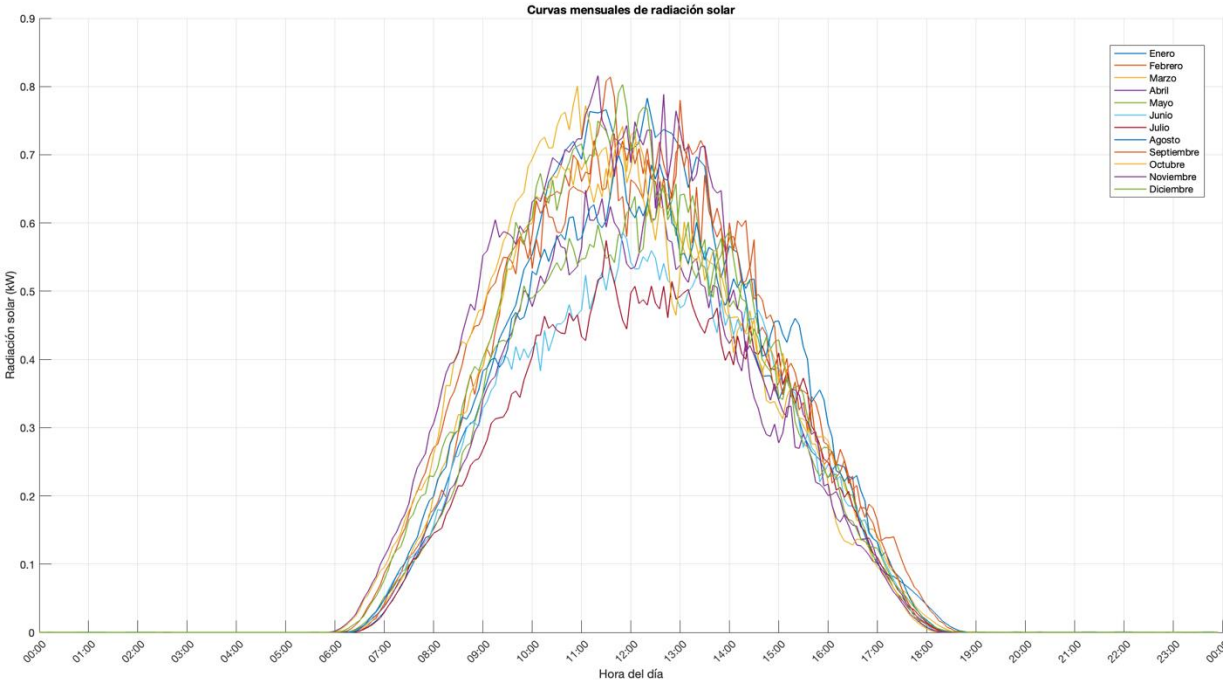
Anexo H: Curva de demanda 14-03-2023



Anexo I: Consumo energético del año 2024



Anexo J: Radiación solar diaria promedio mensual



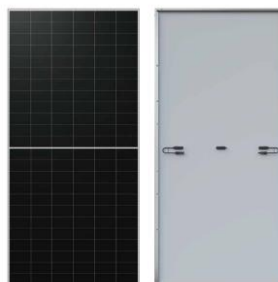
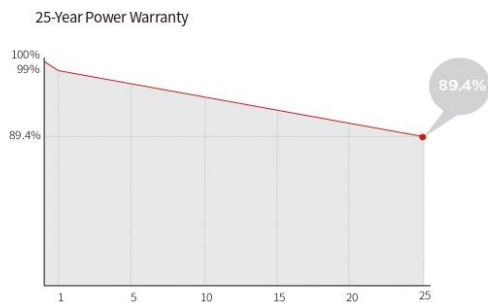
## Anexo K: Hoja de datos del panel solar.

### Hi-MO X6 Max Explorer

### LR7-72HTH 605~615M

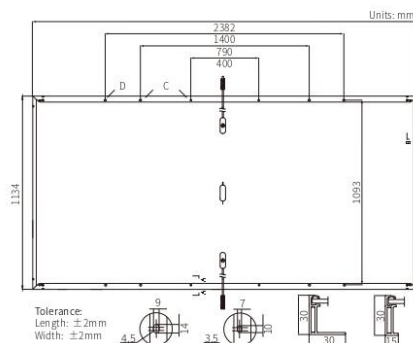
<b>22.8%</b> MAX MODULE EFFICIENCY	<b>0~3%</b> POWER TOLERANCE	<b>&lt;1%</b> FIRST YEAR POWER DEGRADATION	<b>0.40%</b> YEAR 2-25 POWER DEGRADATION
--	-----------------------------------	--	--

#### Additional Value



#### Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6x24)
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	28.5kg
Dimension	2382x1134x30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



#### Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C    NOCT: AM1.5 800W/m<sup>2</sup> 20°C 1m/s    Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR7-72HTH-605M		LR7-72HTH-610M		LR7-72HTH-615M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	605	452.1	610	455.9	615	459.6
Open Circuit Voltage (Voc/V)	52.27	49.17	52.42	49.22	52.57	49.36
Short Circuit Current (Isc/A)	14.74	11.91	14.80	11.95	14.87	12.01
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.03	40.18	44.18	40.32	44.33	40.46
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.75	11.26	13.81	11.31	13.88	11.36
Module Efficiency(%)	22.4		22.6		22.8	

#### Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	IEC Class C

#### Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

#### Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.280%/°C



Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20240511 V2) DG

## Anexo L: Hoja de datos del inversor.



MODEL	PV33-3024 TLV	PV33-3048 TLV	PV33-4024 TLV	PV33-4048 TLV	PV33-5048 TLV	PV33-6048 TLV
<b>SALIDA DEL INVERSOR</b>						
Potencia nominal	3KW		4KW		5KW	6KW
Factor de potencia	1					
Forma de onda	Onda senoidal pura					
Voltaje de salida RMS	100V / 110V / 120VAC (200V / 220V / 240VAC) ±10%					
Frecuencia de salida	50Hz o 60Hz (±0.3Hz)					
Eficiencia del inversor (pico)	>85%					
Eficiencia en modo de línea	>95%					
Sobrecarga	100%<Carga<110% (alarma 5min luego detener salida y código de falla 07) 110%<Carga<125% (alarma 60s luego detener salida y código de falla 07) Carga > 125% (alarma 10s luego detener salida y código de falla 07)					
Capacidad de sobrecarga	9000VA		12000VA		15000VA	18000VA
Capaz de arrancar motores eléctricos	1.5P		2P		3P	
<b>BATERÍA</b>						
Voltaje de la batería	24VDC/48VDC				48VDC	
Voltaje mínimo de arranque	10V/ 10.5V/ 11V/ 11.5V/ 12V±0.5V; 12VDC*2 para 24V; *4 para 48VAC					
Corte por batería baja	código de fallo por bajo voltaje 04 (10V/ 10.5V/ 11V/ 11.5V/ 12V) para el modelo de 12V (21V/21V /22V/ 23V/ 24V) para el modelo de 24V (40V/ 42V/ 44V/ 46V/ 48V) para el modelo de 48V					
Alarma de batería baja	Añadir 0.5/batería: (alarma de batería baja un segundo cada vez) (10V/ 10.5V/ 11V/ 11.5V/ 12V) +0.5VDC para el modelo de 12V (21V/ 21V/ 22V/ 23V/ 24V) +1VDC para el modelo de 24V (40V/ 42V/ 44V/ 46V/ 48V) +2VDC para el modelo de 48V					
Alarma de alto voltaje	Añadir +1V/batería: (alto voltaje un segundo cada vez / después de 30s fallo 03) (12-14.5V) +1VDC para el modelo de 12V (24-29V) +2VDC para el modelo de 24V (48-58V) +4VDC para el modelo de 48V					
Modo de ahorro	Carga ≤40W(110V) / 80W(220V)					
<b>MODO DE ENTRADA AC</b>						
Forma de onda de entrada	Onda senoidal pura					
Voltaje de entrada nominal	200Vac / 220Vac / 240Vac					
Voltaje máximo de entrada	270Vac MÁX					
Frecuencia de entrada	50Hz / 60Hz (detección automática)					
Eficiencia (modo AC)	>95% (carga, batería completa)					
Tiempo de transferencia de AC a DC	15ms(típico)					
<b>CARGADOR SOLAR</b>						
Potencia máxima del arreglo PV	2500W	5000W	2500W	5000W	5000W	5000W
Corriente máxima de carga PV	80A±4A					
Voltaje DC	24V / 48V				24V / 48V	
Rango MPPT @ Voltaje de operación	30~230VDC @ 24V /60~230VDC @48V				60~230VDC @48V	
Voltaje máximo de entrada solar	245±2Vdc				245±2Vdc	
Eficiencia máxima	>98%					
Consumo de energía en espera	<2W					
<b>MODO DE CARGA</b>						
Corriente máxima de carga (±5A)	12V	/	/	/	/	/
	24V	40A	60A	/	/	/
	48V	20A	30A	35A	40A	
Corriente mínima de carga 10A. Cambia cada 5A						
<b>DIMENSIONES</b>						
Dimensiones de la máquina (An*Al*Pr)(mm)	359,2*443*188			362*544*188		
Dimensiones del paquete (An*Al*Pr)(mm)	598*308*457			698*308*457		
N.W(kg)	/			/		
G.W(kg)	/			/		
Garantía	1 año					
<b>CERTIFICACIÓN Y NORMAS</b>						
CE-EMC+LVD (EN6100-6-3, EN6100-6-1+EN IEC62109-1, EN IEC62109-2)						

## Anexo M: Hoja de datos de la batería LP15-24100.

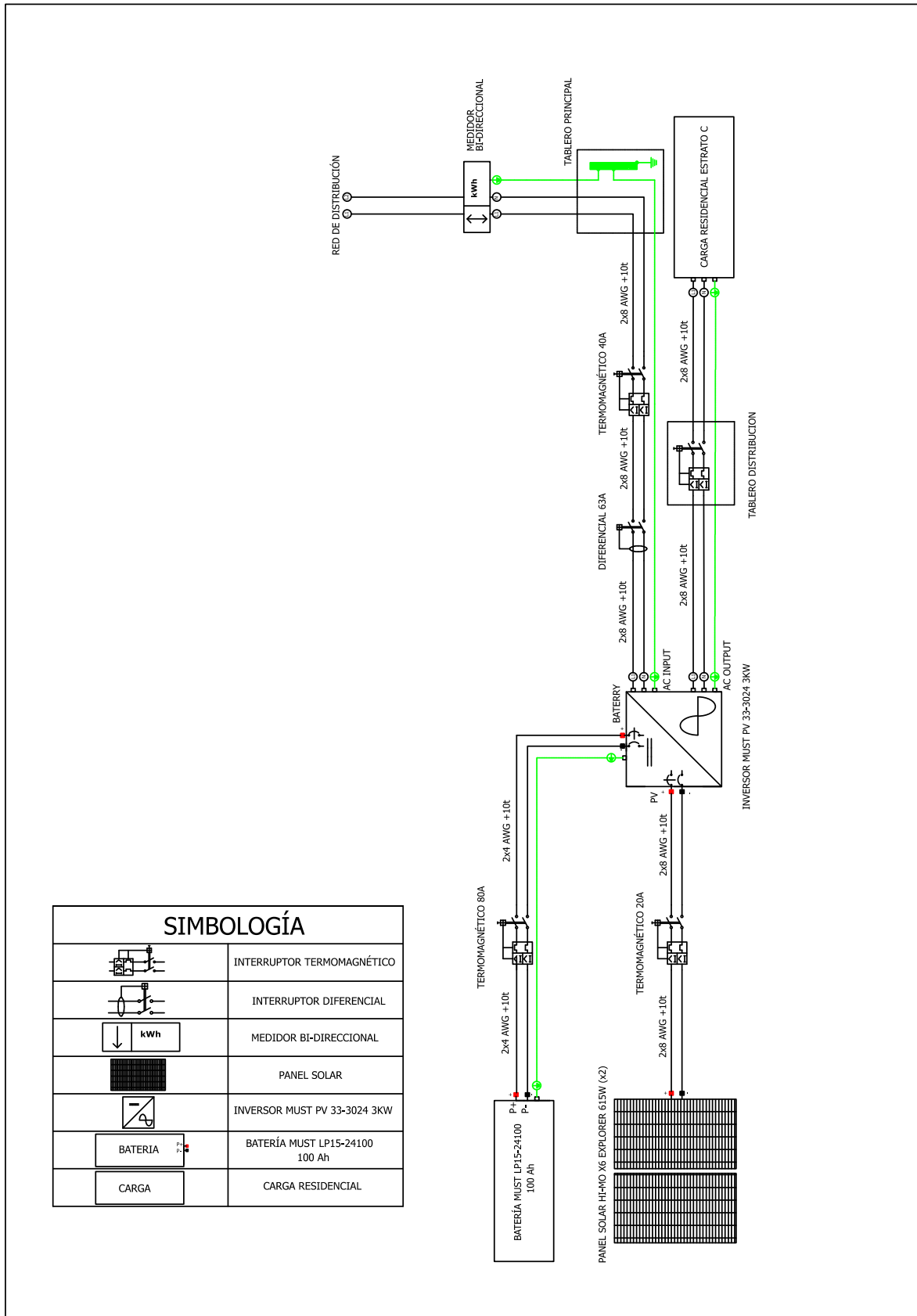
Productos / Batería de litio							
Modelos	LP15-1250	LP15-12100	LP15-12200	LP15-2450	LP15-24100	LP15-24200	
Tensión nominal	12.8V			25.6V			
Capacidad nominal	50Ah	100Ah	200Ah	50Ah	100Ah	200Ah	
Energía	640Wh	1280Wh	2560Wh	1280Wh	2560Wh	5120Wh	
Ciclo de vida	6000 ciclos @80% DOD, 25°C						
Tensión de carga	14.6V			29.2V			
Corriente de carga	20A						
Tensión de corte de descarga	10V			20V			
Corriente de carga/descarga estándar	Carga	10A	20A	40A	10A	20A	40A
	Descarga	25A	50A	100A	25A	50A	100A
Corriente máxima continua de carga/descarga	Carga	25A	50A	100A	50A	60A	100A
	Descarga	50A	100A	100A	100A	100A	100A
Tensión de terminación BMS (Tensión de corte)	Carga	15,4 V (3,85V/Celda)			30,8 V (3,85V/Celda)		
	Descarga	9,2 V (2s) (2,3V/Celda)			18,4 V (2s) (2,3V/Celda)		
Temperatura de funcionamiento	Carga	0 ~ 45° C					
	Descarga	-20 ~ 55° C					
Temperatura de almacenamiento	-5 ~ 35° C						
Tensión de envío	≥ 12.8V			≥ 25.6V			
Material de la carcasa	ABS+PC						
Tamaño de la máquina (An * Al * P) (mm)	260*167*210	339*185*218	502*186*243	522*240*218	502*186*243	522*240*218	
Tamaño del envase (An * Al * P) (mm)	Caja /	385*230*260	520*215*280	/Cartón	520*215*280	545*285*288	
Peso neto (kg)	7.5	12	21	22.5	20	37	
Peso bruto (kg)	Caja /	13	22	/	21	38	
* Las dimensiones y pesos pueden variar debido a los diferentes lotes de producción y están sujetos a la producción real.							
Retención de carga y recuperación de capacidad	Retención de carga ≥ 90% y recuperación de carga ≥ 90% tras cargar la batería de forma estándar y dejarla después a temperatura ambiente durante 28 días o a 55°C durante 7 días.						
Garantía	5 años						
Certificaciones y normas	CE-EMC (EN 61000-6-3+AI+AC EN IEC 61000-6-1); UN38.3/MSDS						

## Anexo N: Hoja de datos de la batería LP15-48100.

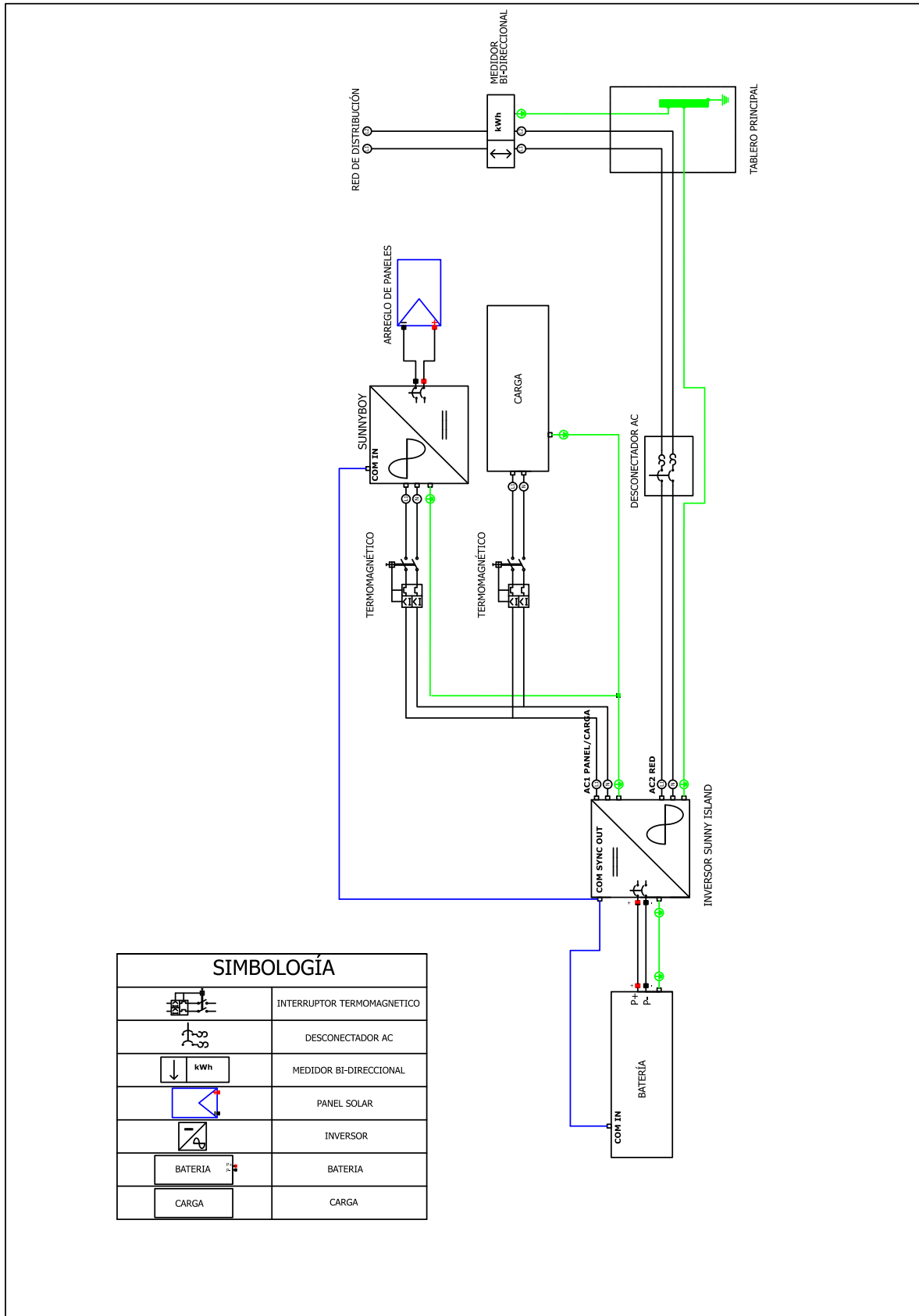


Technical Data		LP16-24100	LP16-24200	LP16-48100	LP16-48200	LP16-48300
Nominal Voltage		25.6V		51.2V		
Nominal Capacity		100Ah	200Ah	100Ah	200Ah	300Ah
Nominal energy		2560Wh	5120Wh	5120Wh	10240Wh	15360Wh
Max. output power		2.5KW	3.5KW	5KW	7.5KW	10KW
Life Cycles		6000 cycles @ 80% DOD, 25°C				
Recommended Charge Voltage		29.2V		58.4V		
Recommended Charge Current		20A	40A	20A	40A	60A
End Of Discharge Voltage		22V		44V		
Standard Method	Charge	20A	40A	20A	40A	60A
	Discharge	50A	100A	50A	100A	150A
Maximum Continuous Current	Charge	100A	150A	100A	150A	200A
	Discharge	100A	150A	100A	150A	200A
BMS Cut-Off Voltage	Charge	29.2 V (3.65V/Cell)		58.4 V (3.65V/Cell)		
	Discharge	22.0V (2s) (2.75V/Cell)		44.0V (2.75V/Cell)		
Temperature	Charge	0~ 45°C				
	Discharge	-10~-55°C				
Storage Temperature		-5~-35°C				
Shipment voltage		≥25.6V		≥51.2V		
Module Parallel		Up to 15 units				
Communication		CAN2.0/RS232/RS485				
IP Protection level		IP21				
Case Material		SPCC				
Installation Mode		Wall-mounted, Stacked-mounted, Rack-mounted(optional)				Vertical-mounted
Machine Dimension (W*H*D) (mm)		442*485.5*177	442*486.5*250	442*625.5*177	442*686.5*250	/
Package Dimension (W*H*D) (mm)	carton box	557*227*547	557*300*547	688*227*557	non	/
	wooden box	555*340*565	555*410*565	696*335*565	759*391*569	/
N.W (kg)		27	44	45	80	/
G.W (kg)	carton box	30	48	48	non	/
	wooden box	40	57	58	97	/
* Variations in dimensions and weights may occur due to production batches.						
Charge Retention And Capacity Recovery Capability		Standard charge the battery, and then put aside at room temperature for 28d or 55°C for 7d, Charge retention rate≥90%, Recovery rate of charge≥90%				
Warranty		5 years				
Certification & Standards		CE-EMC (EN 61000-6-3: 2007+A1: 2011+AC: 2012 EN IEC 61000-6-1: 2019) IEC62619-1:2018; IEC62619:2022; IEC62619:2017; UN38.3/ MSDS				

## Anexo O: Diagrama de conexión del SFV de la vivienda.



## Anexo P: Diagrama de conexión de un sistema híbrido utilizando el inversor Sunny Island.



Anexo Q: Costo de implementación del SFV sin el sistema de almacenamiento.

Fuente: [Propia]

Detalle	Cantidad	P. unitario (USD)	P. total (USD)
Modulo fotovoltaico 615 Wp	2	112	224
Inversor 3KW	1	680	680
Soporte de los paneles	2	75	150
Cable 8 AWG	50 metros	1.80	90
Terminales MC4	2	4.60	9.20
Interruptor diferencial de 63A de 30mA de sensibilidad	1	25.50	25.50
Interruptor termomagnético 20A (DC)	1	14.50	14.50
Interruptor termomagnético 40A (AC)	1	15.50	15.50
Subtotal del material (USD)			1208.70
Costo adicional (25%)			241.74
<b>Total (USD)</b>			<b>1450.44</b>

Anexo R: Análisis de viabilidad económica del SFV sin el sistema de almacenamiento.

Fuente: [Propia]

<b>Costo del SFV a implementar (USD)</b>	1450.44
<b>Total, a pagar sin SFV (USD)</b>	164.83
<b>Total, a pagar con SFV (USD)</b>	23.02
<b>Ahorro anual (USD/año)</b>	141.81
<b>Amortización (años)</b>	10