

**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**TEMA:**

Análisis y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico híbrido con almacenamiento en baterías, para determinar viabilidad técnica y económica con respecto al consumo eléctrico en sector residencial, cuando el servicio de la red pública está interrumpido

**AUTOR:**

Delgado Murillo, Daniel Sebastián

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
Ingeniero en Electricidad**

**TUTOR:**

Ing. Hidalgo Aguilar Jaime Rafael, MSc.

**GUAYAQUIL, ECUADOR**

**19 de febrero del 2025**



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**CERTIFICACIÓN**

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Delgado Murillo Daniel Sebastián**, como requerimiento para la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad**.

**TUTOR**

f. \_\_\_\_\_  
**Ing. Hidalgo Aguilar Jaime Rafael, MSc.**

**DIRECTOR DE LA CARRERA**

f. \_\_\_\_\_  
**Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PhD.**

Guayaquil, a los 19 del mes de febrero del año 2025



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, Delgado Murillo, Daniel Sebastián

**DECLARO QUE:**

El Trabajo de Titulación, **Análisis y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico híbrido con almacenamiento en baterías, para determinar viabilidad técnica y económica con respecto al consumo eléctrico en sector residencial, cuando el servicio de la red pública está interrumpido** previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 19 del mes de febrero del 2025

**EL AUTOR**

f. \_\_\_\_\_  
**Delgado Murillo, Daniel Sebastián**



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

### **AUTORIZACIÓN**

Yo, Delgado Murillo, Daniel Sebastián

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **Análisis y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico híbrido con almacenamiento en baterías, para determinar viabilidad técnica y económica con respecto al consumo eléctrico en sector residencial, cuando el servicio de la red pública está interrumpido**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

**Guayaquil, a los 19 del mes de febrero del 2025**

**EL AUTOR**

f. \_\_\_\_\_  
**Delgado Murillo, Daniel Sebastián**

# REPORTE COMPILATEO

**CERTIFICADO DE ANÁLISIS**  
magister

## TESIS DEL SR DANIEL DELGADO

**< 1%**  
Textos sospechosos

**< 1%** Similitudes  
0% similitudes entre comillas  
< 1% entre las fuentes mencionadas

**0%** Idiomas no reconocidos (ignorado)

**< 1%** Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: TESIS DEL SR DANIEL DELGADO.pdf  
ID del documento: c563eaa06f3624f2f136177bc19eda3bf5e28c6c  
Tamaño del documento original: 3,52 MB  
Autores: []

Depositante: Ricardo Xavier Ubilla Gonzalez  
Fecha de depósito: 1/2/2025  
Tipo de carga: interface  
fecha de fin de análisis: 1/2/2025

Número de palabras: 14.763  
Número de caracteres: 103.526

Ubicación de las similitudes en el documento:



### Fuentes principales detectadas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	<a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec">repositorio.ucsg.edu.ec</a>   Estudio y coordinación de protecciones para un sistema d... <a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/23472/1/UCSG-C432-22996.pdf">http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/23472/1/UCSG-C432-22996.pdf</a> 31 fuentes similares	2%		Palabras idénticas: 2% (340 palabras)
2	<a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec">repositorio.ucsg.edu.ec</a>   Análisis de un sistema de respaldo de energía renovable s... <a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/23446/1/UCSG-C432-22981.pdf">http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/23446/1/UCSG-C432-22981.pdf</a> 28 fuentes similares	2%		Palabras idénticas: 2% (330 palabras)
3	<a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec">repositorio.ucsg.edu.ec</a>   Diseño de un sistema fotovoltaico como fuente distribuid... <a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/18043/1/T-UCSG-PRE-TEC-IELE-3.pdf">http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/18043/1/T-UCSG-PRE-TEC-IELE-3.pdf</a> 27 fuentes similares	2%		Palabras idénticas: 2% (323 palabras)
4	<a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec">repositorio.ucsg.edu.ec</a>   Análisis y diseño de un sistema de puesta a tierra para la F... <a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/23436/1/UCSG-C432-22980.pdf">http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/23436/1/UCSG-C432-22980.pdf</a> 26 fuentes similares	2%		Palabras idénticas: 2% (321 palabras)
5	<a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec">repositorio.ucsg.edu.ec</a>   Diseño y construcción de un aerogenerador de eje vertical... <a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/7739/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-94.pdf">http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/7739/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-94.pdf</a> 24 fuentes similares	2%		Palabras idénticas: 2% (321 palabras)

### Fuentes con similitudes fortuitas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	<a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec">repositorio.ucsg.edu.ec</a>   Diseño de una instalación fotovoltaica optimizando el áng... <a href="http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/3899/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-44.pdf">http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/3899/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-44.pdf</a>	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (35 palabras)
2	<a href="https://repositorio.ister.edu.ec">repositorio.ister.edu.ec</a> <a href="https://repositorio.ister.edu.ec/bitstream/68000/425/1/Pérez%20Mora%20Santiago%20Rogelio.pdf">https://repositorio.ister.edu.ec/bitstream/68000/425/1/Pérez Mora Santiago Rogelio.pdf</a>	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (21 palabras)
3	<a href="https://repositorio.upse.edu.ec">repositorio.upse.edu.ec</a>   Proyecto de recuperación secundaria por inyección de ag... <a href="https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/7081/1/UPSE-MPE-2022-0004.pdf">https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/7081/1/UPSE-MPE-2022-0004.pdf</a>	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (24 palabras)
4	localhost   Estudio y diseño de un sistema de energía alternativa fotovoltaico con co... <a href="http://localhost:8080/xmlui/bitstream/3317/8572/3/T-UCSG-PRE-TEC-ITEL-235.pdf.txt">http://localhost:8080/xmlui/bitstream/3317/8572/3/T-UCSG-PRE-TEC-ITEL-235.pdf.txt</a>	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (14 palabras)
5	<a href="https://repositorio.ug.edu.ec">repositorio.ug.edu.ec</a> <a href="https://repositorio.ug.edu.ec/bitstreams/053dca9a-91dc-4ed3-9757-30df7790f8ff/download">https://repositorio.ug.edu.ec/bitstreams/053dca9a-91dc-4ed3-9757-30df7790f8ff/download</a>	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (12 palabras)

El Reporte COMPILATEO del estudiante Daniel Sebastián Delgado Murillo, de la Carrera Ingeniería En Electricidad cuyo tema es: **Análisis y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico híbrido con almacenamiento en baterías, para determinar viabilidad técnica y económica con respecto al consumo eléctrico en sector residencial, cuando el servicio de la red pública está interrumpido**, el mismo presenta una coincidencia de menos de un por ciento.

f. \_\_\_\_\_  
Ing. Hidalgo Aguilar Jaime Rafael, MSc.

**TUTOR**

## **AGRADECIMIENTO**

Naturalmente siempre agradecido con Dios por la fortaleza, sabiduría, y esperanza suficiente para llegar hasta esta experiencia académica, a mis padres por compartirme sus enseñanzas durante todo mi proceso de grado universitario, y también con mi tutor, compañeros y todos los docentes que con su experiencia me han acompañado en mi desarrollo académico, por transmitirme valores como: respeto, perseverancia, bondad y sentido de responsabilidad.

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo de titulación para obtención del título universitario se lo dedico a mis padres y a mi abuelita por enseñarme con amor el esfuerzo que se hace para alcanzar las metas, y por sus palabras que me han motivado.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

f. \_\_\_\_\_

**Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PhD.**

DIRECTOR DE CARRERA

f. \_\_\_\_\_

**Ing. Ubilla González, Ricardo Xavier, MSc.**

COORDINADOR DEL ÁREA

f. \_\_\_\_\_

**Ing. Bonilla Sánchez, Ronnie Alexander, MSc**

OPONENTE

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
RESUMEN.....	XIV
ABSTRACT.....	XV
Capítulo 1: Descripción general del trabajo titulación.....	2
1.1 Introducción.....	2
1.2 Planteamiento de problema .....	3
1.3 Justificación del problema.....	3
1.4 Objetivos.....	4
1.4.1 Objetivo general.....	4
1.4.2 Objetivo específico .....	4
1.5 Hipótesis.....	4
1.6 Metodología de investigación.....	4
Capítulo 2: Fundamentos teóricos.....	6
2.1 Energía fotovoltaica.....	6
2.1.1 Recurso energía solar.....	6
2.1.2 Radiación solar .....	6
2.2 Introducción a sistemas fotovoltaico .....	9
2.2.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	9
2.2.2 Componentes principales de sistema fotovoltaica con almacenamiento ...	10
2.2.3 Conexiones de modulo fotovoltaico .....	18
2.2.4 Principio de funcionamiento de célula fotovoltaica .....	20
2.2.5 Ventajas y desventajas de sistemas fotovoltaicos .....	21
Capítulo 3 Diseño y Análisis del sistema fotovoltaico.....	22
3.1 Descripción del proyecto.....	22
3.1.1 Consumo energético de la vivienda residencial.....	22
3.2 Diseño por medio de software PVsyst.....	23
3.2.1 Ubicación y parámetros meteorológicos.....	23
3.2.2 Identificación de la orientación e inclinación .....	24
3.2.3 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	26
3.2.4 Definición del sombreado cercano .....	39
3.2.5 Definición de diseño de módulo .....	42
Capítulo 4 Análisis de resultados y económicos del sistema FV .....	45

4.1 Resultados de la simulación conjunto fotovoltaica .....	45
4.1.1 Resumen del sistema y resultados .....	45
4.1.2 Gráficos predefinidos de simulación .....	46
4.2 Análisis económico del sistema fotovoltaico .....	51
4.2.1 Facturación de energía eléctrica.....	51
4.2.2 Periodo de recuperación de inversión.....	57
Capítulo 5 Conclusiones y recomendaciones.....	59
5.1 Conclusión.....	59
5.2 Recomendación .....	61
Bibliografía .....	62
Anexos.....	66

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Tipos de radiación .....	7
<b>Figura 2:</b> Ángulos que definen posición del sol .....	8
<b>Figura 3:</b> Célula fotovoltaica de silicio cristalino.....	11
<b>Figura 4:</b> Modulo fotovoltaico policristalino .....	12
<b>Figura 5:</b> Composición de un sistema FV .....	13
<b>Figura 6:</b> Inversor .....	13
<b>Figura 7:</b> Regulador de carga .....	15
<b>Figura 8:</b> Baterías solares .....	16
<b>Figura 9:</b> Esquema conexión en serie .....	18
<b>Figura 10:</b> Esquema conexión en paralelo .....	19
<b>Figura 11:</b> Esquema de conexión mixta .....	20
<b>Figura 12:</b> Localización geográfica del estudio .....	23
<b>Figura 13:</b> Orientación, inclinación y tipo de campo.....	25
<b>Figura 14:</b> Vista 2D de vivienda residencial por Google Earth.....	26
<b>Figura 15:</b> Selección de módulo e inversor.....	27
<b>Figura 16:</b> Definición de módulos en serie y en cadena.....	32
<b>Figura 17:</b> Dimensionamiento de voltaje del sistema fotovoltaico.....	32
<b>Figura 18:</b> Dimensionamiento de potencia .....	33
<b>Figura 19:</b> Curva eficiencia del inversor- la potencia de entrada DC de entrada en kW .....	34
<b>Figura 20:</b> Potencia salida AC - potencia de entrada DC del inversor .....	35
<b>Figura 21:</b> Cargas de reserva de vivienda residencial .....	36
<b>Figura 22:</b> Horario de indisponibilidad de la red .....	36
<b>Figura 23:</b> Selección del banco de baterías para vivienda residencial .....	38
<b>Figura 24:</b> Perspectiva de la vivienda y objeto de sombreado .....	40
<b>Figura 25:</b> Curva de iso-sombreado .....	42

<b>Figura 26:</b> Disposición mecánica de los módulos fotovoltaico .....	43
<b>Figura 27:</b> Atribución de cadenas del conjunto fotovoltaico .....	43
<b>Figura 28:</b> Pérdidas de sombra 3D en día despejado .....	44
<b>Figura 29:</b> Resumen específico del sistema .....	45
<b>Figura 30:</b> Distribución de irradiación incidente .....	46
<b>Figura 31:</b> Diagrama de entrada y salida.....	47
<b>Figura 32:</b> Proporción de rendimiento .....	47
<b>Figura 33:</b> Distribución de voltaje del conjunto .....	49
<b>Figura 34:</b> Distribución de potencia del conjunto .....	50
<b>Figura 35:</b> Energía diaria a la salida del sistema.....	50
<b>Figura 36:</b> Ahorro CO <sub>2</sub> - tiempo .....	51

## **Anexos:**

Figura A1: Diagrama del sistema híbrido con almacenamiento en baterías para vivienda residencial.....	66
Figura A2: Ficha técnica del módulo fotovoltaico .....	67
Figura A3: Especificaciones de batería .....	69

## **ÍNDICE DE TABLAS**

<b>Tabla 1:</b> Consumo energético de vivienda residencial .....	22
<b>Tabla 2:</b> Datos de meteo diarios (2016-2021).....	24
<b>Tabla 3:</b> Datos de especificaciones eléctricas del módulo monocristalino AE14-H550-VHC-10B .....	29
<b>Tabla 4:</b> Resumen general de la información del sistema FV .....	39
<b>Tabla 5:</b> Factor de sombreado lineal de la orientación del plano.....	41
<b>Tabla 6:</b> Resumen de resultados.....	46
<b>Tabla 7:</b> Cargo tarifario de junio a noviembre .....	52
<b>Tabla 8:</b> Cargo tarifario de diciembre a mayo .....	52
<b>Tabla 9:</b> Suma mensuales por hora para EOutInv [kWh] .....	53
<b>Tabla 10:</b> Valor total de equipos de sistema FV .....	58

## **Anexos:**

Tabla A1: Ficha técnica de inversor .....	68
---	----

## RESUMEN

El presente proyecto abarca el análisis y dimensionamiento de un sistema híbrido fotovoltaico, es decir un sistema conectado a la red con almacenamiento en baterías para una vivienda residencial como alternativa de autoabastecimiento tanto en periodos en que la red pública se ve interrumpida y cuando funciona de forma habitual. El método de investigación empleado es analítico-deductivo, el cual permite alcanzar los objetivos planteados mediante uso de la documentación teórica y ecuaciones que facilitan el cálculo de la potencia de sistema fotovoltaico, así como de sus principales componentes tomando en cuenta el consumo anual de la vivienda y las condiciones climáticas del área de estudio para su correcto dimensionamiento. Por su parte, el análisis económico se recopiló información y se estimó el costo de la inversión, así como el ahorro que se obtendría en factura eléctrica a partir de la producción del sistema y la tarifa energética residencial. En la parte procedimental del dimensionamiento se empleó el software PVsyst que es una herramienta de simulación y diseño de sistema fotovoltaicos que toma datos satelitales geográficos y meteorológicos de la zona para establecer resultados similares a la realidad. A través de los resultados tanto técnicos como económicos se determinó que el proyecto tiene impactos positivos en el medio ambiente y energéticos para compensar el 100% de la demanda de la vivienda residencial actual, por ende, es una alternativa viable.

**Palabras Claves:** PVsyst, Sistema híbrido fotovoltaico, consumo anual.

## ABSTRACT

The present project is about analysis and sizing of a hybrid photovoltaic system, that main a grid connected system with battery storage for a residential home like alternative for self-supply in periods when the power grid is interrupted and in case the grid operates on regular basis. The investigation method is analytical-deductive to achieve the objectives through the use of theory-based documentation and equations that make easier the calculation of photovoltaic system power as well as the main components taking into account the annual consumption and the weather conditions of the study area for right sizing. In the economic analysis, information was collected and investment cost was estimated as well as the saving that would be obtained in electricity bills from the production of the system and residential energy tariff. In the process of sizing is used in the PVsyst software, is a simulation and design tool of photovoltaic system which take geographical and meteorological satellite data of the area to obtain similar results similar to reality. Through both technical and economic results, it was determined the project has positive impact on the environment and energy offset 100% of the current residential home demand, therefore, it is viable alternative.

**Key Words:** PVsyst, hybrid photovoltaic system, annual consumption.

## **Capítulo 1: Descripción general del trabajo titulación**

### **1.1 Introducción**

La situación energética a nivel de Latinoamérica y específicamente en nuestro país Ecuador atraviesa por un déficit de energía causada principalmente por el cambio climático y la falta inversión en el sector energético, lo que ha resultado que el Gobierno tome medidas como: racionamiento de energético y contratación de barcazas de generación térmica para suplir creciente demanda de energía.

El cambio climático se refleja en la grave sequía que afecta cuerpos hídricos que abastecen a las hidroeléctricas que son las centrales de mayor producción que tiene el país, creando dependencia a las plantas térmicas y de otros pocos proyectos de generación no convencionales. Entre los sistemas de generación renovable se encuentra los que aprovechan energía solar fotovoltaica para producir electricidad, el óptimo funcionamiento de estos sistemas depende de varios factores como: demanda de energía de la instalación para así definir la capacidad del sistema, la localización, efecto de sombra, el tipo de configuración del sistema, entre otros.

Por su parte, la emergencia energética dio paso a los apagones programados de energía que están afectando a las industrias, comercios y sector residencial; la suspensión de flujo eléctrico ha sido de 10 horas en el caso de las industrias y en el sector residencial en horarios rotativos.

En consecuencia, dentro de los hogares residenciales surge la necesidad de abastecimiento eléctrico durante los cortes diurnos y nocturnos de modo que optan entre dos opciones que son: generadores a combustible y módulos fotovoltaicos. La segunda alternativa forma parte fundamental en el tablero energético y afianza la independencia energética.

## **1.2 Planteamiento de problema**

En el actual periodo que prima la necesidad de abastecimiento energético se debe tomar la decisión en optar entre fuente de energía con módulos fotovoltaicos o fuentes convencionales como generadores a combustible. A pesar de que ambas opciones de generación cuentan tarifa de 0% en IVA por el momento, la segunda opción utiliza combustible fósil para la producción de electricidad que es un recurso limitado y contaminante. Adicionalmente, aparenta ser una alternativa atractiva debido a requiere menos componentes y de fácil instalación. Sin embargo, la inversión económica no es recuperable como si se da en caso de sistema fotovoltaico después unos años debido a que se minimiza el consumo de energía eléctrica de la red pública por el abastecimiento de energía solar.

## **1.3 Justificación del problema**

La elección de generadores fotovoltaicos como fuente alterna de suministro eléctrico entre sus beneficios es ser un recurso con energía verde limpia, y también por disminuir costos en la planilla eléctrica de hogares residenciales abriendo la posibilidad de que en un futuro se obtenga la recuperación de la inversión y ganancia por el ahorro.

La inversión en sistema fotovoltaico depende del tipo de configuración que se use debido al costo. Las configuraciones del sistema fotovoltaico pueden ser conectado a la red, suministro autónomo o aislado y conectado a la red con almacenamiento de baterías para el caso de estudio se ha seleccionado la ultimo configuración ya que sirve tanto para cortes de energía diurnos como nocturnos.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo general**

Analizar un sistema fotovoltaico conectado a la red con almacenamiento abordando aspectos como su dimensionamiento y estimación económica de la recuperación de inversión, con el propósito de incentivar el uso de este recurso renovable y su estudio.

### **1.4.2 Objetivo específico**

Determinar el potencial de irradiación solar del sitio en el que se va a realizar el diseño del sistema fotovoltaico.

Dimensionar los principales elementos del sistema fotovoltaico tales como: el módulo fotovoltaico, el inversor y el banco de baterías.

Describir el aproximado económico con respecto costos de inversión y su recuperación a largo plazo por ahorro en energía consumida de la red pública.

## **1.5 Hipótesis**

La generación de energía renovable con recurso solar en el norte de Guayaquil es una alternativa técnica, económica y ambientalmente viable ante la situación de racionamiento de energía en sector residencial dado a la actual escases de lluvia en zonas donde se encuentran las principales plantas hidroeléctricas del país.

## **1.6 Metodología de investigación**

En la metodología se define el alcance y método de investigación del proyecto. El enfoque es cuantitativo, en la cual se establece un alcance descriptivo. El estudio descriptivo pretende identificar características, parámetros o variables en el proceso de diseño que incluye estimación del potencial irradiación de la zona de estudio, el dimensionamiento de principales componentes del sistema fotovoltaico y estimación

económico con respecto costos de inversión y su recuperación mediante el uso del software PVsyst que permite simulación, dimensionamiento y análisis de estos sistemas fotovoltaicos. El método por emplear es analítico-deductivo. Por su parte, es analítico debido a que primero se tiene que estudiar cada uno de los factores que influyen de manera individual para determinar el tamaño del sistema fotovoltaico tales como los datos meteorológicos de la zona donde se realiza el diseño, el consumo de energía de la vivienda para definir su capacidad, el tipo configuración del sistema, el efecto de sombreado, entre otras. Y es parte de un método deductivo cuando se recolecta información de costos de equipos que conforman el sistema y el ahorro en factura eléctrica con la energía producida por el sistema FV para así hallar el periodo de recuperación en unos cuantos años.

## **Capítulo 2: Fundamentos teóricos**

### **2.1 Energía fotovoltaica**

#### **2.1.1 Recurso energía solar**

El sol proporciona 94% de energía total de la Tierra, permitiendo así la existencia de vida y biodiversidad. (Pérez, 2020) En el interior de esta estrella se genera una gran cantidad de radiación. A su vez, la radiación origina energía luminosa conocida como fotones, los cuales transportan grandes cantidades de energía e impulsos.

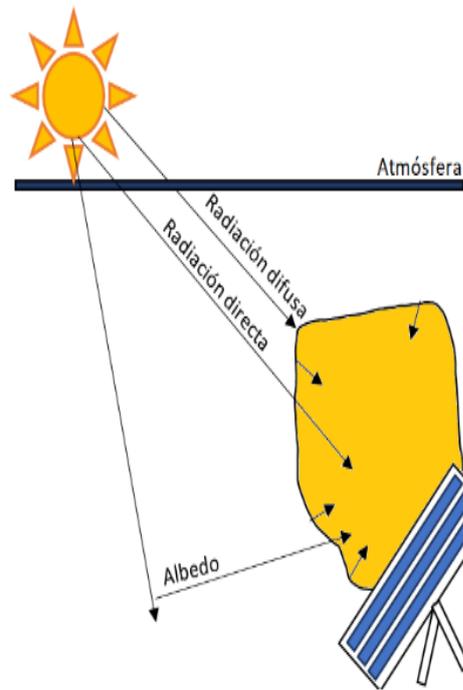
Las tecnologías que aprovechan la radiación solar en su conversión a energía útil son: la energía solar fotovoltaica y térmica. La primera tecnología parte del principio fotoeléctrico en el que se transforma la energía solar en energía eléctrica. Mientras que la segunda capta la energía solar para calentar agua, sodio o sales fundidas, transformando esa radiación electromagnética en energía térmica. (Boxwell, 2023)

#### **2.1.2 Radiación solar**

La radiación llega atenuada a la atmósfera terrestre y al pasar a la superficie terrestre tiene valor aproximado de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Por lo general, existe tres maneras diferentes de radiación que son: directa, difusa y albedo.

A continuación, se detalla la tipología de cada una de ellas en la que juega un papel importante el cómo influye la dirección y dispersión de los rayos solares, tal como se contempla en la Figura 1.

**Figura 1:** Tipos de radiación



Nota: Tipos de radiación solar que inciden en un panel solar. Fuente: (Cano , 2021)

Radiación directa: Llega de manera continua e interrumpida del sol. Depende de la estación del año y de la disposición de las nubes. (Pérez, 2020)

Radiación difusa: Resulta del fenómeno de reflejo de la radiación que sucede una vez que los rayos del sol cambien de dirección. (Cano , 2021)

Albedo: Resulta de la reflexión de la radiación directa hacia un cuerpo cercano.

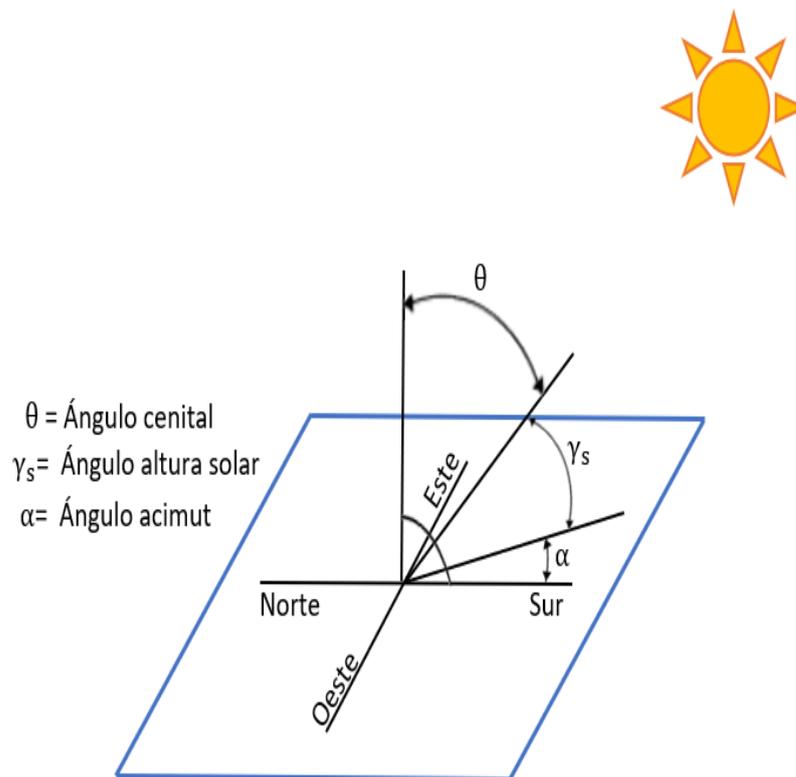
Existen dos términos que sirven para medir la radiación solar: La irradiación es una magnitud que describe la energía incidida en la superficie terrestre en un instante y en una ubicación específica, su unidad de medida está dada en kWh/m<sup>2</sup>. El segundo término se lo conoce como irradiancia que es la potencia que se introduce en la superficie terrestre. Su unidad de medida está dada en kW/m<sup>2</sup>.

Otro factor importante que mide el tiempo de radiación solar incidente sobre el módulo fotovoltaico en un día se lo conoce como horas sol pico, este determina la

cantidad de energía solar disponible durante un día en  $m^2$ , en posición ortogonal al Sol. Por ejemplo, si durante todo el día la energía recibida del Sol fue de 6 horas a  $1 \text{ KW}/m^2$ , se expresaría como sigue 6 horas de sol pico= $6 \text{ KW}/m^2$ . (Smotkin, 2019)

Con respecto a la radiación solar que actúa sobre la superficie inclinada del panel solar, con su debida orientación. Se definen los siguientes ángulos de la posición del sol dentro de la órbita terrestre: altura solar, ángulo cenital y ángulo acimutal. Tal como muestra la Figura 2.

**Figura 2:** Ángulos que definen posición del sol



Nota: La figura geométrica rectangular representa a la superficie terrestre que por medio de los puntos cartesianos permiten definir los ángulos de posicionamiento solar. Fuente: (Cano , 2021)

Altura solar: es el ángulo que producidos por los rayos solares en relaciona con la horizontal en la superficie terrestre (Innovación y Cualificación, S.L., 2023), está representado por el símbolo  $\gamma_s$

Ángulo cenital: es el ángulo que produce el Sol con el cenit (ubicado en hemisferio celeste superior al horizonte de la Tierra), está representado por el símbolo  $\theta$

Ángulo acimutal: es el ángulo formado a partir de la superficie del panel solar desde el meridiano del lugar tomando como referencia el sur, dado de manera que el signo negativo (-) es hacia el oeste y el positivo hacia el este. Está representado por el símbolo  $\alpha$ .

## **2.2 Introducción a sistemas fotovoltaico**

### **2.2.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos**

Los sistemas pueden clasificarse básicamente en dos configuraciones: sistemas conectados a la red o sistemas autónomos (sin conexión a la red).

#### **2.2.1.1 Sistemas conectados a la red**

Es un sistema fotovoltaico que está conectado a la red eléctrica local, a través de este sistema se puede proveer o inyectar electricidad al operador de la red de manera completa o parcial. En particular, al alimentar parcialmente al operador; esta configuración fotovoltaica puede estar diseñada para abastecer totalmente su consumo eléctrico y si existiere un excedente de energía se la podría vender a la red pública o local. (Wild, 2023)

La ventaja del sistema conectado es que está directamente relacionado con la demanda, se puede suministrar energía eléctrica del operador de red en el caso que no se cuente con suficiente radiación solar o proveer electricidad a la red pública (cuando el módulo fotovoltaico funciona a plena capacidad abasteciendo el consumo de la instalación y un poco más, tal sobrante de energía se la introduce a la red).

### **2.2.1.2 Sistemas autónomos**

Aquellos sistemas producen energía para consumo autosuficiente, se utilizan particularmente en zonas apartadas (por ejemplo: zonas rurales, casas rodantes, embarcaciones, etc.) donde no hay infraestructura de distribución eléctrica y también en lugares cuyas aplicaciones requieren un mayor nivel de autosuficiencia. Como la energía solar no siempre se puede tomar directamente debido a nubes o sombra, pero se necesita energía eléctrica de modo permanente como en los hospitales. Un sistema sin conexión a la red debe tener un aparato de almacenamiento eléctrico como la batería. Y también, estos sistemas pueden estar acoplados a un aerogenerador o un generador a combustible de emergencia para lograr un suministro constante.

Por otro lado, a los sistemas conectados a la red pueden incluir baterías, entre sus ventajas están: se almacena el excedente de energía eléctrica en épocas de mayor eficiencia y se utiliza en baja demanda en las noches, días nublados, durante cortes de energía o apagones. Siempre considerando la capacidad y dimensiones de la batería y sistema fotovoltaico se puede abastecer de energía uno o más días sin que brille el sol. También depende del presupuesto que disponga y el lugar del sistema fotovoltaico.

### **2.2.2 Componentes principales de sistema fotovoltaica con almacenamiento**

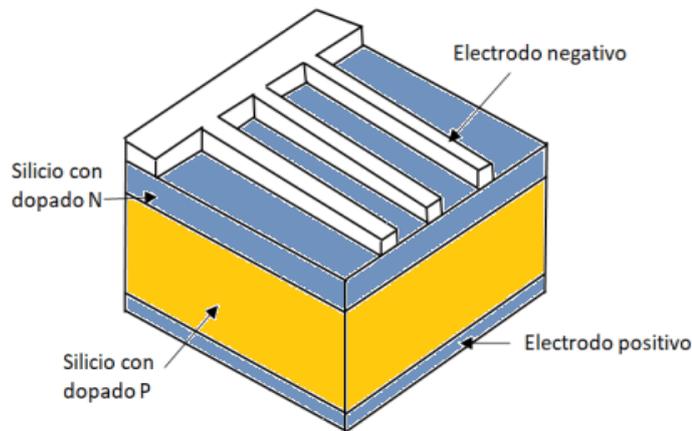
Principalmente un sistema fotovoltaico está integrado por los siguientes elementos: célula fotovoltaica, módulo solar, inversor, regulador de carga y batería.

#### **2.2.2.1 Célula fotovoltaica**

Está constituido por dos capas de semiconductores con distinto dopado. Las capas son de tipo N y P que en conjunto forma una unión PN, la primera es la que recibe la luz solar y esta dopada con fósforo. La segunda, el tipo P, está ubicada debajo de la primera además esta dopada de boro. Esta capa tipo P esta junta a una capa

conductora de aluminio que permite la conducción eléctrica una vez extraída la energía solar. En la Figura 3 se ilustra las capas de una célula fotovoltaica.

**Figura 3:** Célula fotovoltaica de silicio cristalino



Fuente: (Baselga, 2019)

Entre los tipos de células fotovoltaicas las principales son las siguientes:

- **Células de silicio monocristalino:** se caracterizan por su estructura uniforme. Durante su proceso de fabricación, las células se realizan en cilindro que después son cortadas en obleas; su fabricación es lenta y demanda mucha energía eléctrica. Este tipo de células a pesar de tener una eficiencia de alrededor del 22%, es más costoso que las células silicio policristalino. (Moro, 2018)
- **Célula de silicio policristalino:** se caracterizan por su estructura no uniforme. En su proceso fabricación, las células se realizan en moldes rectangulares; su costo es bajo en comparación células de silicio monocristalino. Los módulos fotovoltaicos de silicio policristalino tienen eficiencia en un intervalo de 13 a 16 por ciento.

- **Células de capa fina:** están elaboradas con semiconductores que forman una fina película sobre sustrato de reducido costo. Los materiales de los cuales está elaborado son silicio amorfo, telurio de cadmio, cobre-indio-diselenio, entre otros. El silicio amorfo se caracteriza por tener una estructura no cristalina. El costo de manufactura es bajo debido a que no necesita proceso de cristalización, sin embargo, estas células solares tienen la desventaja de poseer un rendimiento menos en comparación con las dos antes mencionadas de aproximadamente 6 por ciento.

#### 2.2.2.2 Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos comúnmente usados son de silicio cristalino. El panel solar consta de múltiples filas de células fotovoltaicas conectadas en serie o en paralelo montadas en un marco de aluminio. Se estima que de un grupo células solares cada célula por separado es capaz de producir aproximadamente 0.5 voltios. Por lo tanto, un módulo de 48 células puede producir aproximadamente 24 Voltios. Las dimensiones de las células determinan la cantidad de amperaje, es decir que si la célula es de gran tamaño se obtendrá más corriente. En la Figura 5 se muestra módulo fotovoltaico policristalino que a pesar de tener menor rendimiento que los monocristalinos, su costo es más económico. (Franklin, 2018)

**Figura 4:** Modulo fotovoltaico policristalino



Nota. Fuente: (Kratochvil, 2018). Tipo licencia: dominio público.

Es adecuado mencionar la diferencia entre módulo fotovoltaico, string fotovoltaico y array fotovoltaico: La primera es un conjunto de células ordenadas en serie y paralelo. El string son grupo de módulos conectados en serie y el array o generador fotovoltaico es un grupo de strings dispuestos en paralelo. (Baselga, 2019)

**Figura 5:** Composición de un sistema FV



Nota. Fuente: (Chandra, 2021). Tipo licencia: Libre uso.

### 2.2.2.3 Inversor

Los módulos fotovoltaicos como los acumuladores (baterías) que proporcionan corriente continua a elementos de consumo que trabajan en CC o AC. En el caso de cargas de consumo que trabajan en alterna es necesario contar con un inversor, este es un dispositivo capaz de transformar la corriente continua generada en corriente alterna a una voltaje y frecuencia de salida requerida.

**Figura 6:** Inversor



Nota. Fuente: (Mendoza, Aristizábal, & González, 2022). Tipo licencia: creative commons.

Entre los tipos de inversores solares están: Inversor central, Inversor spring, microinversor y inversor híbrido.

- **Inversor central:** tienen una capacidad de hasta 4 MW. Este tipo de inversor son utilizados en áreas comerciales e industriales, para lo cual, dicho dispositivo se conecta a todos los spring de módulos fotovoltaicos permitiendo así convertir la corriente continua en alterna. ( Saeed, 2021)

A pesar de ser un inversor con costo asequible y fácil instalación presenta algunos inconvenientes como: 1) Los costos de mantenimiento del inversor central son más caros que del inversor spring. 2) Cuando el inversor central presenta fallas en operación provoca que el sistema fotovoltaico se desconecte o este fuera de servicio. 3) Se reduce la potencia generada del sistema cuando disminuye el rendimiento de uno de los módulos fotovoltaicos, ya sea por estar expuesto a sombra o suciedad.

- **Inversor spring:** su costo y su instalación es mayor que del inversor central, sin embargo, su mantenimiento es de menor costo. Tiene una capacidad de 1.2 kW a 175 kW lo que vuelve una solución idónea para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales. Un inconveniente de tal inversor ocurre cuando un módulo fotovoltaico está expuesto a sombra como resultado se reduce la potencia generada del spring. (ABB, 2021)
- **Microinversor:** están conectados en cada uno de los módulos fotovoltaicos, para convertir el voltaje continua generado de estos módulos en voltaje alterno compatible con sistema conecta a la red. Los módulos están conectados en paralelo de modo que un módulo no afecta a otro. Este inversor es preferido en sistemas pequeños que requieren pocos módulos solares.

- **Inversor híbrido:** utiliza dos fuentes de energía que son los módulos fotovoltaicos y baterías, en donde los módulos fotovoltaicos están conectados en serie al igual las baterías, ambas se los intercepta al inversor híbrido. Entre las funciones de tal inversor están: 1) Convertir energía procedente del módulo en corriente alterna. 2) Cuando la energía generada del módulo no es suficiente para carga la batería, el inversor permite cargar las baterías a través de la red principal convirtiendo su corriente alterna en continua. 3) Cuando la carga se alimenta de la red principal, el inversor transferirá los amperios generados por los módulos fotovoltaicos a la red principal.

#### 2.2.2.4 Regulador de carga

Es un dispositivo que controla la corriente y la tensión, permite que la corriente y tensión extraída del array fotovoltaico sea estable para alimentar a elementos de consumo o cargar baterías. Este controlador se caracteriza en regular la potencia para adaptarse a la batería o carga específica, y así evitar reducir su vida útil o daños. (Samuel, Izi, Somefun, Awelewa, & Katende, 2022)

**Figura 7:** Regulador de carga



Nota. Fuente: (Mendoza, Aristizábal, & González, 2022). Tipo licencia: creative commons.

#### 2.2.2.5 Baterías

Son dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica, dicha energía es

producida por los módulos fotovoltaicos. La tensión de la batería debe ser proporcional a la tensión del sistema fotovoltaico, y se presentan en 12, 24 o 48V. Por ejemplo, si la instalación fotovoltaica es de 24 voltios se tiene que utilizar baterías en serie.

La capacidad de la batería que está dada en amperio hora (Ah) y el voltaje de la batería en voltios (V), y el producto de ambas da como resultado energía almacenada en vatios hora (Wh). Por lo tanto, si se dispone de una batería 12 voltios con capacidad de 100 Ah, entonces esta tendrá una energía almacenada de 1200 Wh.

La característica técnica que indica las horas de descarga de la batería en la que alcanza su capacidad nominal se la conoce como tasa de descarga. Se la representa con un número acompañado de la letra C. En el caso que se tenga una batería de 12 V con capacidad nominal de 100 Ah y tiene una tasa de descarga C 20 indica que se descarga en transcurso de 20 horas entregando 5 A.

Otro factor por considerar es el valor de ciclo de vida de la batería que muestra el número de veces que se carga y descarga. La vida útil de la batería depende de su ciclo y es inversamente proporcional a las descargas profundas. Por tal motivo, existe varias tecnologías de baterías exponen dichas características técnicas, entre ellas están: Plomo ácido abierto, AGM, gel, litio. (García, 2022)

**Figura 8:** Baterías solares



Nota. Fuente: (Miralles, 2020). Tipo de licencia: creative commons.

- **Plomo-ácido abiertas:** son de precio barato, además ocupa un área considerable y libera gases, por tal motivo se las mantiene en un recinto determinado donde circule suficiente viento y esté señalizado. Se debe realizar mantenimiento 1 o 2 veces al mes con reabastecimiento de agua destilada y tener precaución en que las placas de plomo en vasos queden expuestos al entorno. Tiene un ciclo profundo de descarga es alrededor del 60%.

Entre las baterías de plomo ácido abiertas hay ejemplares en monoblock, que componen un bloque con capacidad de 6 V o 12 V y ejemplares de baterías estacionarias vasos separados de 2 V o 6 V que se instalan en serie para lograr tensiones comunes en sistema fotovoltaico con almacenamiento, es decir de 12, 24 o 48 V. (García, 2022)

- **AGM:** Las baterías de vidrio absorbente son selladas, para su fabricación se utiliza un vidrio especial que facilita la absorción de electrolitos entre las placas de carga. Debido a las propiedades de este vidrio, no se requiere revisar ni regular los niveles de agua de la batería. La batería desintegra los compuestos de hidrógeno para producir energía, por lo tanto, no libera gases de hidrógeno. Por tales aspectos se le realiza poco o nulo mantenimiento, aparte de la revisión del cableado.
- **Baterías de gel:** son baterías selladas, emplean una sílice especial que tiene una mayor consistencia en una mezcla de electrolitos para lograr el flujo de electrones entre las placas de carga. Por su diseño se puede prescindir de mantenerla ventilada por motivos de gases, tampoco se requiere revisar los niveles de agua porque usa gel en vez de agua. Se debe realizar un mantenimiento mínimo para asegurar su eficiencia, además, se puede usar la

mayoría del factor de carga o almacenamiento en razón de su sustancia gelatinosa para la circulación de carga. La desventaja de estas baterías es que son más costosas en el mercado. (Easy Survival Press, 2021)

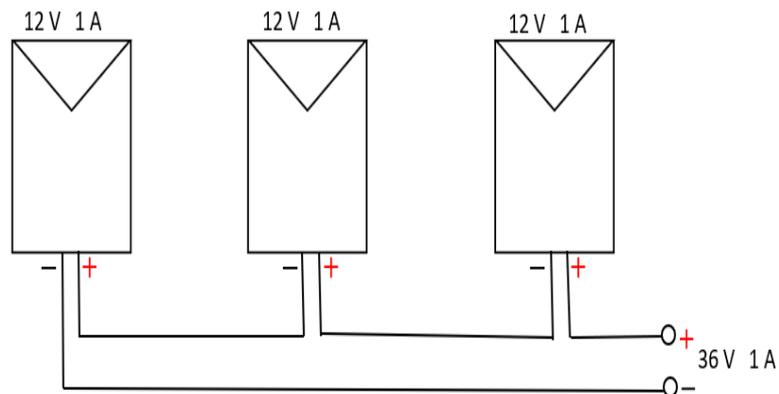
- **Batería de ion litio:** Son baterías que han sido empleadas en sistemas solares portátiles pequeños por años, a causa de su densidad energética y por la manera de transportarla que es sencilla. Estas baterías tienen por lo general una capacidad tres veces mayor para un peso similar y dos veces mayor para el mismo volumen que las de plomo ácido. Y destaca entre otras baterías por tener una mayor densidad desde una perspectiva energética. (O'Connor, 2019)

### 2.2.3 Conexiones de modulo fotovoltaico

#### 2.2.3.1 Conexión en serie

El terminal positivo del primer módulo solar se debe conectar con el terminal negativo del módulo que se encuentre próximo. De modo que, si tienes 3 módulos solares de 12 V y 1 amperio da como resultado una conexión con 36 V y 1 amp, es decir se suma las tensiones de cada módulo y la corriente se mantiene igual, tal como se ilustra en Figura 9. (García, 2022)

**Figura 9:** Esquema conexión en serie

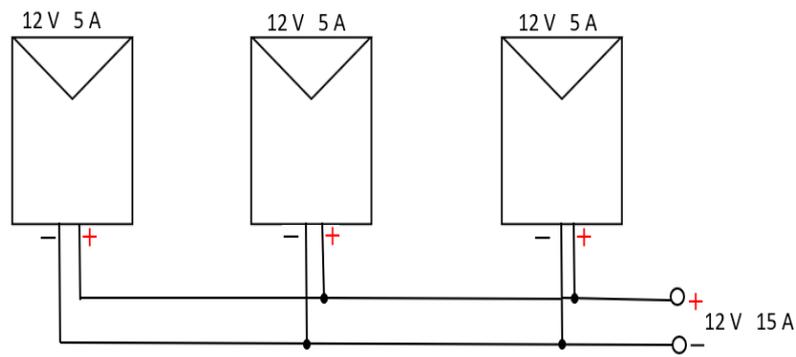


Fuente: (Baselga, 2019)

### 2.2.3.2 Conexión en paralelo

El polo positivo de un módulo se conecta con el polo positivo del módulo que se encuentre próximo y el polo negativo del módulo se conecta con el polo negativo del módulo siguiente. De modo que, si tienes 3 módulos solares de 12 V y 5 amperios da como resultado una conexión con 12 V y 15 amp debido a que se mantiene el mismo voltaje y se suman las corrientes de cada módulo, tal como se muestra en Figura 10.

**Figura 10:** Esquema conexión en paralelo

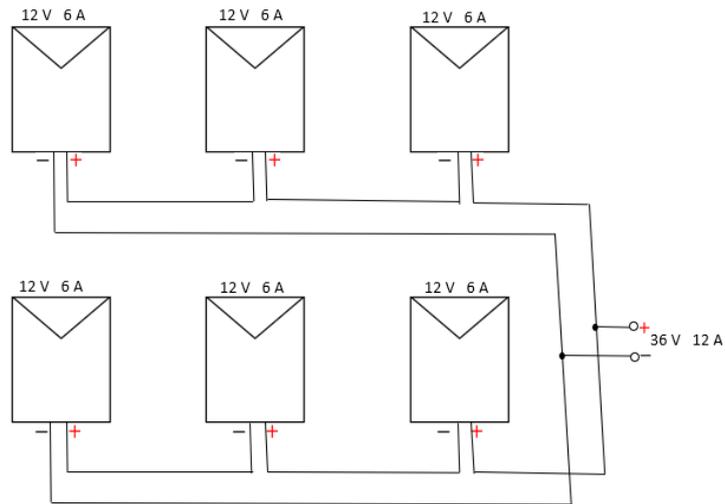


Fuente: (Baselga, 2019)

### 2.2.3.3 Conexión mixta

Se trata de una instalación en serie y paralelo la cual garantiza un incremento en tensión y la corriente generada. Para realizar tal conexión se debe unir algunas ramas en paralelo (incrementando la corriente), y cada rama está integrada por módulos en serie (incrementando la tensión). De modo que, si tienes 6 módulos de 12 V y 6 amperio da como resultado 36 V y 12 amp, es decir se dividen en dos ramas que están compuestas por un grupo de tres módulos cada una, dispuestas en serie. Por lo tanto, se suman las tensiones obteniendo 36 V en cada rama y la corriente se mantiene constante 6 amp, luego se asocian las ramas en paralelo obteniendo una corriente de 12 amp con la misma tensión de 36 V, tal como se muestra en Figura 11.

**Figura 11:** Esquema de conexión mixta



Fuente: (Baselga, 2019)

#### 2.2.4 Principio de funcionamiento de célula fotovoltaica

Las células fotovoltaicas operan en función de las siguientes etapas:

- 1) Los fotones solares entran en contacto con módulo fotovoltaico de modo que son absorbidos por componentes o materiales semiconductores como el silicio.
- 2) Los electrones se liberan de sus átomos lo cual le posibilita circular a través del material para generar electricidad. Dada la composición particular de la célula los electrones se mueven de manera unidireccional.
- 3) El array de células solares convierte la energía solar en un flujo eléctrico de corriente continua (CC).

El efecto fotovoltaico es una serie de etapas físicas interrelacionadas, por medio de estas, una celda fotovoltaica convierte energía solar en electricidad; la luz solar se compone de partículas de energía llamadas fotones. Cuando luz solar choca con el módulo fotovoltaico, el material de silicio absorbe la energía de los fotones; aquella reacción libera los electrones de sus enlaces atómicos provocando que los electrones

estén en movimiento dando lugar a la corriente eléctrica que está dada en forma de corriente continua CC. Y finalmente un inversor transforma la corriente continua generada en corriente alterna para alimentar cargas de consumo doméstico y ser utilizada en la red eléctrica. (Panagoda, y otros, 2023)

## **2.2.5 Ventajas y desventajas de sistemas fotovoltaicos**

### **2.2.5.1 Ventajas de los sistemas fotovoltaicos**

- Genera energía limpia de origen natural (sol), sin desperdicio operativo al medio ambiente.
- La energía se obtiene del sol, se provee localmente, es decir es de fácil acceso en cualquier sitio; además da la posibilidad de sustituir el consumo de energías poco sostenibles tales como los que son a base de combustible fósil.
- Los gastos del mantenimiento y operación son bajos.
- Al no tener partes móviles o mecánicas da a lugar que sea un sistema silencioso.

### **2.2.5.2 Desventajas de los sistemas fotovoltaicos**

- Producción de poca energía en días nublados o lluviosos y nula en las noches.
  - Su eficiencia es aproximadamente del 15 al 19%. Esto implica que se puede conseguir hasta un máximo de 19% de la radiación proveniente del sol.
  - Se tiene que mantener constantemente limpio. La suciedad, materiales físicos como hojas o ramas, y polvo provocan efectos adversos a la eficiencia del sistema.
- (Westinghouse & Delfin, 2022)

## Capítulo 3 Diseño y Análisis del sistema fotovoltaico

### 3.1 Descripción del proyecto

En este capítulo se tratará información relacionada al dimensionamiento del módulo, inversor y baterías para una vivienda residencial ubicada en el sector Alborada del cantón Guayaquil provincia del Guayas.

#### 3.1.1 Consumo energético de la vivienda residencial

En esta sección se presenta el consumo energético que demanda la vivienda residencial de acuerdo con la factura eléctrica de la empresa pública CNEL EP Guayaquil, en la cual se corrobora los 12 meses del 2024. En la tabla 1 contempla los meses y la energía consumida en kWh.

**Tabla 1:** Consumo energético de vivienda residencial

Meses	Consumo energético kWh
Enero	256
Febrero	239
Marzo	230
Abril	278
Mayo	238
Junio	238
Julio	248
Agosto	241
Septiembre	239
Octubre	249
Noviembre	229
Diciembre	198

Elaborada por: Autor

La residencia esta conectada a acometida de media tensión de 7.97 kV por medio de un transformador monofásico de 25 kva. El diseño del sistema fotovoltaico va a estar conectado a un medidor bidireccional que registra la energía importada y exportada

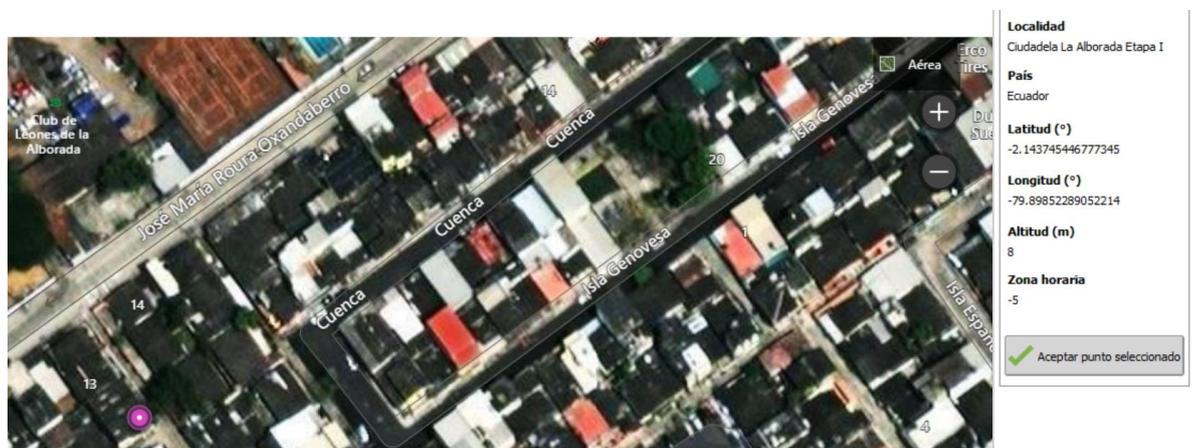
del domicilio a la red pública local, además es con almacenamiento debido a los cortes de energía tanto diurno como nocturno.

### 3.2 Diseño por medio de software PVsyst

#### 3.2.1 Ubicación y parámetros meteorológicos

En el programa se ingresa la información exacta para búsqueda e identificación del lugar de estudio en un mapa satelital, para así recolectar los datos de coordenadas geográficas que es latitud  $-2.1437^\circ$  y longitud  $-79.8985^\circ$ ; datos meteorológicos de dicha zona. En la figura 12 se ilustra sitio geográfico del proyecto.

**Figura 12:** Localización geográfica del estudio



Nota. El punto de color fucsia representa la ubicación específica en donde se realiza el diseño del sistema fotovoltaico. Elaborada por: Autor

A través de la fuente meteonorm 8.2 (2016-2021) se determinó parámetros meteorológicos diarios de la zona de estudio entre ellas están: irradiación horizontal global, irradiación difusa, temperatura y velocidad del viento. En la tabla 1 se muestra que durante el mes abril se dio la mayor irradiación horizontal global con una temperatura de  $26.6^\circ\text{C}$ , mientras el mes de menos irradiación global es en octubre con una temperatura de  $24.4^\circ\text{C}$ . Por otro lado, el mes de mayor irradiación difusa horizontal es en marzo con una temperatura  $26.9^\circ\text{C}$  en cambio el mes con menor

irradiación difusa es en julio con una temperatura de 24.4 °C. La velocidad del viento se mantiene en un intervalo de 1.00 a 2.90 m/s durante todo el año.

**Tabla 2:** Datos de meteo diarios (2016-2021)

Mes	Irradiación horizontal global kWh/m <sup>2</sup> /mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m <sup>2</sup> /mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s
Enero	4.58	2.58	26.5	1.29
Febrero	4.55	2.76	26.4	1.00
Marzo	5.05	2.87	26.9	1.09
Abril	5.11	2.74	26.6	1.19
Mayo	4.45	2.49	26.3	1.50
Junio	4.00	2.42	24.7	2.09
Julio	3.82	2.32	24.4	2.40
Agosto	3.84	2.61	24.0	2.79
Septiembre	3.93	2.57	24.0	2.90
Octubre	3.55	2.41	24.4	2.80
Noviembre	3.76	2.43	24.6	2.71
Diciembre	4.29	2.76	26.4	2.20
Año	4.24	2.58	25.4	2.00

Elaborado por: Autor

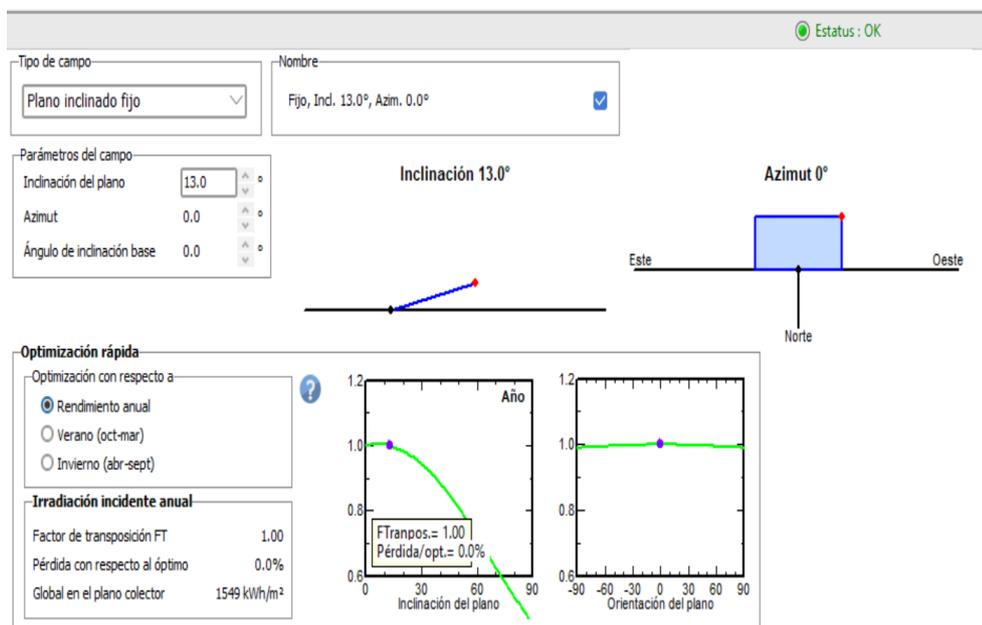
### 3.2.2 Identificación de la orientación e inclinación

La elección de la inclinación y orientación del módulo fotovoltaico influye en el rendimiento de conversión energética pues para obtener una mayor potencia, la radiación solar debe incidir directamente de manera perpendicular en la superficie del módulo. En lo que respecta al programa para identificar la orientación se debe definir la inclinación del plano y el acimut. El ángulo óptimo de inclinación se calcula mediante el dato irradiación global por cada hora del año y el factor de transposición, que es la razón entre irradiación incidente en el plano y la irradiación horizontal; lo que significa que al inclinar el módulo se puede obtener un óptimo rendimiento en caso de que su valor sea uno o pérdidas de energía cuando sea menor a uno. En la orientación del ángulo acimut, del hemisferio sur se mide hacia el norte y el hemisferio

norte se mide hacia el sur. En el caso de estudio PVsyst valora un acimut del módulo de cero grados, es decir no hay ángulo desviación del plano en relación con la recta norte-sur.

Adicionalmente, valora un ángulo óptimo de inclinación fija del módulo para aplicación durante todo el año pues se pretende suplir energéticamente mediante sistema fotovoltaico para que el precio de generación se mantenga mínima variabilidad durante el lapso de este periodo. La selección de plano inclinado fijo es por razón de que tal opción es básica por lo tanto la más económica para el proyecto, tal como se aprecia en la Figura 13.

**Figura 13:** Orientación, inclinación y tipo de campo



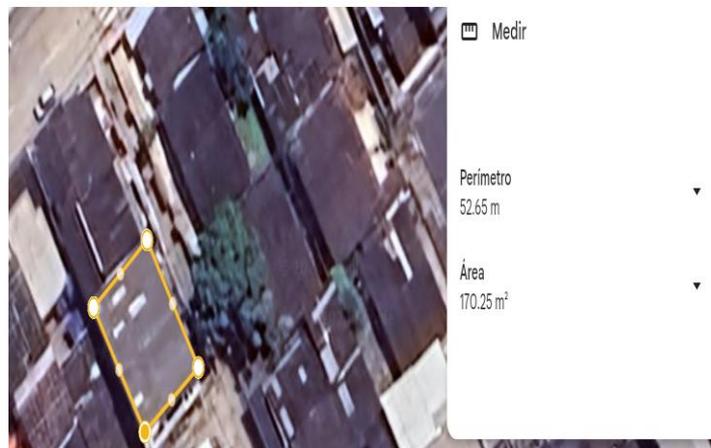
Elaborada por: Autor

En la figura 13 se ilustra los parámetros escogidos para el sistema fotovoltaico. En donde el ángulo de inclinación es de 13° y un acimut de 0° que garantizan un mayor rendimiento sin pérdidas en el módulo dada una irradiación incidente anual sobre tal colector de 1549 kWh/ m<sup>2</sup>.

### 3.2.3 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Seleccionando la pestaña sistema de PVsyst abre una ventana donde se puede hacer ajuste de los parámetros de operación del mismo. También, se puede pre-dimensionar el proyecto ingresando los valores de potencia planeada o área disponible, el techo de la vivienda tiene un área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos de 165 m<sup>2</sup>, con 15 metros de longitud y 11 de anchura de acuerdo a las escrituras de la propiedad. Por su parte en la figura 14 se ilustra datos satelitales aproximados de Google Earth cuya medida es a favor (5 metros cuadrados adicionales).

**Figura 14:** Vista 2D de vivienda residencial por Google Earth



Elaborado por: Autor

En el programa se define la capacidad del inversor y módulo, de manera que permite seleccionar el fabricante y el modelo con sus correspondientes datos de especificaciones. Para el diseño se escogió el módulo monocristalino de la marca Panasonic de 550 vatios pico con tensión de 36 V, y en el caso inversor se escogió la marca Solis de 3.0 kW con voltaje de funcionamiento entre 90 a 520 V, tal como se muestra en la Figura 15.

**Figura 15:** Selección de módulo e inversor

**Seleccione el módulo FV**

Disponibles ahora:  Filtro: Todos los módulos F  Módulos necesarios aprox. 5

Panasonic  550 Wp 36V Si-mono AE14-H550-VHC-10B Desde 2024 Datasheets 2024

Usar optimizador

Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) 37.3 V  
Voc (-10°C) 54.8 V

---

**Seleccione el inversor**

Disponibles ahora:  Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz  50 Hz  60 Hz

Solis  3.0 kW 90 - 520 V TL 50/60Hz S5-EH1P3K-L Desde 2021

Núm. de inversores:   Voltaje de funcionamiento: 90-520 V Poder global inversor 3.0 kWca  
Voltaje máximo de entrada: 600 V **inversor con 2 MPPT**

Elaborado por: Autor

Cabe mencionar que antes de definir las dimensiones del sistema fotovoltaico hay que hallar la potencia planeada del sistema de un día, para ello se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_{FV} = E_{Cd} \div HSP \div f_{temp} \div \eta_{inv} \div F_{GEN\ derated}$$

$$P_{FV} = 9.86 \div 4.24 \div 0.90 \div 0.971 \div 0.81$$

$$P_{FV} = 3.28 = 3.3\text{ kW}$$

Donde:

$P_{FV}$  = Potencia de sistema fotovoltaico

$E_{Cd}$  = Energía consumida diariamente por la vivienda kWh

HSP = Horas de sol pico

$f_{temp}$  = factor pérdidas de temperatura

$\eta_{inv}$  = eficiencia del inversor

$F_{GEN\ derated}$  = “General derated factor” o Factor general de reducción de potencia

### 3.2.3.1 Dimensionamiento del módulo fotovoltaico

En el caso para calcular número máximo de módulos en serie, se utilizan parámetros de módulo y del inversor, que son: Tensión máxima de entrada del inversor  $V_{m\acute{a}x\ inv.}$  y tensión de circuito abierto del módulo  $V_{oc}$  a una temperatura  $-10^{\circ}C$ , cuya fórmula está dada:

$$N_{\text{m\acute{a}x en serie}} = \frac{V_{m\acute{a}x\ inv.}}{V_{oc-10^{\circ}C}}$$

En razón de que, se desconoce el valor  $V_{oc-10^{\circ}C}$  hay que hallar su valor por medio de la ecuación:

$$V_{oc-10^{\circ}C} = V_{oc\ en\ STC} + [(\beta \times V_{oc\ en\ STC}) \times (T_{X^{\circ}C} - T_{STC})]$$

Donde:

$V_{oc-10^{\circ}C}$ : Tensión de circuito abierto a una temperatura  $-10^{\circ}C$

$V_{oc\ en\ STC}$ : Tensión de circuito abierta en condición de pruebas estándar

$\beta$ : coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto

$T_{X^{\circ}C}$ : Temperatura mínima de célula en  $^{\circ}C$

$T_{STC}$ : Temperatura en condición de pruebas estándar

$$V_{oc-10^{\circ}C} = 49.88 + \left[ \left( \frac{-0.304}{100} \times 49.88 \right) \times (-10 - 25)^{\circ}C \right]$$

$$V_{oc-10^{\circ}C} = 49.88 + [-0.151 \times (-35)^{\circ}C]$$

$$V_{oc-10^{\circ}C} = 49.88 + 5.30$$

$V_{en\ X^{\circ}C} = 55.18\ V$  Voltaje máximo de circuito abierto en entrada del inversor

$$N_{\text{máx en serie}} = \frac{V_{\text{máx inv.}}}{V_{\text{oc}-10^{\circ}\text{C}}}$$

$$N_{\text{máx en serie}} = \frac{600}{55.18}$$

$$N_{\text{máx en serie}} = 10.87 = 11 \text{ módulos}$$

Las especificaciones técnicas del módulo se contemplan en la tabla 3.

**Tabla 3:** Datos de especificaciones eléctricas del módulo monocristalino AE14-H550-VHC-10B

Parámetro	Valor
Número de células	144 medias células
Eficiencia del módulo	21.3 %
Potencia máxima (P <sub>máx</sub> ) STC	550 Wp
Voltaje de P <sub>máx</sub> (V <sub>mp</sub> ) STC	42.05 V
Corriente de P <sub>máx</sub> (I <sub>mp</sub> ) STC	13.08 A
Voltaje de circuito abierto (V <sub>oc</sub> ) STC	49.88 V
Corriente de corto circuito (I <sub>sc</sub> ) STC	14.01 A
Tolerancia de potencia STC	±3%
Temperatura nominal de funcionamiento de la célula (NOCT)	42 ± 2 °C
Rango de temperatura de operación	- 40 a 80°C
Voltaje máximo del sistema (IEC)	1500 V DC
Coefficiente de temperatura P <sub>máx</sub>	-0.36 %/°C
Coefficiente de temperatura V <sub>oc</sub>	-0.304 %/°C
Coefficiente de temperatura I <sub>sc</sub>	0.050 %/°C

Fuente: (Panasonic Solutions Thailand, 2023)

En el cálculo del mínimo número de módulos en serie se emplean datos característicos del módulo y el inversor, tales como la tensión mínima de entrada del inversor  $V_{min\ inv.}$  y tensión del punto máximo de potencia a una temperatura de 61°C, con la siguiente fórmula:

$$N_{\min\ en\ serie} = \frac{V_{min\ inv.}}{V_{máx\ 61^{\circ}C}}$$

En razón, que se desconoce tensión en el punto de máxima potencia a esa temperatura se procede primero a calcularla con la siguiente expresión:

$$V_{máx\ 61^{\circ}C} = V_{máx\ en\ STC} + [(\gamma \times V_{máx\ en\ STC}) \times (T_{X^{\circ}C} - T_{STC})]$$

Donde:

$V_{máx\ 61^{\circ}C}$ : Tensión del punto máximo de potencia a una temperatura de 61°C

$V_{máx\ en\ STC}$ : Tensión del punto máximo de potencia en condición de pruebas estándar

$\gamma$ : coeficiente de temperatura de potencia máxima

$T_{X^{\circ}C}$ : Temperatura máxima de célula en °C

$T_{STC}$ : Temperatura en condición de pruebas estándar

$$V_{máx\ 61^{\circ}C} = 42.05 + \left[ \left( \frac{-0.36}{100} \right) (42.05) \times (61 - 25)^{\circ}C \right]$$

$$V_{máx\ 61^{\circ}C} = 42.05 + [(-0.151) V/^{\circ}C \times (36)^{\circ}C]$$

$$V_{máx\ 61^{\circ}C} = 42.05 - 5.44V$$

$$V_{máx\ 61^{\circ}C} = 36.61 V$$

$$N_{\min\ en\ serie} = \frac{90 V}{36.61 V}$$

$$N_{\text{min en serie}} = 2.45 = 2 \text{ módulos}$$

Para calcular el número módulos en cadena se debe tener en cuenta las siguientes reglas según la normativa:

- 1) El máximo voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$  del conjunto no exceda el máximo voltaje de entrada del inversor.

$$N_{\text{máx mod. en serie}} \times V_{oc \text{ máx}} < V_{\text{máx inv.}}$$

$$3 \times 55.18 < 600$$

$$165.54 < 600$$

- 2) El voltaje del máximo punto de potencia  $V_{mpp}$  del conjunto debe estar en el rango del voltaje de funcionamiento del inversor, lo cual queda expresado:

$$N_{\text{máx mod. en serie}} \times V_{\text{máx}} < V_{\text{operación inv.}}$$

$$3 \times 36.61 < 90-520$$

$$109.83 < 90-520V$$

Para hallar el número máximo de módulos en cadena se usa la siguiente ecuación:

$$N_{\text{en cadena}} = \frac{I_{\text{max IN inv.}}}{I_{sc \text{ mód.}}}$$

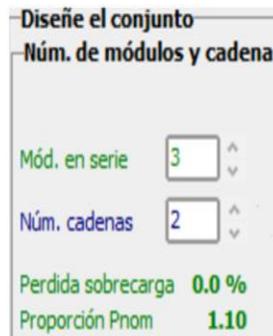
$$N_{\text{en cadena}} = \frac{30}{14.01}$$

$$N_{\text{en cadena}} = 2.14 = 2$$

Se selecciono 3 módulos en serie por motivo de que, si es una cantidad mayor de módulos en serie el sistema va a presentar pérdidas sobrecarga, además tal arreglo en serie se distribuirá en dos cadenas cada cadena en una entrada MPPT del inversor;

y las pérdidas de sobrecarga son nulas. En Figura 16 se ilustra la selección de módulos en serie y en cadena.

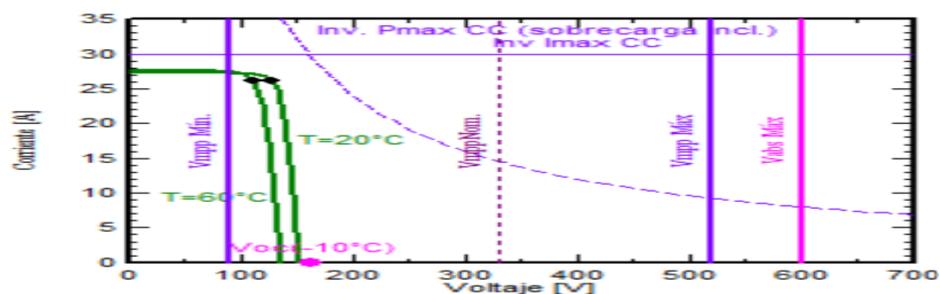
**Figura 16:** Definición de módulos en serie y en cadena



Elaborado por: Autor

Una vez definido núm. de módulos en serie y cadena el programa determina el dimensionamiento de voltaje del conjunto y el dimensionamiento de potencia. En la Figura 17 se ilustra el dimensionamiento de voltaje del sistema fotovoltaico se aprecia los trazos curvilíneos que representan la temperatura de operación de la configuración serie-paralelo del módulo siendo de 20 y 60 °C. El voltaje total del número de módulos en serie a una temperatura de 60°C está por encima del voltaje MPP mínimo del inversor y el voltaje total módulos a una temperatura de 20 °C se mantienen por debajo el voltaje MPP máximo del inversor; además el voltaje FV máx absoluto de entrada del inversor es de 600 V. La corriente FV máxima CC es 30 A

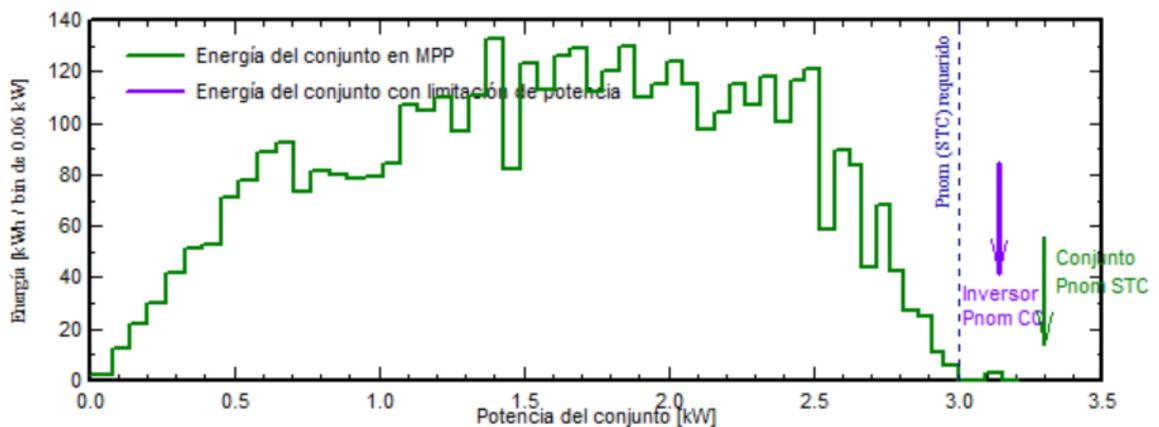
**Figura 17:** Dimensionamiento de voltaje del sistema fotovoltaico



Elaborado por: Autor

Por su parte, en la gráfica de dimensionamiento de potencia anual se representa la energía del conjunto fotovoltaico en función de potencia FV, en donde la potencia máxima del conjunto es de 1.37 a 1.42 kW se obtiene una energía máxima del conjunto en MPP de 133 kWh. La potencia nominal del generador FV es de 3.3 kWp STC, no se llega a esa potencia debido a factores como irradiancia incidente, la temperatura y las pérdidas de potencia; para condiciones de cielo despejado se obtiene una potencia máxima (1086 W/m<sup>2</sup>, 60°C) de 3.2 kW CC y en lo que respecta al inversor su potencia nominal AC de 3 kW, tal como se ilustra en la Figura 18.

**Figura 18:** Dimensionamiento de potencia



Elaborada por: Autor

### 2.2.3.2 Dimensionamiento del inversor

Se eligió el inversor de 3 kW AC con voltaje de salida 230 V AC ya que la potencia total que demanda la vivienda es de 2.658 kW al día que se le adiciona un factor de seguridad que sobredimensiona el equipo un 20% para agregar futuras cargas.

Una vez seleccionado el inversor se define la proporción DC:AC que es la razón entre la potencia nominal del conjunto pv y la potencia nominal del inversor, de manera que está dada:

$$\text{Proporción}_{DC:AC} = \frac{P_{nom\ pv}}{P_{nom\ inv}}$$

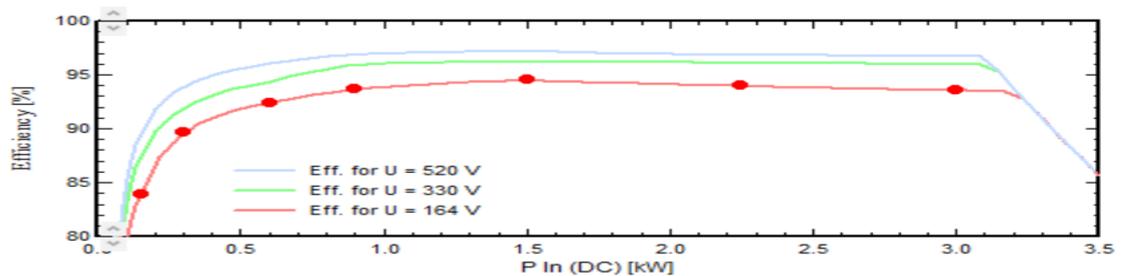
$$\text{Proporción}_{DC:AC} = \frac{3.3\ kW}{3\ kW}$$

$$\text{Proporción}_{DC:AC} = 1.10$$

Este valor de proporción DC:AC de 1.10 significa que el sistema fotovoltaico es 10% mayor a la capacidad del inversor. La proporción obtenida se debe principalmente a que se escogió inversor híbrido de 3kW AC y que el programa presenta una lista inversores tipo híbrido de una capacidad a partir de 3k de potencia alterna y 3k de potencia de respaldo en baterías. El arreglo de módulos en serie/paralelo se seleccionó debido a que si se aumenta la cantidad de módulos existiría pérdidas sobrecarga que reduciría la energía del conjunto fotovoltaico.

En la figura 19 se contempla el trazo curvilíneo de la eficiencia del inversor vs la potencia de entrada DC en kW del inversor. En donde se produce su máxima eficiencia cuando la potencia nominal de entrada opera a 520 y 330 V DC, y su capacidad esta entre 50 a 60%, al contrario, se obtiene una reducida eficiencia cuando su potencia nominal opera a 164 V DC y es mínima cuando su capacidad es menor del 5%.

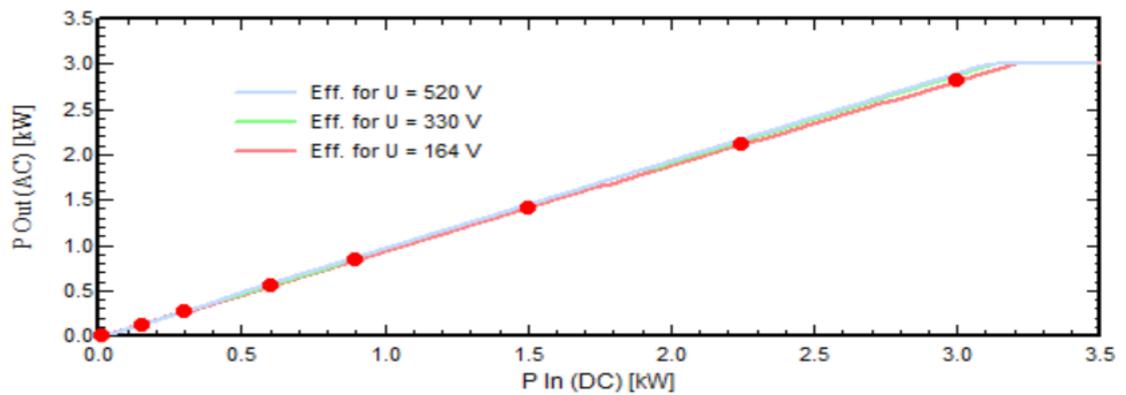
**Figura 19:** Curva eficiencia del inversor- la potencia de entrada DC de entrada en kW



Elaborada por: Autor

Otro factor para considerar es la potencia de entrada en función de la potencia salida del inversor ya que la potencia de entrada es la consumida por el inversor para su funcionamiento interno, y a partir de eso el equipo produce potencia alterna de salida que alimenta las cargas de la vivienda, tal relación se la muestra en la Figura 20.

**Figura 20:** Potencia salida AC - potencia de entrada DC del inversor



Elaborada por: Autor

En esta figura se aprecia que para potencia de entrada DC del 20% de su capacidad que es de 0.6 kW su correspondiente potencia de salida AC de 0.55 kW, mientras para una potencia de entrada del 50% de capacidad es decir 1.5 kW se obtiene una potencia de salida 1.418 AC de kW.

### 3.2.3.3 Dimensionamiento de la batería

En programa se eligió la pestaña de red en isla débil que es para regiones experimentan números cortes de energía o interrupciones eléctricas por parte de la red pública. Esta opción requiere definir el perfil de consumo de reserva y los horarios de indisponibilidad de red.

Primero se determina la carga de reserva en kWh/día, es decir los equipos que se van utilizar en el momento de que surja interrupción del servicio eléctrico por parte

de la red pública, en la Figura 21 se muestran las cargas de reserva a utilizar en la vivienda residencial.

**Figura 21:** Cargas de reserva de vivienda residencial

Consumo		Distribución por hora				
Consumos diarios						
Número	Aparato	Potencia	Uso diario	Distrib. por hora	Daily energy	
2	Lámparas (LED o fluo)	15 W/lámpara	6.0 h/día	OK	180 Wh	
2	TV	38 W/apar.	5.0 h/día	OK	380 Wh	
1	mini bar	56 W/apar.	8.0 h/día	OK	448 Wh	
0	Nevera / congelación profunda	0.00 kWh/día	0.0		0 Wh	
3	tomacorriente	200.0 W prom	2.0 h/día	OK	1200 Wh	
1	laptop	330 W/apar.	6.0 h/día	OK	1980 Wh	
1	modem wifi	18 W/apar.	8.0 h/día	OK	144 Wh	
Consumidores en espera		1 W tot	24 h/día		24 Wh	
<b>Energía diaria total</b>					<b>4356 Wh/día</b>	
<b>Energía mensual</b>					<b>130.7 kWh/mes</b>	

Elaborado por: Autor

Segundo se establecen horarios de indisponibilidad de la red especificando la fracción de tiempo de indisponibilidad, duración mínima y máxima de periodos y número de periodos. El proyecto valoro 2 meses de cortes de energía que comienzan desde 23 de septiembre a 23 de noviembre del 2024, con una duración promedio de 7.9 h es decir 8 horas por día, tal como se ilustra en la Figura 22.

**Figura 22:** Horario de indisponibilidad de la red

Paquete de almacenamiento		Red en isla débil		Indisponibilidad de la red																												
<b>Modo de entrada</b> <input checked="" type="radio"/> Definidos como periodos aleatorios: <input type="radio"/> Mostrar gráfico <input type="radio"/> Definido a partir de un archivo <input type="button" value="Exportar como archivo"/>			<b>Resultados principales</b> Número de periodos <b>61</b> Duración promedio <b>7.9 h</b> Duración total <b>480 hours</b> Duración mín. <b>7 h</b> <b>20.0 days</b> Duración máx. <b>9 h</b>																													
<b>Parámetros aleatorios de indisponibilidad</b> Fracción de tiempo de indisponibilidad <input type="text" value="5.6"/> % 20.5 días Duración mínima <input type="text" value="7"/> horas Duración máxima <input type="text" value="9"/> horas Número de periodos <input type="text" value="61"/> Inicialización aleatoria <input type="text" value="1"/>			<b>Periodos de indisponibilidad</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nº de periodos</th> <th>Fecha / Hora de comienzo</th> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>23/9/2024 22:00</td><td>7 horas</td></tr> <tr><td>2</td><td>24/9/2024 19:00</td><td>7 horas</td></tr> <tr><td>3</td><td>25/9/2024 2:00:00</td><td>9 horas</td></tr> <tr><td>4</td><td>26/9/2024 4:00:00</td><td>9 horas</td></tr> <tr><td>5</td><td>27/9/2024 19:00</td><td>9 horas</td></tr> <tr><td>6</td><td>28/9/2024 10:00</td><td>7 horas</td></tr> <tr><td>7</td><td>29/9/2024 14:00</td><td>7 horas</td></tr> <tr><td>8</td><td>30/9/2024 15:00</td><td>7 horas</td></tr> </tbody> </table>			Nº de periodos	Fecha / Hora de comienzo	Duración	1	23/9/2024 22:00	7 horas	2	24/9/2024 19:00	7 horas	3	25/9/2024 2:00:00	9 horas	4	26/9/2024 4:00:00	9 horas	5	27/9/2024 19:00	9 horas	6	28/9/2024 10:00	7 horas	7	29/9/2024 14:00	7 horas	8	30/9/2024 15:00	7 horas
Nº de periodos	Fecha / Hora de comienzo	Duración																														
1	23/9/2024 22:00	7 horas																														
2	24/9/2024 19:00	7 horas																														
3	25/9/2024 2:00:00	9 horas																														
4	26/9/2024 4:00:00	9 horas																														
5	27/9/2024 19:00	9 horas																														
6	28/9/2024 10:00	7 horas																														
7	29/9/2024 14:00	7 horas																														
8	30/9/2024 15:00	7 horas																														
<input type="button" value="Establecer aleatorio"/> <input type="button" value="Info"/>																																

Elaborada por: Autor

A partir de estos datos se halla la carga de la batería en kWh/día se emplea a siguiente expresión:

$$kWh/día_{Bat} = kWh/día_{carga} \times \eta_{inv.} \times \eta_{cable}$$

$$kWh/día_{Bat} = 4.356 \times 0.971 \times 0.98$$

$$kWh/día_{Bat} = 4.14 \text{ kWh}$$

Donde

$kWh/día_{Bat}$ : Carga en la batería

$kWh/día_{carga}$ : Energía total de cargas de reserva al día

$\eta_{inv.}$ : eficiencia del inversor

$\eta_{cable}$ : eficiencia del cable entre inversor y la carga

Convirtiendo carga a Ah/día a la tensión de la batería del sistema, está dada:

$$Ah/día = kWh/día_{Bat} \times (1000/V_{bat})$$

$$Ah/día = 4.14 \times (1000/48)$$

$$Ah/día = 86.25$$

Donde

Ah/día: Capacidad de la batería en Ah al día

$kWh/día_{Bat}$ : Carga en la batería

$V_{bat}$ : Voltaje de la batería

Al Ah/día se le adiciona un factor de 1.20 debido a que es conveniente

cerciorarse que las baterías no abastezcan más del 80% de su capacidad antes de apagarse para su recarga.

$$Ah_{bat} = 86.25 \times 1.25 = 107.81$$

Se requiere almacenamiento en batería para los cortes de energía que son de 8 horas diarias, en total son 56 horas por semana para lo cual el almacenamiento de la batería debe ser para un poco más de dos días.

$$Ah_{bat\ 2.3\ días} = 107.81 \times 2,3 = 247.96$$

Donde

$Ah_{bat\ 2.3\ días}$ : capacidad de la batería para más de 2 días

En la Figura 23 se aprecia el tipo de baterías seleccionada para el proyecto, de marca Concorde de 12 voltios y una capacidad de 239 Ah. El banco de baterías está conectado en serie para incrementar el voltaje a 48 voltios y una sola en paralelo para obtener una descarga bajo carga máxima de 8.3 horas, suministrando 9.2 kWh de energía en 80% de descarga profunda.

**Figura 23:** Selección del banco de baterías para vivienda residencial

**Especifique el conjunto de batería**

Ordenar baterías por  voltaje  capacidad  fabricante

Concorde

Plomo-ácido

4  baterías en serie      Número de baterías      4      Voltaje paquete de baterías      48 V

1  baterías en paralelo      Capacidad global (C10)      239 Ah

Energía almacenada (80% DOD)      9.2 kWh

Peso total      300 kg

Núm. de ciclos a 50% DOD      1475

Energía total almacenada durante la vida útil de la batería      8900 kWh

Elaborado por: Autor

En la tabla 4 se contempla resumen general de la información del sistema híbrido fotovoltaico con banco de baterías, se resaltan parámetros relacionados al conjunto fotovoltaico, potencia y energía medias diarias de las cargas de reserva y banco baterías. Hay que considerar que producción diaria de energía del conjunto fotovoltaico puede ser afectada por factores como: horas sol pico HSP (días nublados), pérdidas por temperatura, tolerancia de manufactura, suciedad, entre otros.

**Tabla 4:** Resumen general de la información del sistema FV

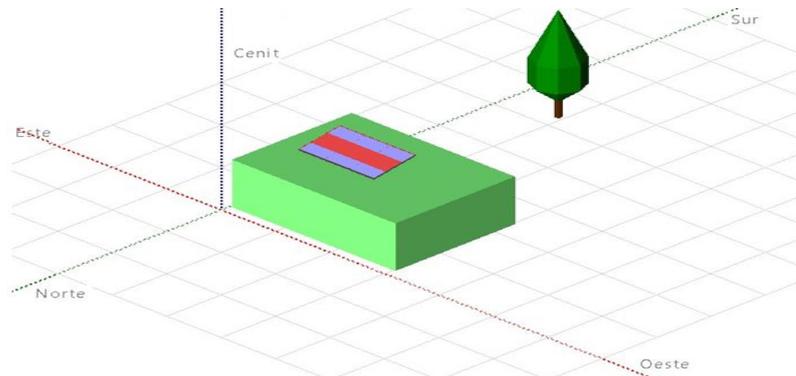
Parámetros	Valores
Pnom del generador FV	3.3 kWp
Producción diaria del campo FV (día claro de verano)	17.41 kWh
Potencia máxima de cargas de reserva	1.11 kW
Necesidades medias de reserva diaria	4.36 kWh
Paquete de baterías	
Tiempo de carga en condiciones de pleno sol	2.8 h
Descarga bajo carga media	50.6 h
Descarga bajo carga máxima	8.3 h

Elaborada por: Autor

### 3.2.4 Definición del sombreado cercano

Una vez realizada el dimensionamiento del sistema, identificado las cargas de reserva de autoconsumo y el almacenamiento en baterías; el programa permite determinar el sombreado cercano. Una vez seleccionado tal pestaña solicita construir o representar mediante figuras 3D la vivienda residencial con módulos fotovoltaico y los posibles objetos que producen sombras como: árboles, otras viviendas, entre otros. En el diseño del proyecto, el objeto que produce sombra es un árbol que está al frente de la vivienda residencial, tal como se muestra en las Figura 24.

**Figura 24:** Perspectiva de la vivienda y objeto de sombreado



Nota. El poliedro rectangular representa la vivienda residencial y el rectángulo de color celeste representa los módulos fotovoltaicos. Elabora por: Autor

En la especificación de la construcción 3D solicita indicar la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos, que está dada por las siguientes fórmulas:

$$H_{sol\ mín} = 90 - Lat - \text{ángulo de declinación}$$

$$H_{sol\ mín} = 90 - 2.14^\circ - 23^\circ$$

$$H_{sol\ mín} = 64.86^\circ$$

En donde

$H_{sol\ mín}$ : altura solar mínima

Lat: Latitud

El ángulo de declinación tiene el valor de  $-23^\circ$  debido a que en la distancia de separación de módulos se toma en consideración el periodo más desfavorable en donde el sol esta más bajo en el horizonte, lo que significa que hay más sombras. Tal periodo comienza en el solsticio de invierno que es el 21 de diciembre.

$$D\ mín\ mod. = Long\ mod. \times \cos(a\ incl.) + \frac{Long\ mod. \times \text{Sen}(a\ incl.)}{\tan(H_{sol\ mín})}$$

$$D \text{ mín mod.} = 2.28 \times \cos(13) + \frac{2.28 \times \text{Sen}(13)}{\tan(64.86)}$$

$$D \text{ mín mod.} = 1.59 \text{ m}$$

Donde

D mín mod: distancia mínima entre módulos

Long mod.: longitud del módulo

a incl.: ángulo de inclinación

$H_{sol \text{ mín}}$ : altura solar mínima

En la tabla 5 se aprecia el factor de sombreado lineal donde se relaciona la altura solar y el azimut, los valores mínimos y máximos de sombreado se interpretan en el rango de 0 a 1. La tabla muestra que las pérdidas por sombreado son nulas desde una altura solar de 90° a 0° con respecto a su azimut -180 y 180°.

**Tabla 5:** Factor de sombreado lineal de la orientación del plano

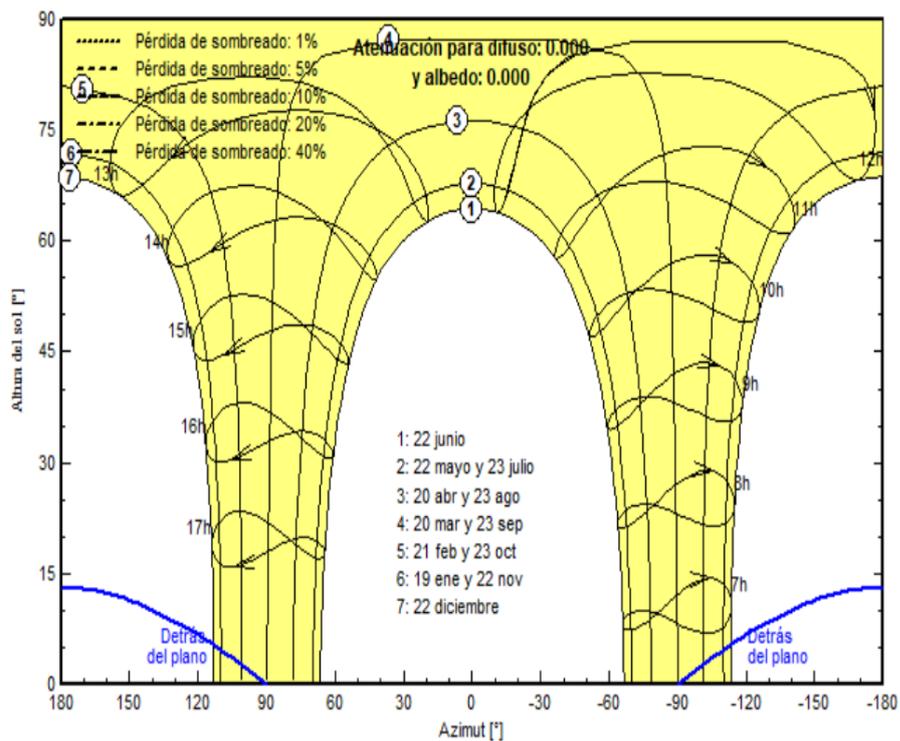
Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°		
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
10°	Behind	Behind	Behind	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	Behind	Behind	Behind
0°	Behind	Behind	Behind	Behind	Behind	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	Behind	Behind	Behind	Behind	Behind	

Elaborada por: Autor

En la Figura 25 se ilustra la curva de iso-sombreado en el cual la altura solar está en función el azimut, las líneas indica que las pérdidas por sombreado son nulas

antes de las 7 am y después 5 pm que son las horas salidas y de puesta del sol respectivamente durante todo el año. Las horas legales de sol para los días de 22 junio a partir de las 11 am, 22 mayo y 23 de julio son a partir de las 11:30 am, del 20 de abril y 23 de agosto son desde de las 12:00 am, del 20 de marzo y 23 de septiembre son desde las 12:30 am, del 21 de febrero y 23 de octubre a partir de las 12:45 am, del 19 de enero y 22 de noviembre desde las 12:55 am, del 22 de diciembre 1:00 pm.

**Figura 25:** Curva de iso-sombreado

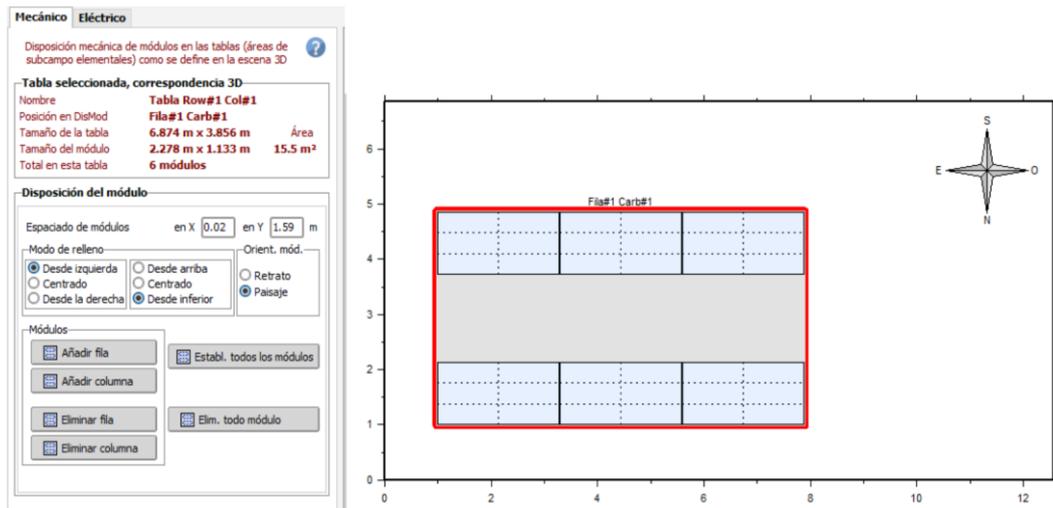


Elaborado por: Autor

### 3.2.5 Definición de diseño de módulo

En la última pestaña de diseño del programa, se posibilita el diseño de módulo en áreas sensibles de sombreado 3D; en la primera sección solicita la disposición mecánica del módulo, es decir establecer las filas de los módulos en serie, indicando el espacio entre módulos, tal como se contempla en la Figura 26.

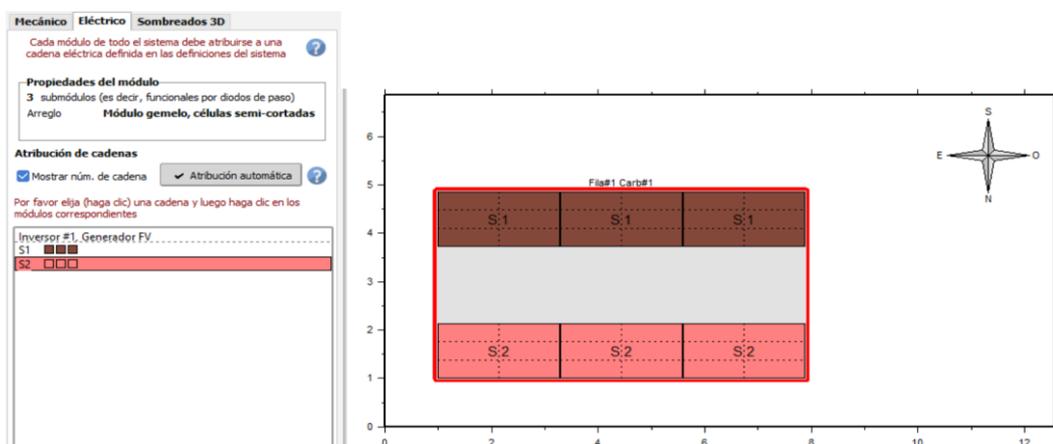
**Figura 26:** Disposición mecánica de los módulos fotovoltaico



Elaborado por: Autor

En la sección eléctrica los módulos del conjunto se les atribuye sus respectivas cadenas S1 y S2, decir dos cadenas conectadas al inversor híbrido. La cadena S1 se representó con color café y la cadena S2 con color rosado, para asignación del color se selecciona los módulos de manera individual; el formato de colores lo establece el programa por defecto, tal como se aprecia en la Figura 27.

**Figura 27:** Atribución de cadenas del conjunto fotovoltaico

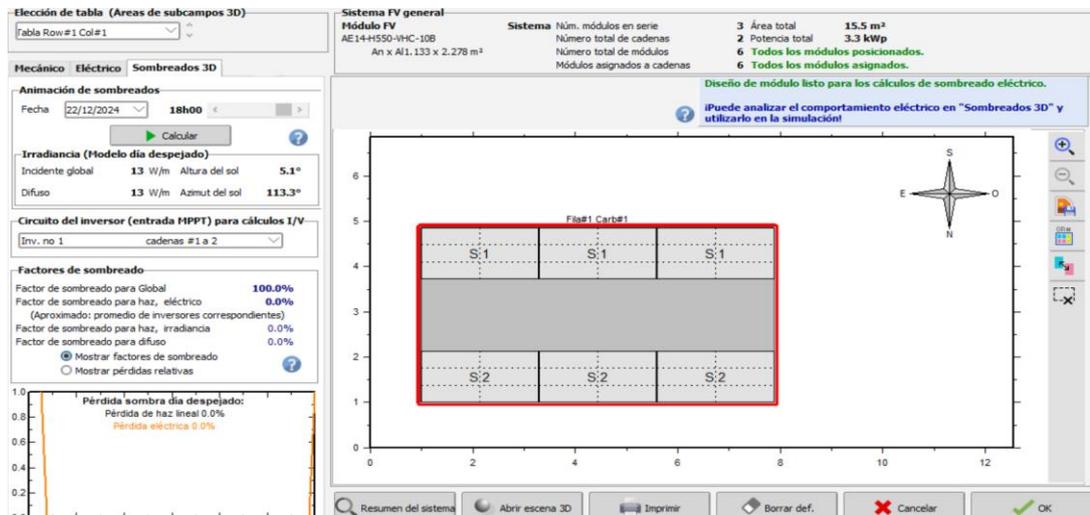


Elaborada por: Autor

En la sección sombreado 3D se le coloca la fecha actual, se presiona Calcular y comienza a simular el factor de sombreado desde 6:45 am a 6:00 pm una vez

finalizada presenta los parámetros de irradiancia de un día despejado de acuerdo con la fecha, además valora las pérdidas sombra del día despejado que para proyecto es de 0% en pérdidas de haz lineal y 0% perdidas eléctricas, tal como muestra la Figura 28.

**Figura 28:** Pérdidas de sombra 3D en día despejado



Elaborado por: Autor

## Capítulo 4 Análisis de resultados y económicos del sistema FV

### 4.1 Resultados de la simulación conjunto fotovoltaica

#### 4.1.1 Resumen del sistema y resultados

En el resumen específico del sistema se considera la orientación e inclinación del módulo en el plano fijo, información del arreglo FV, inversor, banco de baterías, el sombreado del entorno residencial cercano a la vivienda con su cálculo lento de acuerdo a la orientación del módulo y las necesidades diarias del usuario, tal como se aprecia en la Figura 29.

**Figura 29:** Resumen específico del sistema

System summary			
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tables on a building</b>	
<b>Orientation #1</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>Fixed plane</b>		Linear shadings : Fast (table)	
Tilt/Azimuth	13 / 0 °		
		<b>User's needs</b>	
		Daily household consumers	
		Constant over the year	
		Average	7.9 kWh/Day
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>			
Nb. of modules	6 units	<b>Inverters</b>	
Pnom total	3300 Wp	Nb. of units	1 unit
		Pnom total	3000 W
		Pnom ratio	1.100
		<b>Battery pack</b>	
		Storage strategy: Weak grid islanding	
		Nb. of units	4 units
		Voltage	48 V
		Capacity	239 Ah

Elaborado por: Autor

En el resumen de los resultados están la producción energética anual del conjunto FV que es la energía útil producida del sistema fotovoltaicos, pasa de la generación potencia FV de módulos a ser transformada CC a AC por el inversor para ser consumida por la cargas de la vivienda residencial; también está la producción específica, la proporción de rendimiento y la fracción solar SF que es el índice de proporción de las necesidades energías que se abastecen por energía solar, tal como se ilustra en Tabla 6.

**Tabla 6:** Resumen de resultados

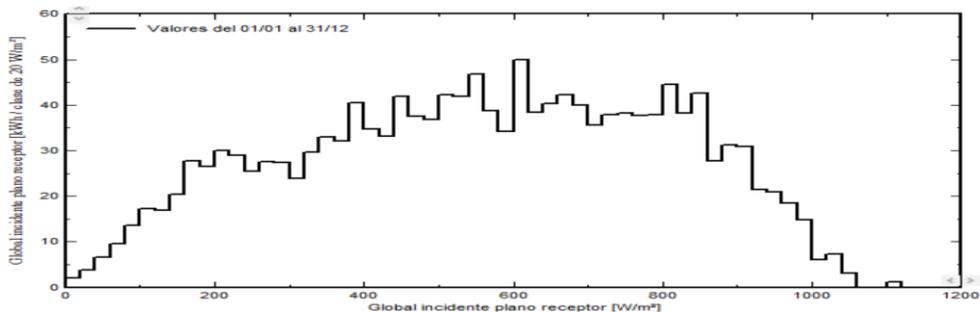
Resume de resultados	
Parámetros	Valores
Energía producida anualmente	3806.7 kWh
Producción específica anual	1154 kWh
Proporción de rendimiento PR	75.1%
Fracción solar SF	91.91%
Perdidas de sistema diarias	0.50 kWh

Elaborada por: Autor

#### 4.1.2 Gráficos predefinidos de simulación

En el gráfico de distribución de irradiación incidente anual se relaciona la irradiación global incidente del plano receptor en función de la irradiancia global del plano receptor en donde la onda parte de una irradiancia de 20 W/m<sup>2</sup> con su respectiva irradiación de 2 kWh/m<sup>2</sup> y va ascendiendo hasta su punto máximo irradiancia de 600 W/m<sup>2</sup> con una de 50 kWh/m<sup>2</sup>, luego va decrementándose hasta llegar a una irradiancia 1120 W/m<sup>2</sup> con 0 kWh/m<sup>2</sup>, tal como se aprecia en la Figura 30.

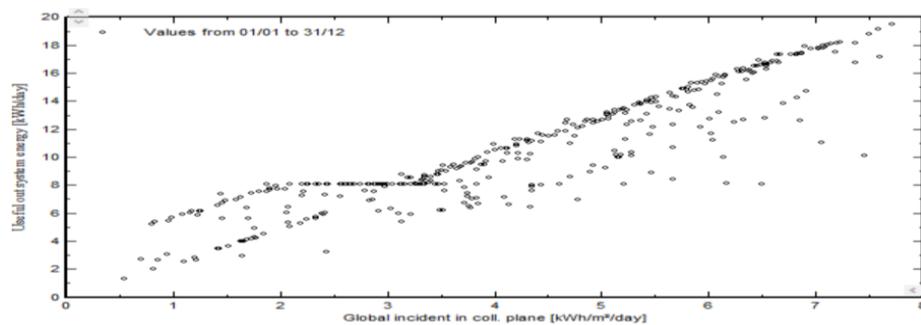
**Figura 30:** Distribución de irradiación incidente



Elaborada por: Autor

El diagrama de entrada y salida contempla la producción diaria en kWh del conjunto fotovoltaico en función de irradiación de entrada diaria, y proporciona indicaciones sobre los días de funcionamiento incorrecto. Para una irradiación de 0.8 kWh/m<sup>2</sup> se obtiene 5.25 kWh a partir de allí la pendiente crece hasta 2.08 kWh/m<sup>2</sup> para 8.05 kWh se mantiene constante hasta una irradiancia de 3.33 kWh/m<sup>2</sup> y la pendiente crece de nuevo hasta 7.18 kWh/m<sup>2</sup> para una energía salida de 18.3 kWh, tal como se muestra en la Figura 31.

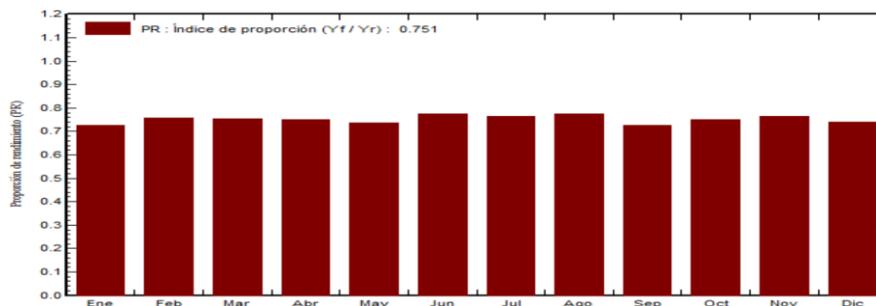
**Figura 31:** Diagrama de entrada y salida



Elaborada por: Autor

La proporción rendimiento es la eficiencia global del sistema, es una medida de producción parcial que se calcula para todo año o año parcial cuando el sistema FV está activo o disponible. Se obtiene mediante la relación potencia nominal instalada  $Y_f$  y la energía incidente  $Y_r$ , tal como se ilustra en Figura 32.

**Figura 32:** Proporción de rendimiento



Elaborada por: Autor

$Y_f$  es la energía útil diaria del sistema FV dado en kWp/día, por su parte  $Y_r$  es la energía idealizada que produce la potencia nominal de matriz FV durante una hora, es decir sin pérdidas. Este parámetro tiene un valor igual a la energía incidente en el plano del conjunto dado en kWh/m<sup>2</sup>/día.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

$$PR = \frac{3.16}{4.21}$$

$$PR = 0.751$$

Donde:

$PR$ : Proporción de rendimiento

$Y_f$ : Potencia nominal instalada

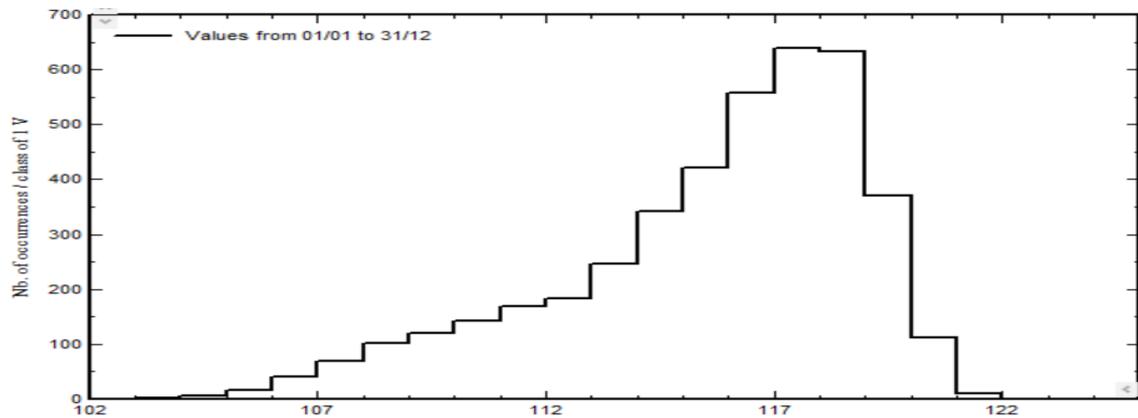
$Y_r$ : Energía incidente

Una proporción de 75.1 % es ligeramente baja a una proporción promedio de 78%, se debe principalmente a las pérdidas del sistema o del conjunto FV, temperatura, irradiación incidente en plano receptor, y por último debido a periodos de indisponibilidad de red eléctrica.

En el gráfico de distribución del voltaje en la que número de ocurrencias del voltaje está en función del voltaje del conjunto, establece una onda similar a la onda cuadrada. El número de coincidencia es la cantidad de veces que el sistema opera en un determinado intervalo de voltaje durante un año. Para un voltaje de conjunto de 102 a 104 V se tiene un número de ocurrencia de 2 a partir de este punto crece hasta su máximo de voltaje de conjunto de 117 a 118 V con una ocurrencia de 642 y luego

decrece hasta un voltaje de conjunto de 122 V con número de ocurrencia de 0, tal como se contempla en Figura 33.

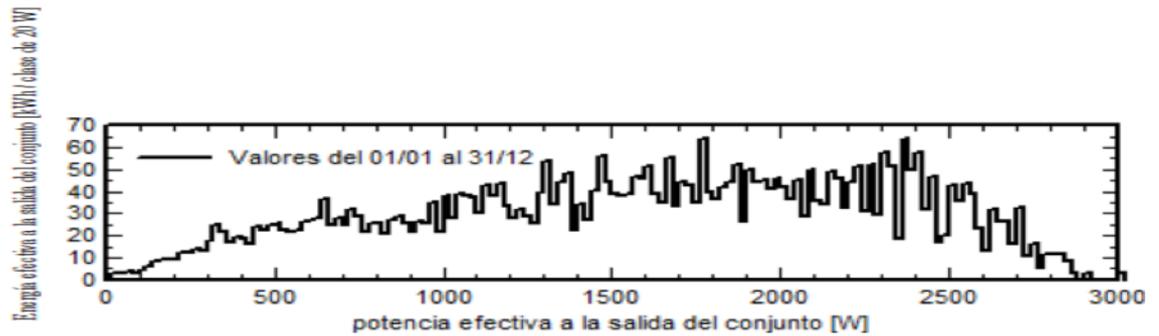
**Figura 33:** Distribución de voltaje del conjunto



Elabora por: Autor

En el gráfico distribución de potencia del conjunto, energía efectiva a la salida del conjunto anual está en función de potencia efectiva a la salida del conjunto anual. De manera, que se establece una onda de diente de sierra que no alcanza la potencia FV nominal en STC (3.65 kWp) en consecuencia de que no le llega la suficiente irradiancia, y el rendimiento STC esta especificado para una temperatura del sistema de 25°C, cuando la temperatura del sistema a pleno sol es de 61°C; también por tener un coeficiente de temperatura del módulo de 0.36 %/C que presenta perdidas de potencia y el último factor es que los rayos solares pocas veces inciden perpendicularmente al plano FV. La pendiente parte de un mínimo hasta al primer punto máximo de potencia efectiva de salida de 1757 a 1782 W se obtiene una energía efectiva a la salida 65 kWh y vuelve a descender hasta que llega a su segundo punto máximo de 2362 a 2374 W obteniendo 65 kWh a partir de ese punto la onda va decreciendo finalmente hasta una potencia de 2920 W con 0 kWh, tal como se contempla en Figura 34.

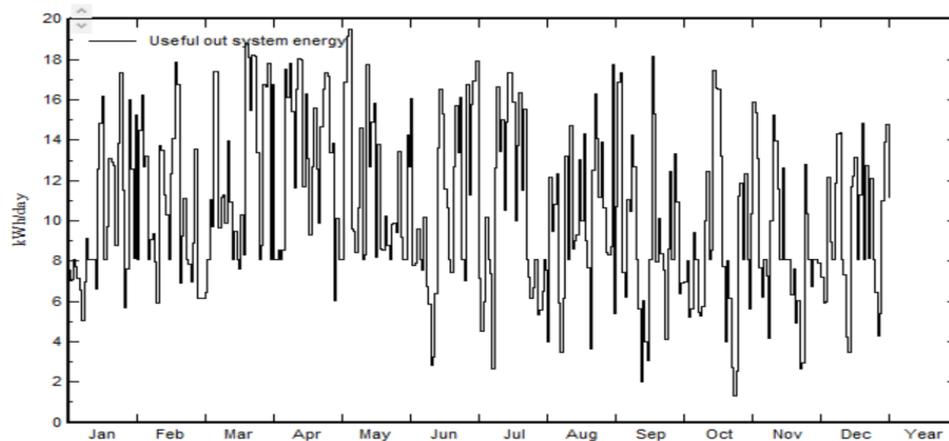
**Figura 34:** Distribución de potencia del conjunto



Elaborada por: Autor

En la gráfica de energía útil de salida diarias de sistema FV que es la energía que entrega el sistema FV, una vez consideradas las conversiones y pérdidas, permitiendo alimentar directamente a los diferentes equipos dentro de la vivienda residencial. Para los días de enero se entrega una energía de salida de entre 5 a 17.3 kWh, en febrero de 6 a 18 kWh, en marzo de 6.5 a 18.8 kWh, en abril de 6 a 18 kWh, en mayo 8 a 19.5 kWh, en junio de 2.85 a 18 kWh, en julio 2.65 a 17.35 kWh, en agosto 3.4 a 17.8 kWh, en septiembre 2 a 18.2 kWh, en octubre 1.25 a 17.45 kWh, en noviembre 2.5 a 15.95 kWh y en diciembre 3.35 a 14.85 kWh, tal como se contempla en Figura 35.

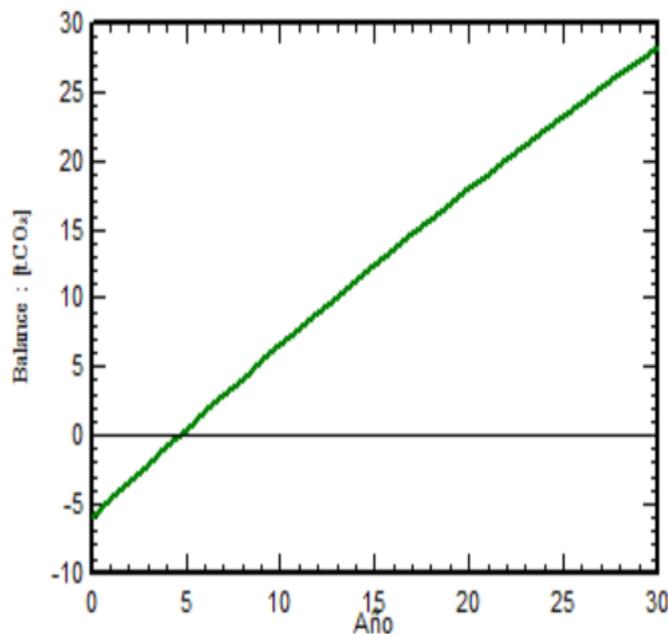
**Figura 35:** Energía diaria a la salida del sistema



Elaborada por: Autor

La gráfica de ahorro CO<sub>2</sub>- tiempo relaciona el balance de t CO<sub>2</sub> en función de los años vida útil de instalación FV. El balance de carbono muestra que, si la huella de carbono del sistema FV por kWh es menor a la producción energía eléctrica de la red pública, se genera un ahorro neto de emisiones de CO<sub>2</sub>. En la Figura 36 se aprecia que en los primeros 5 años le corresponde un ahorro 0.4 t CO<sub>2</sub>, en 10 años un ahorro de 6.6 t CO<sub>2</sub>, en 15 años un ahorro de 12.3 t CO<sub>2</sub>, en 20 años un ahorro de 18 t CO<sub>2</sub>, en 25 años un ahorro de 23.1 t CO<sub>2</sub>, en 30 años un ahorro de 28.27 t CO<sub>2</sub>.

**Figura 36:** Ahorro CO<sub>2</sub>- tiempo



Elaborada por: Autor

## 4.2 Análisis económico del sistema fotovoltaico

### 4.2.1 Facturación de energía eléctrica

La manera de determinar el ahorro en planilla eléctrica es definiendo el cargo tarifario, la energía producida por el sistema fotovoltaico que alimenta las cargas de la vivienda. En la tabla 7 y 8 se aprecian los cargos tarifarios de los meses de junio a noviembre y los de diciembre a mayo.

**Tabla 7:** Cargo tarifario de junio a noviembre

Cantidad de kWh en rangos	Rangos de consumo		Junio a Noviembre
	Kilovatios- hora (kWh)		Valor kWh
	Desde	Hasta	
50	1	50	\$ 0,078
50	51	100	\$ 0,081
50	101	150	\$ 0,083
50	151	200	\$ 0,097
50	201	250	\$0,099
50	251	300	\$0,101
50	301	350	\$0,103
150	351	500	\$ 0,105

Fuente: (ARCERNNR, 2023)

**Tabla 8:** Cargo tarifario de diciembre a mayo

Cantidad de kWh en rangos	Rangos de consumo		Diciembre a Mayo
	Kilovatios- hora (kWh)		Valor kWh
	Desde	Hasta	
50	1	50	\$ 0,078
50	51	100	\$ 0,081
50	101	150	\$ 0,083
50	151	200	\$ 0,097
50	201	250	\$0,099
50	251	300	\$0,101
50	301	350	\$0,103
150	351	500	\$ 0,105

Fuente: (ARCERNNR, 2023)

La tabla 9 contempla la energía disponible en la salida del inversor (EOutInv) durante las 24 horas por mes, empieza a partir de las 6 am con un mínimo de energía

y va aumentando durante el transcurso de las horas hasta 12 am que se obtiene su máximo de energía; desde las 1 pm comienza a descender la energía hasta 6pm.

**Tabla 9:** Suma mensuales por hora para EOutInv [kWh]

Sumas mensuales por hora para EOutInv (kWh)

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Enero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.9	21.5	34.9	44.9	46.8	48.3	47.3	40.0	30.7	19.0	7.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Febrero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2	18.9	31.9	39.5	44.0	43.9	43.0	38.9	29.8	19.7	7.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Marzo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	26.8	40.4	52.1	58.6	57.4	52.0	45.2	36.4	24.4	9.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abril	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	11.3	27.3	39.3	49.2	56.2	59.6	57.9	50.2	39.1	23.9	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mayo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	13.0	27.8	41.3	50.9	53.4	52.1	47.1	45.0	32.8	21.2	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Junio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	24.1	35.1	42.8	46.5	48.8	45.3	38.7	31.4	18.1	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Julio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	21.8	33.7	43.0	46.3	46.6	44.5	39.1	29.8	19.2	6.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agosto	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	20.1	30.0	39.8	43.6	46.6	45.0	39.4	31.4	19.5	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Septiembre	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	10.6	22.4	32.2	38.6	42.1	41.7	41.6	37.6	27.4	16.2	5.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Octubre	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	11.9	21.6	29.5	33.5	35.4	36.7	38.8	34.5	24.9	12.8	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Noviembre	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	10.6	23.3	33.7	40.8	40.8	37.7	34.0	29.7	19.4	10.4	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diciembre	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	9.8	21.9	32.3	41.3	43.7	44.8	43.3	37.9	28.6	16.5	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Año	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	119.9	277.6	414.3	516.6	557.4	564.1	539.7	476.2	361.7	220.9	74.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Elabora por: Autor

Una vez definido la energía producida por el sistema, es decir la energía de salida del inversor, y los cargos tarifarios para cada mes del año se usa el siguiente procedimiento para calcular el ahorro en la conexión del sistema FV con la red pública:

Para 348.5 kWh en enero

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	48.5	X	\$ 0.103	=	\$ 4.99
				Total =	\$ 31.94

Para 323.4 kWh en febrero

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	23.4	X	\$ 0.103	=	<u>\$ 2.41</u>
			Total =		\$ 29.36

Para 412.2 kWh en marzo

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	50	X	\$ 0.103	=	\$ 5.15
351- 500	62.2	X	\$ 0.105	=	<u>\$ 6.53</u>
			Total =		\$ 38.63

Para 422 kWh en abril

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	50	X	\$ 0.103	=	\$ 5.15
351- 500	72	X	\$ 0.105	=	<u>\$ 7.56</u>
			Total =		\$ 39.66

Para 392.1 kWh en mayo

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	50	X	\$ 0.103	=	\$ 5.15
351- 500	42.1	X	\$ 0.105	=	\$ 4.42
			Total =		<u>\$ 36.52</u>

Para 347.9 kWh en junio

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	47.9	X	\$ 0.103	=	\$ 4.93
			Total =		<u>\$ 31.88</u>

Para 340 kWh en julio

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.83	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	40	X	\$ 0.103	=	\$ 4.12
			Total =		<u>\$ 31.07</u>

Para 331.6 kWh en agosto

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	31.6	X	\$ 0.103	=	<u>\$ 3.25</u>
					Total = \$ 30.20

Para 315.7 kWh en septiembre

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	15.7	X	\$ 0.103	=	<u>\$ 1.61</u>
					Total = \$ 28.56

Para 283.5 kWh en octubre

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4,05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$0.099	=	\$ 4.95
251- 300	33.5	X	\$0.101	=	<u>\$ 3.38</u>
					Total = \$ 25.28

Para 283.7 kWh en noviembre

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4,05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	33.7	X	\$ 0.101	=	<u>\$ 3.40</u>
					Total = \$ 25.30

Para 325.5 kWh en diciembre

Rango de Consumo	Cantidad	X	Valor	=	Ahorro
1- 50	50	X	\$ 0.078	=	\$ 3.9
51- 100	50	X	\$ 0.081	=	\$ 4.05
101- 150	50	X	\$ 0.083	=	\$ 4.15
151- 200	50	X	\$ 0.097	=	\$ 4.85
201- 250	50	X	\$ 0.099	=	\$ 4.95
251- 300	50	X	\$ 0.101	=	\$ 5.05
301- 350	25.5	X	\$ 0.103	=	<u>\$ 2.62</u>
			Total =		\$ 29.57

El ahorro anual de factura de energía eléctrica tras la puesta en servicio del sistema FV es \$ 377.97, este valor es importante para calcular el periodo de recuperación de la inversión.

#### **4.2.2 Periodo de recuperación de inversión**

La manera de calcular el periodo de recuperación es mediante la relación entre el costo de la inversión y el ahorro en la factura eléctrica. En el costo de inversión se considera los equipos principales que emplea el sistema FV para generación, transformación y almacenamiento, ya que son los elementos más costosa del proyecto.

##### **4.2.2.1 Valores totales de equipos del sistema FV de vivienda residencial.**

Se identifica la cantidad y el valor unitario de los equipos del sistema para que a partir de aquello se realice la sumatoria de los precios, para que una vez se conozca el costo se realice el montaje del sistema FV.

El arreglo FV está formado por 6 módulos 550 Wp con un voltaje de 36 V, está distribuido en 3 módulos conectados en serie en dos cadenas; los cuales tienen un precio unitario de \$ 251.78.

Por su parte, el conjunto FV cuenta con un inversor híbrido con potencia AC de 3kW y su potencia de carga/ descarga para baterías de 48V es 3kW, tiene un precio unitario de \$ 1192.21.

Y el banco de baterías del sistema FV están compuesto por 4 unidades en serie, las cuales tienen un precio unitario de \$ 789.99. Los valores totales de estos equipos se muestran en la tabla 10.

**Tabla 10:** Valor total de equipos de sistema FV

Equipo	Cantidad	Precio unitario	Total
Módulos fotovoltaico	6	\$251.78	\$ 1,510.68
Inversor	1	\$1,192.21	\$ 1,192.21
Baterías	4	\$789.99	\$ 3,159.96
Valor total			\$ 5,862.85

Elabora por: Autor

#### 4.2.2.2 Calculo del periodo de recuperación

El costo de la inversión se considera el valor total de los equipos que es \$5,862.85 y el ahorro de la factura eléctrica es de \$ 377.97, de modo que el cociente entre ambas variables resulta en el periodo de recuperación de 15.51, es decir quince años y medio.

$$\text{Periodo de recuperación} = \frac{V T}{\text{Ahorro de fact. de electr.}}$$

$$\text{Periodo de recuperación} = \frac{\$5,862.85}{\$ 377.97}$$

$$\text{Periodo de recuperación} = 15.51$$

## Capítulo 5 Conclusiones y recomendaciones

### 5.1 Conclusión

El software PVsyst determina datos climáticos (irradiación horizontal global, irradiación global difusa, temperatura y velocidad viento) una vez definido el sitio geográfico del emplazamiento FV, a través de la importación de datos de un proveedor de fuentes meteorológicas que en el proyecto es meteonorm. Este proveedor usa datos satelitales y terrestres, también utiliza promedios mensuales para establecer valores horarios sintéticos; es decir los datos están en valores horarios 24 horas y el promedio de esos valores se muestra como valores mensuales.

El dimensionamiento del sistema FV en PVsyst se debe considerar la producción media diaria planeada del proyecto, para cual se identificó el consumo eléctrico diario de la vivienda residencial, el promedio de hora sol pico HSP de la ubicación del sistema, factor pérdidas de temperatura, eficiencia del inversor y factor general de pérdidas de potencia. En el consumo de vivienda se agregó un factor seguridad 1.20 que sobredimensiona el consumo por si se adiciona nuevas cargas al sistema.

En el dimensionamiento de los principales equipos se efectuó cálculos y elección del módulo FV de la marca Panasonic que ofrece buena calidad, eficiencia y buen precio para un módulo de capacidad 550 Wp, del inversor híbrido marca Solis por su gran potencia de solo un inversor para respaldo en baterías de 48 V y la elección de la batería se debe a la calidad y sus características como: resistencia a golpes, retención de cargas y rendimiento a bajas temperaturas para baterías de 239 Ah de 12 V.

Una vez definido los equipos de sistema FV se indaga los valores totales de manera que se establece el costo de la inversión de \$5862,85 que se relaciona con el ahorro de factura eléctrica una vez puesta en servicio la matriz FV para determinar la recuperación de la inversión; en el ahorro de inversión se efectuó la sumatoria mensual (1 año) del ahorro considerando el mismo pliego tarifario para todos los años dando como resultado como periodo de recuperación de 15 años y medio.

En el estudio se determina que es viable técnicamente en la elección de equipos en software PVsyst debido a que si se escoge una distribución módulos serie / cadena con más módulos en serie, el conjunto FV tendría pérdidas adicionales de sobrecargas que reduciría la energía DC producida por el sistema, en caso del inversor con mayor proporción DC:AC dentro del rango de 1.2 a 1.3 que son para sistema bien orientados se tendría que tener un arreglo de 7 módulos en serie en una sola cadena sin presentar pérdidas significativas de sobrecargas cuya longitud sobrepasa al techo de la vivienda por ende no es adecuado, adicionalmente el inversor seleccionado es el de menor capacidad proporcionado por PVsyst que se ajusta al consumo energético de la residencia y en el caso de la batería de 239 amperio hora y 12 V, se efectuó una configuración de 4 baterías en serie para incrementar voltaje a 48 V que de acuerdo al dimensionamiento realizado es el de capacidad más próxima proporcionado por PVsyst.

Por último, la viabilidad económica a pesar de ser una recuperación a largo plazo que sería un poco más de la mitad de la vida útil del conjunto FV tiene impacto positivo en lo respecta al hecho de abastecerse de energía verde limpia que compensa totalmente el consumo de la vivienda tanto cuando está conectado a la red como en el momento que funciona con respaldo en banco de baterías en periodos que la red pública se encuentra interrumpida.

## 5.2 Recomendación

En el dimensionamiento de los equipos del sistema FV se debe considerar un factor de seguridad de 20 a 25 por ciento mayor que cubra futuras cargas eléctricas (sin exceder en la cantidad para evitar saturación) que se le agregue a la vivienda, y que el sobredimensionamiento garantice una mejor tasa de utilización del inversor ratio DC/AC y aumente el ahorro en kilovatios/ hora en la facturación eléctrica.

En la elección de equipos de sistemas FV en el software PVsyst se recomienda probar con otras marcas reconocidas de manera que sea posible mejorar la proporción DC/AC que permita una mayor producción de energía, y de la proporción de rendimiento PR garantizando un incremento en la conversión de luz solar a electricidad del diseño del sistema fotovoltaico.

Se recomienda para determinar el auténtico ahorro económico del usuario analizar el consumo energético de la vivienda antes de la puesta en servicio del sistema FV y también la energía producida después de la instalación del sistema FV, la diferencia de estas variables da como resultado el verdadero ahorro.

Ante futuros desabastecimiento eléctrico por parte de la red pública se debe considerar contar con los servicios o asesoramiento de una empresa especializada para implementación del proyecto de dimensionamiento de sistema FV híbrido con almacenamiento en baterías, la cual ofrezca mano de obra cualifica en el campo.

## Bibliografía

- Ali , A., Hamed , A., Abdelsalam, M., Sabry, M., & Elmarghany, M. (2022). Energy management of photovoltaic-battery system connected with the grid. ELsevier.
- Saeed, S. (2021). Solar system inverters types. [Archivo PDF].  
[https://www.researchgate.net/publication/360682852\\_Solar\\_System\\_Inverters\\_Types](https://www.researchgate.net/publication/360682852_Solar_System_Inverters_Types)
- ABB. (2021). Cuaderno de aplicaciones técnicas plantas fotovoltaicas. [Archivo PDF].  
[https://library.e.abb.com/public/e7c32a364f7b4470b3a851d00c2cf9f3/TAP\\_stamp%20ES\\_2021.pdf?x-sign=vcNG5LxF%20u4ZvRpYNEH40QKeRMOY1HLpe%20XgASIGwLMmV76qYiq%20tO5YUXarsY18](https://library.e.abb.com/public/e7c32a364f7b4470b3a851d00c2cf9f3/TAP_stamp%20ES_2021.pdf?x-sign=vcNG5LxF%20u4ZvRpYNEH40QKeRMOY1HLpe%20XgASIGwLMmV76qYiq%20tO5YUXarsY18)
- ARCERNNR. (2023). pliego tarifario 2024. Retrieved from Cnelep:  
[https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2024/01/Pliego-Tarifario-SPEE-2024\\_compressed.pdf](https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2024/01/Pliego-Tarifario-SPEE-2024_compressed.pdf)
- Baselga, M. (2019). Instalaciones solares fotovoltaicas. Editex.
- Boxwell, M. (2023). Solar electricity handbook. (16. a edición digital). Greenstream Publishing
- Cano , J. (2021). Energía solar térmica. Cano Pino.
- Chandra, N. (2021). Mini panel solar. Pixabay.  
<https://pixabay.com/es/photos/mini-panel-solar-6405745/>
- Easy Survival Press. (2021). The DIY guide for beginners to design and install a mobile solar power system for cabins, vehicles, and tiny houses.

<https://www.everand.com/book/524214544/Off-Grid-Solar-Power-The-DIY-Guide-for-Beginners-to-Design-and-Install-a-Mobile-Solar-Power-System-for-Cabins-Vehicles-and-Tiny-Houses>

Franklin, E. (2018). Solar photovoltaic (PV) system components. [Archivo PDF].

<https://extension.arizona.edu/sites/extension.arizona.edu/files/pubs/az1742-2018.pdf>

García, P. (2022). Energía solar fotovoltaica para todos. (2. a edición digital).

Marcombo.

Ginlong Solis. (2021). PV Inverter. Retrieved from <https://www.solisinverters.com>.

Innovación y Cualificación, S.L. (2023). Replanteo de instalaciones solares térmica.

ENAE0208. IC Editorial.

Kratochvil, P. (2018). Solar Panels. Publicdomainpictures.

<https://www.publicdomainpictures.net/en/viewimage.php?image=240006&picture=solar-panels>

Mendoza, J., Aristizábal, E., & González, W. (2022). Energía renovable:

Implementación de un sistema fotovoltaico en el Bioparque La Reserva La Cota. Uniminuto.

Messenger, R., & Abtahi, A. (2017). Photovoltaic Systems Engineering. (4. a edición digital). CRC Press.

Miralles, P. (2020). ¿Qué son los controladores de carga PWM y MPPT? ?.

Direnergy

<https://www.direnergy.net/index.php/blog/cargador-bateria-solar-pwm-mppt/>

Moro, M. (2018). Instalaciones solares fotovoltaicas. Paraninfo.

O'Connor, J. (2019). Off grid solar a handbook for photovoltaics with lead-acid or lithium-ion batteries. Old Sequoia Publishing.

Panagoda, S., Tilanka, G., Sandunika, I., Alwis, S., Ranasinghe, H., Perera, V., & Dilka, S. (2023). Advancements in photovoltaic (Pv) technology for solar energy generation. Journal of research technology & engineering.

Panasonic Solutions Thailand. (2023). Products. Retrieved from  
<https://lssth.panasonic.com/>:  
[https://lssth.panasonic.com/products/energy/product\\_finder/img/solar002.pdf](https://lssth.panasonic.com/products/energy/product_finder/img/solar002.pdf)

Pérez, B. (2020). Todo lo que necesitas saber sobre energía fotovoltaica para dummies. (3. a edición digital). Academia solar.  
<https://academiaenergiasolar.com/p/e-book>

Samuel, I., Izi, O., Somefun, T., Awelewa, A., & Katende, J. (2022). Design and performance analysis of a charge controller for solar system using MATLAB/SIMULINK. [Archivo PDF]  
<https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2022.1017017/full>

Saurabh, S., Kumar, A., & Kumar, R. (2025). Techno Economic Analysis of Grid Connected Photovoltaic Systems With Battery Energy Storage: A Comprehensive Review. Wiley.

Smotkin, E. (2019). Análisis de Horas de Sol Pico en Sistemas de Energía.  
[Diapositiva PowerPoint]  
<https://tecre.org/wp-content/uploads/2019/02/Rotary-talk-final.-Spanish.pdf>

Sunxtender. (2011). Products. Retrieved from <https://sunxtender.com>:

<https://sunxtender.com/datasheet/PVX-2580L.pdf>

Upasani , M., & Patil , S. (2018). Second International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC). Proceedings of the Second International Conference on Inventive Systems and Control. IEEE.

Westinghouse, P., & Delfin, A. (2022). Instala paneles solares como experto diseña sistemas interconectados y sistemas aislados de manera efectiva. Alan Adrian Delfin-Cota.

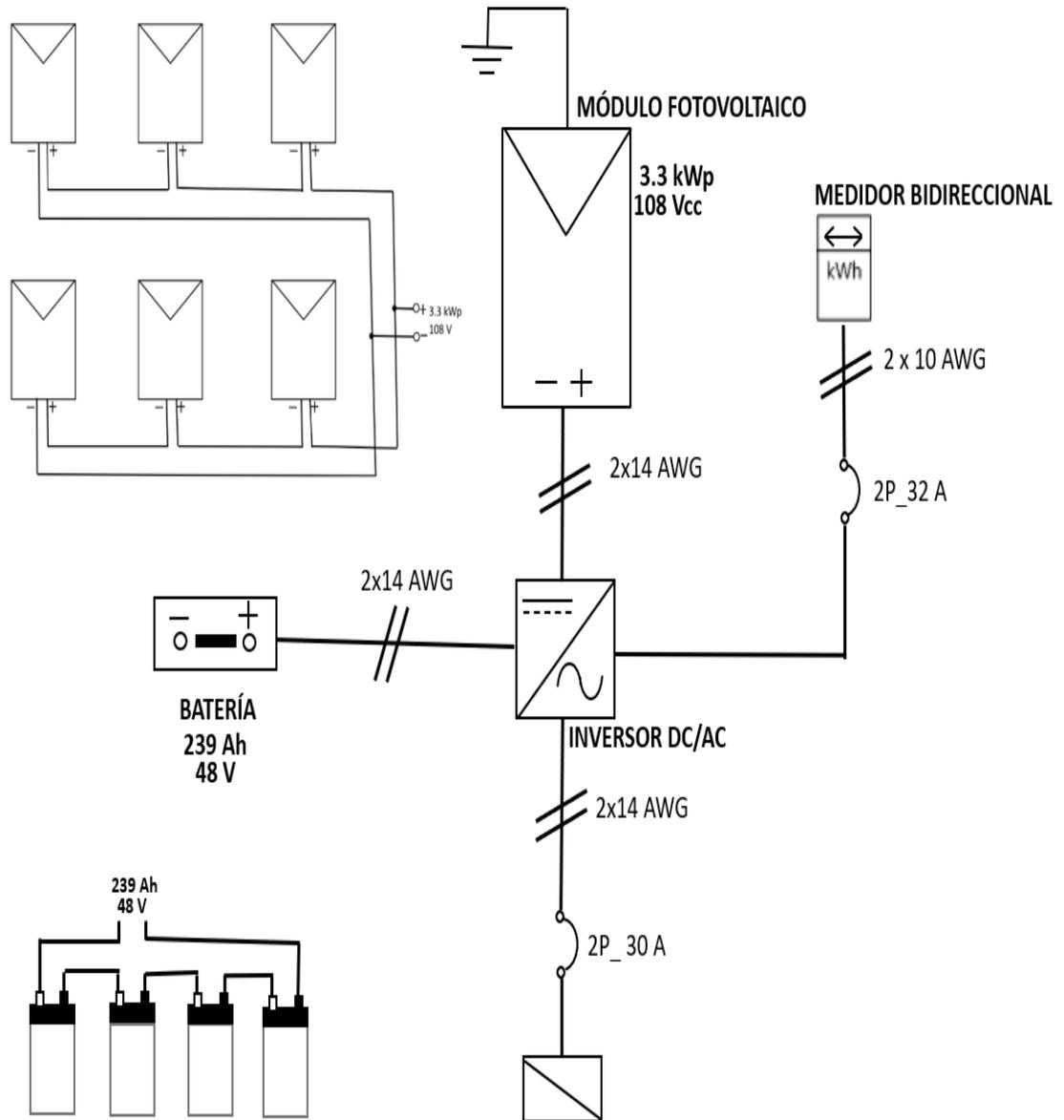
Wild, J. (2023). Fotovoltaica paso a paso.

<https://www.everand.com/read/772496372/Fotovoltaica-paso-a-paso-La-guia-practica-para-principiantes-sobre-el-diseno-de-un-sistema-fotovoltaico-conectado-o-no-a-la-red-autonomo-con-alma>

Zhao, C., Bach , P., Træholt, C., & Hashemi, S. (2023). Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration. ELsevier.

## Anexos

**Figura A1:** Diagrama del sistema híbrido con almacenamiento en baterías para vivienda residencial.



Elaborado por: Autor

**Figura A2: Ficha técnica del módulo fotovoltaico**

• AE14HXXXVHC10B

### Electrical Characteristics

STC	AE14HxxxVHC10B				
Wattage, Wp	550W	545W	540W	535W	530W
Voltage at Max Power, Vmax	42.05V	41.87V	41.75V	41.57V	41.39V
Open Circuit Voltage, Voc	49.88V	49.69V	49.54V	49.39V	49.24V
Current at Max Power, Imax	13.08A	13.02A	12.94A	12.87A	12.81A
Short Circuit Current, Isc	14.01A	13.96A	13.89A	13.83A	13.76A
Module Efficiency	21.3%	21.1%	20.9%	20.7%	20.5%
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C				
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	25 A				
Power Tolerance	0 to +5Wp				

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Module temperature 25 °C, AM=1.5  
Tolerance of Wp is within +/- 3% ;  
# PLSIND reserves the right to adjust the listed parameters without notice.

NMOT	AE14HxxxVHC10B				
Maximum Power at NMOT, Wp	415.0W	411.5W	408.0W	404.3W	400.6W
Voltage at Max Power, Vmax	38.9V	38.7V	38.6V	38.4V	38.2V
Open Circuit Voltage, Voc	46.9V	46.7V	46.5V	46.4V	46.3V
Current at Max Power, Imax	10.67A	10.63A	10.58A	10.53A	10.47A
Short Circuit Current, Isc	11.22A	11.18A	11.13A	11.08A	11.02A

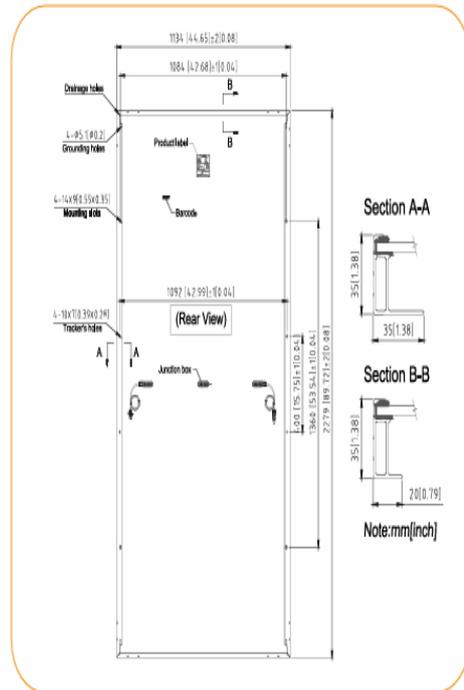
NMOT: Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s.  
# PLSIND reserves the right to adjust the listed parameters without notice.

### Temperature Characteristics

Temperature Coefficient of Pmax(γ)	-0.36 %/°C
Temperature Coefficient of Voc(β)	-0.304 %/°C
Temperature Coefficient of Isc(α)	+0.050 %/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

### Mechanical Characteristics

Cell Type	Monocrystalline Silicon 182 mm
No. of Cells	144 (6 × 24)
Dimensions	2279 × 1134 × 35 mm
Weight	29.1 kg
Front Glass	3.2mm
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	4mm <sup>2</sup> Portrait: (-) 350 mm and (+) 160 mm in length Landscape : (-) 1400 mm and (+) 1400 mm in length or customized length
Connectors	MC4 EVO2, Cable 01S



Nota. Ficha técnica módulo fotovoltaico de 550 Wp de Panasonic. Fuente: (Panasonic Solutions Thailand, 2023)

**Tabla A1: Ficha técnica de inversor**

**Hoja de datos**

**S5-EH1P(3-6)K-L**

Modelo	3K	3.6K	4.6K	5K	6K
<b>Entrada DC (lado FV)</b>					
Máxima potencia FV recomendada	6 kW	7.2 kW	9.2 kW	10 kW	12 kW
Máxima potencia FV de entrada utilizable	4.8 kW	5.7 kW	8 kW	8 kW	8 kW
Voltaje máximo de entrada	600 V				
Voltaje nominal	330 V				
Voltaje de arranque	120 V				
Rango de voltaje MPPT	90 - 520 V				
Corriente máxima de entrada	15 A / 15 A				
Corriente máxima de cortocircuito	22.5 A / 22.5 A				
Número de MPPT / Número máximo de cadenas de entrada	2 / 2				
<b>Batería</b>					
Tipo de Batería	Ion-litio / Plomo-ácido				
Rango de voltaje de la batería	42 - 58 V				
Capacidad de la batería	50 - 2000 Ah				
Potencia máxima de carga / descarga	3 kW		5 kW		
Corriente máxima de carga / descarga	62.5 A		100 A		
Comunicación	CAN				
<b>Salida AC (backup)</b>					
Potencia nominal de salida	3 kW		5 kW		
Potencia aparente máxima de salida	4.5 kVA, 10 s		7 kVA, 10 s		
Tiempo de respuesta en modo backup	< 20 ms				
Voltaje nominal de la red	1/N/PE, 220 V / 230 V				
Frecuencia nominal	50 Hz / 60 Hz				
Corriente nominal de salida	14 A / 13.5 A		23 A / 22 A		
THDv (@carga lineal)	< 2%				
<b>Entrada AC (Red)</b>					
Rango de voltaje de entrada	187 - 265 V				
Corriente máxima de entrada	20.5 A / 20 A	25 A / 23.5 A	31.5 A / 30 A	34.5 A / 33 A	34.5 A / 33 A
Rango de frecuencia	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz				
<b>Salida AC (Red)</b>					
Potencia nominal de salida	3 kW	3.6 kW	4.6 kW	5 kW	6 kW
Potencia aparente máxima de salida	3.3 kVA	4 kVA	4.6 kVA	5.5 kVA	6.6 kVA
Fases de operación	1/N/PE				
Voltaje nominal de la red	220 V / 230 V				
Frecuencia nominal de la red	50 Hz / 60 Hz				
Corriente nominal de salida de red	13.7 A / 13.1 A	16.4 A / 15.7 A	20.9 A / 20 A	22.8 A / 21.7 A	27.3 A / 26.1 A
Corriente máxima de salida	15 A	18.5 A	21 A	25 A	30 A
Factor de potencia	> 0.99 (0.8 capacitivo a 0.8 inductivo)				
THDi	< 2%				
<b>Eficiencia</b>					
Eficiencia máxima	> 97.1%				
Eficiencia EU	> 96.5%				
<b>Protección</b>					
Protección contra polaridad inversa DC	Sí				
Protección contra cortocircuito	Sí				
Protección de sobrecorriente de salida	Sí				
Protección contra sobretensiones	DC Tipo II / AC Tipo II				
Monitorización de fallas a tierra	Sí				
AFCI integrado	Sí <sup>1</sup>				
Clase de protección / Categoría de sobrevoltaje	I / II				
<b>Datos generales</b>					
Dimensiones (longitud × altura × ancho)	333 × 505 × 249 mm				
Peso	17.9kg		18.1 kg		
Topología	Aislamiento de alta frecuencia (para batería)				
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ~ +60°C				
Nivel de protección	IP65				
Enfriamiento	Refrigeración natural				
Altitud máxima de funcionamiento	3000 m				
Estándar de conexión de red	G98 o G99, VDE-AR-N 4105/VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126/UTE C 15/VFR:2019, RD 1699/RD 244/UNE 206006/UNE 206007-1, CEI 0-21, C10/11, NRS 097-2-1, EIFS 2018.2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530, MEA, PEA				
Estándar de seguridad / EMC	IEC/EN 62109-1/-2, EN 61000-6-2/-3				

Nota. Ficha técnica del inversor híbrido 3 kW Solis. Fuente: (Ginlong Solis, 2021)

**Figura A3: Especificaciones de batería**

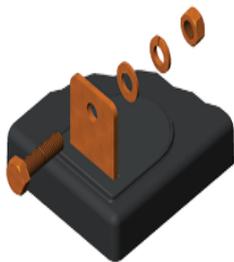
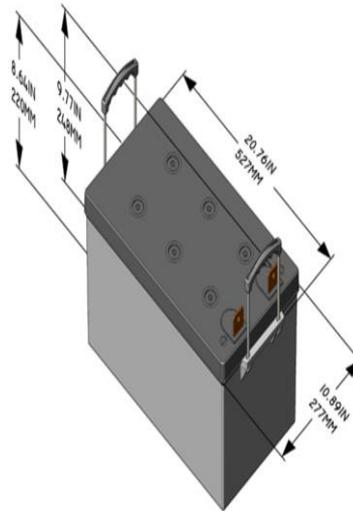
**PVX-2580L Specifications**

Voltage	12 Volts
Industry Reference	Group 8D
Maximum Weight	159 LB / 72.1 KG

**Nominal Capacity Ampere Hours @ 25° C (77° F) to 1.75 volts per cell**

1 Hr. Rate	2 Hr. Rate	4 Hr. Rate	8 Hr. Rate	24 Hr. Rate	100 Hr. Rate
165 Ah	209 Ah	214 Ah	236 Ah	258 Ah	300 Ah

Specifications are subject to change without notice. The data/information contained herein has been reviewed & approved for general release on the basis that this document contains no export controlled information.



**L Blade Terminal**

Heavy duty solid copper with silicon bronze bolts, washers, and nuts. PVX-2120L & PVX-2580L are "L" Blade (solid copper) terminals.

Especificación técnica de la batería 239 Ah Concorde. Fuente: (Sunxtender, 2011)

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Delgado Murillo Daniel Sebastián**, con C.C: 0924822638 autor/a del trabajo de titulación: **Análisis y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico híbrido con almacenamiento en baterías, para determinar viabilidad técnica y económica con respecto al consumo eléctrico en sector residencial, cuando el servicio de la red pública está interrumpido** previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 19 de febrero de 2025

f. \_\_\_\_\_

**Delgado Murillo, Daniel Sebastián**

**C.C: 0924822638**



Presidencia  
de la República  
del Ecuador



Plan Nacional  
de Ciencia, Tecnología,  
Innovación y Saberes



SENESCYT  
Secretaría Nacional de Educación Superior,  
Ciencia, Tecnología e Innovación

**REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA**

**FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN**

<b>TEMA Y SUBTEMA:</b>	Análisis y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico híbrido con almacenamiento en baterías, para determinar viabilidad técnica y económica con respecto al consumo eléctrico en sector residencial, cuando el servicio de la red pública está interrumpido.		
<b>AUTOR(ES)</b>	Delgado Murillo Daniel Sebastián		
<b>REVISOR(ES)/TUTOR(ES)</b>	Ing. Hidalgo Aguilar Jaime Rafael, MSc		
<b>INSTITUCIÓN:</b>	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
<b>FACULTAD:</b>	Facultad De Educación Técnica Para El Desarrollo		
<b>CARRERA:</b>	Carrera de Ingeniería en Electricidad		
<b>TITULO OBTENIDO:</b>	Ingeniero en Electricidad		
<b>FECHA DE PUBLICACIÓN:</b>	19 de febrero de 2025	<b>No. DE PÁGINAS:</b>	69
<b>ÁREAS TEMÁTICAS:</b>	Diseño en software, energías renovables		
<b>PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:</b>	PVsyst, Sistema híbrido fotovoltaico, consumo anual		
<b>RESUMEN/ABSTRACT</b>			
<p>El presente proyecto abarca el análisis y dimensionamiento de un sistema híbrido fotovoltaico, es decir un sistema conectado a la red con almacenamiento en baterías para una vivienda residencial como alternativa de autoabastecimiento tanto en periodos en que la red pública se ve interrumpida y cuando funciona de forma habitual. El método de investigación empleado es analítico-deductivo, el cual permite alcanzar los objetivos planteados mediante uso de la documentación teórica y ecuaciones que facilitan el cálculo de la potencia de sistema fotovoltaico, así como de sus principales componentes tomando en cuenta el consumo anual de la vivienda y las condiciones climáticas del área de estudio para su correcto dimensionamiento. Por su parte, el análisis económico se recopiló información y se estimó el costo de la inversión, así como el ahorro que se obtendría en factura eléctrica a partir de la producción del sistema y la tarifa energética residencial. En la parte procedimental del dimensionamiento se empleó el software PVsyst que es una herramienta de simulación y diseño de sistema fotovoltaicos que toma datos satelitales geográficos y meteorológicos de la zona para establecer resultados similares a la realidad. A través de los resultados tanto técnicos como económicos se determinó que el proyecto tiene impactos positivos en el medio ambiente y energéticos para compensar el 100% de la demanda de la vivienda residencial actual, por ende, es una alternativa viable.</p>			
<b>ADJUNTO PDF:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
<b>CONTACTO CON AUTOR/ES:</b>	<b>Teléfono:</b> +593-993781182	<b>E-mail:</b> daniel.delgado05@cu.ucsg.edu.ec	
<b>CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE)::</b>	<b>Nombre:</b> Ing. Ubilla González, Ricardo Xavier, MSc.		
	<b>Teléfono:</b> +593-999528515		
	<b>E-mail:</b> ricardo.ubilla@cu.ucsg.edu.ec		
<b>SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA</b>			
<b>Nº. DE REGISTRO (en base a datos):</b>			
<b>Nº. DE CLASIFICACIÓN:</b>			
<b>DIRECCIÓN URL (tesis en la web):</b>			