



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGIA
RENOVABLE Y EFICIENCIA ENERGETICA**

TEMA:

**Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico para dos
departamentos ubicados en el centro de Guayaquil Edificio Escobedo.**

AUTOR:

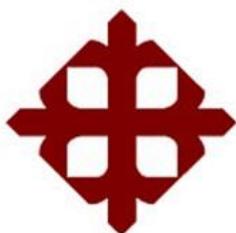
Villao Carrillo Kelly Shirley

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de
**MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGIAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGETICA**

TUTOR:

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, Ph.D.

Guayaquil, 30 de julio del 2025



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA
ENERGÉTICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por **Kelly Shirley Villao Carrillo** como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGETICA**

TUTOR

f. _____

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, Ph.D.

DIRECTOR DEL PROGRAMA

f. _____

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo PHD

Guayaquil, 30 de julio del 2025



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA
ENERGÉTICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Kelly Shirley Villao Carrillo

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA DOS DEPARTAMENTOS UBICADOS EN EL CENTRO DE GUAYAQUIL EDIFICIO ESCOBEDO**”, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del trabajo de titulación del Grado Académico en mención.

Guayaquil, 30 de julio del 2025

EL AUTOR
KELLY SHIRLEY VILLOA CARRILLO

f. 

Ci: 0922575378



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA
ENERGÉTICA

AUTORIZACIÓN

Yo, Kelly Shirley Villao Carrillo

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación de Maestría titulado: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA DOS DEPARTAMENTOS UBICADOS EN EL CENTRO DE GUAYAQUIL EDIFICIO ESCOBEDO”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, 30 de julio del 2025

EL AUTOR
KELLY SHIRLEY VILLOO CARRILLO

f. 

Ci: 0922575378

INFORME DE COMPILATIO



INFORME DE ANÁLISIS
magister

TESIS KELLY VILLAO 8 de junio

< 1%
Textos sospechosos

< 1% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
5% Idiomas no reconocidos (ignorado)
8% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)

Nombre del documento: TESIS KELLY VILLAO 8 de junio.docx
ID del documento: f1575a2c59c92b30d6213919f0ca7c549a4b1c3
Tamaño del documento original: 8,05 MB

Depositante: Ricardo Xavier Ubilla Gonzalez
Fecha de depósito: 9/6/2025
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 9/6/2025

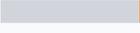
Número de palabras: 16.548
Número de caracteres: 110.584

Ubicación de las similitudes en el documento:



Fuentes de similitudes

Fuentes principales detectadas

Nº	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	 Nathaly Freire Juan Vega.P73.docx Nathaly Freire Juan Vega.P73 #f56993 El documento proviene de mi grupo 43 fuentes similares	2%		Palabras idénticas: 2% (267 palabras)
2	 TESIS DVM-Maestria-25-junio-2024.docx TESIS DVM-Maestria-25-junio-... #f14d1f El documento proviene de mi biblioteca de referencias 6 fuentes similares	1%		Palabras idénticas: 1% (215 palabras)
3	 localhost Diseño de una planta solar fotovoltaica de 300 Kw para autoconsum... http://localhost:8080/xmlui/bitstream/331717191/3/IT-UJCSG-PRE-TEC-HEM-276.pdf.txt 38 fuentes similares	1%		Palabras idénticas: 1% (214 palabras)
4	 localhost Estudio de factibilidad del diseño de un sistema generación de energí... http://localhost:8080/xmlui/bitstream/3317171882/3/IT-UJCSG-POS-MELE-3.pdf.txt 32 fuentes similares	1%		Palabras idénticas: 1% (183 palabras)
5	 Tesis Paul Patric Párraga Párraga y José Roberto Ramirez Chiriboga.d... #59702f El documento proviene de mi biblioteca de referencias 6 fuentes similares	1%		Palabras idénticas: 1% (187 palabras)

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA DOS DEPARTAMENTOS UBICADOS EN EL CENTRO DE GUAYAQUIL EDIFICIO ESCOBEDO”**, presentado por el Ing. Kelly Shirley Villao Carrillo, fue enviado al Sistema Anti plagio Compilatio, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 1%.

f. _____
Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo Ph.D.

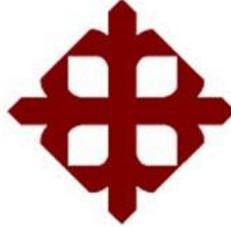
Dedicatoria

Dedico el presente trabajo a mi esposo Salvador y a nuestros hijos Hernán y Samuel.

Agradecimientos

Gracias infinitas a mis padres por la gran herencia que me han dado, inculcándome el amor a los estudios.

Agradezco a mis compañeros de trabajo y docentes de la maestría en especial al Doctor Bohórquez Bayardo por su infinita ayuda y motivación constante.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA
ENERGÉTICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, Ph.D.
TUTOR

f. 

Ing. Ubilla González Ricardo Xavier, MSc
REVISOR

f. 

Ing. Bohórquez Heras Daniel Bayardo, MSc
REVISOR

f. 

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, Ph. D
DIRECTOR DEL PROGRAMA

Índice General

Contenido	Página
Resumen.....	XVIII
Abstract.....	XIX
Introducción	2
Capítulo 1: Aspectos Generales	4
1.1. Introducción	4
1.2. Justificación de problema	5
1.3. Objetivos	6
1.3.1. Objetivo general.....	6
1.3.2. Objetivos específicos	6
1.4. Definición de problema.....	7
1.5. Hipótesis	7
1.6. Metodología de la investigación	7
Capítulo 2: Marco teórico	9
2.1. Estado actual de la matriz energética en Ecuador.....	9
2.2. Tipos de tecnologías fotovoltaicas.....	11

2.2.1. Tecnología de silicio cristalino	11
2.2.2. Tecnología de películas delgadas.....	12
2.2.3. Tecnología de tercera generación	13
2.3. Configuraciones de sistemas solares fotovoltaicos para uso doméstico.....	15
2.4. Componentes básicos del sistema solar fotovoltaico híbrido.	19
2.4.1. Módulos fotovoltaicos.	19
2.4.2. Regulador de carga	21
2.4.3. Baterías	22
2.4.4. Inversor híbrido.....	23
2.4.5. Sistema de gestión energética	24
2.4.6. Conexión a red y fuente auxiliar.....	25
2.4.7. Protección y distribución	25
2.5. Conceptos básicos en sistemas fotovoltaicos.....	26
2.5.1. Radiación	26
2.5.2. Radiación solar.....	28
2.6. Ubicación de las celdas fotovoltaicas.	30

2.7.	Pérdidas Del Sistema varias y factores de reserva.....	31
2.7.1.	Pérdidas por concepto de irradiación.....	31
2.7.2.	Pérdidas del sistema.....	32
2.7.3.	Pérdidas del inversor.....	32
Capítulo 3: Análisis de variables		33
3.1.	Ubicación Geográfica	33
3.2.	Situación actual.....	34
3.3.	Potencia Instalada	36
3.4.	Irradiación global.....	38
3.5.	Distribución Horaria de la Irradiación Solar.....	41
5.1.	Diagrama de Trayectorias Solares	42
Capítulo 4: Diseño técnico del sistema fotovoltaico en software.		48
4.1.	Software de simulación de la red.....	48
4.2.	Programación del proyecto	48
4.2.1.	Tipo de conexión.....	48
4.2.2.	Datos meteorológicos y ubicación del proyecto	49

4.3.	Definición de Variantes	50
4.3.1.	Orientación.....	51
4.3.2.	Sistema.....	53
4.3.3.	Autoconsumo	57
4.3.4.	Almacenamiento	58
4.4.	Simulación del proyecto	59
Capítulo 5: Evaluación financiera y económica		65
5.1.	Evaluación del consumo desde la red eléctrica.....	65
5.2.	Presupuesto de implementación del sistema fotovoltaico	71
5.3.	Evaluación financiera.....	72
5.4.	Evaluación Económica con Perspectiva Social del Proyecto	77
5.5.	Determinar emisión de CO ₂ por kW/h del proyecto.	78
Conclusiones.....		81
Recomendaciones		83
Bibliografía		84
Glosario.....		88
Anexos		90

INDICE DE FIGURAS

Contenido	Página
Capítulo 1	
Figura 1. 1 <i>Producción anual mundial de módulos fotovoltaicos por región.</i>	4
Capítulo 2	
Figura 2. 1 <i>Tipos de Generación con su porcentaje en Ecuador</i>	9
Figura 2. 2 <i>Porcentaje de generación no convencional en 2024.</i>	10
Figura 2. 3 <i>Estructura célula solar monocristalina y policristalina</i>	12
Figura 2. 4 <i>Diagrama ilustrativo de celdas bifaciales.</i>	14
Figura 2. 5 <i>Características de celdas solares orgánicas y de silicio</i>	15
Figura 2. 6 <i>Esquema de Sistema Fotovoltaico.</i>	16
Figura 2. 7 <i>Gráfica de consumo de energía de un sistema híbrido.</i>	18
Figura 2. 8 <i>Esquema gráfico de la diferencia de celdas, módulos, paneles y sistemas fotovoltaicos.</i>	20
Figura 2. 9 <i>Modelos de baterías presentes en el mercado.</i>	22
Figura 2. 10 <i>Modelos de inversores en el mercado</i>	24
Figura 2. 11 <i>Sistema de vigilancia de aislamiento de un proyecto de generación fotovoltaico.</i>	26
Figura 2. 12 <i>Tipos de radiación.</i>	28
Figura 2. 13 <i>Curva de irradiancia e irradiación</i>	29
Figura 2. 14 <i>Esquema demostrativo de los Ángulo acimut e inclinación del panel solar.</i>	30
Capítulo 3	

Figura 3. 1 <i>Ubicación geográfica del Edificio Escobedo</i>	33
Figura 3. 2 <i>Captura de pantalla de la página web Sistema De Información Geográfica Fotovoltaica.</i>	38
Figura 3. 3 <i>Resultados de datos históricos de irradiación del año 2023 en el inmueble.</i>	39
Figura 3. 4 <i>Parámetros meteorológico del sitio geográfico en PVSyst</i>	40
Figura 3. 5 <i>Curva diaria promedio de la irradiación versus horas</i>	41
Figura 3. 6 <i>Diagrama de recorrido Solar de la ubicación del proyecto.</i>	43

Capítulo 4

Figura 4. 1 <i>Pantalla inicial de software PVSyst</i>	48
Figura 4. 2 <i>Herramienta para seleccionar la localidad del proyecto.</i>	49
Figura 4. 3 <i>Resultados del Software PVsyst de datos metrológico sintético de la localidad del proyecto</i>	50
Figura 4. 4 <i>Bloque de definición de Variantes en PVSyst</i>	51
Figura 4. 5 <i>Pantalla para definir la orientación del proyecto.</i>	52
Figura 4. 6 <i>Cálculo del Azimut</i>	53
Figura 4. 7 <i>Subconjunto "Ayuda de pre dimensionamiento"</i>	54
Figura 4. 8 <i>Bloque de selección de módulos FV</i>	54
Figura 4. 9 <i>Bloque de selección de inversor.</i>	55
Figura 4. 10 <i>Sección de diseño del conjunto de módulos fotovoltaicos</i>	55
Figura 4. 11 <i>Resumen de los equipos seleccionados para el sistema.</i>	56
Figura 4. 12 <i>Esquema simplificado del sistema</i>	57
Figura 4. 13 <i>Valores de autoconsumo del proyecto</i>	57
Figura 4. 14 <i>Sección de definición de tipo de almacenamiento.</i>	58

Figura 4. 15 <i>Sección de resultados de la simulación.</i>	59
Figura 4. 16 <i>Parámetros generales del proyecto.</i>	59
Figura 4. 17 <i>Resultados de producción del sistema.</i>	60
Figura 4. 18 <i>Diagrama de pérdidas.</i>	62

Capítulo 5

Figura 5. 1 <i>Consumo mensual en dólares recolectados desde el año 2022 hasta 2025.</i>	65
Figura 5. 2: <i>Temperatura máxima y mínima promedio en Guayaquil</i>	66
Figura 5. 3 <i>Extracto del Pliego tarifario SPEE para el año 2025 CNEL GYE</i>	67
Figura 5. 4 <i>Tabla mecanismos de aplicación del subsidio cruzado del Pliego tarifario 2025.</i> 69	

INDICE DE TABLAS

Contenido	Página
Capítulo 3	
Tabla 3. 1 <i>Resumen de consumos de energía kWh</i>	34
Tabla 3. 2 <i>Consumo histórico energético de los departamentos en estudio</i>	35
Tabla 3. 3 <i>Curva facturación de consumos de los departamentos.</i>	36
Tabla 3. 4 <i>Equipos instalados en los dos departamentos.</i>	37
Tabla 3. 5 <i>Resumen de resultados meteorológicos</i>	41
Tabla 3. 6 <i>Resumen de potencia y consumo total con pérdidas y reserva</i>	44
Tabla 3. 7 <i>Criterio de elección de baterías.</i>	45
Tabla 3. 8 <i>Resultados de capacidad de baterías.</i>	47

Capítulo 4

Tabla 4. 1 <i>Balance de resultados principales del sistema.</i>	61
---	----

Capítulo 5

Tabla 5. 1 <i>Valores de consumo en dólares proyectos</i>	71
Tabla 5. 2 <i>Presupuesto del sistema fotovoltaico</i>	72
Tabla 5. 3 <i>Flujo caja financiero en dólares con el sistema con baterías</i>	74
Tabla 5. 4 <i>Resultados de índices de evaluación financiera</i>	75
Tabla 5. 5 <i>Flujo caja financiero en dólares con el sistema sin baterías</i>	76
Tabla 5. 6 <i>Resultados de índices de evaluación financiera sin considerar el sistema de almacenamiento.</i>	77
Tabla 5. 7 <i>Tabla de resultados evaluación Económica con Perspectiva Social del Proyecto</i> ...	78
Tabla 5. 8 <i>Tabla comparativa de emisiones de CO₂eq por tipo de red</i>	79

INDICE DE ANEXOS

Contenido	Página
Anexo 1	90
Anexo 2: <i>Especificaciones técnicas de panel solar</i>	95
Anexo 3: <i>Especificaciones técnicas del inversor</i>	96
Anexo 4: <i>Especificaciones técnicas baterías</i>	97
Anexo 5: <i>Pliego tarifario 2025 SPEE</i>	98

INDICE DE ECUACIONES

(2.1).....	28
(2.2).....	29

(2.3).....	46
(2.4).....	79

Resumen

El presente trabajo de investigación se centra en el análisis de la viabilidad técnica, financiera y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en dos departamentos residenciales ubicados estratégicamente en el centro de Guayaquil, esta propuesta surge como una solución energética renovable, eficiente e innovadora frente a la crisis eléctrica emergente actual que enfrenta el Ecuador, la cual ha resultado en cortes de suministro prolongados, de hasta doce horas, impactando significativamente la calidad de vida y la producción de los ciudadanos.

Este trabajo busca, además, realizar un diseño integral de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red eléctrica convencional, incluyendo el análisis técnico y la formulación para el cálculo del dimensionamiento y la selectividad de los equipos a utilizar, conforme a las normativas, leyes y convenciones vigentes, apoyados en el software PVsyst para con un consumo promedio anual de 862, 10mkWh de energía.

El sistema fotovoltaico híbrido de 17,54 MWh/año y rendimiento de 83.54%, propuesto reduce significativamente la dependencia de la red eléctrica, mejora la resiliencia energética de los usuarios y promueve el uso de fuentes renovables. Este proyecto puede ser usado como una opción replicable para otros departamentos dentro del mismo edificio o edificio de viviendas del sector céntrico de Guayaquil.

Palabras claves: Módulos fotovoltaicos; generación fotovoltaica; sistema solar; energía renovable; generación no convencional

Abstract

This research work focuses on the analysis of the technical, financial and economic feasibility of implementing a photovoltaic system in two residential apartments strategically located in downtown Guayaquil. This proposal emerges as a renewable, efficient and innovative energy solution to the current emerging electricity crisis facing Ecuador, which has resulted in prolonged power outages of up to twelve hours, significantly impacting the quality of life and production of citizens.

This work also seeks to perform a comprehensive design of a photovoltaic solar system interconnected to the conventional electricity grid, including technical analysis and formulation for calculating the sizing and selectivity of the equipment to be used, in accordance with current regulations, laws, and conventions, supported by PVsyst software for an average annual energy consumption of 862.10 million kWh.

The proposed 17.54 MWh/year hybrid photovoltaic system, with an efficiency of 83.54%, significantly reduces grid dependence, improves energy resilience, and promotes the use of renewable sources. This project can be used as a replicable option for other apartments within the same building or for residential buildings in the downtown area of Guayaquil.

Keywords: Photovoltaic modules; photovoltaic generation; solar system; renewable energy; non-conventional generation

Introducción

En los últimos años, Ecuador ha enfrentado desafíos significativos en el sector energético, principalmente debido a la falta de diversificación en la matriz energética, la dependencia de fuentes hidroeléctricas, y la insuficiente inversión en plantas generadoras térmicas como respaldo, dada la situación existe un déficit de energía disponible, como resultado de una sequía sin precedente en Ecuador, disminuyendo la capacidad de generación de la hidroeléctricas que son el 80% de respaldo de energético (MERNNR, 2022).

Antes la circunstancias y la falta de inversión y mantenimiento en la flota de generación térmica y de fuentes no renovables, los entes rectores del sector eléctrico tuvieron que priorizar el abastecimiento de energía y a finales del 2024 se programaron cortes de energía en diferente zonas incluso llegando a tener 12 horas diarias sin energía, esas medidas causaron disminución en la productividad y en la calidad de vida de los ciudadanos en general considerando que en la zonas costeras las temperaturas se elevaron provocando una mayor necesidad de los sistemas generales de refrigeración.

Considerando lo expuesto se expone la necesidad de invertir en fuentes alternas de generación sostenibles, renovable y autónomas, una de ellas siendo la más abundantes como lo es radián solar, aprovechando la ubicación geográfica del país. Una de las principales ciudades costeras del es Guayaquil la cual cuenta con una potencial significativo de radiación solar promedio anual de 4.5 a 5 horas pico solares diarias.

El presente proyecto es la implementación de un Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo SGDA para el cliente Vallejo Valarezo ubicado en el 3er piso de Edificio “Escobedo 80” en la ciudad de Guayaquil.

De acuerdo a la regulación Nro. ARCONEL-005/24 vigente la potencia nominal de un SGDA será determinada para el caso de consumidores existentes utilizando los consumos históricos de energía eléctrica de los últimos 12 meses, deberá ser igual o menor que la demanda de energía anual del consumidor, como parte de proyecto se analizará la potencia necesaria para cumplir la regulación y las necesidades de cliente de energizar la carga de las viviendas. El presente proyecto estaría catalogado según el artículo 10 de la regulación mencionada, como Modalidad 1b: Autoabastecimiento múltiple local por tratarse de por tratarse de SGDA, asociado a varias cuentas contrato en el mismo inmueble constituido como condominio y siendo el mismo propietario de los dos bienes inmuebles.

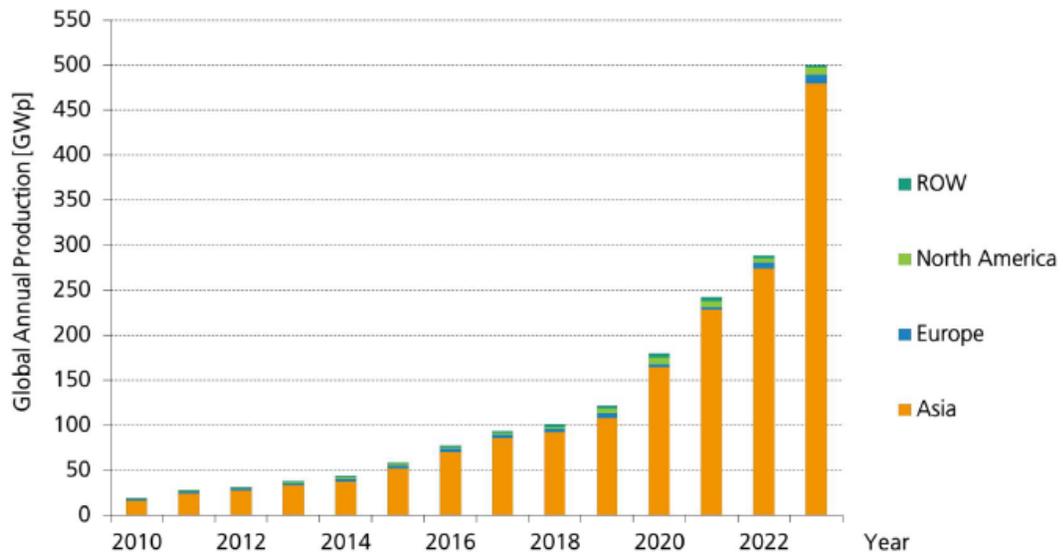
Capítulo 1: Aspectos Generales

1.1. Introducción

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en una de las principales soluciones para la generación de electricidad renovable, gracias a su capacidad para aprovechar la radiación solar de manera eficiente y sostenible. La producción de energía fotovoltaica es un campo en constante evolución, con innovaciones aceleradas y crecimiento exponencial, debido a la demanda que existe a nivel mundial, esta ha pasado de 25 GWp en el año 2010 a 500 GWp en el año 2023. Los mayores productores se encuentran en Asia, representando el 95% del total de módulos fotovoltaicos y sus componentes, durante el año 2023. China ocupa el primer lugar de producción a nivel mundial con el 86%, Europa y EE.UU./CAN contribuyeron cada uno con 2%, como se puede visualizar en la **Figura 1. 1** (Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, 2024).

Figura 1. 1

Producción anual mundial de módulos fotovoltaicos por región.



Fuente: Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report (2024).

Nota 1: Participación anual por continente en la producción de módulos fotovoltaicos, presentada en el Informe del 29 de julio del 2024 del El Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energía Solar ISE en Friburgo, Alemania.

1.2. Justificación de problema

En Ecuador la crisis energética alcanzó su rango máximo en el año 2024, llegando a tener apagones o racionamientos energéticos de hasta 12 horas, por la falta de inversión y diversificación de la matriz energética, dada estas circunstancias y las consecuencias en la productividad y calidad de vida de los usuarios afectados por el apagones surge la necesidad de implementar una fuente generación autónoma y segura, como alternativa a la fuente de la red nacional, los sistemas de generación fotovoltaica es una solución viable y segura que garantiza el suministro de electricidad.

El presente proyecto está orientado a analizar la factibilidad la viabilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico para abastecer a dos departamentos ubicados en el centro de Guayaquil y mitigar la ausencia de energía durante los racionamientos, además contribuye en tres aspectos principales:

En el área social: Al garantizar el suministro eléctrico permite seguir manteniendo la calidad de vida, incluso mejorarla, al mantenerse en servicios esenciales como la refrigeración, iluminación, comunicación, fuente de producción de alimentos, seguridad y demás.

En el área económica la inversión en un sistema de generación autónoma y segura permitirá ahorros a largo plazos al reducir los valores de facturación de consumo de la red nacional y a los diferentes cambios en las reglas que regulan la implementación de las tarifas eléctricas y sus consecuencias en la facturación mensual.

En el área ambiental al no usar energía proveniente de la red eléctrica nacional la cual tiene como fuentes no renovables como la generación térmica que usas como combustibles diésel, full oil o gas natural, se reduce las emisiones de gases de efecto invernaderos, causante del cambio climático.

Adicional el proyecto podría ser usado como modelo replicables para los demás usuarios del condominio y de edificios ubicados en la urbe, al exponer la factibilidad técnica y económica del mismo, fomentando la adopción de energía sostenible.

En definitiva, esta tesis no solo aborda una problemática urgente, sino que también propone una solución innovadora, sostenible y alineada con las necesidades actuales y futuras del sector energético en Ecuador.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema solar fotovoltaico para dos departamentos en el edificio Escobedo, en el centro de Guayaquil, con el fin de determinar su eficiencia energética y rentabilidad para el suministro eléctrico en los inmuebles.

1.3.2. Objetivos específicos

Analizar el consumo eléctrico histórico y las condiciones meteorológicas de los departamentos.

Diseñar el sistema solar fotovoltaico con sus respectivos componentes para los departamentos.

Evaluar la parte financiera y económica de la instalación del sistema solar fotovoltaico, así como su retorno de inversión considerando los beneficios a largo plazo.

1.4. Definición de problema

La falta de seguridad de suministro eléctrico en Ecuador durante las 24 horas y 7 días a la semana, por medio de la red convencional de la distribuidora de energía CNEL EP GYE, por la poca inversión pública en las fuente de generación en el país y de inversión en fuentes alternas.

¿Es factible económicamente y técnicamente la implementación de un sistema fotovoltaico, como fuente de alimentación alternativa para dos departamentos que cuenta con suministro eléctrico convencional por la distribuidora CNEL?

1.5. Hipótesis

Resulta factible la implementación del sistema fotovoltaico en la vivienda para poder cubrir la falta de suministro eléctrico convencional en el aspecto social, aunque no es factible económicamente porque el retorno es a largo plazo.

1.6. Metodología de la investigación

Para este estudio se utilizará la metodología de investigación aplicada y cuantitativa, ya que se busca analizar la viabilidad de un sistema concreto mediante cálculos y mediciones precisas. La investigación se centrará en la recolección de datos técnicos y económicos. Los pasos a realizar serán la recolección de datos técnicos de la radiación solar, el consumo eléctrico de los departamentos y las especificaciones de los equipos fotovoltaicos, se utiliza herramientas de

simulación para diseñar el sistema fotovoltaico y por último el análisis económico mediante hojas de cálculo de los costos de inversión, análisis de flujo de caja y estimación de la rentabilidad.

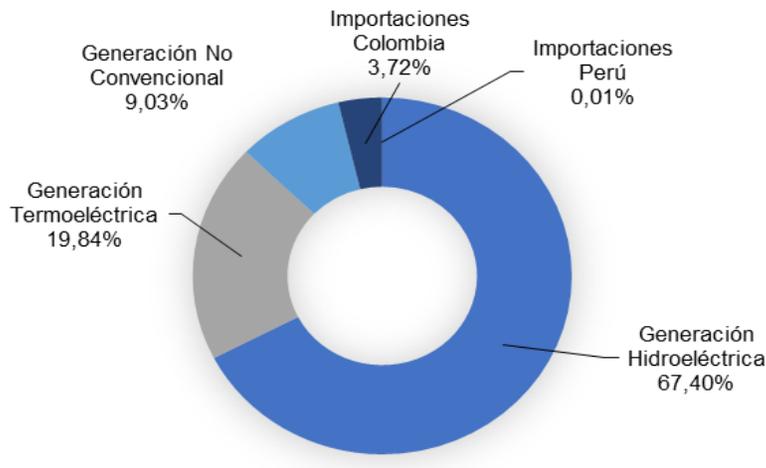
Capítulo 2: Marco teórico

2.1. Estado actual de la matriz energética en Ecuador.

La matriz energética de Ecuador ha estado históricamente dominada por fuentes hidroeléctricas, las cuales representan alrededor del 80% de la generación de electricidad del país. (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2022), la cual se ha visto afectada en los últimos años por sequías prolongadas, que impacta en la capacidad de generación de las hidroeléctricas, llegando a ser solo el 67,40 % en el año 2023, como se indica en el informe anual del CENACE (CENACE, 2023).

Figura 2. 1

Tipos de Generación con su porcentaje en Ecuador



Fuente (CENACE, 2023):

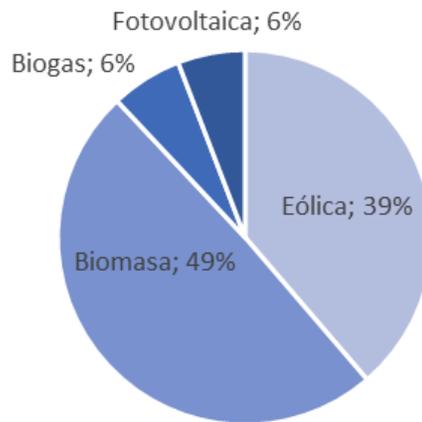
Como se puede apreciar en la **Figura 2. 1** el Ecuador aún depende en gran medida de las fuentes hidroeléctricas, lo que hace a la energía del país vulnerable a eventos climáticos adversos, en Informe Anual 2023 del Operador Nacional de Electricidad (CENACE), indica que la producción de energía bruta alcanzó los 32.117,89 GWh y el año 2024 llegó a 34.061,61GWh con

un incremento de apenas el 6,05%, considerando la situación de sequía que se vivió en el Ecuador el 2024, el parque de generación nacional en el 2024 estuvo dividido el 67,40% de generación hidroeléctrica, el 19,84% de generación termoeléctrica y el 9,03% de generación no convencional y el 3,73 % de importación de Colombia y Perú (CENACE, 2024).

En la **Figura 2. 2** se puede visualizar la generación no convencional, el mayor porcentaje es la generada por la Biomasa con un 49%, la eólica con 39%, biogás el 6% y la menor producción con un 6% es la fotovoltaica. (CENACE, 2024).

Figura 2. 2

Porcentaje de generación no convencional en 2024.



Fuente: (CENACE, 2024)

En Ecuador, Guayaquil es la segunda ciudad más grande, es suministrada por la Distribuidora de energía CNEL Unidad de Negocio de Guayaquil, la cual representa el 19,68% de consumo nacional, como se puede ver en el Informe del CENACE (CENACE, 2024), el 96% de la población de la ciudad es urbana y se ve en la necesidad de depender menos de energía proveniente de la red. La energía fotovoltaica es una de las más viables para implantar en áreas urbanas según se indica en el artículo de Barragán-Escandón (Barragán-Escandón., Zalamea-

León, Terrados-Cepeda, & Vanegas-Peralta, 2019), siendo la opción sostenible ambiental y social, Aunque el componente económico es el menos favorable debido a la fuerte de inversión inicial, Además, el estudio resalta la necesidad de una planificación energética urbana coherente con las condiciones locales, fomentando el desarrollo de ciudades generadoras de energía limpia, sostenibles y resilientes frente a la demanda futura.

La energía solar fotovoltaica ha emergido como una solución sostenible y viable para la generación distribuida, que permite a los consumidores producir su propia electricidad. La regulación de la Agencia Nacional de Regulación, Control y Electricidad (ARCONEL) sobre la generación distribuida (Regulación ARCONEL-005/24) establece un marco normativo que facilita la adopción de tecnologías solares por parte de los usuarios, permitiendo la interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica de manera segura y eficiente (ARCONEL, 2024).

2.2. Tipos de tecnologías fotovoltaicas

A continuación, se presentan los principales tipos de tecnologías fotovoltaicas, sus características, ventajas y limitaciones, basándose en información obtenida de diversas fuentes académicas y técnicas (Fraunhofer ISE, 2022; Green et al., 2023; Wang et al., 2023).

2.2.1. Tecnología de silicio cristalino

Esta tecnología es la más común en el mercado y se clasifica en dos tipos principales, los cuales se pueden visualizar en la **Figura 2. 3** y se describe a continuación:

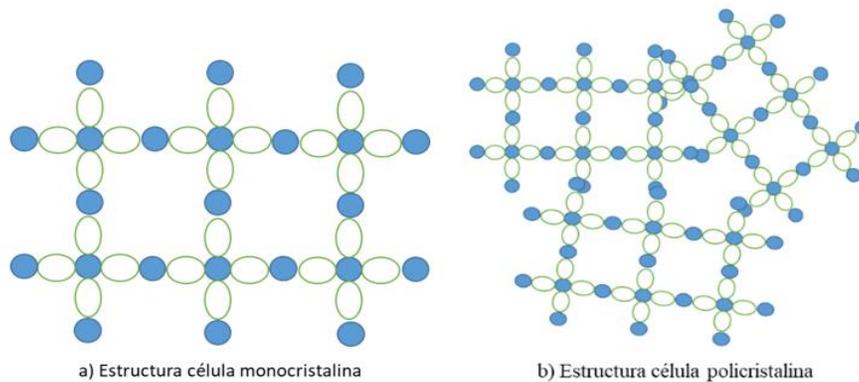
- **Monocristalino:** Los paneles monocristalinos se fabrican a partir de un solo cristal de silicio, el silicio se purifica, se funde y se cristaliza en lingotes, los cuales son cortados en finas obleas para hacer células individuales, lo que les permite tener una estructura más homogénea. Esto resulta en una mayor eficiencia de conversión de la luz solar en electricidad, con valores

típicos de eficiencia entre el 17% y el 22%. La alta pureza del silicio utilizado en su fabricación permite una mayor producción de energía por metro cuadrado, lo que los hace ideales para aplicaciones donde el espacio es limitado (Orbegozo & Arivilca, 2010).

- **Policristalino:** En los paneles policristalinos, el silicio se funde en múltiples cristales, lo que resulta en una menor eficiencia (13%-18%) en comparación con los monocristalinos. Sin embargo, el proceso de fabricación es más económico, lo que reduce el costo de producción. Aunque la eficiencia es más baja, estos paneles siguen siendo una opción viable para proyectos de gran escala donde el espacio no es tan crítico (Montaño, 2024).

Figura 2. 3

Estructura célula solar monocristalina y policristalina



Fuente: Autor (2025)

Nota 2: Se muestra en las figuras la estructuración de las células monocristalinas y policristalinas, publicada en el artículo Tipos de Células Fotovoltaicas y su estructura. (Alonso, 2024).

2.2.2. Tecnología de películas delgadas

Este tipo de tecnología utiliza capas delgadas de material semiconductor depositadas sobre sustratos como vidrio, plástico o metal. Existen varias subcategorías:

- CIGS (Cobre, Indio, Galio y Selenio): Presenta una eficiencia media-alta (10%-13%) y ofrece flexibilidad.
- CdTe (Telururo de Cadmio): Es más económica y tiene una eficiencia del 9%-11%. Sin embargo, existen preocupaciones ambientales relacionadas con su composición.
- Amorfo de silicio (a-Si): Aunque tiene una eficiencia baja (6%-8%), es ideal para aplicaciones pequeñas como calculadoras. (Green et al., 2023).

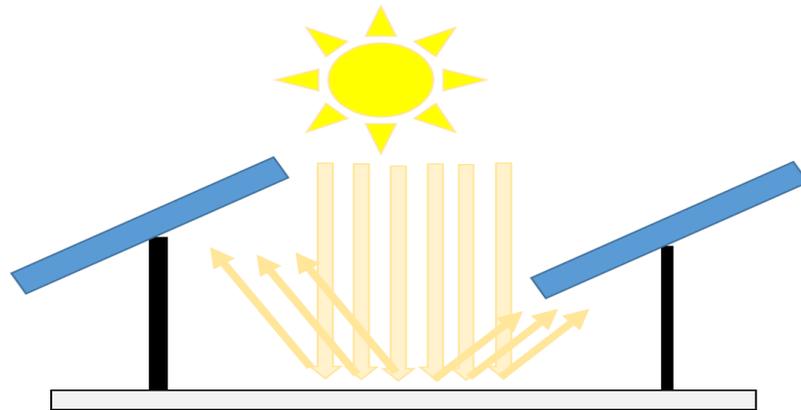
2.2.3. Tecnología de tercera generación

Estas tecnologías representan innovaciones recientes con el potencial de revolucionar la industria solar:

- Celdas bifaciales: Los paneles fotovoltaicos bifaciales destacan por su capacidad de capturar radiación solar por ambos lados como se ilustra en la **Figura 2. 4**, a diferencia de los paneles monofaciales que solo aprovechan la luz en su cara frontal debido a un revestimiento opaco en la parte posterior. La radiación directa y reflejada es aprovechada por el lado posterior del panel el cual cuenta con una lámina de vidrio templado, lo más común son las células monocristalinas en este tipo de paneles y su eficiencia depende de factores como albedo (que mide la radiación reflejada) y la distancia entre los paneles para aumentar la captación de la energía solar, siendo las superficies claras o brillantes las de alto albedo, lo que potencian significativamente su rendimiento.

Figura 2. 4

Diagrama ilustrativo de celdas bifaciales



Fuente: Autor (2025)

Nota 3: Nota 3: se muestra en la figura el esquema de funcionamiento rayos del sol y sus reflejos para ser utilizados por las celdas bifaciales.

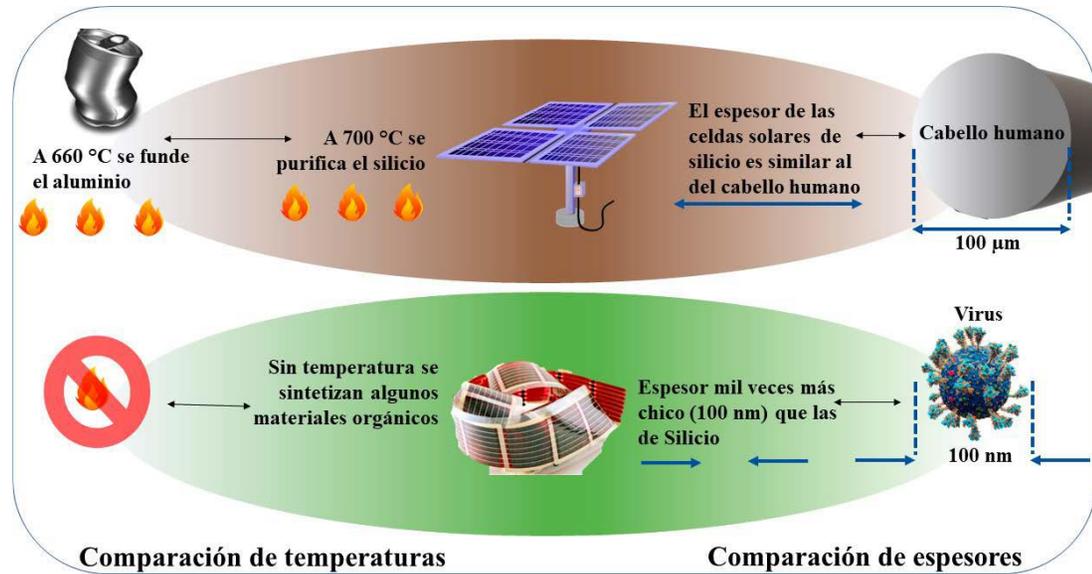
- Perovskita: descubrimiento en 2009, es una tecnología emergente que combina alta eficiencia y bajo costo, aunque aún está en desarrollo para mejorar su estabilidad, ya que tiene problemas en la degradación del perovskita y se desconoce las causas de su baja estabilidad, lo cual impide su aplicación al aire libre. (Pérez & Gómez, 2018).

- Celdas orgánicas: Utilizan materiales orgánicos, son ligeras y flexibles, pero presentan una eficiencia más baja en comparación con otras tecnologías. (Wang et al., 2023).

Las células fotovoltaicas más utilizadas están hechas de silicio, un material semiconductor. Por otro lado, como se puede ver en la **Figura 2. 5** las celdas solares orgánicas se fabrican a partir de polímeros y pequeñas moléculas depositadas mediante evaporación térmica.

Figura 2. 5

Características de celdas solares orgánicas y de silicio



Fuente: (Vázquez Guzmán & Nolasco Montaña , 2024).

Las celdas solares que a pesar de cumplir con una alta estabilidad, eficiencia y costos bajos, pero que son versátiles al poder adherirse a casi cualquier superficie, siendo ligeras y fácil de instalar son las celdas orgánicas las que aún se encuentra en desarrollo pero prometen ser un alternativa bastante competitiva ante el la celdas de silicio (Vázquez Guzmán & Nolasco Montaña , 2024).

2.3. Configuraciones de sistemas solares fotovoltaicos para uso doméstico.

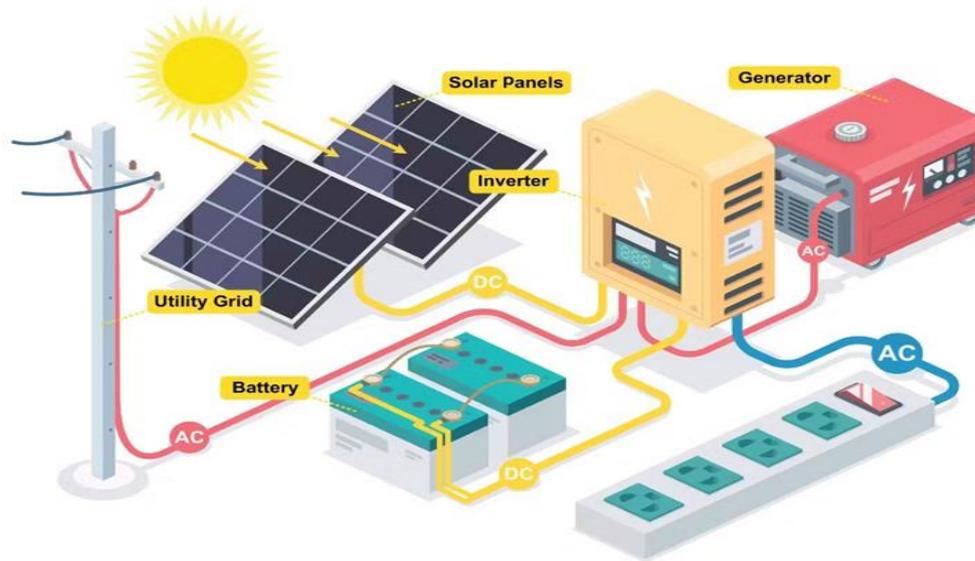
Los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) pueden adoptar distintas configuraciones según el tipo de cargas que se conecten. En los sistemas domésticos (SHS), donde únicamente se utilizan cargas en corriente continua, no es necesario incluir un inversor. Estos sistemas están compuestos por un generador, un acumulador electroquímico y un regulador de carga y descarga.

Se debe colocar un inversor cuando las cargas utilizan corriente alterna, en la actualidad estos equipos cuentan con mecanismos de regulación de descargas, los cuales están conectados a las baterías (Prosumidora, 2019).

Los sistemas solares fotovoltaicos se clasifican según su uso en: conectados a la red (on-grid), desconectados o aislados de la red (off-grid), también llamados modo isla o una combinación de los dos llamados modo híbrido sistemas híbridos. (Authority., 2023).

Figura 2. 6

Esquema de Sistema Fotovoltaico



Fuente: (Giermak, 2024)

Los sistemas conectados a la red, también conocidos como grid-tied u on-grid, están diseñados para funcionar en conjunto con la red eléctrica pública, como se visualiza en la **Figura 2. 6**. La energía generada por los paneles solares se consume prioritariamente en el hogar, y el excedente se puede inyectar a la red mediante mecanismos de medición neta (net metering), siendo adecuada en urbe pero que cuente con sistema de suministro de red confiables y estables, al cumplir

esos requisitos no se necesita la implementación de un sistema de almacenamiento (NYSERDA, 2023).

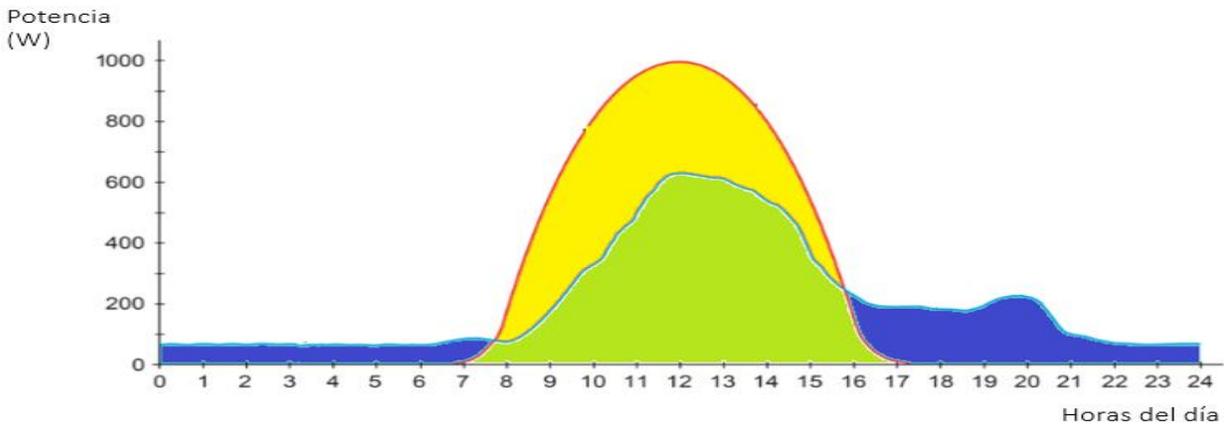
Por otro lado, los sistemas modo isla o aislados de red, generan de manera autónoma y para garantizar un suministro confiable, eficiente y continuo requieren de un sistema de almacenamiento en baterías. Esta configuración es especialmente útil en áreas rurales o remotas, donde el acceso a la red es limitado o inexistente, permitiendo una total independencia energética. (Oluwatoyin, 2024)

Por su parte, los sistemas híbridos combinan ambas soluciones. Estos permiten consumir directamente la energía solar, almacenar el excedente en baterías y, si es necesario, utilizar la red eléctrica como respaldo. Su flexibilidad los convierte en una opción robusta y eficiente, especialmente en contextos con disponibilidad variable de energía o donde se busca una alta autonomía energética. (Sunhub, 2023).

Se puede visualizar en la **Figura 2. 7** la curva de consumo de energía promedio en un día de un sistema híbrido, donde el área bajo la curva celeste representa el consumo de energía por hora, el área amarilla representa la energía producida por el sistema de generación fotovoltaica que excede el consumo y puede ser almacenada en las baterías y el área verde representa el ahorro de energía no consumida en la red, la cual se resta directamente de la generación fotovoltaica. Adicionalmente, el área azul representa el consumo de energía ya sea de la red o de un sistema de almacenamiento. (Serrano, 2022).

Figura 2. 7

Gráfica de consumo de energía de un sistema híbrido.



Fuente: Autor (2025)

Los sistemas on-grid, necesita una inversión inicial moderada en algunos casos y dependiendo de la legislación del país o estado se permite la venta de la energía a la red eléctrica, permitiendo reducir significativamente la factura de electricidad e, incluso, generar réditos por la misma venta, sin embargo, su confiabilidad depende mucho de la red a la que se encuentre conectada y no ofrece abastecimiento al usuario final en caso de corte de energía, socialmente es una alternativa fácil de implementar en áreas urbanas y ecológicamente, permite reducir la huella de carbono al reducir el uso de generación dependiente del petróleo, aunque existen las emisiones indirectas de la red. (ILVA, SILVA, RIBEIRO, & LOPES, 2022). Por otro lado los sistema off-grid, tiene una inversión inicial significativa ya que se debe instalar un sistema de almacenamiento que tienen un alto valor en el mercado, adicional este sistema tiene un mayor inversión en mantenimiento, pero se tiene independencia energética total, este tipo de sistema se suele usar en lugares alejados de la red como área rurales o de difícil acceso, proporcionando energía 100% renovable y con emisiones de gases de efecto invernadero muy bajas.

Al combinar los dos sistemas se obtiene el sistema híbrido, que se encuentra conectado a la red y dispone de un sistema de almacenamiento. Su inversión inicial es considerablemente alta pero tiene las ventajas de los dos sistemas, asegurando una generación eficiente y confiable, aunque su huella de carbón es mayor que el sistema aislado ya que combina las provocadas por la fabricación de los elementos fotovoltaicos, el sistema de almacenamiento y las indirectas por la red eléctrica pública.

Dadas las circunstancias de Ecuador y la crisis energética, es considerable la opción de un sistema híbrido, aunque dependen también los aspectos económicos.

2.4. Componentes básicos del sistema solar fotovoltaico híbrido.

Los sistemas solares fotovoltaicos híbridos integran características de los sistemas conectados a la red (grid-tied) y de los sistemas aislados (off-grid), permitiendo una operación más flexible y resilientes. Estos sistemas combinan la energía solar con otra fuente de energía (usualmente la red eléctrica o un generador diésel) y permiten tanto el autoconsumo como el almacenamiento de excedentes, optimizando la generación y el uso de la energía (Oluwatoyin, 2024).

2.4.1. Módulos fotovoltaicos.

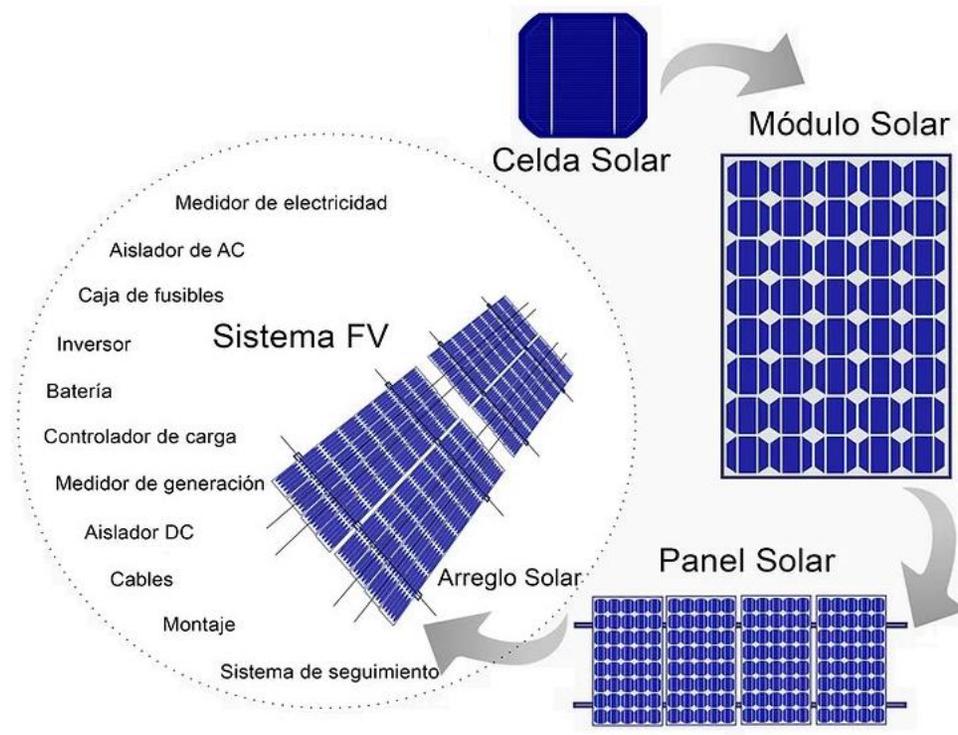
En la **Figura 2. 8** se puede visualizar el esquema gráfico de las diferencias constructivas entre celdas, paneles, módulos y sistemas fotovoltaicos, a continuación, se define cada uno.

Los paneles solares son el componente esencial que convierte la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua (DC). En un sistema híbrido, los paneles trabajan en conjunto con los otros elementos del sistema para cubrir la demanda energética durante el día y reducir la dependencia de fuentes externas. (Khan, 2021).

En un sistema fotovoltaico, la generación de energía eléctrica comienza a partir de unidades básicas que se integran entre sí a diferentes escalas: celda, módulo, panel y arreglo, en la figura siguiente podemos ver gráficamente como está estructurado.

Figura 2. 8

Esquema gráfico de la diferencia de celdas, módulos, paneles y sistemas fotovoltaicos.



Fuente: (ISA, 2025)

Las celdas son el elemento más pequeño y base del sistema y genera un voltaje fijo de acuerdo al material con el que están fabricadas, siendo de 0,58 V aproximadamente las celdas monocristalinas, dependiendo del área esta puede producir más o menos corriente, sin afectar el voltaje, por lo cual también depende su potencia.

Los módulos se construyen al unir varias celdas en serie para aumentar el voltaje, manteniendo así la corriente y aumentando la potencia de manera proporcional al número de

celdas, siendo la unidad básica de voltaje en un sistema solar. Los paneles fotovoltaicos están implementados por la unión de módulos en paralelo; esto permite sumar las corrientes cambiar el voltaje del sistema y así aumentar el potencial general del sistema.

En general, los paneles no superan los 10 A por razones de estabilidad, y su potencia varía desde pocos vatios hasta 300 W, dependiendo del diseño y voltaje.

Arreglo fotovoltaico: Es una configuración avanzada en la que se conectan múltiples paneles en serie y/o en paralelo. Permite alcanzar niveles elevados de corriente y voltaje, adecuados para abastecer demandas energéticas completas como las de hogares, edificios o instalaciones industriales. Su capacidad puede alcanzar escalas de megavatios, según el diseño y los equipos complementarios (Hernández, 2023).

2.4.2. Regulador de carga

Para proteger a un acumulador de sobrecargas, el regulador puede actuar de dos maneras: desconectar el generador de la batería (regulador en serie) o desviar la corriente hacia un disipador o cortocircuito (regulador shunt o paralelo). En este último caso, es necesario un diodo de bloqueo para evitar que la batería se descargue por el camino alternativo del regulador. En cuanto a la protección contra sobre descargas, ambos tipos de reguladores suelen desconectar los equipos de consumo cuando se alcanzan ciertos niveles de tensión en la batería. En ambos casos, la batería mantiene la tensión del sistema, asegurando que los módulos y los equipos de consumo no se conecten directamente sin su intervención. Esto es fundamental para estabilizar el sistema y prevenir fluctuaciones que podrían dañar los equipos. (Pernipiñan, 2023).

2.4.3. Baterías

Las baterías son el elemento de almacenamiento de la energía solar que no se consume de inmediato, lo que permite su uso durante la noche o en condiciones de baja radiación. Si el sistema se encuentra conectado a una red que no es confiable o poco eficiente, el almacenamiento es necesario, en un sistema híbrido, las baterías también sirven como respaldo en caso de fallos de red, mejorando la estabilidad energética. El tipo de batería y su capacidad deben dimensionarse según el consumo promedio diario y el nivel deseado de autonomía, en la **Figura 2. 9**, se visualizan algunos ejemplos de tipos de baterías. La capacidad de las baterías se mide en Wh (vatios hora) y Ah (amperios hora), que es la cantidad de carga eléctrica que puede almacenar, lo cual indica el número de horas en que podemos consumir cierta intensidad de corriente, con la carga completa de la batería.

Figura 2. 9

Modelos de baterías presentes en el mercado.



Fuente: (Solar F. E., 2025)

Las baterías de litio (Li-ion o LFP) son ideales para sistemas fotovoltaicos debido a su alta densidad energética, eficiencia, y durabilidad. Alternativas como las baterías de plomo-ácido AGM y GEL también son comunes, pero las de litio ofrecen mejores resultados a largo plazo. La eficiencia de un sistema de almacenamiento de energía solar, incluyendo la batería, suele estar en el rango del 75% al 80%. (Saha & Goebel, 2021).

2.4.4. Inversor híbrido

Este componente clave convierte la corriente continua (DC) almacenada en las baterías en corriente alterna (AC) utilizable por la mayoría de los electrodomésticos. Además, administra las fuentes de energía disponibles, priorizando el uso de la energía solar, luego la de las baterías y, finalmente, la red eléctrica o el generador. Los inversores híbridos modernos también permiten monitorear y optimizar el flujo de energía en tiempo real, en la **Figura 2. 10**, se visualiza un ejemplo. Para seleccionar el inversor híbrido adecuado, se deben considerar varios factores (Energético, 2025), eficiencia del inversor para transformar energía sin pérdidas, la potencia máxima que el inversor puede recibir desde los paneles.

El Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) es una tecnología que permite a un inversor solar maximizar la potencia generada por los paneles solares, lo cual mejora la obtención de energía dependiendo de la irradiación del sistema. Es importante que el inversor sea compatible con los diferentes tipos de baterías.

Figura 2. 10

Modelos de inversores en el mercado



Fuente: (AUTOSOLAR, 2025)

Nota 4: Imagen tomada de página web de AutoSolar.

2.4.5. Sistema de gestión energética

En sistemas híbridos avanzados, un sistema de gestión energética (EMS, por sus siglas en inglés) supervisa la interacción entre las distintas fuentes de energía, la carga, las baterías y el inversor, maximizando la eficiencia y reduciendo costos operativos. Los SGE integran diversos componentes, como controladores inteligentes, sensores y plataformas de monitoreo (Iqbal, 2022), que permiten:

- Supervisar en tiempo real la generación y el consumo de energía.
- Gestionar el almacenamiento en baterías, optimizando las cargas y descargas para maximizar el autoconsumo.

- Programar el funcionamiento de electrodomésticos y otros dispositivos según la disponibilidad de energía solar y las tarifas eléctricas.
- Reducir la dependencia de la red eléctrica y mejorar la resiliencia ante interrupciones del suministro.

2.4.6. Conexión a red y fuente auxiliar

A diferencia de los sistemas aislados, los híbridos pueden estar conectados a la red pública o a un generador auxiliar. Esto garantiza el suministro eléctrico continuo en caso de que la energía solar y las baterías no sean suficientes. Esta conexión también permite la inyección de excedentes a la red bajo esquemas de medición neta o tarifas feed-in.

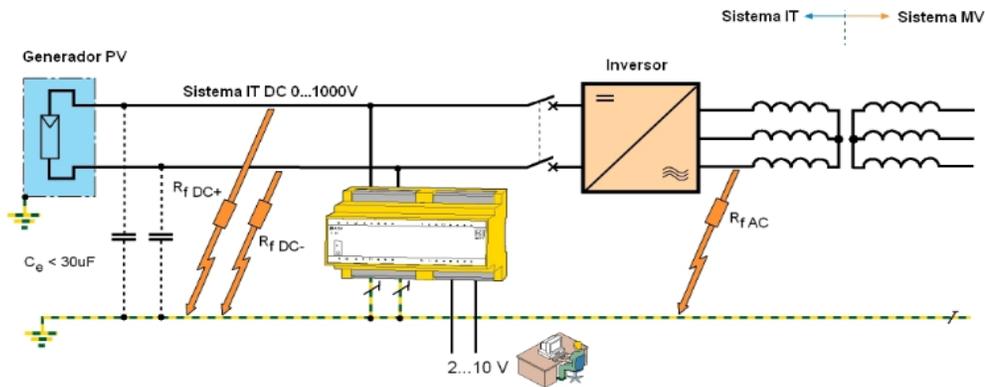
2.4.7. Protección y distribución

Dentro de los componentes del sistema fotovoltaico se deben incluir las protecciones tradicionales de un sistema eléctrico como lo son los fusibles, disyuntores, tierra y botón que permite aislar el sistema de una manera visible, los cuales permiten aislar y proteger el sistema y a los usuarios. El sistema debe operar en sincronía con la red de la distribuidora y deberá contar con protección anti isla, el sistema de puesta a tierra permite la descarga de corrientes parasitas o las generadas por descargas atmosférica o fallas (Dehn & Sohne, 2014)

Estos dispositivos funcionan conjuntamente bajo el principio de protección escalonada, asegurando una defensa efectiva en cada punto de la instalación. Para complementar esta protección, se recomienda la instalación de pararrayos con dispositivos de cebado y el uso de barras equipotenciales que conecten los componentes al sistema de puesta a tierra (Vera Mejía., 2025).

Figura 2. 11

Sistema de vigilancia de aislamiento de un proyecto de generación fotovoltaico



Fuente: (Galelectric, (2024))

Además, se debe considerar protección contra incendios, especialmente en instalaciones sobre techos, donde el envejecimiento del sistema, la humedad y las malas prácticas de instalación pueden provocar corrientes residuales peligrosas. Para prevenir esto, es fundamental emplear sistemas de monitoreo de corriente residual que permitan detectar a tiempo fallas de aislamiento y tomar medidas correctivas inmediatas (Galelectric, (2024)). En la **Figura 2. 11** se puede visualizar un esquema de instalación de las protecciones del sistema de generación fotovoltaica.

2.5. Conceptos básicos en sistemas fotovoltaicos.

Se detallan los conceptos básicos que serán importante para los cálculos del sistema solar fotovoltaicos.

2.5.1. Radiación

La energía que emite el sol desde su núcleo se denomina radiación solar, la misma que se propaga por medio de ondas electromagnéticas que llegan a la atmosfera terrestre. Una vez que

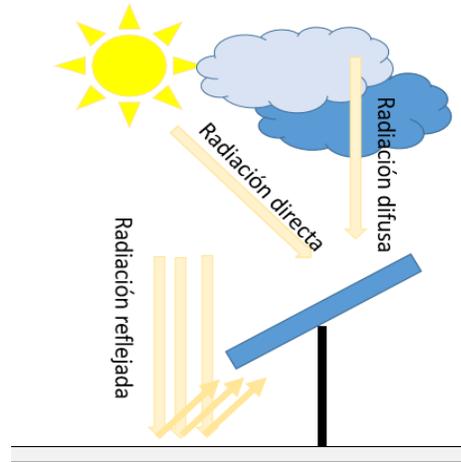
alcanza un punto determinado de la Tierra, se divide en tres tipos (Jarabo Friedrich & Elortegui Escartin, 2000):

- Radiación directa es la que proviene directamente del disco solar y llega al receptor sin desviaciones significativas, siguiendo una trayectoria recta.
- Radiación difusa corresponde a la energía solar que ha sido dispersada por las partículas de la atmósfera antes de alcanzar el receptor. Es predominante en días nublados, cuando el Sol no es visible de forma directa.
- Radiación reflejada o albedo: proviene de la reflexión de la radiación solar en superficies cercanas al receptor, como suelos, cuerpos de agua o edificaciones. Su intensidad varía según las características del entorno.

En la **Figura 2. 12** se muestra el esquema ilustrativo de la radiación global es la suma de estas tres componentes y representa la cantidad total de energía solar que incide sobre una superficie. Es un parámetro clave para dimensionar y evaluar sistemas fotovoltaicos.

Figura 2. 12

Tipos de radiación



Fuente: Autor (2025)

2.5.2. Radiación solar

Para cuantificar la radiación solar, se utilizan dos magnitudes fundamentales las cuales se pueden visualizar en la **Figura 2. 13** y se detallan a continuación:

Irradiancia: es la potencia solar que incide sobre una unidad de superficie en un instante determinado. Su unidad de medida es el vatio por metro cuadrado (W/m^2) y se calcula como la razón entre la potencia recibida y el área del receptor.

$$I' = P/S \quad (2.1)$$

Donde:

I: Irradiancia (W/m^2)

P: Potencia (W)

S: Área receptora (m^2)

Irradiación solar: representa la cantidad total de energía solar acumulada sobre una superficie durante un intervalo de tiempo específico. Se mide generalmente en Wh/m², aunque también puede expresarse en kWh/m² o MWh/m². Matemáticamente, se obtiene integrando la irradiancia a lo largo del tiempo.

$$I = E/S \tag{2.2}$$

Donde:

I: Irradiación (Wh/m²)

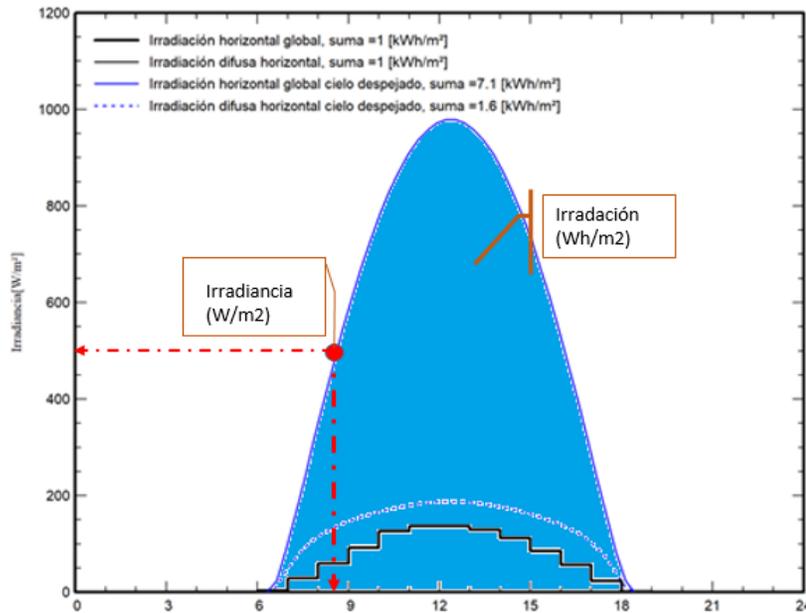
E: Energía solar total (Wh)

S: Área receptora (m²)

Estas variables son esenciales para evaluar el rendimiento energético de instalaciones solares, tanto en contextos residenciales como industriales. (Pareja Aparicio, 2010).

Figura 2. 13

Curva de irradiancia e irradiación



Fuente: Autor (2025)

2.6. Ubicación de las celdas fotovoltaicas.

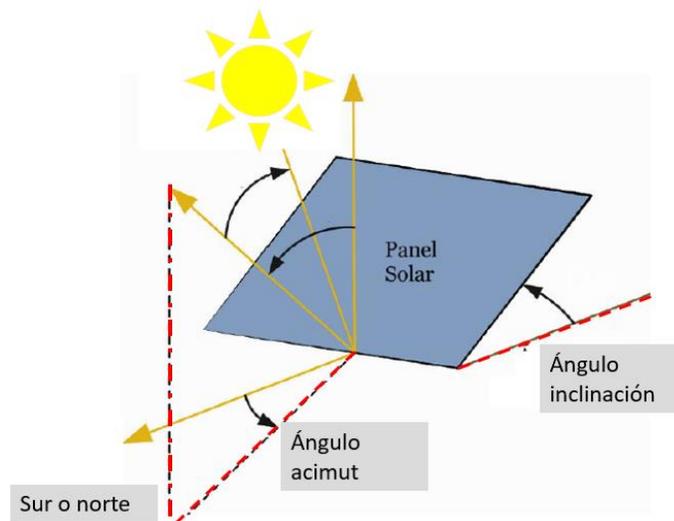
La ubicación y orientación de un panel fotovoltaico influyen directamente en su capacidad para captar energía solar. Esta orientación se describe mediante dos ángulos principales y se puede ver en la **Figura 2. 14**:

Ángulo de acimut (α): define la dirección horizontal del generador respecto al punto cardinal de referencia. En el hemisferio norte, el acimut se mide desde el sur hacia el oeste o este, mientras que, en el hemisferio sur, se toma como referencia el norte.

Ángulo de inclinación (β): indica el grado de inclinación del generador respecto a una superficie horizontal. Un ángulo de 0° representa una posición completamente horizontal, y 90° indica una posición completamente vertical.

Figura 2. 14

Esquema demostrativo de los Ángulo acimut e inclinación del panel solar.



Fuente: Autor (2025)

Si se desea capturar la mayor cantidad de energía del sol es importante que la los paneles receptores se encuentre a 90 grados del sol, lo cual varia conforme avanza las horas del día y los días del año, se debe colocar. Un sistema fijo con un ángulo que logre captar el mayor porcentaje del promedio de radiación en el año, para esto se debe colocar de un acimut óptimo de acuerdo a la latitud geográfica y la orientación de acuerdo la ubicación de la superficie donde se encuentre el sistemas fotovoltaico (Escobar Restrepo, 2020).

2.7. Pérdidas Del Sistema varias y factores de reserva

La ganancia del sistema es afectada por diversos tipos de factores que se transforma en pérdidas, a continuación, se define las principales:

2.7.1. Pérdidas por concepto de irradiación.

Cuando se habla de pérdidas por radiación son aquellas que se relacionan con calidad y cantidad de radiación solar que alcanzan a los paneles solares y las podemos sub clasificar como:

- Pérdidas de espectro, esta son variaciones en la estructura espectral de la luz solar que afectan la eficiencia de conversión.
- Pérdidas por reflexión son parte de la radiación solar se refleja en la superficie del módulo y no es absorbida.
- Sombreado del horizonte y entre filas de paneles: Obstáculos naturales o disposición de los paneles que generan sombras y reducen la captación solar.
- Pérdidas por polvo y nieve: La acumulación de suciedad o nieve en los paneles disminuye la cantidad de luz absorbida.

2.7.2. Pérdidas del sistema

Estas pérdidas se deben a factores internos del sistema fotovoltaico, como:

- Pérdidas por baja irradiancia: Reducción en la eficiencia cuando la radiación solar es baja.
- Pérdidas por temperatura: El aumento de la temperatura de los módulos puede disminuir su eficiencia.
- Pérdidas por incompatibilidad: Diferencias en las características de los módulos que afectan el rendimiento global.
- Pérdidas en cables: Pérdidas de energía debido a la resistencia eléctrica en los cables de conexión.

2.7.3. Pérdidas del inversor

Las pérdidas del inversor son las relacionadas con la transformación de corriente continua en alterna y depende de la eficiencia del equipo las cuales puede aumentar de acuerdo a la temperatura a las que esté sometido el equipo o bajo niveles de irradiancia, incluso existe pérdidas cuando el equipo no esté operando, aunque son mínimas para mejorar el rendimiento del sistema es necesario prevenir y evitar estas condiciones. Las estaciones meteorológicas proporcionan datos esenciales como irradiancia solar, temperatura, humedad y velocidad del viento, permitiendo una evaluación precisa del rendimiento del sistema y la implementación de estrategias correctivas (Ismail Kayri, 2024).

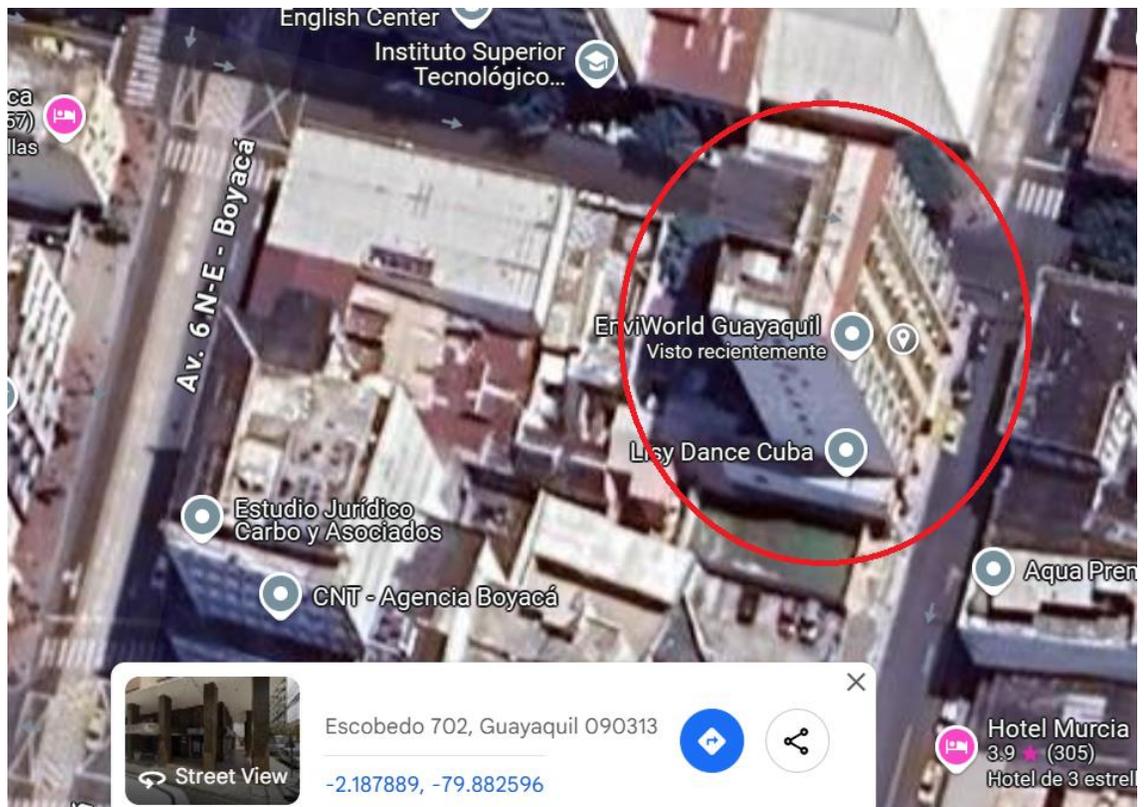
Capítulo 3: Análisis de variables

3.1. Ubicación Geográfica

El proyecto se encuentra ubicado en la provincia del Guayas, cantón Guayaquil, en las calles Escobedo 702 y Padre Solano, coordenadas X= 624255,32; Y= 9758122,85.; lleva el nombre Escobedo 80 y es un edificio de 10 pisos con 4 departamentos por piso de uso de suevo comercial y de vivienda, ver **Figura 3. 1** del edificio en la aplicación Google MAP.

Figura 3. 1

Ubicación geográfica del Edificio Escobedo



Fuente: Autor de Google MAP (2025)

3.2.Situación actual

Los departamentos se ubican en el tercer piso y forman parte de un conjunto residencial en el edificio “Escobedo 80”, el cual cuenta con 10 pisos, más la azotea que se encuentra dividida en bodegas pertenecientes a los diferentes residentes del edificio.

El predio se alimenta desde la red de la distribuidora eléctrica CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil, con cuentas contratos de tarifa residencial de baja tensión codificada por CNEL con BTCRSD01.

El consumo promedio facturado de acuerdo a las planillas emitidas por la empresa CNEL EP UN GYE del último año de los dos departamentos es de 865,17 kWh, teniendo mayor consumo el departamento 1, con un promedio 478,75 a diferencia del departamento 2 con un consumo de 386,42kWh, como se indica en la **Tabla 3. 1**.

Tabla 3. 1

Resumen de consumos de energía kWh

Fecha	Departamento 1 Consumos (kWh)	Departamento 2 Consumos (kWh)	Total general (kWh)
Promedio	491,60	328,73	820,33
Máximo	603	503	1102
Mínimo	397	181	607
Promedio año 2024	478,75	386,42	865,17

Fuente: Autor (2025)

A continuación, en la **Tabla 3. 2** se muestra los valores históricos detallados proporcionados por el dueño de los inmuebles de los consumos energéticos históricos desde mayo del 2022 hasta octubre del 2024:

Tabla 3. 2*Consumo histórico energético de los departamentos en estudio*

Fecha	Departamento 1 Consumos (kWh)	Departamento 2 Consumos (kWh)	Total general (kWh)
2022-05	497	260	757
2022-06	470	186	656
2022-07	438	185	623
2022-08	516	200	716
2022-09	526	216	742
2022-10	480	222	702
2022-11	431	181	612
2022-12	473	223	696
2023-01	490	324	814
2023-02	526	340	866
2023-03	496	336	832
2023-04	572	432	1004
2023-05	547	380	927
2023-06	509	365	874
2023-07	511	380	891
2023-08	500	359	859
2023-09	515	325	840
2023-10	506	311	817
2023-11	450	326	776
2023-12	421	338	759
2024-01	462	434	896
2024-02	491	462	953
2024-03	561	503	1064
2024-04	603	499	1102
2024-05	543	399	942
2024-06	463	399	862
2024-07	446	407	853
2024-08	429	352	781
2024-09	479	308	787
2024-10	397	210	607
Total general	14748	9862	24610

Fuente: Autor (2025)

En la siguiente **Tabla 3. 3** se puede ver la evolución histórica de los montos facturados correspondientes a solo el consumo energético de los dos departamentos.

Tabla 3. 3

Curva facturación de consumos de los departamentos.



Fuente: Autor (2025)

Nota 5: En la ilustración se puede ver el desarrollo mensual desde el año 2022 de los montos en dólares de los consumos de los departamentos.

3.3.Potencia Instalada

Se realizó un levantamiento de los equipos instalados de mayor uso en los dos domicilios con su respectiva potencia, factor de arranque y el factor de horas de uso diarios, teniendo como resultados la **Tabla 3. 4** que se muestra a continuación.

Tabla 3. 4*Equipos instalados en los dos departamentos.*

Matriz de recolección de datos de cargas del proyecto						
Equipo	Cantidad	Potencia nominal [W]	Factor de arranque	Potencia Total [W]	Horas de uso diario	Consumo fv [Wh/día]
Aire acondicionado 12000BTU	3	1090	2,5	8175	2	6540
Refrigeradora	2	108	2	432	12	2592
Ventilador	2	100	2,5	500	2	400
Router de Internet	2	15	1	30	24	720
Focos led	20	10	1	200	4	800
TV 50"	2	100	1	200	2	400
Decodificador de tv	2	30	1	60	8	480
Celulares	6	3	1	18	4	72
Laptop	4	65	1	260	4	1040
Computadora PC	2	250	1	500	4	2000
Cámara de seguridad	1	2	1	2	24	48
Ducha Eléctrica	2	3500	2	1400	1,2	8400
Lavadora	1	760	5	3800	0,5	380
Secadora de ropa	1	660	5	3300	0,5	330
Computadora PC	2	250	1	500	2	1000
Cocina de inducción de 4 focos	1	2000	1,5	3000	0,5	1000
Cocina eléctrica de 2 focos	1	1700	1,5	2550	0,8	1360
Sandwichera	2	200	1,2	480	0,1	40
Impresora	1	150	1	150	0,1	15
Total				38.157		27.617
Valores en kW				38,157		27,617
Valor al mes (30 días) [kWh/mes]						828,50

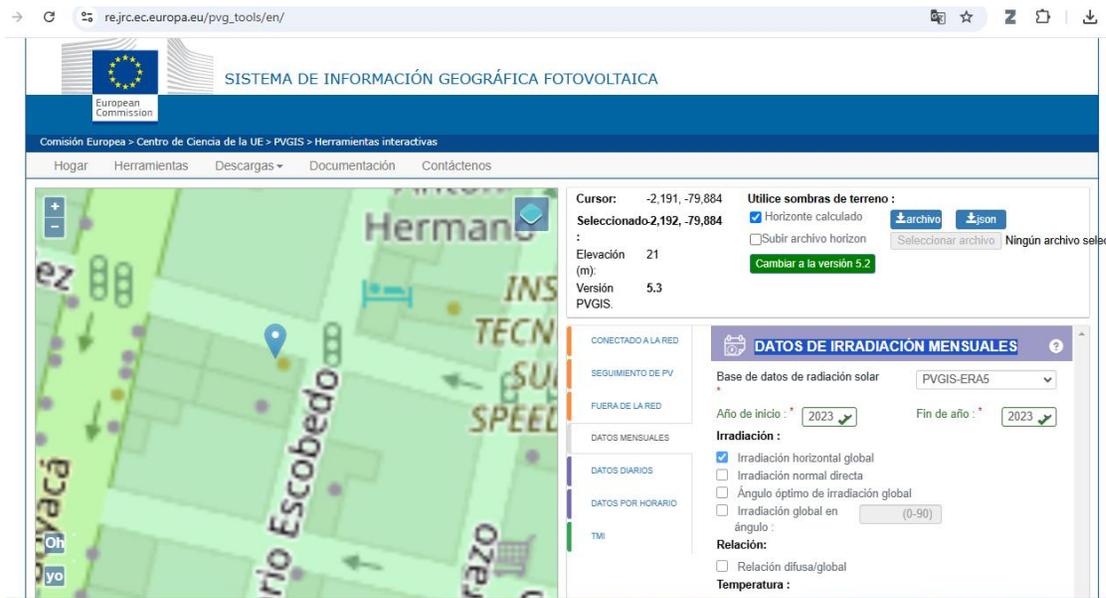
Fuente: Autor (2025)

Del levantamiento de los equipos instalados en los domicilios, los datos de potencia instalada ascienden a 27.617 kW y la misma al mes es de 828.50kWh. Esto guarda similitud con al calculo que se realizó de con los valores de planillas de los clientes, el cual dio como resultado de 865.17kWh el promedio del último año.

3.4.Irradiación global

Figura 3. 2

Captura de pantalla de la página web Sistema De Información Geográfica Fotovoltaica.



Fuente: Autor usando la herramienta de (Comisión Europea , 2025)

Para realizar el cálculo de los valores de irradiación solar que se recibe en las coordenadas donde se ubica el edificio, se recurre a ver los datos históricos del último año en la página de acceso gratuito cuya dirección es Sistema De Información Geográfica Fotovoltaica, Comisión Europea > Centro Científico de la UE > PVGIS > Herramientas interactivas, se puede visualizar en **Figura 3. 2** la captura de pantalla de la mencionada página, donde se procede a buscar la ubicación

geográfica del inmueble y seleccionar la opción de tipo de cálculo que se desea, que en este caso son los “Datos De Irradiación Mensuales” y se escoge el último año que se tiene registro que es el 2023.

Como resultado de las coordenadas ingresadas donde se encuentra el inmueble la herramienta informática nos muestra la **Figura 3. 3**, siendo el menor valor de irradiación en el mes de febrero con 90,92kWh/m², el cual dividimos para los 28 días que tuvo el mes, teniendo como resultado el valor mínimo al año de 3,25 de irradiación kWh/m². El número de horas sol pico se obtiene de la irradiación global para la unidad 1kW/m², resultado el número de hora con menor radiación solar, el cual es 3,25 horas.

Figura 3. 3

Resultados de datos históricos de irradiación del año 2023 en el inmueble.



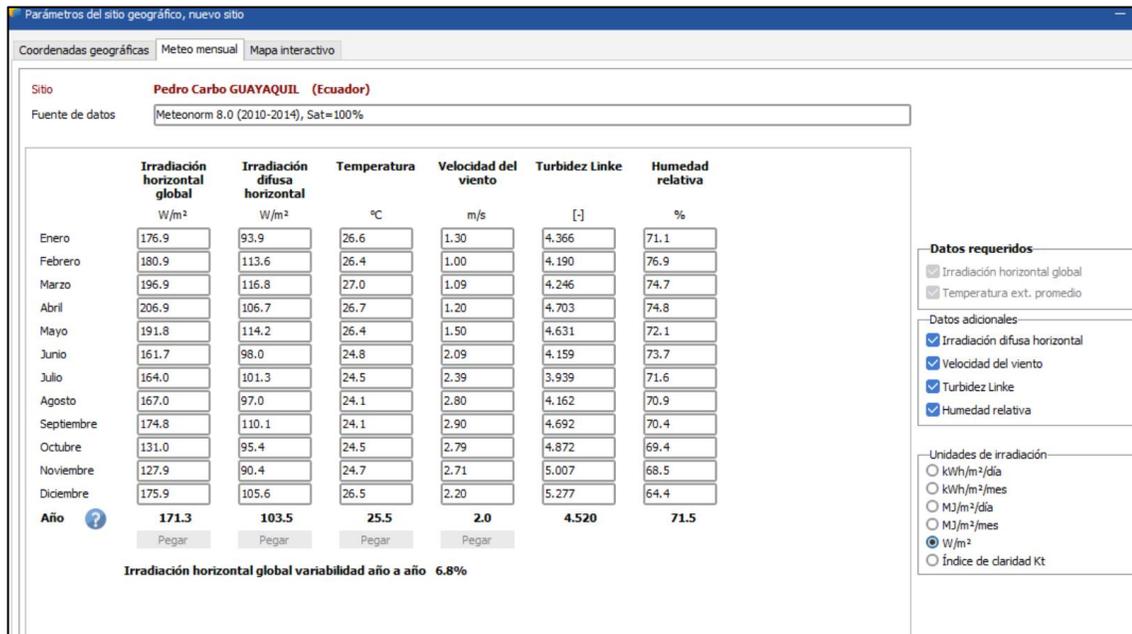
Fuente: Autor de la página https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (2025)

Mediante la herramienta PVsyst V7 se procedió a realizar la simulación de los datos meteorológicos por mes en promedio de los últimos años del punto geográfico donde se encuentra ubicados los departamentos que son parte del presente estudio, dando como resultados de

Irradiación Global horizontal máxima se da en el mes abril con el valor de 206,9 W/m² , el valor mínimo en el mes de noviembre de 127,9 W/m² y un valor promedio anual de 171,3 W/m²; adicional se muestra la temperatura siendo la máxima en el mes de marzo con 27°C , la mínima 24,1°C y siendo el promedio anual de 25,5°C, como se puede verificar en la **Figura 3. 4** a continuación:

Figura 3. 4

Parámetros meteorológico del sitio geográfico en PVSyst



Fuente: Autor desde software PVSyst (2025)

Los valores mensuales promedio de irradiación solar y variables meteorológicas correspondientes a la localidad del proyecto el cual se identifica como Pedro Carbo, provincia del Guayas, Ecuador, con datos obtenidos de la base Meteonorm 8.0 (2010–2014), de los cuales se extrae la siguiente información relevante, la cual se puede ver en la siguiente **Tabla 3. 5**:

Tabla 3. 5

Resumen de resultados meteorológicos

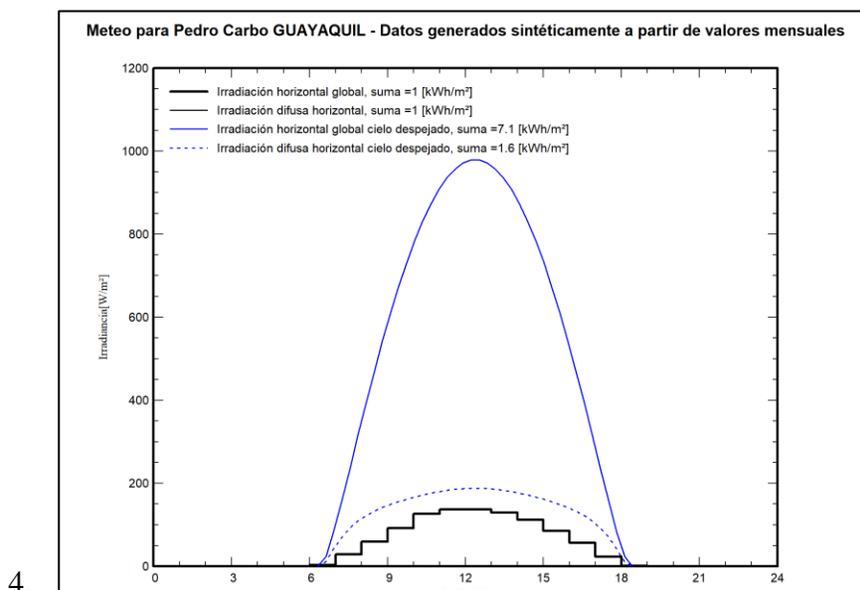
Variable	Promedio anual	Observación
Irradiación horizontal global	171.3 W/m ²	Potencial solar alto
Irradiación difusa horizontal	103.5 W/m ²	
Velocidad del viento	2 m/s	Favorece la ventilación natural y reducción de temperaturas
Temperatura media	25,5 °C	Las temperaturas alta afectan en la eficiencia
Turbidez	4.52	Presencia moderada de partículas en la atmosfera que puede afectar la radiación directa.
Humedad relativa	71,50%	

Fuente: Autor (2025)

3.5. Distribución Horaria de la Irradiación Solar

Figura 3. 5

Curva diaria promedio de la irradiación versus horas



5. Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

Mediante el mismo programa PVsyst se puede visualizar gráficamente la curva diaria promedio del horario de irradiación solar en la **Figura 3. 5** para el sector donde se encuentra ubicado el proyecto y se muestra en la figura siguiente:

Los principales datos que podemos obtener del figura son:

La irradiación global horizontal simula las condiciones ideales bajo cielo despejado, alcanzando valores de hasta 1000 W/m^2 hacia las 12:00.

La irradiación difusa en condiciones despejadas es significativamente menor debido a la escasa dispersión atmosférica.

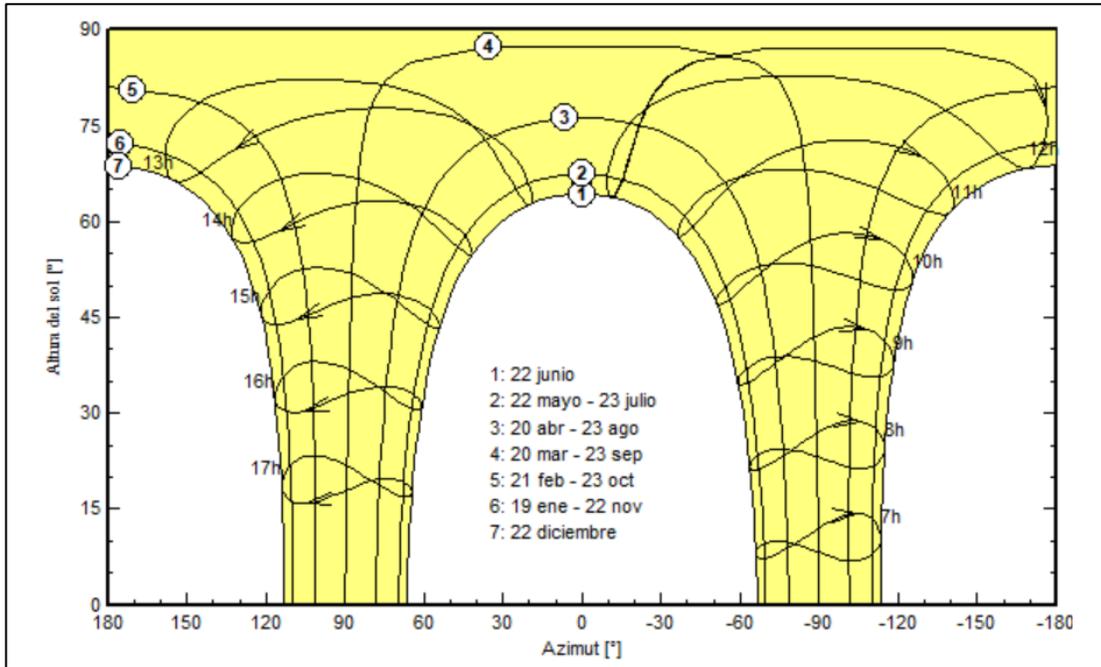
La irradiación global horizontal y la irradiación difusa horizontal suman cada una 1 kWh/m^2 , con un máximo al mediodía

5.1. Diagrama de Trayectorias Solares

El diagrama de trayectoria solar el cual se muestra en la **Figura 3. 6** representa el recorrido del Sol a lo largo del año para el lugar donde se tiene proyectado implementar el sistema, este instrumento permite hacer el seguimiento de la posición del Sol siendo el eje vertical es la altura del sol en grados con respecto al eje horizontal o sea la superficie, el eje horizontal representa el azimut o sea la dirección del sol considerando los puntos cardinales donde el cero es el norte y el 180 el sur.

Figura 3. 6

Diagrama de recorrido Solar de la ubicación del proyecto.



Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

Las curvas amarillas representan las trayectorias solares para fechas específicas como solsticios y equinoccios. Las líneas horarias cruzan estas curvas, marcando la posición solar a cada hora del día. Durante el solsticio de junio, el Sol alcanza alturas cercanas a 90°, mientras que en diciembre, las trayectorias son más bajas. Esto indica que el sector del proyecto, por su ubicación cercana al ecuador, goza de un patrón solar estable durante todo el año, con trayectorias altas y días largos. Este tipo de análisis permite determinar la orientación e inclinación óptima de los módulos, prever sombras y definir la ubicación adecuada de los paneles para maximizar la captación solar.

Tabla 3. 6*Resumen de potencia y consumo total con pérdidas y reserva*

Resumen de potencia y consumo total con pérdidas y reserva					
Magnitud	Valor	Pérdidas Del Sistema Varias	Factor De Reserva	Pérdidas Del Inversor	Total Con Pérdidas Y Reserva
Potencia FV [W]	38.157,00	1,15	1,20	1,05	55.289,49
Consumo FV [Wh]	27.617,00	1,15	1,00	1,00	31.759,55

Fuente: Autor (2025)

Con los datos bases que se obtuvieron de los equipos instalados en los departamentos, se tiene una potencia total del sistema de 38,157 kW. Sin embargo, se deben tomar en consideración los factores de uso diario de cada uno de los elementos, un dimensionamiento más adecuado del sistema fotovoltaico como se puede ver en la **Tabla 3. 4**, lo que arroja un resultado de 27,617 kWh/día, con este valor se procede a realizar cálculo de los elementos necesarios para implementa el sistema de generación fotovoltaica, teniendo en consideración las diversas pérdidas que se producen en el sistema, las del inversor y el factor de reserva, dando como resultado un consumo de FV de 31,759 kWh, como se puede visualizar en la **Tabla 3. 6**.

Con este cálculo de consumo diario basado en la **Tabla 3. 7**, se puede escoger el nivel de voltaje de las baterías que se encuentran disponibles en el mercado, considerando el nivel de voltaje del sistema por consumo Wh/día, se escoge un arreglo de baterías de 48V para un valor de consumo diario es de 31.759,55 Wh.

Tabla 3. 7

Criterio de elección de baterías

Consumo (Wh/día)		Sistema (V)
Desde	Hasta	
1	2000	12V
2001	4000	24V
4001	En adelante	48V

Fuente: Autor (2025)

Para determinar la potencia requerida del inversor, con el consumo diario de 27,617 kWh/día y asumiendo que las horas de uso por día es de 8 horas, la potencia promedio requerida es el producto de la división de ambos valores dando como resultado 3.4 kW, a este valor se le agrega un margen de seguridad del 25% para manejar picos de carga, obteniendo como potencia del inversor un valor de 4,315kW. El inversor debe ser de al menos 5kW que es lo que se encuentra en el mercado. El inversor debe manejar picos de potencia (cargas instantáneas), especialmente para cargas inductivas como motores o bombas. Se considera que el inversor debe soportar hasta el doble de la potencia promedio requerida, siendo este valor de 9kW, para manejar los picos. Adicionalmente es recomendable que el inversor sea de tipo híbrido, ya que permite la conexión con la red eléctrica y los paneles solares.

El cálculo de la potencia de los paneles fotovoltaicos se realiza al dividir el consumo total 31,759 kWh/día, para el número de horas sol pico 3,25 horas, dando como resultado 9,780 kWp de potencia pico. En el mercado uno de los paneles más asequible es monocristalinos de 560W, para calcular el número de paneles, dividimos la potencia total para el valor de potencia por panel

obteniendo como resultado 17,47, redondeado se necesitan 18 paneles con una potencia total de 10,08 kW.

El amperaje para escoger el tipo de controlador del sistema se obtiene al dividir la potencia total de los paneles 10,08 kWdc por el voltaje de las baterías que es 48V, dando como resultado 210 amperios DC.

El cálculo del arreglo de baterías está dado por el consumo total del sistema fotovoltaico por la autonomía en días que para este caso utilizaremos 6 horas, dividido para el voltaje del sistema de 48 V y los factores de eficiencia de los controladores, inversor y factor de descarga, como se muestra en la siguiente ecuación.

$$Capacidad [Ah] = \frac{Consumo \times Autonomía}{Voltaje \times \eta_c \times \eta_i \times D} \quad (2.3)$$

Donde:

Capacidad de batería (Ah)

Autonomía: días de respaldo

Voltaje: Voltaje del sistema (V)

Consumo: Energía diaria [Wh]

Autonomía: Días de respaldo

Voltaje: Voltaje del sistema

η_c : Eficiencia del controlador

η_i : Eficiencia del inversor

D: Profundidad de descarga

Al aplicarse la ecuación (2.4) con los datos de sistema se obtiene, los siguientes resultados:

Tabla 3. 8

Resultados de capacidad de baterías

Consumo total [Wh]	31759,55
Autonomía (días de autonomía %)	0,25
Voltaje DC del sistema [Vdc]	48V
Eficiencia del controlador	0,90
Eficiencia del inversor	0,95
Factor de descarga	0,50
Capacidad [Ah]	386,93

Fuente: Autor (2025)

La capacidad de las baterías en amperios horas total del sistema quedaría en 386,93 Ah, en el mercado existen diferentes tipos de baterías de litio que se encuentran en un solo paquete o arreglo de baterías se tomará para ejemplo práctico una de 100 Ah con un voltaje 48V, para saber la cantidad de batería se divide los amperios horas del sistema para los amperios horas de la batería, teniendo como resultado un arreglo de cuatro baterías en serie.

Capítulo 4: Diseño técnico del sistema fotovoltaico en software.

4.1. Software de simulación de la red

El software que se utilizará para la simulación es el PVsyst para realizar, el diseño, simulación del sistema fotovoltaico, el cual permite la configuración de las características del lugar geográfico del proyecto, ingresar datos de los paneles, inversor, sistema de baterías con sus características del mercado, además de los datos de consumo reales de las cargas simular. PVsyst cuenta con una amplia base de datos meteorológica.

4.2. Programación del proyecto

4.2.1. Tipo de conexión.

En la **Figura 4. 1** se muestra la pantalla inicial del software PVsyst se encuentra las opciones de diseño y simulación del proyecto, dando opción a escoger el tipo de sistema fotovoltaico que se desea simular, para este proyecto se escoge el sistema de conectado a la red.

Figura 4. 1

Pantalla inicial de software PVSyst



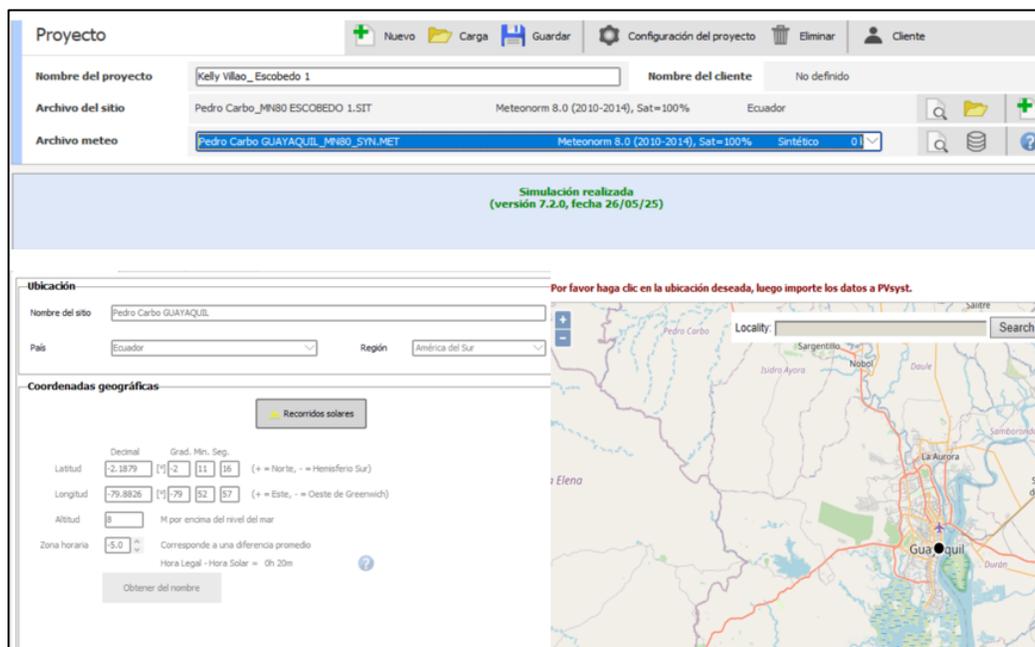
Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

4.2.2. Datos meteorológicos y ubicación del proyecto

Una vez escogido el tipo de sistema, se define la localidad geográfica donde se ubica el proyecto, para adquirir los datos meteorológicos de la localidad, el software cuenta con diferentes bases de datos de estaciones meteorológicas y proyecciones de las misma.

Figura 4. 2

Herramienta para seleccionar la localidad del proyecto.



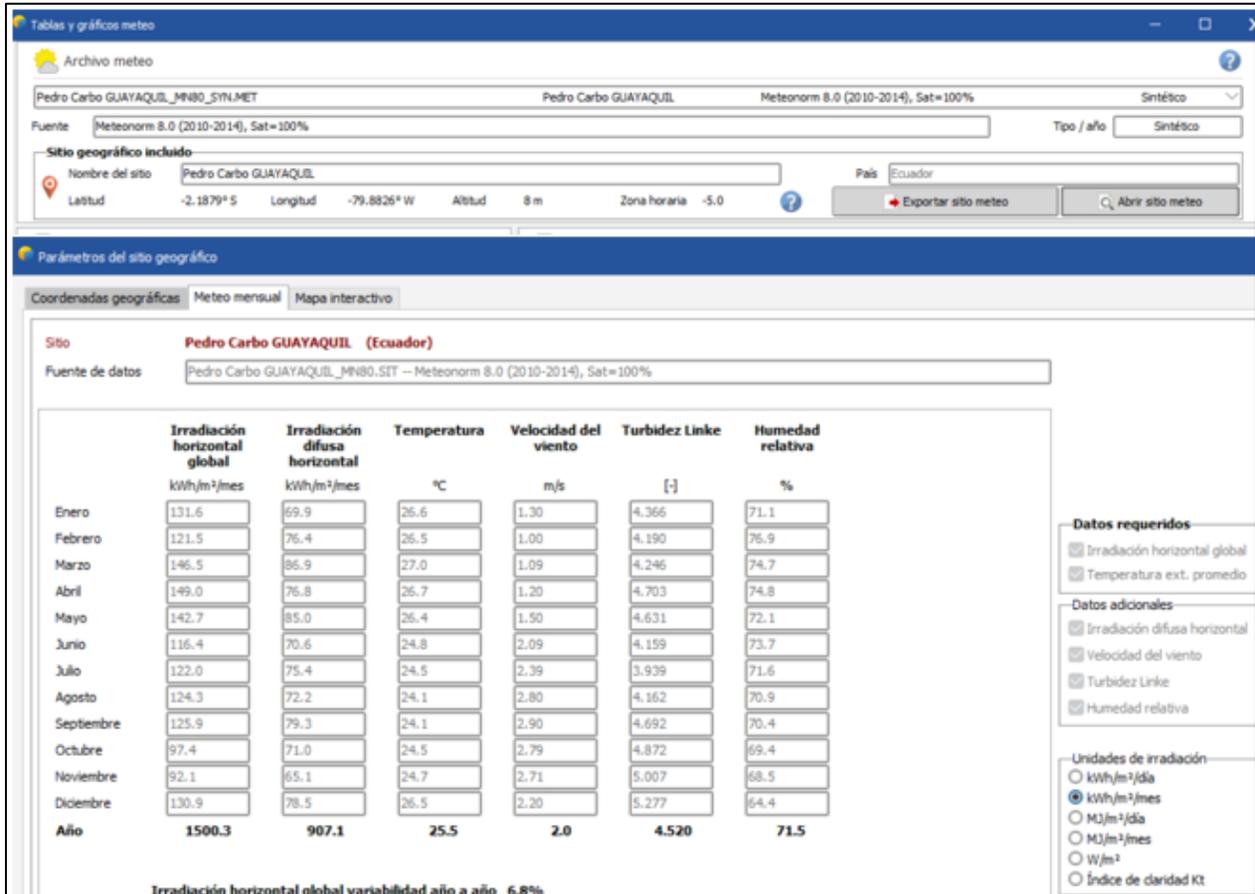
Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

Como se puede ver en la **Figura 4. 2**, se puede elegir un sitio de la base de datos integrada con las principales ciudades del mundo, que contiene alrededor de 2550 sitios de Meteonorm, o definir un nuevo lugar solo seleccionando un punto dentro del mapa, si existe un archivo meteorológico cercano en las inmediaciones (a menos de 20 km), se propondrá, de lo contrario, PVsyst creará un conjunto sintético de datos horarios basado en los valores meteorológicos mensuales de su sitio.

En la **Figura 4.3** se puede ver los resultados de los datos proyectados para la ubicación del proyecto por el software.

Figura 4.3

Resultados del Software PVsyst de datos metrológico sintético de la localidad del proyecto.



Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

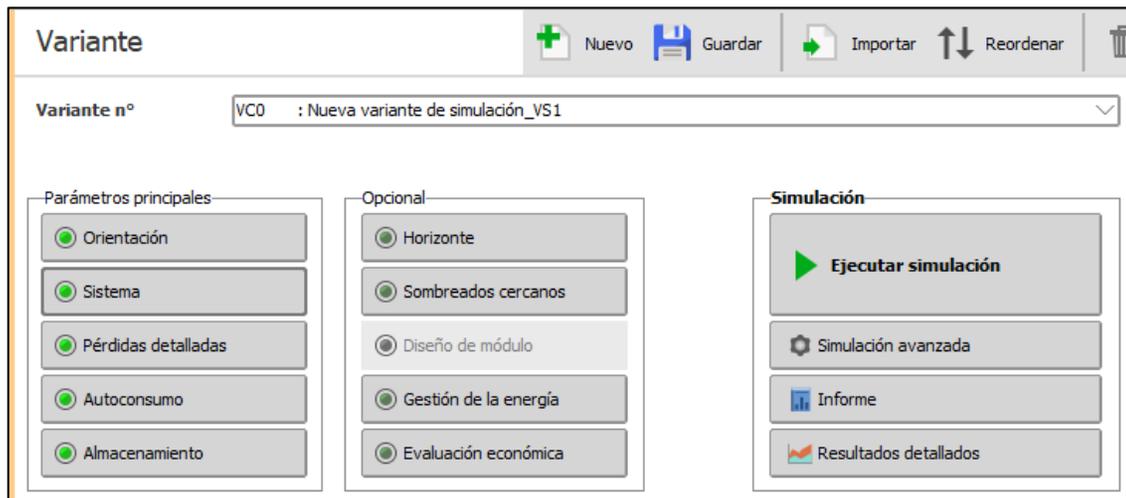
4.3. Definición de Variantes

En **Figura 4.4** se puede ver la pantalla del software donde se define las variables del sistema. Cada configuración del sistema fotovoltaico incorpora una definición integral de todos los parámetros técnicos relevantes, los cuales permiten la ejecución precisa del cálculo de simulación. Estas definiciones abarcan, entre otros aspectos, la selección de los módulos

fotovoltaicos e inversores, la cantidad de unidades de cada uno, la disposición geométrica del campo solar, la consideración de posibles sombreados, el esquema de interconexión eléctrica y la evaluación de distintos escenarios económicos.

Figura 4. 4

Bloque de definición de Variantes en PVSyst



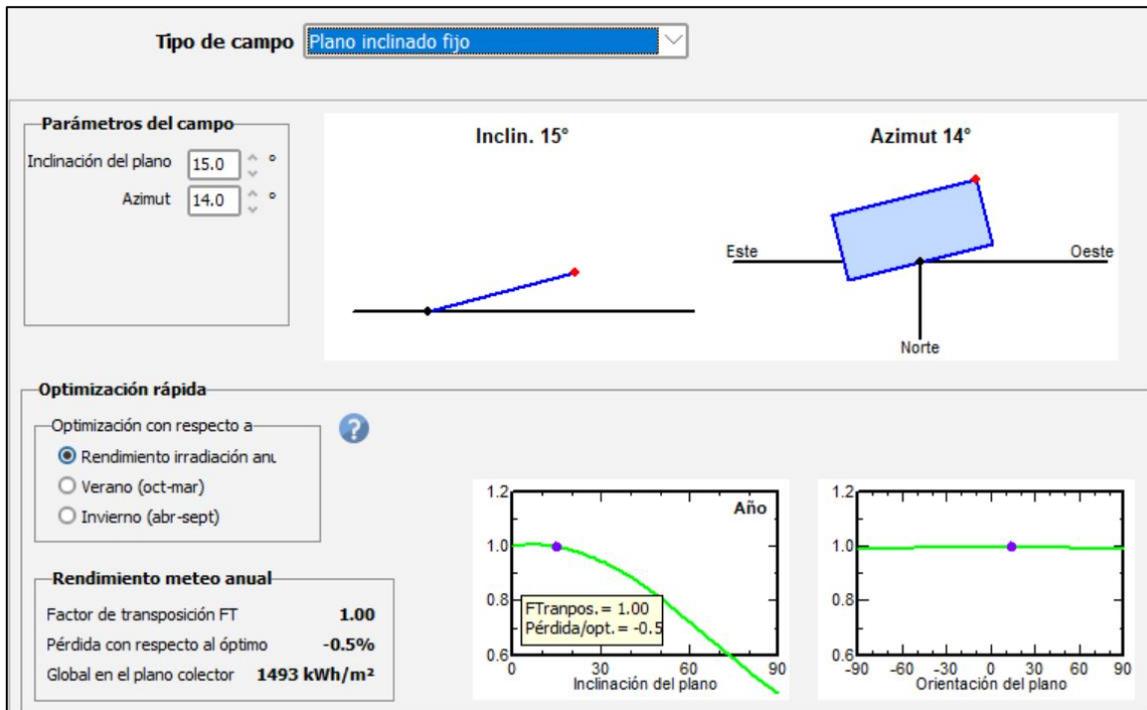
Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

4.3.1. Orientación

A continuación, se define los parámetros principales, primero la orientación de proyecto donde deberá introducir los valores del tipo de campo o plano de la instalación solar que no es más que el tipo de lugar donde estará ubicado pudiendo ser fijo, variable, con rastreo, etc., también se debe definir los ángulos de inclinación y acimut. Ver **Figura 4. 5**.

Figura 4. 5

Pantalla para definir la orientación del proyecto.

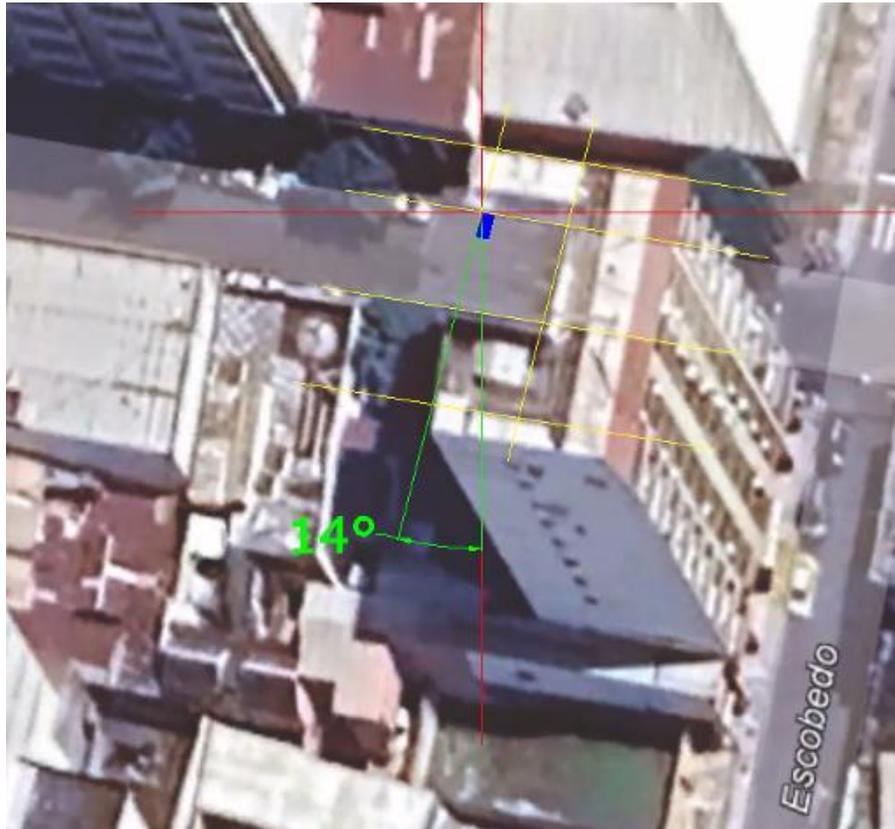


Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

El ángulo de inclinación se colocó el valor de 15 grados para una mayor eficiencia del sistema. Con respecto al cálculo del ángulo del azimut, este se calcula definiendo el punto donde encontrarán el arreglo fotovoltaico en relación a los puntos cardinales norte y sur, para este paso se procedió medir en ángulo con la herramienta AutoCAD, dibujando sobre la localidad del proyecto, con líneas roja el eje norte –sur y este-oeste; y con las líneas amarillas sobre la estructura que se colocará el proyecto, para proceder a medir el ángulo de diferencia con un valor 14 grados ya que los ángulos hacia el oeste se consideran positivos, como se podrá visualizar en la **Figura 4. 6** mostrada a continuación.

Figura 4. 6

Cálculo del Azimut



Fuente: Autor desde software AutoCAD (2025)

4.3.2. Sistema

El siguiente parámetro a definir es lo que el programa define como el “Sistema” dentro del cual se encuentran las siguientes secciones:

- **Ayuda de pre dimensionamiento**

En la **Figura 4. 7**, se puede ver el bloque donde se programa un pre dimensionamiento del proyecto colocando la potencia planeada o el área disponible que se tiene para colocar los

módulos, en este caso se ingresa el valor de 9,7 kWp que es la potencia y se obtiene de dividir el consumo de vatios-hora al día del 31,7kWh/día sobre la hora solar pico del lugar del proyecto, que es 3,25 hp.

Figura 4. 7

Subconjunto "Ayuda de pre dimensionamiento"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto

Nombre Inclinación **15°**

Oriente **Plano inclinado fijo** Azimut **14°**

Ayuda de pre-dimensionamiento

Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada kWp

Redimens. ... o área disponible(módulos) m²

Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

- **Sección de módulo FV**

Se define el tipo de módulos fotovoltaicos de acuerdo a la lista de que cuenta el programa por tipo de fabricante, modelos, frecuencia, potencia, tipo de materia, etc., en este se elige un panel de 580 WP monocristalino, en la figura siguiente se puede ver las características del equipo y el resultado del número de módulos requeridos según la potencia planeada previamente. Ver **Figura 4. 8**

Figura 4. 8

Bloque de selección de módulos FV

Seleccione el módulo FV

Disponible ahora Filtro Módulos necesarios aprox. **17**

Todos los fabricantes 580 Wp 37V Si-mono JKM580M-7RL4-V Jinkosolar Datasheets 2021

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **38.5 V**

Voc (-10°C) **58.6 V**

Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

- **Sección de inversor**

En esta sección se encuentran los inversores que se encuentran en el mercado para el caso de análisis se escoge un inversor de 12 kW marca Huawei, como se puede ver en la siguiente **Figura 4.9** mostrada a continuación.

Figura 4.9

Bloque de selección de inversor.



Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

- **Sección de Diseño de conjunto**

Figura 4.10

Sección de diseño del conjunto de módulos fotovoltaicos



Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

En esta sección se define el número de módulos y cadenas, en este caso se escoge 12 módulos en serie y 2 números de cadenas, dándonos un resultado de área de 66 metros cuadrados y 24 módulos. Ver **Figura 4. 10**

Al definir los equipos del sistema el programa valida y te da un resultado preliminar ver **Figura 4. 11**, además del resumen de los equipos seleccionados verificando que no existan errores, que de darse el caso los muestra con letras roja en la sección de observaciones.

Figura 4. 11

Resumen de los equipos seleccionados para el sistema.

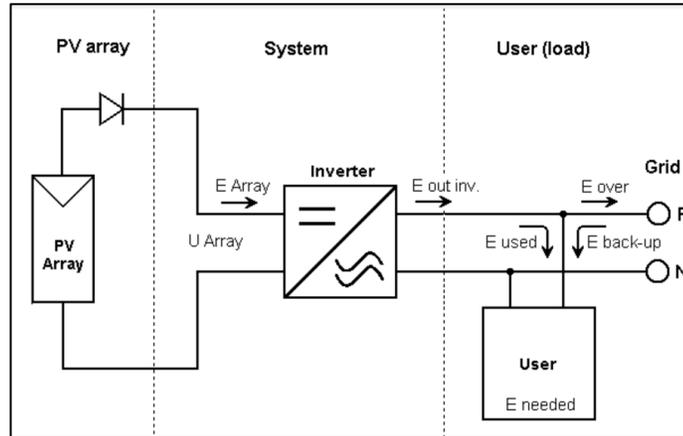


Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

En la **Figura 4. 12** se muestra un esquema simplificado del sistema, de acuerdo a lo programado en el software.

Figura 4. 12

Esquema simplificado del sistema

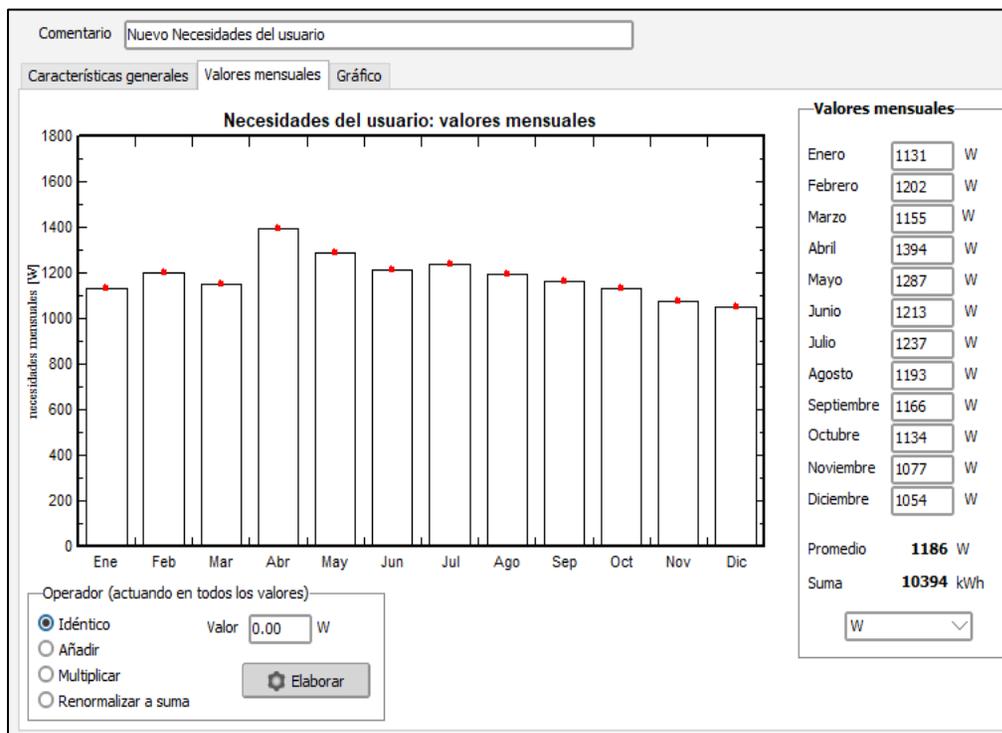


Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

4.3.3. Autoconsumo

Figura 4. 13

Valores de autoconsumo del proyecto



Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

En esta sección se puede definir los valores de autoconsumo histórico ver **Figura 4. 13** , por cada mes del año, en este caso utilizamos los valores del año 2024 levantados en el capítulo 3 del presente documento:

4.3.4. Almacenamiento

En esta sección se define el tipo de baterías del listado de baterías disponible es el programa ver **Figura 4. 14**, en este caso se ha elegido baterías de litio de 48V con 51 Ah requiriendo un arreglo de 2 equipos en paralelo y una capacidad global de 202 Ah, como se muestra a continuación:

Figura 4. 14

Sección de definición de tipo de almacenamiento.

Tipo de sistema - Estrategia de almacenamiento

Autoconsumo

Autoconsumo

Paquete de almacenamiento: Autoconsumo

Especifique el conjunto de batería

Ordenar baterías por: voltaje capacidad fabricante

Pylontech 48 V 51 Ah Li LFP US2000B 50Ah Abrir

Lithium-ion La batería seleccionada es una módulo

1	<input checked="" type="checkbox"/> módulos en series	Número de módulos	4	Voltaje paquete de baterías	48 V
4	<input type="checkbox"/> módulos en paralelo	Número de elementos	120	Capacidad global (C10)	202 Ah
100.0	% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)			Energía almacenada (80% DOD)	7.8 kWh
100.0	% Estado inicial de desgaste (estático)			Peso total	96 kg
				Núm. de ciclos a 50% DOD	11719
				Energía total almacenada durante la vida útil de la batería	57.7 MWh

Temperatura de funcionamiento de la batería

Modo de temperatura: Temperatura ambiente exterior

La temperatura de la batería es importante para el envejecimiento de la batería.
Un aumento de 10 °C divide la vida útil de la batería "estática" por un factor de dos

Información del sistema

Pnom del conjunto FV: **13.92 kWp**

Potencia del usuario máx.: **1.39 kW**

Este paquete de baterías representan alrededor :

Tiempo de carga en condiciones de pleno sol: **0.6 horas**

Descarga bajo carga media: **6.6 horas**

Descarga bajo carga máxima: **5.6 horas**

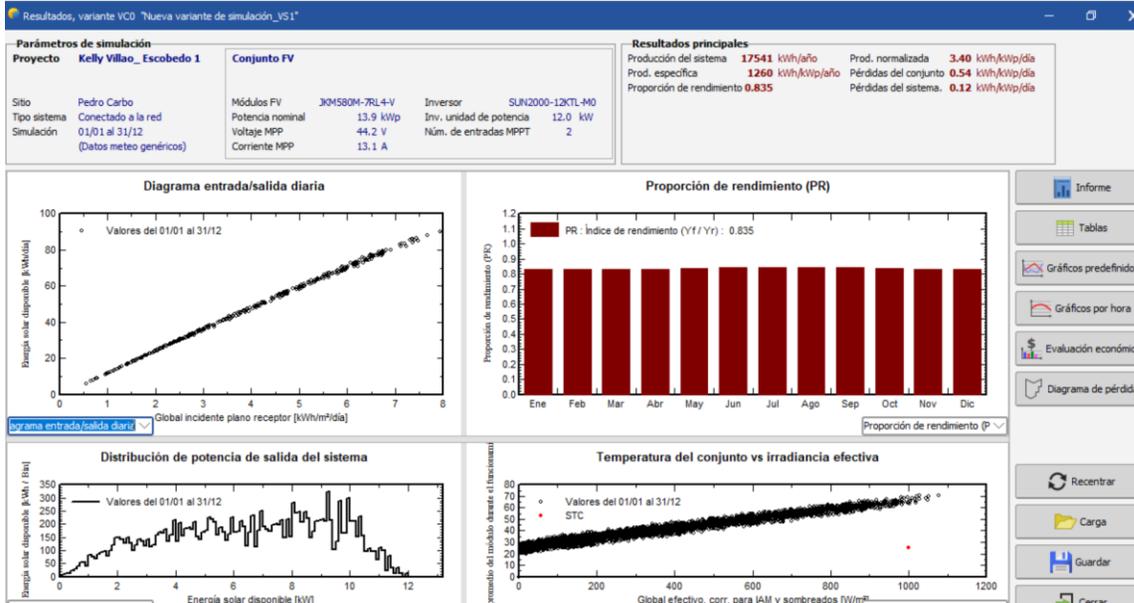
Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

4.4. Simulación del proyecto

Se procede con la simulación del proyecto al no encontrarse errores en el sistema, obteniendo los siguientes resultados, los cuales se pueden ver en la **Figura 4. 15**.

Figura 4. 15

Sección de resultados de la simulación.



Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

Figura 4. 16

Parámetros generales del proyecto.

Parámetros generales													
Sistema conectado a la red				Sin escena 3D definida, sin sombras									
Orientación campo FV				Configuración de cobertizos				Modelos usados					
Orientación				Sin escena 3D definida				Transposición		Perez			
Plano fijo								Difuso		Perez, Meteonorm			
Inclinación/Azimut				15 / 14 °				Circunsolar		separado			
Horizonte				Sombreados cercanos				Necesidades del usuario					
Horizonte libre				Sin sombreados				Valores mensuales					
Almacenamiento													
Tipo				Autoconsumo									
Estrategia de carga				Estrategia de descarga									
Cuando hay un exceso de potencia solar				Tan pronto como se necesite potencia									
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	MWh
0.84	0.81	0.86	1.00	0.96	0.87	0.92	0.89	0.84	0.84	0.78	0.78	10.4	

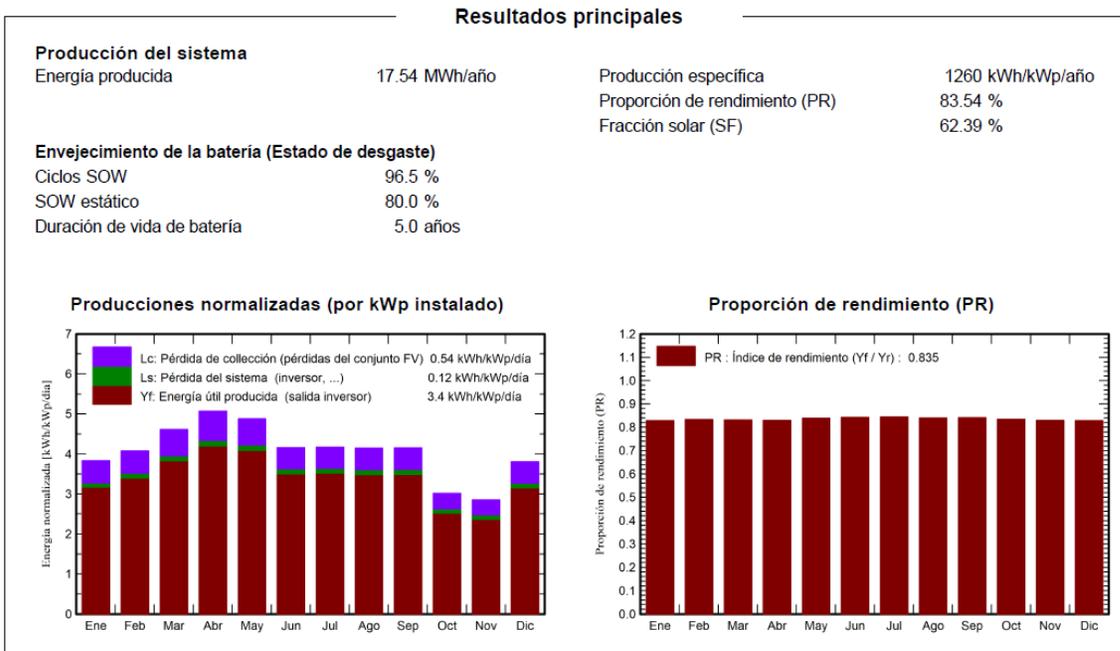
Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

En la **Figura 4. 16** se visualizan los parámetros generales del sistema programado, donde se muestra el resumen de orientación los valores históricos de autoconsumo.

Con respecto a los resultados principales, los cuales se muestran en la **Figura 4. 17**, la producción de energía del sistema es 17,54 MW/año, una producción específica de 1260 kWh/kWp al año, con pérdidas de colección (pérdidas del conjunto fotovoltaico) de 0,54 y 0, 12 kWh/kWp/día de pérdidas del sistema y una energía útil producida de 3,4 kWh/kWp/día.

Figura 4. 17

Resultados de producción del sistema



Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

El resultado de la simulación mensual del sistema se muestra en la **Tabla 4. 1**, donde se visualiza que el mes con mayor generación es abril con 1.814 MWh, y el menor es noviembre con 1.036 MWh. Esto confirma la estabilidad solar de la zona, con irradiancias globales anuales de aproximadamente 1500 kWh/m². La temperatura promedio anual fue de 25.53°C, dentro del rango

aceptable para sistemas fotovoltaicos, aunque se debe tener en cuenta su efecto sobre la eficiencia.

Así mismo se presenta los balances y resultados principales por cada mes del año dando un total de 1500,5 kWh por metro cuadrado de radiación global horizontal al año.

Tabla 4. 1

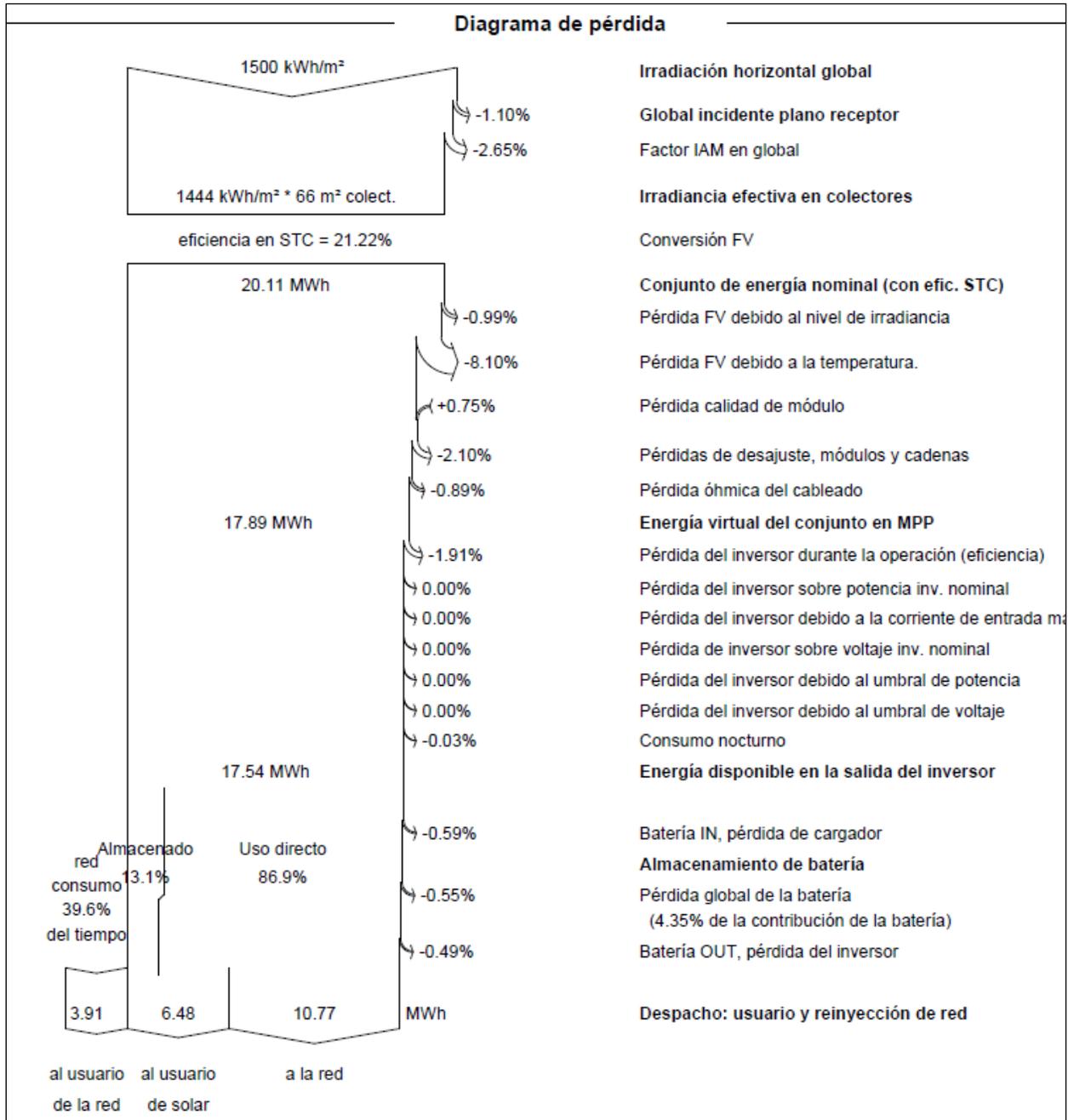
Balance de resultados principales del sistema.

Mes	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Use r MWh	E_Solar MWh	E_Gri d MWh
Enero	131.6	69.87	26.61	118.8	114.7	1.416	0.841	0.535	0.835
Febrero	121.5	76.35	26.45	114.2	110.9	1.373	0.808	0.508	0.818
Marzo	146.5	86.88	27.00	142.9	139.3	1.710	0.859	0.555	1.099
Abril	149.0	76.82	26.67	152.1	148.8	1.814	1.004	0.602	1.154
Mayo	142.7	84.96	26.41	151.3	147.9	1.826	0.958	0.598	1.168
Junio	116.4	70.56	24.80	124.8	121.9	1.516	0.873	0.552	0.912
Julio	122.0	75.35	24.45	129.4	126.4	1.574	0.920	0.563	0.958
Agosto	124.3	72.17	24.14	128.6	125.7	1.559	0.888	0.550	0.955
Septiembre	125.9	79.30	24.14	124.6	121.2	1.513	0.840	0.537	0.923
Octubre	97.4	71.01	24.51	93.5	90.7	1.136	0.844	0.513	0.574
Noviembre	92.1	65.10	24.68	85.7	82.8	1.036	0.775	0.465	0.524
Diciembre	130.9	78.55	26.53	118.0	114.0	1.413	0.784	0.508	0.853
Año	1500.4	906.92	25.53	1483.9	1444.5	17.887	10.394	6.485	10.772

Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

Figura 4. 18

Diagrama de pérdidas



Fuente: Autor desde software PVsyst (2025)

Entre los esquemas de resultados del software se obtuvo el esquema de pérdidas el cual se muestra en la **Figura 4. 18**.

La irradiación horizontal global en la ubicación del proyecto es de 1500 kWh/m² al año. Luego de aplicar correcciones por orientación e inclinación, así como el factor IAM (Incidence Angle Modifier), la irradiación efectiva incidente sobre el plano del generador fotovoltaico se reduce a 1444 kWh/m². Estas pérdidas iniciales representan un 1,10 % por orientación y un 2,65 % por el factor IAM.

Con una superficie colectora total de 66 m² y una eficiencia estándar de los módulos del 21,22 % en condiciones STC, se estima una generación bruta de 20,11 MWh al año. La pérdida total del sistema se encuentra dentro del rango aceptado para sistemas de esta naturaleza (<20 %), lo cual respalda la calidad del diseño, teniendo como resultado:

- Pérdidas por temperatura: 8.10 %.
- Pérdidas por desajuste de módulos y cadenas: 2.10 %
- Pérdidas óhmicas en cableado CC: 0.89 %
- Pérdidas del inversor: 1.91 %
- Pérdidas del sistema de baterías (carga/descarga/inversión): 1.63 %
 - Pérdida en el cargador (entrada a batería): -0,59 %
 - Pérdidas internas de batería (eficiencia): -0,55 %
 - Pérdida al entregar energía desde batería al inversor: -0,49 %

De los 17,54 MWh disponibles: 6,48 MWh (36,9 %) son consumidos directamente por el usuario durante las horas solares. 3,91 MWh (22,3 %) se almacenan en el banco de baterías para consumo posterior (alrededor del 13,1 % del tiempo). 10,77 MWh (61,4 %) se inyectan a la red, representando excedente no consumido localmente. A continuación, se desglosa el resumen energético detallado en **Figura 4. 18**:

- Energía generada bruta: 20,11 MWh/año.
- Energía útil en AC (post-inversor): 17,54 MWh/año.
- Energía auto consumido (uso directo): 6,48 MWh/año.
- Energía entregada desde baterías: 3,91 MWh/año.
- Energía inyectada a red: 10,77 MWh/año

Capítulo 5: Evaluación financiera y económica

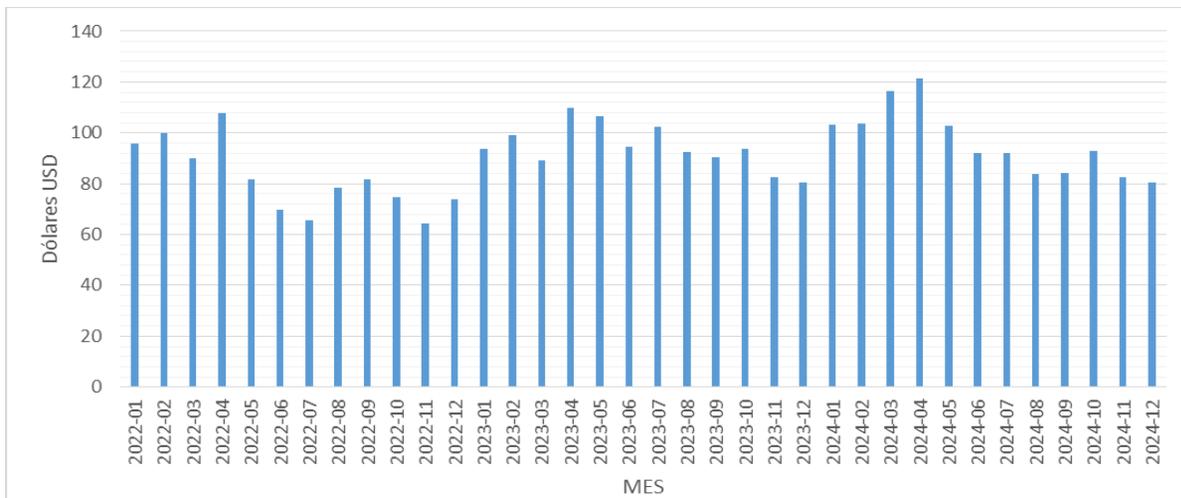
El análisis tiene como objetivo evaluar la viabilidad financiera y económica de la ejecución del sistema fotovoltaico para los dos departamentos objeto de estudio en el presente proyecto en la ciudad de Guayaquil, para esto se emplean indicadores clave como el retorno de inversión, el periodo de recuperación, el ahorro acumulado a lo largo de la vida útil del sistema y un análisis comparativo con los pagos actuales, que dependen únicamente de la red eléctrica.

5.1. Evaluación del consumo desde la red eléctrica.

Se realizó el levantamiento de las facturas de los dos departamentos desde enero del 2022 hasta el 2024 de los dos departamentos objeto de estudio, de la información levantada se obtuvo que los valores acumulados en esos dos años es de 3.273,69 USD, siendo el valor mensual promedio de 90,94 USD con un máximo mensual de 121,34 USD, entre un mínimo de 64,55 USD y un promedio anual es de 1.091,23 USD.

Figura 5. 1

Consumo mensual en dólares recolectados desde el año 2022 hasta 2024.



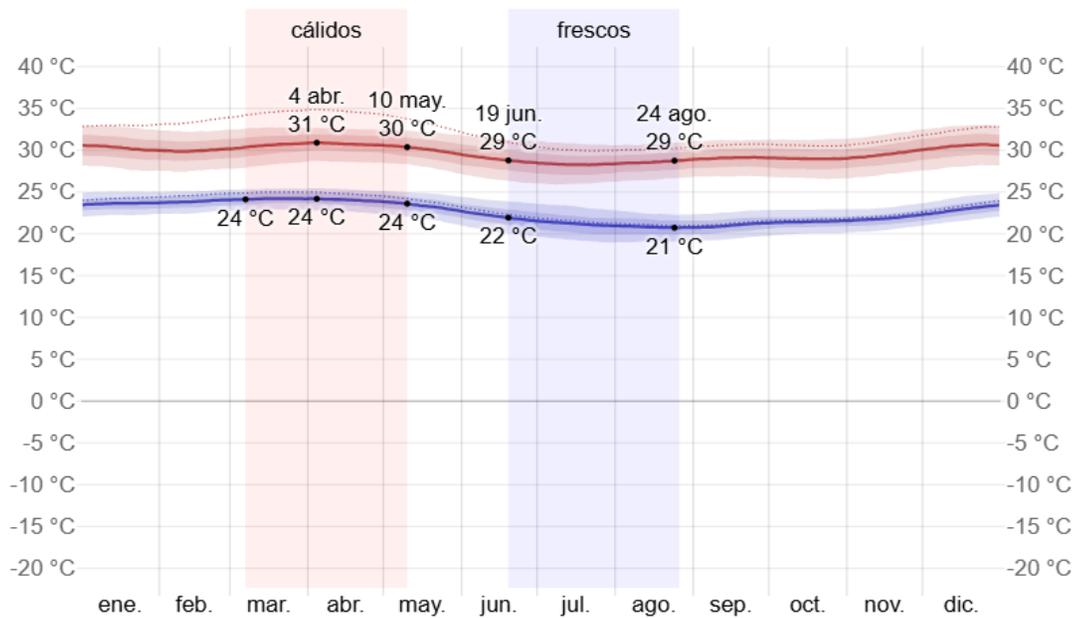
Fuente: Autor (2025)

En la **Figura 5. 1** se visualiza la curva de comportamiento de los consumos en dólares de los dos departamentos y su total.

Como se puede ver en el **Figura 5. 2**, históricamente los meses de mayor consumo son abril y mayo, por ser los más meses donde existe mayor temperatura ambiente en la ciudad de Guayaquil, valor oscila desde los 26,7 °C hasta los 30 °C, esto represente un mayor consumo energético sobre todo en la categoría de climatización, a continuación se muestra la curva del comportamiento promedio anual de la temperatura en lugar del proyecto.

Figura 5. 2:

Temperatura máxima y mínima promedio en Guayaquil



Fuente: © WeatherSpark.com (WeatherSpark.com, 2025))

Nota 6: La línea roja representa los valores máximos del mes y las azul el mínimo de temperatura.

El cobro mensual de energía eléctrica que los usuarios del proyecto reciben por la red es realizado por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) y se fundamenta en lo estipulado por el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) y Servicio de Alumbrado Público General (SAPG), el cual es definido anualmente por la Agencia de Regulación y Control de Energía (ARCONEL). Este pliego establece las tarifas diferenciadas según el tipo de usuario como se puede visualizar en el Anexo 5 (residencial, comercial, industrial, etc.), y el rango de consumo mensual medido en kilovatios-hora (kWh), como se puede ver en la **Figura 5.3**, el precio unitario de energía varía por el rango de consumo y si el usuario sobrepasa un rango pasará a tener otro precio unitario por la diferencia, adicional que los valores esta también categorizados por meses del año por época invernal. (ARCONEL, 2024)

Figura 5.3

Extracto del Pliego tarifario SPEE para el año 2025 CNEL GYE

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE							
CNEL UN GUAYAQUIL							
CARGOS TARIFARIOS JUNIO - NOVIEMBRE				CARGOS TARIFARIOS DICIEMBRE - MAYO			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
RESIDENCIAL				RESIDENCIAL			
BAJO Y MEDIO VOLTAJE				BAJO Y MEDIO VOLTAJE			
1-50		0,078		1-50		0,078	
51-100		0,081		51-100		0,081	
101-150		0,083		101-150		0,083	
151-200		0,097		151-200		0,097	
201-250		0,099		201-250		0,099	
251-300		0,101		251-300		0,101	
301-350		0,103	1,414	301-350		0,103	1,414
351-500		0,105		351-500		0,105	
501-700		0,1285		501-700		0,1050	
701-1000		0,1450		701-1000		0,1109	
1001-1500		0,1709		1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752		1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360		2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812		Superior		0,6812	

Fuente: (ARCONEL, 2024)

El diseño de estos pliegos tarifarios responde a una metodología basada en los costos proyectados del servicio eléctrico, que deben ser informados por las entidades del sector a la ARCONEL. Estos costos incluyen:

- Gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM).
- Inversiones en proyectos de expansión y mejora de calidad del servicio.
- Costos de transmisión y subtransmisión eléctrica.
- Costos de generación de energía, tanto convencionales como renovables.

La tarifa aplicada a los usuarios, por tanto, se construye para reflejar estos costos operativos y de capital. Sin embargo, los valores finales pueden variar según las decisiones gubernamentales, que pueden incluir mecanismos de subsidio o compensación para ciertos sectores sociales. Un ejemplo reciente ocurrió en diciembre de 2024 y enero de 2025, cuando el Gobierno Nacional implementó subsidios adicionales en la tarifa eléctrica para mitigar el impacto de los racionamientos energéticos programados, como medida paliativa frente a la crisis energética del estiaje.

Figura 5. 4

Tabla mecanismos de aplicación del subsidio cruzado del Pliego tarifario 2025.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD		PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Código: GGFGE.GPSCCC.02.FO.01	
AÑO 2025				Versión: 03	
MECANISMO DE APLICACIÓN DEL SUBSIDIO CRUZADO EN EL SECTOR RESIDENCIAL					
EMPRESA	DISTRIBUIDORA	LÍMITES DE CONSUMO		PORCENTAJE APLICACIÓN	
		RECIBEN Hasta	APORTAN Mayor a		
		kWh-mes/usuario		%	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	Ambato	80	100	10	
	Azogues	70	80		
	CentroSur	90	100		
	Cotopaxi	70	80		
	Norte	90	100		
	Quito	130	160		
	Riobamba	70	80		
	Sur	70	80		
	Galápagos	130	170		
	CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	CNEL Bolívar	50		60
CNEL El Oro		120	130		
CNEL Esmeraldas		130	140	10	
CNEL Guayaquil		130	250		
CNEL Guayas-Los Ríos		130	190		
CNEL Los Ríos		120	130		
CNEL Manabí		130	150		
CNEL Milagro		100	130		
CNEL Santa Elena		130	140		
CNEL Santo Domingo		110	110		
CNEL Sucumbios	90	120			

Fuente: (ARCONEL, 2024)

El valor final al usuario incluye, además del SPEE, otros rubros como el Servicio de Alumbrado Público General (SAPG), cuyo costo mensual también está segmentado por niveles de consumo, según el pliego tarifario vigente. La estructura tarifaria incluye un mecanismo de subsidio cruzado, ver **Figura 5. 4**, donde los usuarios con mayores niveles de consumo o categorías comerciales e industriales compensan parcialmente a los usuarios con menores ingresos, particularmente aquellos acogidos a la Tarifa de Dignidad (consumos ≤ 130 kWh/mes), garantizando así el acceso universal y equitativo a la energía eléctrica, como se puede ver en la figura siguiente extracto del pliego tarifario SPEE 2025. (ARCONEL, 2024).

Asimismo, la factura eléctrica incorpora otros valores de recaudación para terceros, como:

- Aportes fijos mensuales a los Cuerpos de Bomberos.

- Tasas por recolección de basura (según el municipio correspondiente).
- Rubros adicionales relacionados con gestiones municipales o ambientales.

Con este antecedente, se calculó las planillas proyectadas puede variar ya que existe algunas variables dentro del pliego tarifario, pero para hacer una extrapolación de las planillas se ha tomado las siguientes consideraciones:

- Se consideró como datos iniciales los valores promedios de consumo de energía anual, de los datos levantados de los años 2022, 2023 y 2024, con un aumento de 5% anual.
- Se ha considera el pliego tarifario en la categoría residencial de bajo voltaje.
- Con respectos a los subsidios, solo se consideró los valores de subsidio cruzado.
- No se ha considerado valores de pagos a tercero.
- Se realizó el cálculo con los pliegos tarifarios vigentes a mayo del año 2025.

Con estas consideraciones se obtuvo la **Tabla 5. 1** de evolución de consumo de energía en dólares por los siguientes 10 años, teniendo como año de inicio 2025, el total en gastos es de \$ 19.298,579.

Tabla 5. 1*Valores de consumo en dólares proyectos*

Año	Promedios mensual		Valor de planilla proyectada Dólares USD				Total anual
	(kWh)		Departamento 1		Departamento 2		
	Depto. 1	Depto. 2	Mensual jun-nov	Mensual dic-may	Mensual jun-nov	Mensual dic-may	
2022	492,92	219,92	56,40	56,40	23,93	23,93	963,90
2023	503,58	351,33	57,84	57,75	39,87	39,87	1.171,95
2024	530,63	487,91	61,71	60,99	55,81	55,81	1.405,99
2025	557,17	512,31	65,51	64,17	59,09	58,80	1.485,39
2026	585,02	537,92	69,50	67,50	62,76	61,86	1.569,75
2027	614,28	564,82	73,69	71,01	66,61	65,08	1.658,33
2028	644,99	593,06	78,09	74,68	70,65	68,47	1.751,34
2029	677,24	622,71	82,71	78,54	74,90	72,02	1.849,00
2030	711,10	653,85	87,76	82,68	79,36	75,74	1.953,30
2031	746,66	686,54	93,51	87,22	84,04	79,66	2.066,59
2032	783,99	720,86	99,55	91,99	89,34	83,93	2.188,85
2033	823,19	756,91	105,89	96,99	95,17	88,53	2.319,45
2034	864,35	794,75	112,54	102,24	101,29	93,36	2.456,59
						Total	19.298,58
						(USD)	

Fuente: Autor (2025)

5.2. Presupuesto de implementación del sistema fotovoltaico

Se realizó un levantamiento de información de los equipos en el mercado y se obtuvo el siguiente desglose del presupuesto general el cual se puede visualizar en la **Tabla 5. 2**, adicional el valor de mantenimiento y operación anual es de \$550 considerando mano de obra, repuesto y limpieza, lo cual está dentro el 5% del valor de la inversión inicial.

Tabla 5. 2*Presupuesto del sistema fotovoltaico*

Componente	Cantidad	Descripción técnica	Precio unitario (USD)	Subtotal (USD)	Anexo
Módulos fotovoltaicos	24 módulos	Modelo: JKM580M-7RL4-V	\$138,50	\$3.324	2
Inversor	1 unidad	Potencia nominal: 12 kW	\$2.100	\$2.100	3
Baterías 48V 50Ah	4 módulos	Almacenamiento total ~7.8 kWh	\$850	\$3.400	4
Estructura soporte aluminio	1 sistema	Soporte para cubierta plana o inclinada	\$850	\$850	-
Cableado y protecciones DC/AC	1 lote	Incluye protecciones, breakers, fusibles, cableado	\$1.200	\$1.200	-
Controlador de carga híbrido	1 unidad	Controlador de carga	\$450	\$450	-
Implementación y pruebas	-	Mano de obra	\$1.200	\$1.200	-
Transporte	-	Transporte varios	\$500	\$500	-
Tota				\$13.024	

Fuente: Autor (2025)

5.3. Evaluación financiera

Para la evaluación financiera del proyecto de generación fotovoltaico es necesario analizar el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), la tasa de descuento (%) y tiempo de retorno (años)

- El VAN evalúa la rentabilidad de un proyecto descontando los flujos de caja futuros a su valor actual. Esto significa que se calcula el valor de los beneficios futuros en términos de hoy, considerando la tasa de interés (tasa de descuento). Un VAN positivo indica que el proyecto es viable y generará beneficios, mientras que un

VAN negativo sugiere que la inversión inicial no se recuperará y podría resultar en pérdidas. (Mete, 2014)

- La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. En otras palabras, es la tasa de rendimiento anual que el proyecto generará a lo largo de su vida útil, este caso el valor del sistema fotovoltaico es a 20 años. El TIR es un indicador de la rentabilidad del proyecto, si es mayor que la tasa de descuento utilizada en el cálculo del VAN, el proyecto se considera rentable. (Mete, 2014)
- La tasa de descuento es un porcentaje que se utiliza para descontar los flujos de efectivo futuros a su valor presente. La tasa de descuento refleja el costo de oportunidad del capital, es decir, el rendimiento que se espera obtener en otras inversiones. La tasa de descuento para proyectos del sistema fotovoltaico en Ecuador se obtuvo de (Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle, 2018) es del 7%.
- El tiempo de retorno indica el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial.

A continuación, se muestra en la

Tabla 5. 5 **Tabla 5. 3** el flujo financiero del proyecto y los respectivos valores de VAN, TIR y tiempo de retorno de la inversión.

Tabla 5. 3*Flujo caja financiero en dólares con el sistema con baterías*

Año	Inversión	Beneficios	Costos	Flujo	Flujo acumulado
0	\$13.024,00			- \$13.024,00	-\$13.024,00
1		\$1.485,39	\$500,00	\$985,39	-\$12.038,61
2		\$1.569,75	\$502,75	\$1.067,00	-\$10.971,61
3		\$1.658,33	\$505,52	\$1.152,81	-\$9.818,80
4		\$1.751,34	\$508,30	\$1.243,04	-\$8.575,75
5		\$1.849,00	\$511,09	\$1.337,91	-\$7.237,85
6		\$1.953,30	\$513,90	\$1.439,39	-\$5.798,45
7		\$2.066,59	\$516,73	\$1.549,86	-\$4.248,59
8		\$2.188,85	\$519,57	\$1.669,28	-\$2.579,32
9		\$2.319,45	\$522,43	\$1.797,02	-\$782,29
10		\$2.456,59	\$525,30	\$1.931,29	\$1.149,00
11		\$2.600,58	\$528,19	\$2.072,39	\$3.221,39
12		\$2.751,78	\$531,10	\$2.220,68	\$5.442,07
13		\$2.889,36	\$534,02	\$2.355,35	\$7.797,42
14		\$3.033,83	\$536,95	\$2.496,88	\$10.294,30
15		\$3.185,52	\$539,91	\$2.645,62	\$12.939,91
16		\$3.344,80	\$542,88	\$2.801,92	\$15.741,84
17		\$3.512,04	\$545,86	\$2.966,18	\$18.708,02
18		\$3.687,64	\$548,86	\$3.138,78	\$21.846,79
19		\$3.872,02	\$551,88	\$3.320,14	\$25.166,94

20	\$4.065,63	\$554,92	\$3.510,71	\$28.677,64
----	------------	----------	------------	-------------

Fuente: Autor (2025)

Para los costos futuros de se consideró el valor de la inflación acumulada a abril del 2025 del 0,055% de acuerdo a lo publicado por el INEN (INEC, 2025). Considerando los valores expuestos, a continuación de muestra los resultados del análisis financiero en la **Tabla 5. 4:**

Tabla 5. 4

Resultados de índices de evaluación financiera

Índice	Valor
Inversión	13.024
Tasa de descuento	7%
Inflación	0,55%
VAN	5.649,04
TIR	11,22%
Tiempo de retorno(años)	9,41

Fuente: Autor (2025)

Como se puede ver el VAN es positivo e implica que el proyecto es viable y generará beneficios y el TIR de 11, 22% al ser mayor a la tasa de descuento indica que el proyecto es rentable y tiene un tiempo de retorno de 9, 41 años.

Por otro lado, podemos considerar un segundo escenario, al solo invertir en un sistema fotovoltaico sin almacenamiento (baterías) como se puede ver en el flujo de caja de la

Tabla 5. 5, para alivianar la inversión inicial, con esta consideración los resultados de indicadores financieros se muestran en la **Tabla 5. 6**:

Tabla 5. 5

Flujo caja financiero en dólares con el sistema sin baterías

Año (n)	Inversión (b)	Beneficios (c)	Costos (d)	Flujo f=(b+c-b)	Flujo acumulado fa=(fan + f(n+1))
0	9.624,00			-	-9.624,00
1		1.485,39	500,00	985,39	-8.638,61
2		1.569,75	502,75	1.067,00	-7.571,61
3		1.658,33	505,52	1.152,81	-6.418,80
4		1.751,34	508,30	1.243,04	-5.175,75
5		1.849,00	511,09	1.337,91	-3.837,85
6		1.953,30	513,90	1.439,39	-2.398,45
7		2.066,59	516,73	1.549,86	-848,59
8		2.188,85	519,57	1.669,28	820,68
9		2.319,45	522,43	1.797,02	2.617,71
10		2.456,59	525,30	1.931,29	4.549,00
11		2.600,58	528,19	2.072,39	6.621,39
12		2.751,78	531,10	2.220,68	8.842,07
13		2.889,36	534,02	2.355,35	11.197,42
14		3.033,83	536,95	2.496,88	13.694,30

Año (n)	Inversión (b)	Beneficios (c)	Costos (d)	Flujo f=(b+c-b)	Flujo acumulado fa=(fan + f(n+1))
15		3.185,52	539,91	2.645,62	16.339,91
16		3.344,80	542,88	2.801,92	19.141,84
17		3.512,04	545,86	2.966,18	22.108,02
18		3.687,64	548,86	3.138,78	25.246,79
19		3.872,02	551,88	3.320,14	28.566,94
20		4.065,63	554,92	3.510,71	32.077,64

Fuente: Autor (2025)

Tabla 5. 6

Resultados de índices de evaluación financiera sin considerar el sistema de almacenamiento.

Índice	Valor
Inversión	9.624,00
Tasa de descuento	7%
Inflación	0,55%
VAN	8.826,61
TIR	15,16%
Tiempo de retorno(años)	7,51

Fuente: Autor (2025)

Al igual que el caso anterior el proyecto es viable y rentable, con un tiempo de retorno menor de 7, 1 años.

5.4. Evaluación Económica con Perspectiva Social del Proyecto

Para la evaluación económica del sistema al ser subjetivos se ha elegido seis variables considerados en dos escenarios, dando una calificación de cualitativa (0 a 5), a continuación, se muestran los resultados en la

Tabla 5. 7.

Considerando los resultados, desde una perspectiva económica-social, el escenario con baterías es más viable a largo plazo, al considerar beneficios no monetarios como la calidad de vida, la salud, la continuidad productiva, y el impacto ambiental positivo.

Tabla 5. 7

Tabla de resultados evaluación Económica con Perspectiva Social del Proyecto

Factor	Ponderación	Calificación (Sin Batería)	Puntaje Ponderado (SB)	Calificación (Con Batería)	Puntaje Ponderado (CB)
Ahorro económico directo	0.25	4	1.00	4	1.00
Confiabilidad energética (evita apagones)	0.20	2	0.40	5	1.00
Impacto ambiental (menos emisiones, energía limpia)	0.20	4	0.80	4	0.80
Bienestar familiar (niños, adultos mayores, salud, seguridad)	0.15	3	0.45	5	0.75
Independencia energética (menos dependencia de la red)	0.10	3	0.30	5	0.50
Educación y modelo replicable (beneficio comunitario)	0.10	4	0.40	4	0.40
Puntaje Total	1.00		3.35		4.45

Fuente: Autor (2025)

5.5. Determinar emisión de CO₂ por kW/h del proyecto.

Aunque no se dispone de un factor de emisión de CO₂ oficial del año 2024, por parte del CENACE a mayo del 2025, podemos estimarlo utilizando la intensidad de carbono reportada para

Ecuador en ese año. Según Low-Carbon Power (Low_carbon_Power, 2025), la intensidad de carbono de la electricidad en Ecuador entre septiembre de 2023 y agosto de 2024 fue de 211,61 g CO₂eq/kWh. Por otro lado los sistemas fotovoltaicos no emiten CO₂ durante su operación, su fabricación, transporte, instalación y desmantelamiento generan emisiones. Según el San Wigness (Wigness, 2025), las emisiones del ciclo de vida para sistemas fotovoltaicos de silicio policristalino son aproximadamente 46 g CO₂eq/kWh, la adición de baterías de iones de litio puede aumentar las emisiones del sistema fotovoltaico entre 20 y 70 g CO₂eq/kWh adicionales, dependiendo del tipo, la eficiencia y el uso de las baterías, para un caso conservador, usaremos +40 g CO₂eq/kWh por almacenamiento.

$$Emisiones = E \times fe \tag{2.4}$$

Donde:

Emisiones: Emisiones de gases de efecto invernadero CO₂eq (kg)

E: Energía kWh

fe: Factor de emisión gCO₂eq/kWh

Con estos datos se aplica la ecuación (2.4) y realiza el cálculo de emisión de consumo del proyecto alimentándose de la red y con sistema fotovoltaico, para un consumo promedio anual de 862,10 kWh, los resultados se muestra el **Tabla 5. 8** siguiente.

Tabla 5. 8

Tabla comparativa de emisiones de CO₂eq por tipo de red

Fuente de energía	Factor de emisión gCO ₂ eq/kWh	Promedio de consumo anual del proyecto kWh	Emisiones anuales de CO ₂ eq (kg)	Reducción Emisiones anuales de CO ₂ eq (kg)
Red eléctrica (SNI)	211,61	10.345,17	2189,14	0

Sistema fotovoltaico (ciclo de vida)	46	10.345,17	475,88	1.713,26
Sistema fotovoltaico con baterías	86	10.345,17	889,68	1.299,46

Fuente: Autor (2025)

En este caso, las emisiones del ciclo de vida del sistema fotovoltaico son significativamente inferiores a las emisiones actuales del SNI.

Conclusiones

El presente proyecto aborda la problemática que se está viviendo en Ecuador y en particular en la ciudad de Guayaquil en el Edificio Escobedo 80, la cual no permite tener una seguridad energética y asegura una calidad de vida y producción a los habitantes de los departamentos objeto del presente estudio.

Se evaluó la situación meteorológica hallándose que la energía total incidente sobre la superficie horizontal tiene un promedio de 171,3 W/m² y 1500 kW/m² al año, además de una media de 3,25 horas solares pico diarias, lo cual demuestra el potencial solar constante y alto, con pérdidas de 3,75% por orientación y ángulo de incidencia.

Se realizó el levantamiento de equipos y cargas dando como resultado la energía instalada al mes por el factor de uso es de 828,50 kWh aproximándose con los valores levantados promedios en la facturas por un valor de 865,17 kWh.

Con la información ingresada se obtuvo como resultado un sistema fotovoltaico con 18 módulos solares de 560 W siendo una potencia total de 10,08 kWp, un inversor híbrido de 5 kW, y el sistema de almacenamiento compuesto por 4 bancos de baterías de litio de 48 V y 50 Ah cada uno.

El sistema fue orientado según criterios técnicos óptimos con base en la latitud del lugar y trayectoria solar anual. La simulación en PVsyst validó el correcto dimensionamiento, arrojando una producción energética anual superior a 17.540 kWh, que cubre eficientemente las necesidades de los usuarios.

El resultado del análisis financiero se expone que sistema fotovoltaico tiene una inversión inicial de \$13.024,00, con un VAN positivo de \$5.649,04, esto implica que las ganancias

proyectadas de la inversión descontadas a su valor actual superan la inversión inicial y un valor de TIR de 11,22% mayor a la tasa de descuento lo cual indica la rentabilidad del proyecto, además de un tiempo de retorno de la inversión de 9 años; pero también se consideró el análisis financiero del sistemas sin almacenamiento dando un tiempo de retorno de 7,5 años.

La evaluación de análisis económico-social evidenció un mayor valor agregado del sistema con almacenamiento, al garantizar continuidad del servicio durante cortes prolongados, lo cual representa un beneficio crucial para la familia que habita los departamentos, se destacaron los impactos positivos con mayor independencia energética, mejora del confort y calidad de vida de los residentes.

La instalación del proyecto del sistema fotovoltaico reduce significativamente las emisiones de CO₂ frente al consumo desde la red nacional, para el caso del sistema sin baterías se reduce 1.713,26 kgCO₂eq/año y el sistema con almacenamiento reduce las emisiones a 1.299,46 kgCO₂eq/año.

En función de lo anterior, se concluye que el sistema fotovoltaico propuesto no solo es técnicamente viable, sino también económicamente rentable y socialmente beneficioso, constituyéndose en una alternativa sostenible y replicable para aplicaciones residenciales en zonas urbanas del país con similares condiciones climáticas y de consumo

Recomendaciones

Para facilitar la inversión inicial, especialmente en el caso de optar por sistemas híbridos con almacenamiento, se sugiere explorar líneas de financiamiento verde, subvenciones o beneficios fiscales que pudieran estar disponibles a través de entidades como el Ministerio de Energía, bancos de desarrollo o programas internacionales vinculados a energías limpias.

Se recomienda utilizar plataformas de monitoreo como las de los sistemas propios de los inversores, para evaluar periódicamente la producción, rendimiento y estado de las baterías, realizar un mantenimiento de limpieza, chequeo de conexiones y sistema de soporte anual mínimo 2 veces al año. Adicional al sistema de monitoreo se puede incluir un sistema de control de eficiencia energética, adoptando medidas que permitan un adecuado uso de los recursos eléctricos sobre todo en el área correspondiente a la refrigeración que es la de mayor peso energético en los departamentos.

Bibliografía

- Agency, I. R. (2020). *Innovation landscape brief: Solar hybrid systems*. IRENA. Recuperado el 30 de mayo de 2025, de <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10926934>
- ARCONEL. (2024). *Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica año 2025*. Quito: ARCONEL. Obtenido de <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/12/2.-Pliego-Tarifario-del-Servicio-Publico-de-Energia-Electrcia-ano-2025.pdf>
- ARCONEL. (2024). *Regulación Nro. ARCONEL-005/24*. Quito. Obtenido de <https://controlelectrico.gob.ec/regulaciones-2024/>
- Authority., N. Y. (2023). *Solar basics and frequently asked questions*. NYSERDA. Obtenido de <https://www.nyserda.ny.gov/-/media/Project/Nyserda/Files/Programs/NY-Sun/2023-Solar-Basics.pdf>
- AutoSolar. (30 de 05 de 2025). *Autosolar*. Obtenido de <https://cdn.autosolar.es/pdf/Datasheet-US2000-US3000.pdf>
- AUTOSOLAR. (30 de mayo de 2025). *AUTOSOLAR*. Obtenido de [https://autosolar.es/inversores-hibridos-monofasicos#:~:text=Los%20inversores%20h%C3%ADbridos%20son%20el,en%20corriente%20alterna%20\(CA\).](https://autosolar.es/inversores-hibridos-monofasicos#:~:text=Los%20inversores%20h%C3%ADbridos%20son%20el,en%20corriente%20alterna%20(CA).)
- Barragán-Escandón., E., Zalamea-León, E., Terrados-Cepeda, J., & Vanegas-Peralta, P. (Enero de 2019). Factores que influyen en la selección de energías renovables en la ciudad. *EURE (Santiago)*, 45 (134), 262 - 265.
- CENACE. (2023). *Informe Anual*. Quito: CENACE. Obtenido de <https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/04/Parte-1-Informe-Anual-CENACE-2023.pdf>
- CENACE. (2024). *Informe Anual 2024*. Quito. Obtenido de https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/04/Informe-Anual-CENACE-2024-vf-1-88_c.pdf
- Chicaiza, F. S. (2021). *Análisis de la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos en el contexto ecuatoriano*. *Revista Ecuatoriana de Energía y Sostenibilidad* (Vol. 12(4)). Cuenca, Azuay, Ecuador. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rees.2021.03.008>
- Comisión Europea . (30 de Mayo de 2025). *Comisión Europea - Centro Científico de la UE - PVGIS - Herramientas interactivas*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Dehn, & Sohne. (2014). *Lightning Protection Guide*. Neumarkt, Germany. Obtenido de <https://www.dehn-international.com/sites/default/files/media/files/lpg-2015-e-complete.pdf>

- Energético, C. (23 de mayo de 2025). *Cambio Energético*. Obtenido de Comparativa de inversores híbridos 2025 para autoconsumo residencial: <https://www.cambioenergetico.com/blog/inversores-hibridos-2022-residencial/>
- Escobar Restrepo, G. (2020). *Curso de Energía Solar Fotovoltaica Dimensionamiento de Sistemas Aislados e Interconectados*. Colonche : Gamma Energía Solar.
- Galelectric. ((2024)). *Galelectric*. . Obtenido de Protección contra fallas de aislamiento en sistemas fotovoltaicos. : <https://www.galelectric.com.co/mediciones-proteccion-contrafallas-de-aislamiento-sistemas-fotovoltaicos/>
- Giermak, A. (22 de Noviembre de 2024). *Inversores solares híbridos: ventajas, desventajas y qué saber*. Obtenido de Palmetto: <https://palmetto.com/solar/hybrid-inverter-for-solar-guide-pros-cons>
- Hernández, E. (18 de febrero de 2023). *Solar Fotovoltaico*. Obtenido de <https://solar-fotovoltaico.com/componentes/panel-solar/definiciones-celda-modulo-panel-arreglo-fotovoltaico/#:~:text=Por%20ello%2C%20un%20m%C3%B3dulo%20siempre,voltaje%20de%20un%20sistema%20fotovoltaico.>
- ILVA, A. d., SILVA, T., RIBEIRO, E., & LOPES, R. (2022). *Ventajas y desventajas de la implementación de sistemas aislados en zonas rurales: una revisión*. Investigación, Sociedad y Desarrollo. Obtenido de <https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/38316>.
- INEC. (2025). *Boletín Técnico N° 04-2025-IPC*. Quito: INEC. Obtenido de https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Inflacion/2025/Abril/Boletin_tecnico_04-2025-IPC.pdf
- Iqbal, M. K. (1 de marzo de 2022). Sistema de gestión energética para una microrred a pequeña escala. (5, Ed.) *Journal of Electrical Systems and Inf Technol*, 9. Recuperado el 23 de mayo de 2025, de <https://doi.org/10.1186/s43067-022-00046-1>
- ISA. (MAYO de 2025). *ISA INTERCOLOMBIA*. Obtenido de <https://5ecorretos.com/en-isa-tenemos-nuestro-propio-sistema-solar-fotovoltaico/>
- Ismail Kayri, M. T. (a de enero de 2024). Un nuevo enfoque para determinar el efecto a largo plazo de las pérdidas de eficiencia debido a la acumulación de diferentes tipos de polvo en módulos fotovoltaicos con redes neuronales artificiales. (Elsevier, Ed.) *Revista de Producción Más Limpia*, 434.
- Jarabo Friedrich, F., & Elortegui Escartin, N. (2000). *El libro de las energías renovables* (2 ed., Vol. 2). Madrid: Era Solar.
- Khan, M. J. (2021). *Design and performance analysis of solar hybrid power systems*. *Renewable Energy*, 178, 1151–1165. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.042>
- Low_carbon_Power. (30 de 05 de 2025). *lowcarbonpower*. Obtenido de <https://lowcarbonpower.org/es/region/Ecuador>

- MEM. (2023). *Balance energético nacional - Capítulo 1 Energía. sociedad y ambiente.*
- MERNNR. (2022). *Estado de la generación eléctrica en Ecuador.* Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables., Quito.
- Mete, M. (2014). Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Revistas Bolivianas*, 67-85. Obtenido de http://revistasbolivianas.umsa.bo/scielo.php?pid=S2071-081X2014000100006&script=sci_arttext&tlng=es
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables . (2022). *Informe sobre el estado de la matriz energética en Ecuador.* Quito: <https://www.energia.gob.ec>.
- Montaño, A. G. (2024). Celdas solares orgánicas: una alternativa económica y sustentable. *Centro de Investigación en Micro y Nanotecnología*, 2. Obtenido de https://elementos.buap.mx/authors_single.php?id=1013
- Muñoz-Vizhñay, J., Rojas-Moncayo, M., & Barreto-Calle, C. (2018). Incentivo a la generación distribuida. *Ingenius* , 60.
- Oluwatoyin, O. A. (2024). Innovations in Hybrid Solar Panels: Exploring Advancements in Solar Cell Technology. *IEEE 5th International Conference on Electro-Computing Technologies for Humanity (NIGERCON)* (págs. 1-4). Ado Ekiti, Nigeria: IEEE. doi:10.1109/NIGERCON62786.2024.10926934.
- Orbegozo, M. S., & Arivilca, I. R. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica.* N/A: Green Energy Consultoría y Servicios SRL.
- Pareja Aparicio, M. (2010). *Radiación solar y su aprovechamiento energético.* Barcelona: MARCOMBO S.A. Obtenido de <https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=YkxOEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=concepto+de+irradiancia+y+irradicacion&ots=r9Xe2JMjcq&sig=RaMbKuovO60o6kpcnEECL0OmC1Y#v=onepage&q&f=false>
- Pernipiñan, O. (2023). *Energía Solar Fotovoltaica.* Madrid: Creative Commons. Obtenido de <https://github.com/oscarperpinan/esf>
- Prosumidora. (2019). *Sistemas de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica.* Gobierno de Colombia. Santa Fe: Academia de las Renovables. Obtenido de <https://www.santafe.gov.ar/ms/academia/wp-content/uploads/sites/27/2019/12/M%C3%B3dulo-2-Sistemas-de-aprovechamiento-de-energ%C3%ADa-solar-fv.pdf>
- Saha, B., & Goebel, K. (2021). Modelado del agotamiento de la capacidad de baterías de iones de litio en un marco de filtrado de partículas. *Conferencia Anual de la PHM Society*, 1(1), <https://papers.phmsociety.org/index.php/phmconf/article/view/1614>. Recuperado el 23 de MAYO de 2025, de <https://papers.phmsociety.org/index.php/phmconf/article/view/1614>
- Serrano, J. C. (2022). *Configuración de instalaciones solares fotovoltaica.* Madrid: ParaInfo.

- SLLO, E. (30 de 05 de 2025). *SLLSCO*. Obtenido de <https://www.sllsco.com/product-item-15.html>
- Solar, A. (31 de 05 de 2025). *Auto Solar*. Obtenido de <https://cdn.autosolar.es/pdf/Huawei-SUN2000-12-20KTL-M5-Trifasico-Ficha.pdf>
- Solar, F. E. (2025). *Fusión Energía Solar*. Obtenido de https://fusionenergiasolar.es/blog/91_que-tipos-de-baterias-solares-existen.html
- Sunhub. (2023). *Hybrid solar systems: The ultimate solution for energy*. Obtenido de <https://www.sunhub.com/blog/hybrid-solar-systems-guide/>
- Vázquez Guzmán, A., & Nolasco Montaña, J. (2024). Celdas solares orgánicas: una alternativa económica y sustentable. *Elementos*(134), 119 - 124. Obtenido de www.elementos.buap.mx
- Vera Mejía,, F. D. (2025). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico configurado a la red eléctrica para el área administrativa de la Facultad Técnica de la Universidad Católica Santiago de Guayaquil*. Guayaquil: UCSG.
- WeatherSpark.com. (2025). *WeatherSpark.com*. Obtenido de <https://es.c/y/19346/Clima-promedio-en-Guayaquil-Ecuador-durante-todo-el-a%C3%B1o#Figures-Temperature>
- Wigness, S. (16 de mayo de 2025). *Solar Learning Center - The Pros and Cons of Rooftop Solar in 2025 -*. Obtenido de What is the Carbon Footprint of Solar Panels?: https://www-solar-com.translate.goog/learn/what-is-the-carbon-footprint-of-solar-panels/?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=sge#:~:text=Residential%20solar%20panels%20emit%20around,first%20three%20years%20of%20operation.

Glosario

Abreviatura	Significado
AC	Corriente alterna (Alternating Current)
AOM&C	Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización
BT	Baja Tensión
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública
CO ₂	Dióxido de carbono
DC	Corriente continua (Direct Current)
FV	Fotovoltaico
HSP	Horas Sol Pico
I	Corriente eléctrica (intensidad)
INV	Inversor fotovoltaico
O&M	Operación y Mantenimiento
P _{max}	Potencia máxima del panel fotovoltaico
PV	Energía fotovoltaica (Photovoltaic)
PV _{sys}	Software de simulación de sistemas fotovoltaicos
ROI	Retorno sobre la inversión (Return on Investment)
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SFA	Sistema Fotovoltaico Aislado
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Red

Abreviatura**Significado**

USD	Dólares de los Estados Unidos de América
V	Voltaje
W	Vatio
Wh	Vatio-hora

Anexos

Anexo 1

Informe de resultados de PVsyst.

 <p>PVsyst V7.2.0 VCO, Fecha de simulación: 30/05/25 13:13 con v7.2.0</p>	<p>Proyecto: Kelly Villao_ Escobedo 1</p> <p>Variante: Nueva variante de simulación_VS1</p>				
	<p>Resumen del proyecto</p>				
<p>Sitio geográfico Pedro Carbo Ecuador</p>		<p>Situación Latitud -2.19 °S Longitud -79.88 °W Altitud 8 m Zona horaria UTC-5</p>		<p>Configuración del proyecto Albedo 0.20</p>	
<p>Datos meteo Pedro Carbo GUAYAQUIL Meteonorm 6.0 (2010-2014), Sat=100% - Sintético</p>					
<p>Resumen del sistema</p>					
<p>Sistema conectado a la red</p>		<p>Sin escena 3D definida, sin sombras</p>			
<p>Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azmut 15 / 14 °</p>		<p>Sombreados cercanos Sin sombreados</p>		<p>Necesidades del usuario Valores mensuales</p>	
<p>Información del sistema Conjunto FV</p>		<p>Inversores</p>		<p>Paquete de baterías</p>	
Núm. de módulos	24 unidades	Núm. de unidades	1 Unidad	Estrategia de almacenamiento : Autoconsumo	
Pnom total	13.92 kWp	Pnom total	12.00 kWca	Núm. de unidades	4 unidades
		Proporción Pnom	1.160	Voltaje	48 V
				Capacidad	202 Ah
<p>Resumen de resultados</p>					
Energía producida	17.54 MWh/año	Producción específica	1260 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	83.54 %
				Fración solar (SF)	62.39 %
<p>Tabla de contenido</p>					
Resumen de proyectos y resultados					2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.					3
Resultados principales					5
Diagrama de pérdida					6
Gráficos especiales					7



Proyecto: Kelly Villao_ Escobedo 1

Variante: Nueva variante de simulación_VS1

PVsyst V7.2.0

VCD, Fecha de simulación:
30/05/25 13:13
con v7.2.0

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación campo FV

Orientación

Plano fijo

Inclinación/Azmut 15 / 14 °

Configuración de cobertizos

Sin escena 3D definida

Modelos usados

Transposición Perez

Difuso Perez, Meteonom

Circunsolar separado

Horizonte

Horizonte libre

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario

Valores mensuales

Almacenamiento

Tipo

Autoconsumo

Estrategia de carga

Cuando hay un exceso de potencia solar

Estrategia de descarga

Tan pronto como se necesite potencia

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
0.84	0.81	0.86	1.00	0.96	0.87	0.92	0.89	0.84	0.84	0.78	0.78	10.4	MWh

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante

Jinkosolar

Modelo

JKM580M-7RL4-V

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

580 Wp

Número de módulos FV

24 unidades

Nominal (STC)

13.92 kWp

Módulos

2 Cadenas x 12 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp

12.70 kWp

U mpp

482 V

I mpp

26 A

Potencia FV total

Nominal (STC)

14 kWp

Total

24 módulos

Area del módulo

65.6 m²

Inversor

Fabricante

Huawei Technologies

Modelo

SUN2000-12KTL-M0

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

12.0 kWca

Número de inversores

2 * MPPT 50% 1 units

Potencia total

12.0 kWca

Voltaje de funcionamiento

380-850 V

Proporción Pnom (CC:CA)

1.16

Potencia total del inversor

Potencia total

12 kWca

Núm. de inversores

1 Unidad

Proporción Pnom

1.16

Almacenamiento de batería

Batería

Fabricante

Pyllontech

Modelo

US2000B_50Ah

Paquete de baterías

Núm. de unidades

4 en paralelo

Descarga mín. SOC

20.0 %

Energía almacenada

7.8 kWh

Características del paquete de baterías

Voltaje

48 V

Capacidad nominal

202 Ah (C10)

Temperatura

Temperatura ambiente exterior

Cargador de entrada de batería

Modelo

Genérico

Máx. potencia de carga

5.0 kWcc

Eficiencia máx./Euro

97.0/95.0 %

Inversor batería a red

Modelo

Genérico

Máx. potencia descarga

1.4 kWca

Eficiencia máx./Euro

97.0/95.0 %



Proyecto: Kelly Villao_Escobedo 1

Variante: Nueva variante de simulación_VS1

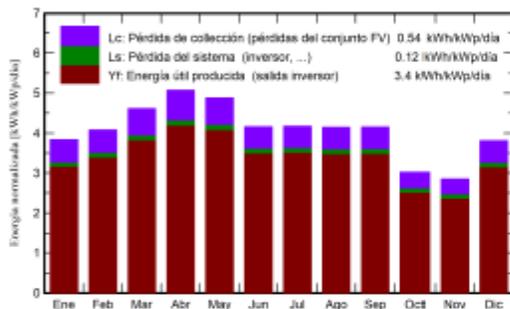
PVsyst V7.2.0

VCO, Fecha de simulación:
30/05/25 13:13
con v7.2.0

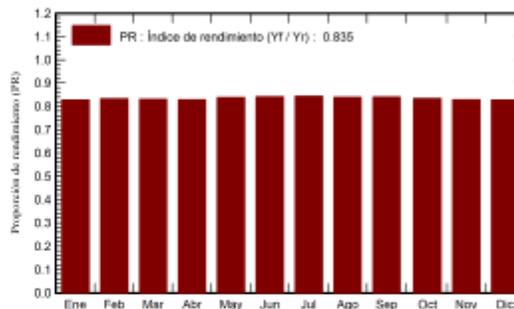
Resultados principales

Producción del sistema		Producción específica	
Energía producida	17.54 MWh/año	Producción específica	1260 kWh/kWp/año
		Proporción de rendimiento (PR)	83.54 %
		Fracción solar (SF)	62.39 %
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste)			
Ciclos SOW	96.5 %		
SOW estático	80.0 %		
Duración de vida de batería	5.0 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	131.6	69.87	26.61	118.8	114.7	1.416	0.841	0.535	0.835	0.306
Febrero	121.5	76.35	26.45	114.2	110.9	1.373	0.808	0.508	0.818	0.299
Marzo	146.5	86.88	27.00	142.9	139.3	1.710	0.859	0.555	1.099	0.305
Abril	149.0	76.82	26.67	152.1	148.8	1.814	1.004	0.602	1.154	0.401
Mayo	142.7	84.96	26.41	151.3	147.9	1.826	0.958	0.598	1.168	0.359
Junio	116.4	70.56	24.80	124.8	121.9	1.516	0.873	0.552	0.912	0.322
Julio	122.0	75.35	24.45	129.4	126.4	1.574	0.920	0.563	0.958	0.358
Agosto	124.3	72.17	24.14	128.6	125.7	1.559	0.888	0.550	0.955	0.338
Septiembre	125.9	79.30	24.14	124.6	121.2	1.513	0.840	0.537	0.923	0.303
Octubre	97.4	71.01	24.51	93.5	90.7	1.136	0.844	0.513	0.574	0.331
Noviembre	92.1	65.10	24.68	85.7	82.8	1.036	0.775	0.465	0.524	0.311
Diciembre	130.9	78.55	26.53	118.0	114.0	1.413	0.784	0.508	0.853	0.276
Año	1500.4	906.92	25.53	1483.9	1444.5	17.887	10.394	6.485	10.772	3.909

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red



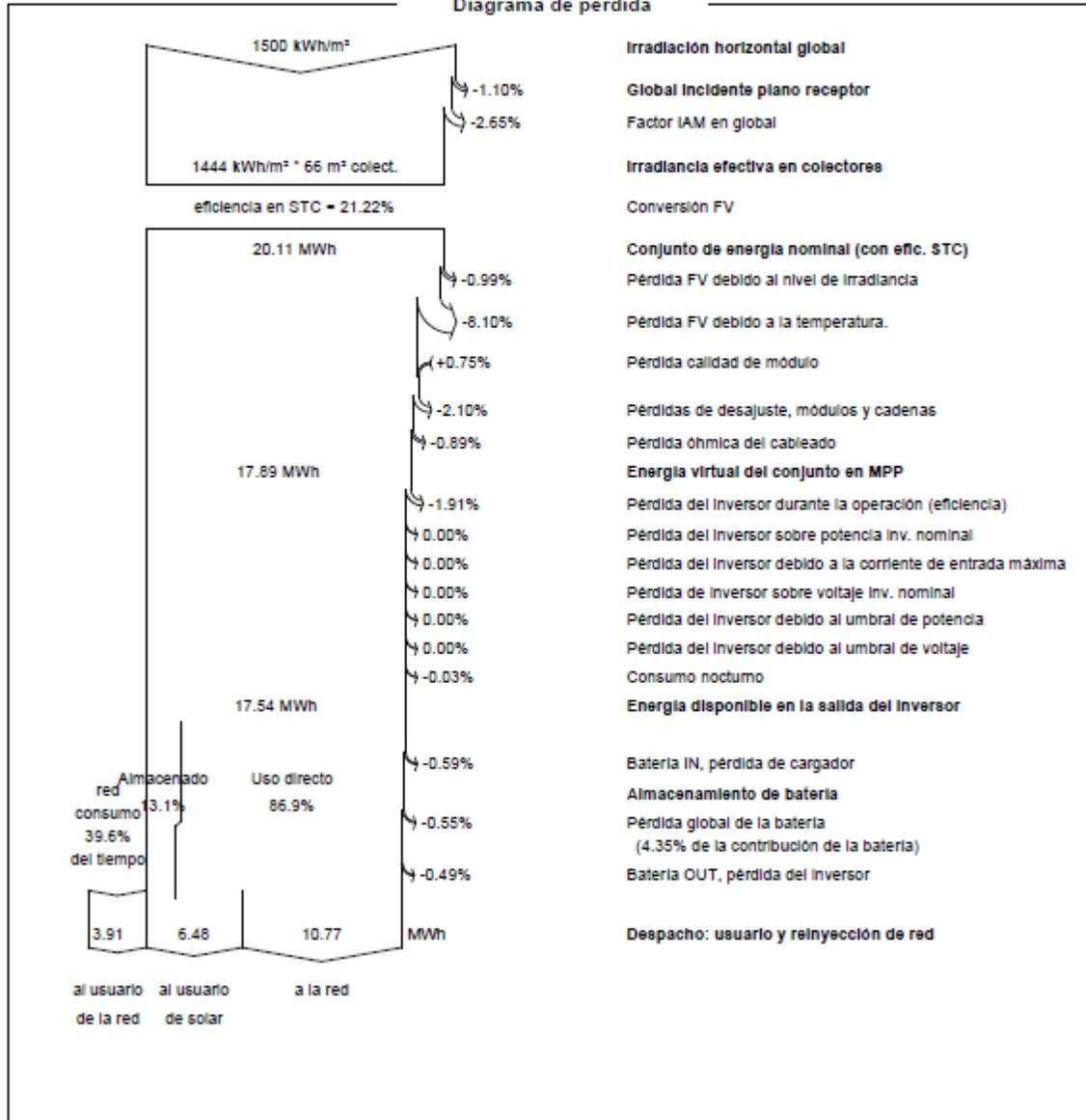
Proyecto: Kelly Villao_Escobedo 1

Variante: Nueva variante de simulación_VS1

PVsyst V7.2.0

VCO, Fecha de simulación:
30/05/25 13:13
con v7.2.0

Diagrama de pérdida



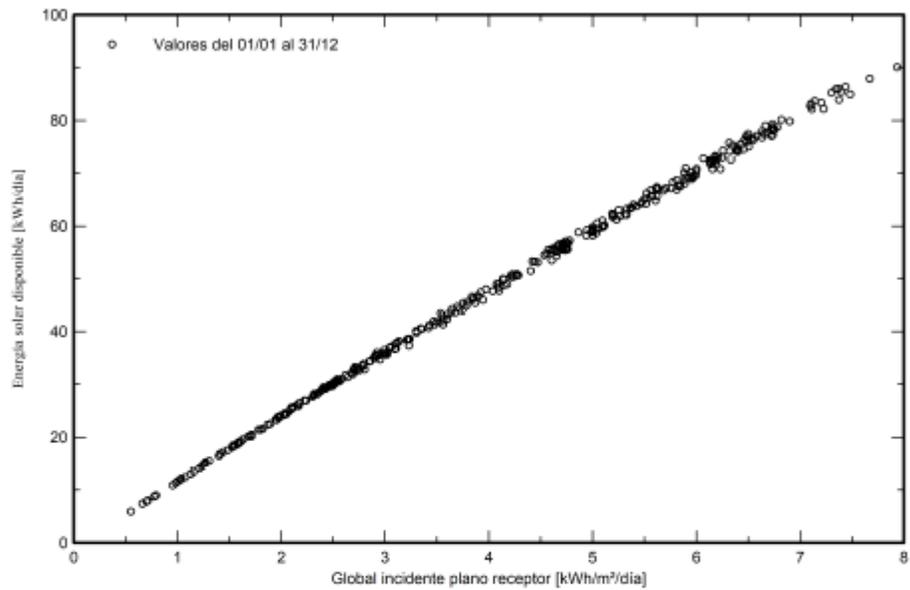


PVsyst V7.2.0
VCO, Fecha de simulación:
30/05/25 13:13
con v7.2.0

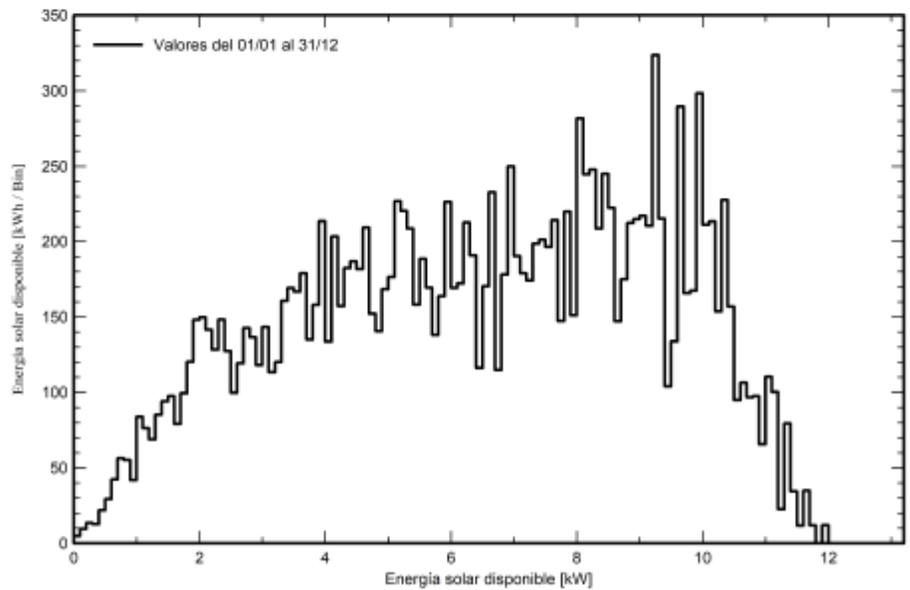
Proyecto: Kelly Villao_Escobedo 1
Variante: Nueva variante de simulación_VS1

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria

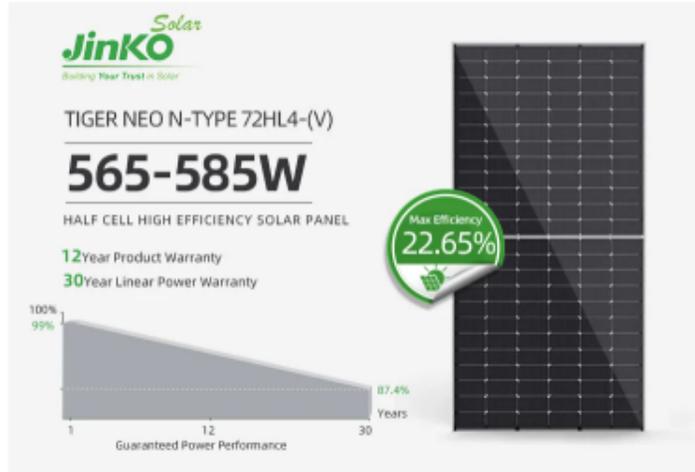


Distribución de potencia de salida del sistema



Anexo 2:

Especificaciones técnicas de panel solar



Tipo de módulo	JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V		JKM580N-72HL4 JKM580N-72HL4-V		JKM585N-72HL4 JKM585N-72HL4-V	
	STC	NOCT								
Potencia máxima Pmax(Wp)	565	425	570	429	575	432	580	436	585	440
Potencia máxima Vmp(V)	41.92	39.38	42.07	39.51	42.22	39.60	42.37	39.69	42.52	39.81
Potencia máxima Imp(A)	13.48	10.79	13.55	10.85	13.62	10.92	13.69	10.99	13.76	11.05
Circuito abierto Voc(v)	50.60	48.06	50.74	48.20	50.88	48.33	51.02	48.46	51.16	48.60
Cortocircuito Isc(A)	14.23	11.49	14.31	11.55	14.39	11.62	14.47	11.68	14.55	11.75
Eficiencia del módulo	21.87 (STC)		22.07% (STC)		22.26% (STC)		22.45 (STC)		22.65 % (STC)	

Fuente: (SLLO, 2025)

Anexo 3:

Especificaciones técnicas del inversor

SUN2000-12/15/17/20/25KTL-M5
Smart PV Controller



Active Safety

AI Powered Arcing Protection



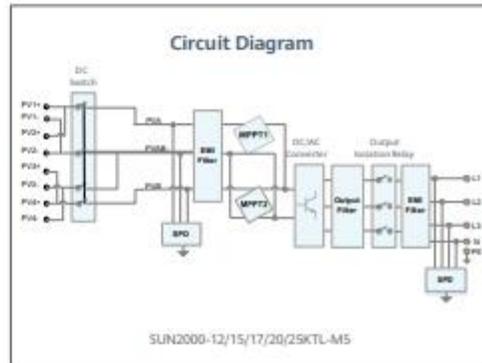
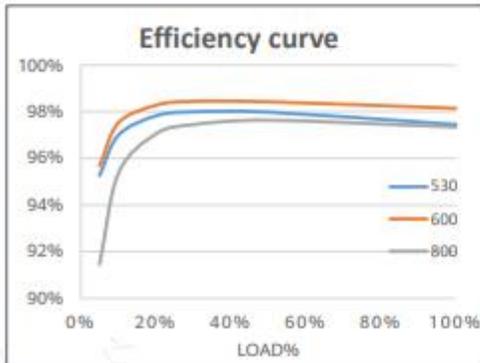
Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



Fuente: (Solar A. , 2025)

Anexo 4:

Especificaciones técnicas baterías

Specification



Basic Parameters	US2000C	US3000C	Phantom-S
Nominal Voltage (V)	48	48	48
Nominal Capacity (Wh)	2400	3552	2400
Usable Capacity (Wh)	2280	3374.4	2200
Dimension (mm)	442*410*89	442*420*132	440*440*88.5
Weight (Kg)	24	32	24
Discharge Voltage (V)	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5	52.5~53.5	52.5~53.5
Charge / Discharge Current (A)	25(Recommend)	37 (Recommend)	25(Recommend)
	50 (Max)	74 (Max)	50 (Max)
	90 (Peak@15s)	90 (Peak@15s)	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN	RS485, CAN	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	16	16	8
Working Temperature/°C	0~50	0~50	0~50
Shelf Temperature/°C	-20~60	-20~60	-20~60
Humidity	5%~95%	5%~95%	5%~95%
Altitude (m)	<2000	<2000	<2000
Design life	15 ⁺ Years (25°C/77°F)	15 ⁺ Years (25°C/77°F)	15 ⁺ Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6000, 25°C	>6000, 25°C	>6000, 25°C
Authentication Level	IEC62619/CE /UN38.3	VDE2510-50/IEC62619/UL1973 UL9540A/CE/UN38.3	IEC62619/CE /UN38.3
Feature	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	

Fuente: (AutoSolar, 2025)

Anexo 5:

Pliego tarifario 2025 SPEE

Fuente: (ARCONEL, 2024).

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

CNEL UN GUAYAQUIL

CARGOS TARIFARIOS JUNIO - NOVIEMBRE				CARGOS TARIFARIOS DICIEMBRE - MAYO			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/W-mes)	ENERGÍA (USD/W-h)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/W-mes)	ENERGÍA (USD/W-h)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
RESIDENCIAL				RESIDENCIAL			
BAJO Y MEDIO VOLTAJE				BAJO Y MEDIO VOLTAJE			
NIVEL VOLTAJE				NIVEL VOLTAJE			
1-50		0,078	1,414	1-50		0,078	1,414
51-100		0,081		51-100		0,081	
101-150		0,083		101-150		0,083	
151-200		0,097		151-200		0,097	
201-250		0,099		201-250		0,099	
251-300		0,101		251-300		0,101	
301-350		0,103		301-350		0,103	
351-500		0,105		351-500		0,105	
501-700		0,1285		501-700		0,1050	
701-1000		0,1450		701-1000		0,1100	
1001-1500		0,1700		1001-1500		0,1700	
1501-2500		0,2752		1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360		2501-3500		0,4360	
Superior		0,5812		Superior		0,5812	

ENERO - DICIEMBRE				
RESIDENCIAL TEMPORAL				
		0,1285	1,414	
CATEGORÍA GENERAL				
BAJO VOLTAJE SIN DEMANDA				
COMERCIAL				
1-300 Superior		0,082	1,414	
		0,110		
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO				
1-300 Superior		0,072		
		0,100		
BOMBEO AGUA				
1-300 Superior		0,052		
		0,090		
BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE				
1-300 Superior		0,058		
		0,055		
INDUSTRIAL ARTESANAL				
1-300 Superior		0,054		
		0,100		
ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO				
1 - 100		0,050		
101-200		0,054		
201-300		0,058		
Superior		0,105		
BAJO VOLTAJE CON DEMANDA				
COMERCIALES				
	4,055	0,092	1,414	
INDUSTRIALES				
	4,055	0,092		
ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS				
SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES				
	4,055	0,082		
BOMBEO AGUA				
	4,055	0,072		



**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT

Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Kelly Shirley Villao Carrillo**, con C.C: # **0922575378** autor del trabajo de titulación: **Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico para dos departamentos ubicados en el centro de Guayaquil Edificio Escobedo** previo a la obtención del título de **Magister 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, 30 de julio del 2025.

f. 

Nombre: **Kelly Shirley Villao Carrillo**

C.C: **0922575378**

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TEMA Y SUBTEMA:	Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico para dos departamentos ubicados en el centro de Guayaquil Edificio Escobedo		
AUTOR(ES)	Kelly Shirley Villao Carrillo		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Bayardo Bohórquez Escobar. Ph.D /Ing. Ubilla González Ricardo /Ing. Bohórquez Heras Daniel		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Sistema de Posgrado		
CARRERA:	Maestría en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	30 de julio del 2025	No. DE PÁGINAS:	97
ÁREAS TEMÁTICAS:	Generación energía, Fotovoltaica, Eficiencia energética		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Fotovoltaicos; generación; sistema solar; energía renovable; generación no convencional		

RESUMEN/ABSTRACT: En este trabajo de investigación se pretende hacer el estudio de la viabilidad técnica, financiera y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico que ayude a mitigar la los problema de suministro eléctrico a dos departamentos ubicados en el centro de la ciudad de Guayaquil, dada la circunstancia de emergencia energética que se vive en Ecuador y producto de ello ha llevado a dejar sin suministro hasta por 12 horas a los cuidados del país.

Este trabajo busca, además, realizar un diseño integral de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red eléctrica convencional, incluyendo el análisis técnico y la formulación para el cálculo del dimensionamiento y la selectividad de los equipos a utilizar, conforme a las normativas, leyes y convenciones vigentes, apoyados en el software PVsyst para con un consumo promedio anual de 862, 10mkWh de energía. El sistema fotovoltaico híbrido de 17,54 MWh/año y rendimiento de 83.54%, propuesto reduce significativamente la dependencia de la red eléctrica, mejora la resiliencia energética de los usuarios y promueve el uso de fuentes renovables. Este proyecto puede ser usado como una opción replicable para otros departamentos dentro del mismo edificio o edificio de viviendas del sector céntrico de Guayaquil.

ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
CONTACTO CON AUTOR:	Teléfono: +593-995147293	Kelly Shirley Villao Carrillo
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE)::	Nombre: Ing. Bayardo Bohórquez Escobar. Ph.D.	
	Teléfono: +593-995147293	
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec	

SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA

Nº. DE REGISTRO (en base a datos):	
Nº. DE CLASIFICACIÓN:	
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):	