

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Evaluación comparativa de dos tecnologías fotovoltaicas para la gestión
óptima de carga del edificio 11A

INGE-2829

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero Eléctrico

Presentado por:

Ochoa Chucuyan Jose Octavio

Hallon Velasco Jorge Joel

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto lo dedico con especial amor y gratitud a mi madre, por ser mi mayor inspiración, apoyo y guía incondicional, y a mi padre, por su esfuerzo y ejemplo constante que han forjado mi camino. Asimismo, lo dedico a mis amigos y familia que me han acompañado a lo largo de mi vida y que con su presencia y enseñanzas han contribuido a que me convierta en la persona que soy hoy.

José Ochoa

Dedico este proyecto a mis padres, Jorge Hallon y Grace Velasco, que me han dado las herramientas para seguir cada paso de mi vida. A mis hermanos, por su apoyo incondicional. A mis perritos Mati y Mía, por su compañía en las largas noches. A Natali por su constante motivación y a todas las personas cercanas que, con su compañía y aliento, hicieron de este camino no solo un desafío, sino también una experiencia profundamente significativa y valiosa.

Jorge Hallon

Agradecimientos

Agradezco profundamente a la ingeniera Mgtr. Jocelyne Selena Salgado Ochoa por su paciencia y guía en el desarrollo de esta tesis, a mis padres, amigos y al grupo de los Reales por su amistad a lo largo de los semestres y a todos mis profesores por los conocimientos que hoy forman mi preparación profesional.

José Ochoa

Agradezco profundamente al Ing. Luis Muñoz, a la Ing. Doménica Apolo y a la Ing. Jocelyne Salgado, por su guía, apoyo y confianza en cada etapa de este proceso, quienes con su paciencia y enseñanzas me motivaron a seguir adelante. A mis amigos, que con su compañía, consejos y risas me recordaron que los grandes logros se disfrutan aún más cuando se comparten con quienes siempre están ahí.

Jorge Hallon

Declaración Expresa

Nosotros Jorge Joel Hallon Velasco y José Octavio Ochoa Chucuyan acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique a los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 11 de septiembre del 2025.

Ochoa Chucuyan Jose Octavio

Hallon Velasco Jorge Joel

Evaluadores

Mgtr. Patricia Isabel Pasmay Bohorquez

Profesor de Materia

Mgtr. Jocelyne Selena Salgado Ochoa

Tutor de proyecto

Resumen

El presente proyecto se enmarca en la meta institucional de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) de reducir su huella de carbono y consumo energético mediante generación fotovoltaica. Se plantea como objetivo comparar dos tecnologías solares —paneles monofaciales y bifaciales— aplicadas al edificio 11A, y optimizar su integración mediante simulación energética y algoritmos de gestión de carga, con la hipótesis de que una combinación adecuada puede mejorar significativamente el retorno de inversión. Para ello, se realizó una caracterización energética real del edificio mediante sensores IoT de irradiancia, temperatura y consumo eléctrico, seguida de simulaciones y optimización con programación lineal. Se evaluaron tres escenarios con y sin almacenamiento energético, considerando tarifas eléctricas variables, modelos de arbitraje energético y condiciones de subsidio. Los resultados mostraron que el modelo sin baterías, pero con inyección a red alcanza un retorno de inversión en 7 años, incluso sin subsidios, mientras que el escenario con baterías no logra rentabilidad en 12 años debido a su alto CAPEX. Se concluye que la generación distribuida sin almacenamiento, correctamente gestionada, representa una solución técnica y económicamente viable, y que el aprovechamiento de espacios como parqueaderos puede convertirlos en activos solares productivos.

Palabras Clave: Energía solar, optimización energética, análisis económico, generación distribuida.

Abstract

This project aligns with the institutional goals of Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) to reduce both carbon footprint and electricity consumption through photovoltaic generation. The objective is to compare two solar technologies—monofacial and bifacial panels—implemented on building 11A, and to optimize their integration through energy simulation and load management algorithms. The hypothesis proposes that a well-designed configuration can significantly improve the return on investment. A real-time energy profile was developed using IoT sensors for irradiance, temperature, and electric consumption, followed by simulation using PVsyst and optimization via AMPL and CPLEX. Three scenarios were evaluated, with and without energy storage, considering dynamic electricity tariffs, energy arbitrage models, and subsidy conditions. Results showed that the scenario without batteries but with grid injection achieved a 7-year payback period, even without subsidies, while the battery-based scenario was not profitable within a 12-year horizon due to high capital expenditure. It is concluded that distributed generation without storage, when properly managed, is both technically and economically viable. Moreover, utilizing parking areas as solar fields transforms passive infrastructure into productive energy assets.

Keywords: *solar energy, energy optimization, economic analysis, distributed generation*

Índice general

Evaluadores	5
Resumen.....	6
<i>Abstract</i>	7
Índice general.....	8
Abreviaturas	10
Simbología	11
Índice de figuras	12
Índice de tablas.....	14
Capítulo 1.....	15
1. Introducción.....	16
1.1. Descripción del problema.....	19
1.2. Justificación del Problema.....	20
1.3. Objetivos	21
1.3.1. Objetivo general	21
1.3.2. Objetivos específicos	21
1.4. Marco teórico	22
1.4.1. Paneles solares monofaciales y bifaciales: características, ventajas y evolución	22
1.4.2. Gestión energética inteligente en edificaciones con generación distribuida	23
1.4.3. Contexto normativo ecuatoriano para la generación distribuida fotovoltaica	25
Capítulo 2.....	26
2. Metodología	27
2.1. Tecnologías fotovoltaicas seleccionadas	27
2.2 Elección del terreno	28
2.3 Sistema de adquisición de datos.....	31
2.4 Simulación en PVsyst y Cálculos Teóricos.....	33
2.5 Diseño experimental.....	40

2.6 Malla a tierra.....	42
2.7 Diagrama Unifilar.....	44
2.8 Dimensionamiento de baterías.....	45
2.9 Algoritmo de optimización de gestión de carga.....	45
2.9 Normativa aplicable y fundamentos metodológicos.....	48
Capítulo 3.....	49
3. Resultados y análisis	50
Capítulo 4.....	65
4.1 Conclusiones y recomendaciones	66
4.1.1 Conclusiones	66
4.1.2 Recomendaciones.....	68
Referencias	74

Abreviaturas

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
CPLEX	Optimizador de programación lineal entera mixta
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FIEC	Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación
IoT	Internet de las Cosas
GHI	Irradiancia global horizontal
GTI	Irradiancia global inclinada
ISO	Organización internacional de Normalización
MPPT	Seguimiento del punto de máxima potencia
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
und	Unidad
mts	metros

Simbología

C	Carbono
A	Amperio
CO ₂	Dióxido de carbono
Δ	Diferencia o variación
G	Irradiancia solar
I	Corriente eléctrica
I _{sc}	Corriente de cortocircuito del módulo solar
m ²	Metro cuadrado
MPP	Punto de máxima potencia
PR	Índice de desempeño energético
V	Voltio
V _{oc}	Voltaje en circuito abierto del módulo
V _{mp}	Voltaje en punto de máxima potencia
η	Eficiencia de conversión energética
kWh	Kilovatio-hora
kWp	Kilovatio-pico

Índice de figuras

Figura 2.1 <i>Diagrama de flujo del proyecto.</i>	27
Figura 2.2 <i>Perfil de elevación del terreno.</i>	28
Figura 2.3 <i>Vista aérea de la disposición del área.</i>	29
Figura 2.4 Medidas a escala de la disposición del terreno (1 und = 1 mts)	29
Figura 2.5 <i>Carta solar del sector</i>	30
Figura 2.6 <i>Mapeo de datos anuales estimados para una central solar</i>	30
Figura 2.7 <i>Diagrama de operación</i>	31
Figura 2.8 <i>Diagrama referencial de comunicación del esp32</i>	32
Figura 2.9 <i>Sistema electrónico para medición</i>	32
Figura 2.10 <i>Valores reales del sitio - Meteonorm 8.0</i>	33
Figura 2.11 <i>Ajuste manual de los datos del panel monofacial</i>	33
Figura 2.12 <i>Inclinación del panel</i>	34
Figura 2.13 <i>Diseño de la base y del panel</i>	34
Figura 2.14 <i>Arreglo del sistema fotovoltaico</i>	35
Figura 2.15 <i>Arreglo del sistema</i>	36
Figura 2.16 <i>Arreglo modulo monofacial</i>	38
Figura 2.17 <i>Diagrama de perdidas</i>	39
Figura 2.18 <i>Diagrama esquemático del sistema Fotovoltaico</i>	40
Figura 2.19 <i>Traslado de los paneles al punto de medición</i>	40
Figura 2.20 <i>Estructura del Panel bifacial</i>	41
Figura 2.21 <i>Panel bifacial visto desde las afueras del edificio 11 A</i>	41
Figura 2.22 <i>Conexión con el módulo bifacial</i>	42
Figura 2.23 <i>Conexión general de los dos paneles</i>	42
Figura 2.24 <i>Diagrama Unifilar</i>	44
Figura 2.25 <i>Diagrama de bloques escenario A</i>	46
Figura 2.26 <i>Diagrama de bloques escenario B</i>	46
Figura 2.27 Diagrama de bloques escenario C	47
Figura 3.1 <i>Promedio de los datos analizado a partir de la hoja de cálculo exportada desde la plataforma ThingSpeak</i>	50
Figura 3.2 <i>Datos tomados a las 5:00</i>	51
Figura 3.3 <i>Datos tomados a las 18:00</i>	52

Figura 3.4 <i>Diagrama de pérdidas del conjunto bifacial</i>	56
Figura 3.5 Valores resultantes del arreglo bifacial.....	57
Figura 3.6 <i>Resultados del cálculo del van y tir del sistema con subsidios sin optimización</i>	59
Figura 3.7 <i>Resultados del cálculo del van y tir del sistema con subsidios sin optimización</i>	59
Figura 3.8 <i>Ánalysis económico escenario B con optimización</i>	60
Figura 3.9 <i>Resultado de optimización escenario B</i>	61
Figura 3.10 <i>Ánalysis económico escenario C</i>	62
Figura 3.11 <i>Resultados de optimización escenario C</i>	62
Figura 5.1 <i>Diagrama de conexiones de tablero de mediciones.</i>	73

Índice de tablas

Tabla 3.1 <i>Promedio de los datos</i>	50
Tabla 3.2 <i>Datos de placa de los paneles</i>	51
Tabla 3.3 <i>Valores promedio 36.2 °C</i>	52
Tabla 3.4 <i>Resultados Finales Medidos</i>	54
Tabla 3.5 <i>Comparación de las simulaciones</i>	58
Tabla 3.6 <i>Valores finales del proyecto</i>	59
Tabla 5.1 <i>Comparativa de las fichas técnicas de los paneles</i>	70
Tabla 5.2 <i>Rubros generales del proyecto</i>	72

Capítulo 1

1. Introducción

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado en las últimas décadas como una de las fuentes renovables de mayor crecimiento a nivel mundial. Para 2023, la capacidad fotovoltaica acumulada superó los 1,6 teravatios (TW) a nivel global, evidenciando un salto notable desde aproximadamente 1,2 TW en 2022 [1]. De hecho, la energía solar representó cerca de tres cuartas partes de toda la nueva capacidad de generación renovable añadida en el mundo durante 2023 [2], respaldada por la continua reducción de costos de los paneles y políticas de impulso a las renovables. Este crecimiento acelerado refleja cómo la energía fotovoltaica ha pasado de ser una alternativa marginal a convertirse en pilar de la matriz energética global. En paralelo, numerosos centros educativos han incorporado sistemas solares en sus campus como parte de sus estrategias de sostenibilidad. Por ejemplo, la Universidad de California en San Diego (EE.UU.) genera cerca del 90% de su electricidad gracias a más de 23.000 paneles instalados en su campus [3]. De igual modo, en 2024 un conjunto de 14 universidades en España implementó proyectos fotovoltaicos que suman alrededor de 20 MW de potencia para autoconsumo [4]. Estas iniciativas en instituciones educativas demuestran el compromiso del sector académico con las energías limpias, reduciendo costos operativos y sirviendo como laboratorios vivos para la enseñanza e investigación en energías renovables.

Uno de los debates recientes en el ámbito fotovoltaico gira en torno a la comparación entre los paneles monofaciales tradicionales (que captan la radiación solar solo por su cara frontal) y los paneles bifaciales, capaces de aprovechar la luz en ambas caras. Los paneles bifaciales han ganado interés debido a su potencial de generar una mayor energía por unidad de área. Estudios reportan que la generación eléctrica de un sistema bifacial puede exceder en 10% a 30% la de un sistema monofacial bajo condiciones óptimas [5]. Este incremento proviene de la captura de la radiación reflejada en el suelo u otras superficies, lo que mejora el aprovechamiento solar total. En climas favorables (por ejemplo, con suelo de alta reflectancia o presencia de nieve estacional) el beneficio

puede ser considerable, mientras que en otras condiciones los aumentos suelen ser más conservadores (del orden de un dígito porcentual). Aun así, la tendencia tecnológica es clara: la producción de células solares bifaciales se ha incrementado rápidamente en la industria, y sus costos de fabricación se han ido equiparando a los de los paneles monofaciales convencionales [6]. Esta pequeña convergencia en costo y la promesa de mayor rendimiento han posicionado a los paneles bifaciales como una alternativa atractiva para maximizar la generación fotovoltaica, aunque su efectividad depende de un diseño adecuado de la instalación (ángulo, altura, albedo del entorno, etc.). Actualmente, la comunidad técnica debate aspectos como la caracterización estandarizada del rendimiento bifacial, la optimización de la distancia al suelo y la durabilidad a largo plazo de estas tecnologías, todo ello con miras a establecer mejores prácticas para su implementación masiva.

A la par de los avances en paneles solares, se ha consolidado un conocimiento significativo en torno a la gestión eficiente de la energía en edificaciones que integran generación fotovoltaica. Los edificios contemporáneos tienden a evolucionar hacia estructuras inteligentes, incorporando sistemas de monitoreo y control que permiten un uso más racional de la energía. La implementación de sensores, redes IoT (Internet de las Cosas) y sistemas de automatización (BMS, por sus siglas en inglés, Building Management Systems) facilita la supervisión en tiempo real de variables críticas como el consumo, la ocupación o la iluminación, lo cual permite actuar de manera anticipada para ajustar cargas y minimizar desperdicios [7]. Cuando estas edificaciones incorporan fuentes de energía renovable distribuidas, como paneles solares instalados en azoteas o fachadas, surge la necesidad de aplicar algoritmos de optimización que gestionen inteligentemente la generación, el almacenamiento y el consumo energético. Actualmente, se investigan técnicas avanzadas que incluyen modelos predictivos basados en inteligencia artificial (IA) y métodos de optimización metaheurísticos, con el fin de anticipar la demanda y tomar decisiones sobre la operación más eficiente de los recursos disponibles en cada momento [7]. Por

ejemplo, mediante estos algoritmos, es posible programar cargas flexibles (como sistemas de climatización o estaciones de carga de baterías) para aprovechar al máximo la generación solar durante las horas de mayor producción, y reducir el consumo en momentos de menor generación o tarifas más elevadas. Diversos estudios [8] respaldan que estas estrategias inteligentes pueden aumentar de manera considerable el autoconsumo de la energía generada, al mismo tiempo que disminuyen los picos de demanda sobre la red eléctrica, mejorando así la eficiencia energética global del edificio.

En este contexto de progreso tecnológico, el presente estudio adquiere particular relevancia aplicada, especialmente para entornos universitarios como el de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL). Esta institución ha definido ambiciosos objetivos de sostenibilidad energética, orientados a reducir su consumo eléctrico y emisiones de carbono, en consonancia con normas internacionales de eficiencia energética como la ISO 50001 [9]. El campus de la ESPOL, ubicado en una zona de alta radiación solar, ofrece un escenario propicio para implementar energía fotovoltaica; Con esto, surge la iniciativa de implementar un proyecto piloto de energía solar en uno de los edificios emblemáticos del campus, el Edificio 11 A, el cual a su vez representa una de las cargas más grandes que tiene esta universidad. Este edificio, sede principal de la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación (FIEC), alberga laboratorios, aulas y oficinas administrativas que conllevan un consumo energético significativo y continuo. Su importancia estratégica dentro de la universidad, sumada a su perfil de uso intensivo de energía, lo convierten en un candidato idóneo para evaluar la viabilidad y el impacto de una integración fotovoltaica. La elección del Edificio 11A como piloto está motivada no solo por su demanda eléctrica representativa, sino también por la posibilidad de aprovechar áreas disponibles para la instalación de paneles solares, los cuales se plantean ser ubicados en toda la zona del parqueadero en forma de techado, la cual tiene un área alrededor de los $7000\ m^2$.

No obstante, surge la interrogante de cuál tecnología de panel resulta más conveniente para su caso específico. Actualmente no se cuentan con criterios técnicos y económicos comparativos que orienten la elección entre paneles monofaciales y bifaciales para el Ecuador, ya que cada alternativa presenta diferencias en rendimiento, requerimientos de espacio, costo y mantenimiento, y se desconoce su impacto real en el perfil de carga del edificio. Esta falta de información comparativa genera incertidumbre al planificar la integración fotovoltaica óptima en la infraestructura existente.

El presente trabajo de investigación aborda dicha brecha de conocimiento realizando una evaluación comparativa rigurosa de dos tecnologías fotovoltaicas (paneles monofaciales vs. bifaciales) en función de su contribución a la gestión de la demanda eléctrica de un edificio académico, la viabilidad del proyecto en cuanto a costos y la alternativa más viable a largo plazo. De esta manera, se busca identificar cuál de estas tecnologías ofrece mayor productividad energética y mejor desempeño bajo las condiciones locales reales de la ESPOL, abordando tanto temas técnicos como económicos, proporcionando a su vez lineamientos para la elección de una tecnología la cual servirá para un posterior análisis de la gestión de carga del edificio mediante un algoritmo de optimización.

1.1. Descripción del problema

La Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) ha trazado objetivos de sostenibilidad energética que incluyen reducir su factura eléctrica y su huella de carbono, en línea con las metas institucionales del programa “Campus Sostenible” de ESPOL [10]. Estas metas contemplan la incorporación progresiva de fuentes renovables, la implementación de sistemas de monitoreo energético en tiempo real, y la promoción de una cultura ambiental entre estudiantes y personal. Todo ello se enmarca en un enfoque de mejora continua, sustentado en la implementación del sistema de gestión energética conforme a la norma ISO 50001, la cual ha sido adoptada por la

institución como guía para optimizar el desempeño energético de sus instalaciones [9]. Para materializar estas metas se ha propuesto incorporar generación renovable, aprovechando el potencial solar del campus; sin embargo, carece de criterios técnicos y económicos claros para seleccionar la tecnología fotovoltaica más conveniente. Las alternativas disponibles en el mercado presentan rendimientos, requerimientos de espacio, costos y rutinas de mantenimiento distintos, cuya repercusión real sobre los perfiles de consumo de los edificios aún se desconoce. Esta falta de información comparativa genera incertidumbre sobre la capacidad de cada opción para integrarse sin riesgos a la red interna, optimizar el uso de almacenamiento y demostrar, con datos verificables, avances en eficiencia energética. Cuanto más tiempo dure esta brecha, la toma de decisiones quedará aplazada y los beneficios ambientales y financieros seguirán latentes.

1.2. Justificación del Problema

La propuesta aborda la necesidad de reducir costos energéticos y emisiones del campus mediante una solución fotovoltaica adaptada al edificio 11A. Se estudiarán dos opciones comerciales—paneles monofaciales y bifaciales—evaluando producción anual, sombra, peso y mantenimiento. Esta mirada doble permite seleccionar la alternativa con mayor rendimiento por metro cuadrado y menor impacto constructivo, garantizando seguridad eléctrica y continuidad académica.

El algoritmo de optimización gestionará de forma coordinada las fuentes de energía y las cargas del edificio 11A, decidiendo cuándo almacenar, consumir de la red o usar la fuente renovable, según la demanda y las tarifas. Esto permitirá priorizar cargas críticas, reducir picos, alargar la vida útil del almacenamiento y facilitar un dimensionamiento futuro más eficiente.

La Universidad, ya avalada por una norma de eficiencia energética, podrá acreditar avances cuantificables por la integración de paneles fotovoltaicos. Estudiantes y personal disfrutarán de un entorno más confortable, al contar con modelos energéticos con respaldo ante fallas o

desconexiones de la red y con menor huella de carbono. Así, la iniciativa genera valor técnico, económico, ambiental y social con una inversión prudente y una puesta en marcha ágil. Además, fomenta la formación en energías renovables para los estudiantes y público externo.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

- Diseñar un sistema fotovoltaico considerando paneles monofaciales y bifaciales, adaptado al contexto local, mediante un análisis técnico-económico que evalúe su integración a la red eléctrica optimizando la gestión de carga en la FIEC.

1.3.2. Objetivos específicos

- Analizar datos técnicos del edificio de la FIEC 11A, para la construcción de perfiles de demanda eléctrica y disponibilidad de superficie para la instalación de paneles solares.
- Dimensionar un sistema fotovoltaico tanto con paneles monofaciales como bifaciales, considerando parámetros técnicos, operativos y ambientales que aseguren su viabilidad en el entorno de instalación.
- Comparar la generación producida por ambas configuraciones fotovoltaicas mediante un análisis técnico-económico.
- Evaluar la gestión de carga del edificio 11A mediante un algoritmo de optimización que considera almacenamiento de energía.
- Proponer un sistema de generación integrado al edificio 11A que permita al usuario final decidir tiempos de operación de cada uno de los elementos de la microrred.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Paneles solares monofaciales y bifaciales: características, ventajas y evolución

Los paneles solares monofaciales son los módulos fotovoltaicos convencionales, con células activas en una sola cara y un respaldo opaco. Esto significa que únicamente captan la radiación solar por su lado frontal, mientras la parte posterior suele ser una lámina aislante o reflectante que protege las células, pero no genera electricidad. En cambio, los paneles bifaciales incorporan células fotovoltaicas expuestas por ambas caras del módulo, generalmente encapsuladas entre vidrio doble o material transparente, de modo que pueden aprovechar también la luz que incide por la parte trasera, ya sea difusa o reflejada desde el suelo u otras superficies [11].

Esta diferencia de diseño conlleva implicaciones en desempeño y aplicación: los módulos monofaciales son más ligeros, sencillos y típicamente de menor costo inicial, adecuados para instalaciones donde el dorso del panel queda sombreado o adherido a una superficie. Por su parte, los módulos bifaciales tienen una construcción más robusta y pesada, con mayor complejidad de montaje, pero permiten aumentar la generación al captar irradiación por ambas caras. Son ideales en espacios abiertos y altamente reflectantes (como suelos claros, arena, nieve o láminas metálicas), donde se puede obtener ganancia de energía por la cara posterior [12].

Las ventajas de la tecnología bifacial se traducen en una mayor producción energética por unidad de potencia instalada. Estudios reportan que, dependiendo de las condiciones de instalación, los módulos bifaciales pueden generar entre un 5% y un 25% más energía que los monofaciales equivalentes, e incluso alcanzar mejoras de hasta un 30% en el rendimiento anual bajo condiciones óptimas (alta reflectividad, montaje elevado, mínima sombra posterior) [13]. En escenarios típicos, la ganancia bifacial suele rondar el 10–15% gracias a la captación de luz reflejada del suelo [12]. Este aumento de eficiencia efectiva ha impulsado la adopción de paneles

bifaciales en proyectos de gran escala, pues mejora el factor de capacidad de las plantas solares sin requerir área adicional, contribuyendo a reducir el costo nivelado de la energía [14]. Por otro lado, sus limitaciones incluyen un costo inicial más elevado y la necesidad de diseños de instalación especializados para evitar sombras en la cara trasera, mantener una altura adecuada sobre el suelo y garantizar suficiente separación entre filas [15]. Aun así, la tendencia tecnológica apunta a una creciente implementación de módulos bifaciales. Conforme sus costos de fabricación se igualan a los de los monofaciales, los bifaciales ganan popularidad en nuevas instalaciones, mientras que los monofaciales siguen siendo preferidos en aplicaciones con menor presupuesto o espacio reducido [14].

1.4.2. Gestión energética inteligente en edificaciones con generación distribuida

La integración de generación distribuida renovable, como sistemas fotovoltaicos, en edificaciones modernas requiere estrategias avanzadas de gestión energética que garanticen eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad. El objetivo central es reducir el consumo y los costos eléctricos sin comprometer el confort de los ocupantes, minimizando a su vez el impacto ambiental. Para ello, se implementan sistemas automatizados de gestión energética, comúnmente denominados Building Management Systems (BMS), que monitorizan en tiempo real la demanda de cargas eléctricas, la producción solar y otros parámetros críticos, permitiendo el control inteligente de encendidos, apagados y regulaciones de carga [16].

Estos sistemas integran subsistemas eléctricos, mecánicos y de climatización, apoyándose en sensores IoT y algoritmos de control que ajustan dinámicamente la operación del edificio a la disponibilidad energética. De este modo, es posible desplazar cargas flexibles fuera de horarios pico, reducir la importación desde la red durante la generación solar máxima o activar funciones de respaldo mediante almacenamiento distribuido como baterías, en caso de variaciones solares o contingencias en la red [17].

La incorporación de algoritmos de optimización –incluyendo técnicas de inteligencia artificial y métodos metaheurísticos como algoritmos genéticos o enjambre de partículas– eleva significativamente el desempeño de estos sistemas. Estas herramientas permiten predecir con precisión la demanda y la generación, facilitando decisiones como cuándo cargar o descargar baterías, cuánto autoconsumir o si conviene importar energía. Además, habilitan estrategias de mantenimiento predictivo, al identificar patrones anómalos en los datos operativos [18].

Diversos estudios respaldan que esta sinergia entre control inteligente y optimización avanzada puede reducir notablemente la energía importada, los picos de demanda y las emisiones, maximizando el autoconsumo renovable. Así, el edificio se transforma en un ente activo que responde en tiempo real a las condiciones energéticas, operando de forma más eficiente, sostenible y resiliente dentro del ecosistema eléctrico [17].

Adicionalmente, en este estudio se implementará un sistema de optimización energética mediante modelos de programación lineal y entera mixta (MILP), resueltos con herramientas como AMPL y el solucionador CPLEX. Estos algoritmos permiten minimizar el costo total de energía considerando múltiples variables: compra a red, generación fotovoltaica y venta de excedentes [16]. La formulación incluye restricciones de balance de potencia, límites de operación del inversor y condiciones técnicas del sistema, integrando datos reales de consumo, producción solar y tarifas eléctricas ecuatorianas. Esta estrategia permite simular escenarios realistas y tomar decisiones óptimas para la gestión energética del edificio 11A, promoviendo eficiencia y sostenibilidad bajo un enfoque técnico riguroso.

1.4.3. Contexto normativo ecuatoriano para la generación distribuida fotovoltaica

Ecuador cuenta con un marco legal que habilita la generación distribuida con fuentes renovables. La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) y su reglamento reconocen a la generación distribuida como pequeñas centrales cercanas al consumo, conectadas a la red de distribución. Desde 2018, se expidió la Regulación 003/18 de ARCONEL, que establece las condiciones técnicas y comerciales para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Esta regulación introdujo el esquema de medición neta, que permite a los usuarios inyectar excedentes a la red y recibir compensación. Se diferencian límites de potencia por tipo de usuario: residencial (hasta 500 kW) y comercial/industrial (hasta ~1000 kW), siempre bajo condiciones de autoconsumo. Las instalaciones deben cumplir con normas técnicas de conexión, calidad de energía, protección y seguridad, y pueden beneficiarse de incentivos indirectos como exoneraciones arancelarias o ahorro en facturación.

El marco legal también contempla la prioridad en el despacho de energía renovable distribuida hasta 1 MW, sin sujeción al despacho centralizado. Aunque los incentivos directos han disminuido, el entorno normativo sigue promoviendo esta tecnología mediante simplificación de trámites y oportunidades de compensación económica. Universidades y edificios públicos han sido escenarios piloto para estos desarrollos, demostrando la viabilidad de integrar generación solar distribuida en entornos urbanos [19].

Capítulo 2

2. Metodología

El presente estudio, se estructuró en comparar dos tecnologías fotovoltaicas y evaluar su integración óptima en el edificio 11A. se combina actividades experimentales, simulación computacional, y estudios técnicos, permitiendo una evaluación de paneles solares monofaciales y bifaciales bajo condiciones locales reales.

El diagrama de flujo (Figura 1) resume la secuencia lógica de las actividades realizadas en el proceso. A partir de esta estructura, se describen en detalle las fases que conformaron el diseño experimental y conceptual del proyecto, las herramientas empleadas, los criterios de evaluación y los fundamentos normativos y éticos que respaldaron cada decisión técnica.

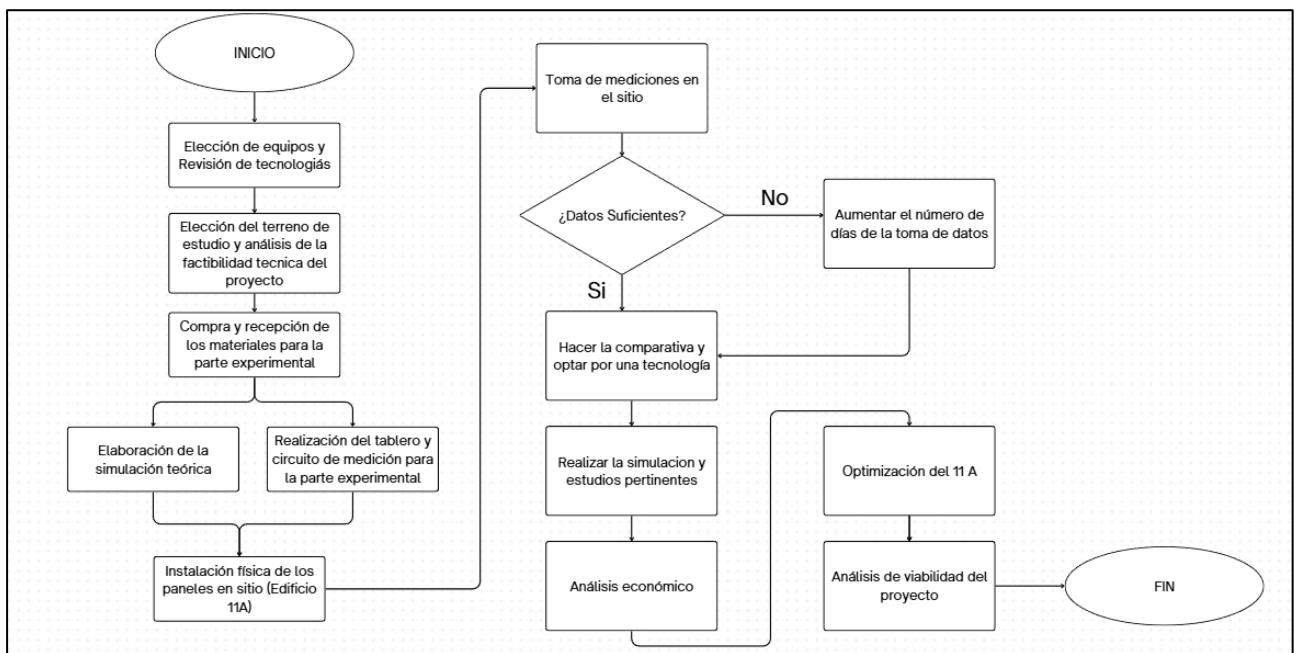


Figura 2.1 Diagrama de flujo del proyecto.

2.1 Tecnologías fotovoltaicas seleccionadas

Se compararon dos alternativas de paneles solares: el panel monofacial Jinko SSP-585W (tipo TOPCon) versus el panel bifacial JA Solar SSP-585W (tipo bicristalino). Ambos módulos comparten potencia nominal (585 W), y valores tales como eficiencia y captura de irradiancia similares. El panel Jinko monofacial exhibe una eficiencia de módulo alrededor de 22.65% [20], mientras que el JA bifacial reporta una eficiencia del 22.6% [21].

Las fichas técnicas indican parámetros eléctricos similares, lo que ayuda a tener una comparativa justa de estas tecnologías. La Tabla Comparativa de las fichas técnicas de los paneles (Tabla 5.1) ubicada en anexos resume estas diferencias clave.

Las certificaciones de calidad y las garantías lineales aseguran la confiabilidad de ambos modelos. Estas características justificaron su elección comparativa para el experimento.

2.2 Elección del terreno

El parqueadero del edificio 11A de la ESPOL fue seleccionado como emplazamiento del sistema fotovoltaico. Su superficie permitió proponer una solución de techado solar en estacionamientos, optimizando la captación solar y proporcionando sombra a los vehículos. Además, al ser terreno mayormente plano, no fue necesaria considerar obra civil de excavación.

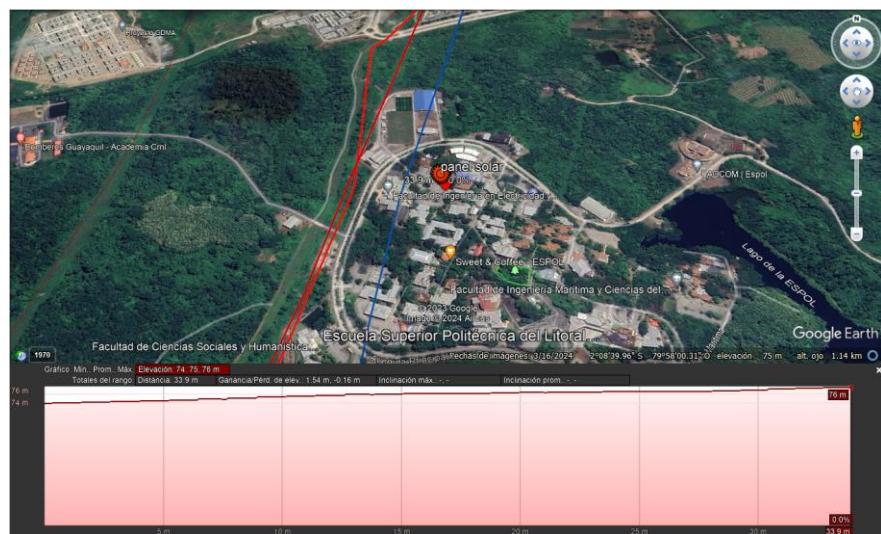


Figura 2.2 Perfil de elevación del terreno.

La zona escogida, al no tener obstáculos en el recorrido solar, no presentó interferencias por sombras durante las horas de mayor radiación solar, debido a su orientación y distancia respecto de edificaciones cercanas. Considerando que el campus se encuentra dentro de un área de protección ecológica se descartaron ubicaciones con presencia de vegetación, priorizando una solución que no requiriera tala ni alteración del entorno natural. Delimitando el terreno visto en la figura 3 y 4:



Figura 2.3 Vista aérea de la disposición del área

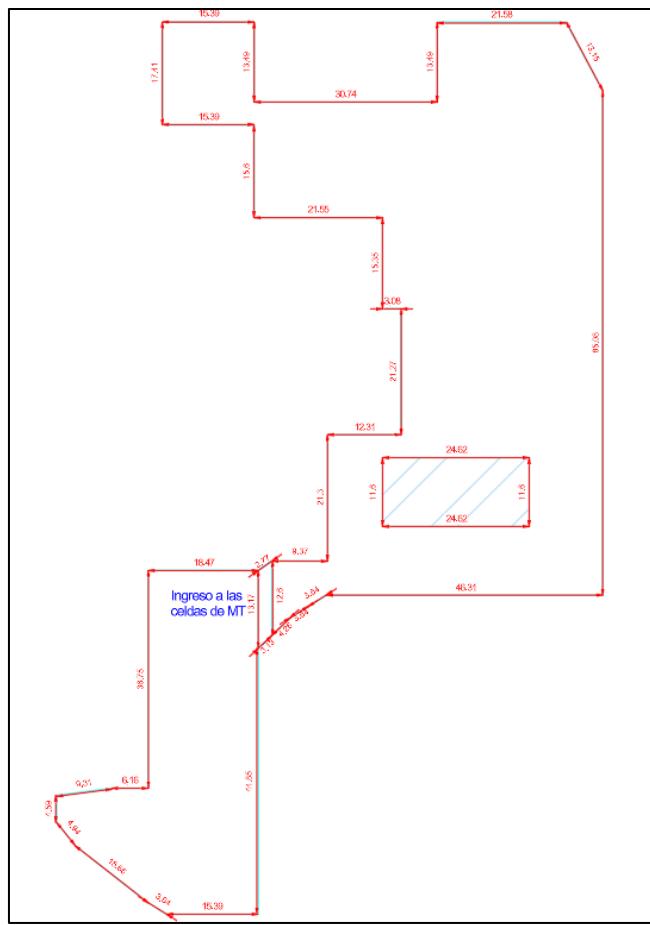


Figura 2.4 Medidas a escala de la disposición del terreno (1 und = 1 mts)

Desde el punto de vista solarimétrico, el sitio presentó condiciones altamente favorables para la generación fotovoltaica. El análisis de datos climáticos y radiométricos, elaborados con el programa libre “Globar Solar Atlas” arrojó un valor de irradiancia global horizontal anual (GHI)

de 1554.2 kWh/m², indicando un excelente potencial solar. Adicionalmente, la irradiancia global inclinada al ángulo óptimo (GTI opta) alcanzó 1558.6 kWh/m², confirmando que incluso con una inclinación baja (10° como se recomienda para la latitud de Guayaquil) es posible captar eficientemente la radiación incidente a lo largo del año [22].

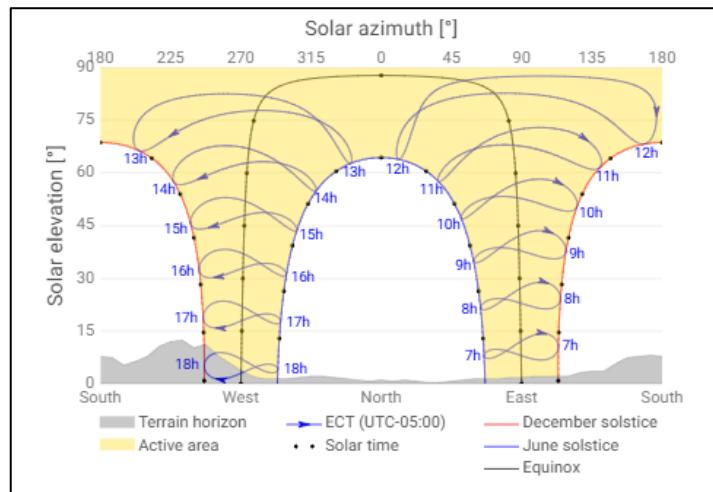


Figura 2.5 Carta solar del sector

Map data		
Direct normal irradiation	DNI	840.7 kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	1554.2 kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	927.1 kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	1558.6 kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	4 / 0 °
Air temperature	TEMP	23.7 °C
Terrain elevation	ELE	78 m

Figura 2.6 Mapeo de datos anuales estimados para una central solar

Estas condiciones, combinadas con una temperatura media anual de 23.7 °C y una elevación del terreno de 78 m, contribuyeron a confirmar la viabilidad técnica del sitio para el desarrollo de una planta solar fotovoltaica distribuida, integrada al entorno construido del campus universitario.

2.3 Sistema de adquisición de datos

Se empleó un microcontrolador ESP32 con conectividad Wi-Fi para la adquisición y transmisión de datos. Al ESP32 se integró una red de sensores para registrar los parámetros eléctricos y ambientales de los paneles:

- INA226: medidor de tensión y corriente DC de cada panel (interfaz I²C de alta precisión).
- BH1750: sensor de luz ambiente para estimar la irradiancia en lux.
- DHT11: sensor digital para temperatura y humedad relativa del ambiente.
- ML8511 (GY-8511): sensor de radiación UV-A/B, calibrado en laboratorio para convertir su salida analógica a niveles de irradiancia UV.

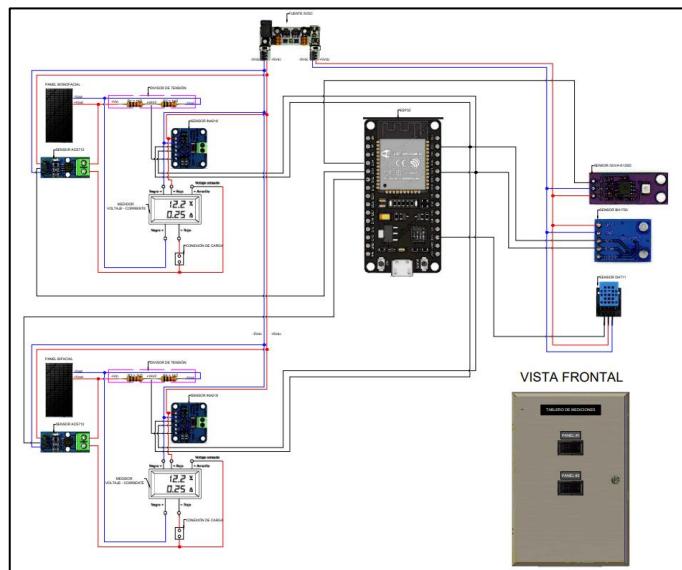


Figura 2.7 Diagrama de operación

El ESP32 fue programado en Arduino IDE, incorporando la integración con ThingSpeak y los datos de red Wi-Fi. Las lecturas fueron procesadas y transmitidas automáticamente por Wi-Fi.

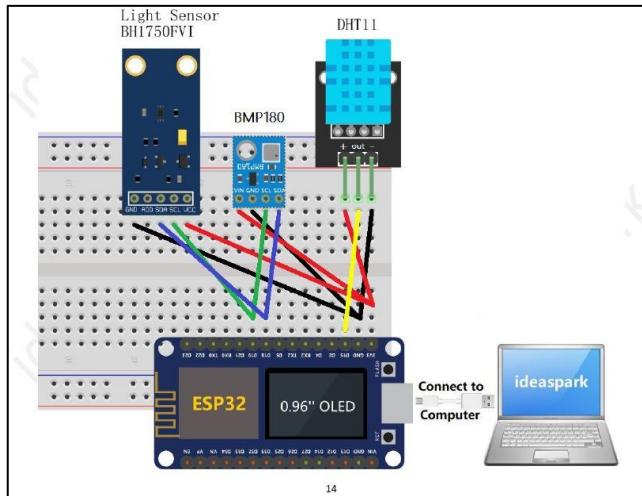


Figura 2.8 Diagrama referencial de comunicación del esp32

Para el envío y visualización de datos se empleó la plataforma ThingSpeak [23]. Se implementó un sistema de monitoreo en tiempo real mediante ESP32 y ThingSpeak, enviando datos cada 30 s sobre temperatura, humedad, irradiancia y tensión de paneles a través de HTTP. La plataforma, con su uso gratuito limitado para estudiantes, permitió almacenar más de una semana de datos sin interrupciones, facilitando la comparación de rendimiento entre paneles.

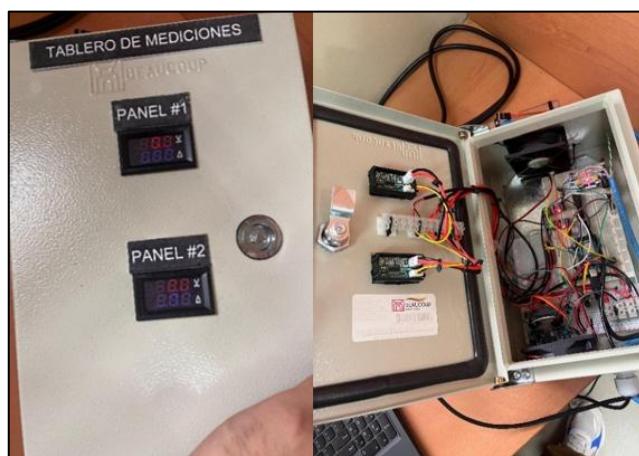


Figura 2.9 Sistema electrónico para medición

2.4 Simulación en PVsyst y Cálculos Teóricos

Para estimar el comportamiento energético anual del sistema fotovoltaico propuesto de forma teórica, se empleó el programa de simulación PVsyst en su versión educativa y gratuita. Inicialmente, se generó un archivo climático del sitio mediante la herramienta Meteonorm 8.0, utilizando la ubicación geográfica correspondiente al campus Gustavo Galindo de la ESPOL. Este archivo proporcionó los datos meteorológicos promedio necesarios para la simulación [24].

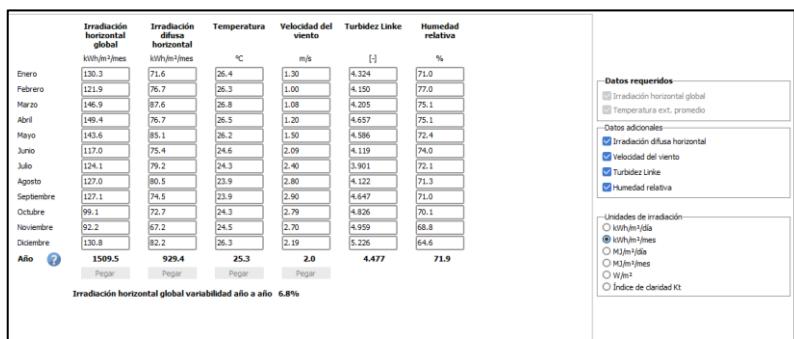


Figura 2.10 Valores reales del sitio - Meteonorm 8.0

Dado que el programa no disponía del modelo exacto de los módulos fotovoltaicos utilizados, se seleccionó una referencia equivalente de la misma marca, presente en la base de datos de PVsyst, correspondiente a su versión europea. Las pequeñas diferencias en los parámetros eléctricos fueron ajustadas manualmente dentro del entorno del programa.

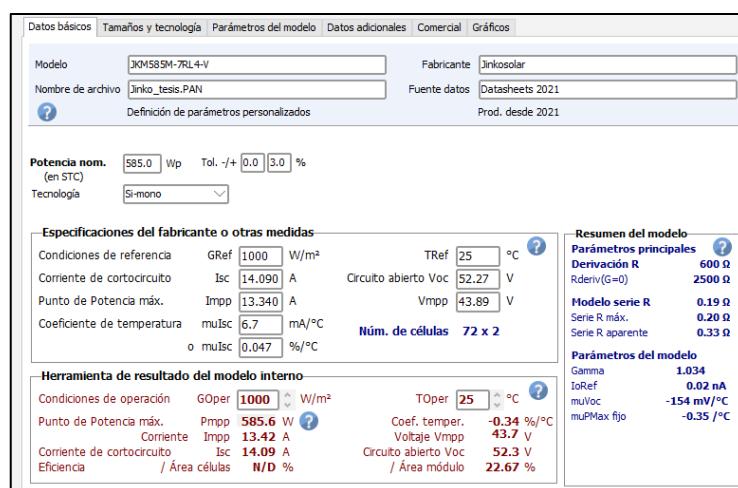


Figura 2.11 Ajuste manual de los datos del panel monofacial

El sistema fue configurado como un campo fotovoltaico con plano inclinado fijo, con una inclinación de 10° y un azimut de 0° , por un lado, se ajustó al ángulo óptimo para maximizar la captación solar en latitudes cercanas al ecuador; y por otro, se facilitó la autolimpieza de los paneles mediante escurrimiento natural del agua de lluvia.

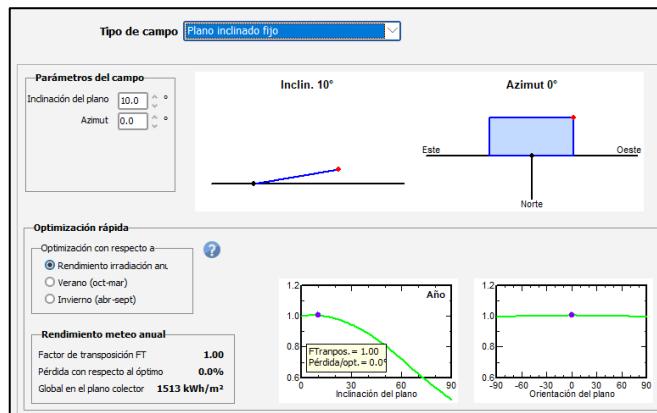


Figura 2.12 Inclinación del panel

El diseño del arreglo fotovoltaico consideró módulos Jinko Solar y JA Solar de 585 Wp con dimensiones idénticas, permitiendo una configuración base común en disposición, estructura y uso del terreno.

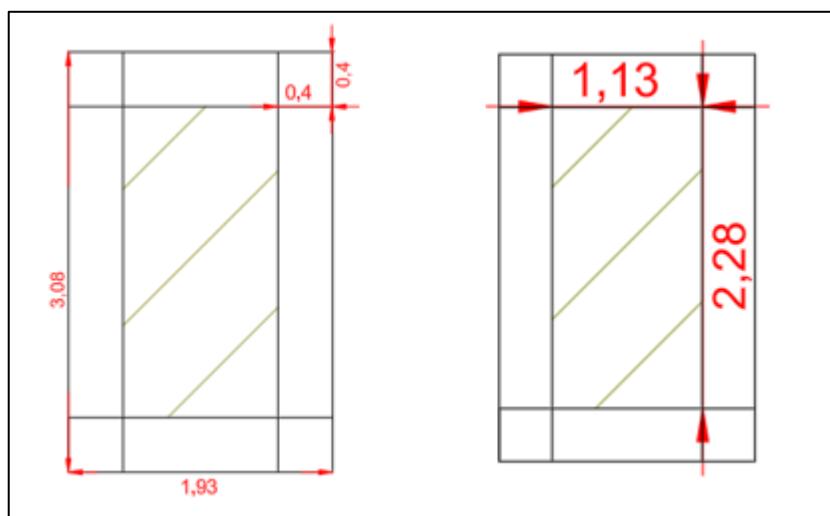


Figura 2.13 Diseño de la base y del panel

La producción fotovoltaica se dimensionó maximizando módulos en el área disponible, con un diseño manual que consideró restricciones del sitio y espacios de mantenimiento según el terreno real.

Este diseño consideró los criterios establecidos en normativas relevantes, garantizando así la seguridad, viabilidad técnica y cumplimiento normativo del sistema.

A partir de estas consideraciones, se definió el siguiente arreglo de la figura 14:



Figura 2.14 Arreglo del sistema fotovoltaico

El arreglo presenta una disposición de 885 módulos fotovoltaicos para un área de 5660 m^2 , respetando las ares verdes y minimizando sombras, base utilizada para la simulación.

Con estos valores se dimensiono el sistema de inversores, para esto se realizó el siguiente arreglo para cumplir con numero de módulos fotovoltaicos.



Figura 2.15 Arreglo del sistema

Tenemos lo siguiente para el sistema monofacial y bifacial:

- Potencia nominal: 585 W
- Tensión en MPP: 38.0 V
- Tensión en circuito abierto: 57.5 V
- Corriente de cortocircuito: 16.14 A

Los valores se muestran en base a la simulación realizada, la cual toma factores que se obvian, como lo puede ser: perdidas por temperatura, rendimiento del equipo, etc.

1. Potencia del sistema:

$$P_{\text{total}} = 885 \text{ módulos} \times 0.585 \text{ kW} = 518 \text{ kWp}$$

2. Número de módulos por cadena:

$$N_{\text{serie}} = 59 \text{ módulos en serie}$$

3. Tensión de entrada del inversor:

El diseño incluyó 16 módulos en serie por entrada, con una Voc de 57.5 V por módulo (STC), ajustada posteriormente a la temperatura mínima local de 10 °C según Meteonorm, para determinar la tensión máxima del sistema.

Aplicando el coeficiente de temperatura del V_{oc} , estimado en $-0.28\text{ \textdegree C}$, se obtuvo la siguiente tensión máxima de entrada:

$$V_{oc} = 57.5\text{ V} \times [1 + 0.0028 \times (25 - 10)] = 57.5\text{ V} \times 1.042 = 59.93\text{ V}$$

$$V_{oc\ total} = 59.93\text{ V} \times 16 = 958.8\text{ V}$$

Se adoptó una tensión máxima conservadora de 862 V, por debajo del límite del inversor (900 V), cumpliendo con los márgenes de seguridad de la IEC 62548.

4. Tensión mínima de operación (V_{mpp})

Se consideró una temperatura de funcionamiento típica de 45 \textdegree C . Con un coeficiente de temperatura de $-0.29\text{ \textdegree C}$, se obtuvo:

$$V_{mpp,\ corregido} = 38.0\text{ V} \times [1 - 0.0029 \times (45 - 25)] \approx 35.8\text{ V}$$

$$V_{mpp\ total} = 35.8\text{ V} \times 16 = 572.8\text{ V}$$

Este resultado coincidió con el valor proporcionado por PVsyst (570 V), y se ubicó dentro del rango de seguimiento MPPT del inversor seleccionado (450 – 820 V).

Finalmente, se evaluó la corriente de entrada requerida para cada inversor. Con una potencia por unidad de aproximadamente 86.3 kWp, y una tensión media de operación de 650 V, se calculó:

$$I = \frac{86,300\text{ W}}{650\text{ V}} \approx 132.8\text{ A}$$

En función de estos criterios, se seleccionó el inversor Power Electronics FS0080 LVT, el cual cumplió con los siguientes parámetros:

- Tensión máxima de entrada: 900 V
- Rango MPPT: 450–820 V
- Potencia nominal: 80 kW
- Corriente de entrada: acorde al diseño proyectado
- Frecuencia de operación: 60 Hz, compatible con la red local

Con una relación AC/DC de 1.079, el sobredimensionamiento se mantuvo dentro del rango óptimo (1.05–1.20), asegurando un uso eficiente del inversor sin riesgo de sobrecarga.

Con esto se realizó el siguiente arreglo para el módulo monofacial:

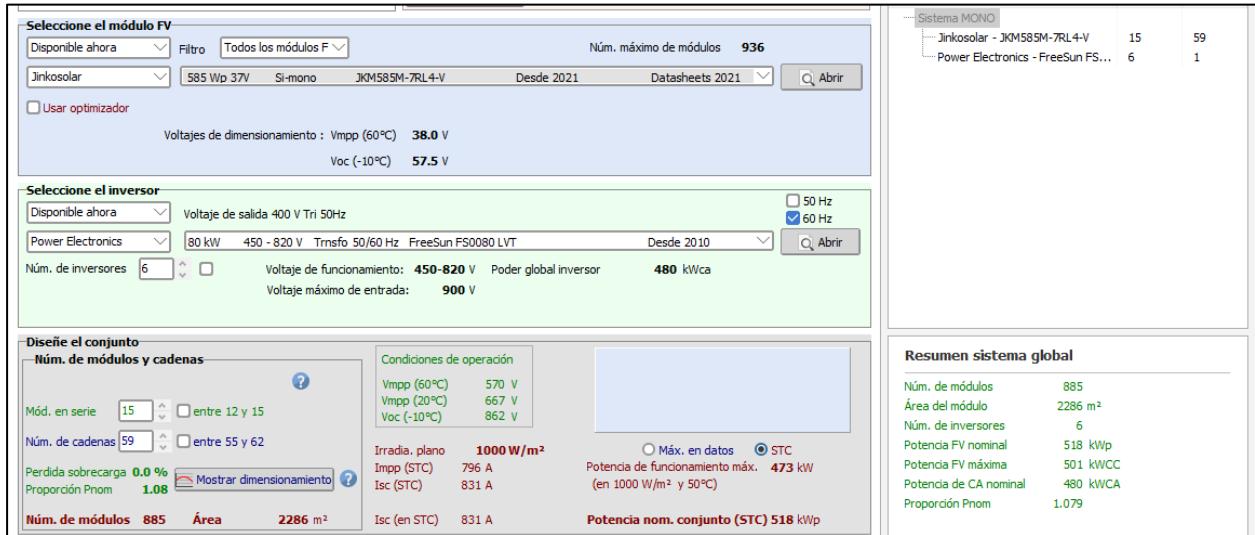


Figura 2.16 Arreglo modulo monofacial

Se evaluaron las pérdidas que afectan el rendimiento real de la planta clasificadas en térmicas, por suciedad, desajuste, cableado, sombreado y conversión.

El diseño del sistema minimizó el sombreado, ya que el sitio carecía de interferencias significativas, salvo una franja marginal afectada por árboles, impactando menos del 6.3 % de los 885 módulos. Una prueba 3D en PVsyst sobreestimó las pérdidas por la simplificación del entorno, por lo que se descartó ese enfoque y se compensó el efecto incrementando moderadamente el factor de pérdida por suciedad.

La acumulación de polvo, residuos ambientales y materia orgánica puede disminuir la irradiancia efectiva sobre los módulos. Se asumió una limpieza periódica convencional.

El valor de pérdida por suciedad se modeló usando la siguiente fórmula:

$$\eta_{\text{real}} = \eta_{\text{STC}} \times (1 - L_{\text{suciedad}})$$

donde:

- η_{real} : Eficiencia efectiva del módulo,
- η_{STC} : Eficiencia nominal bajo condiciones estándar (22.67 %),
- L_{suciedad} : Pérdida por suciedad (en %).

Dado que el efecto del sombreado fue compensado dentro de este factor, se asignó un valor conservador de:

$$L_{\text{suciedad}} = 2\%$$

Con esto se tuvo el siguiente diagrama de perdidas:

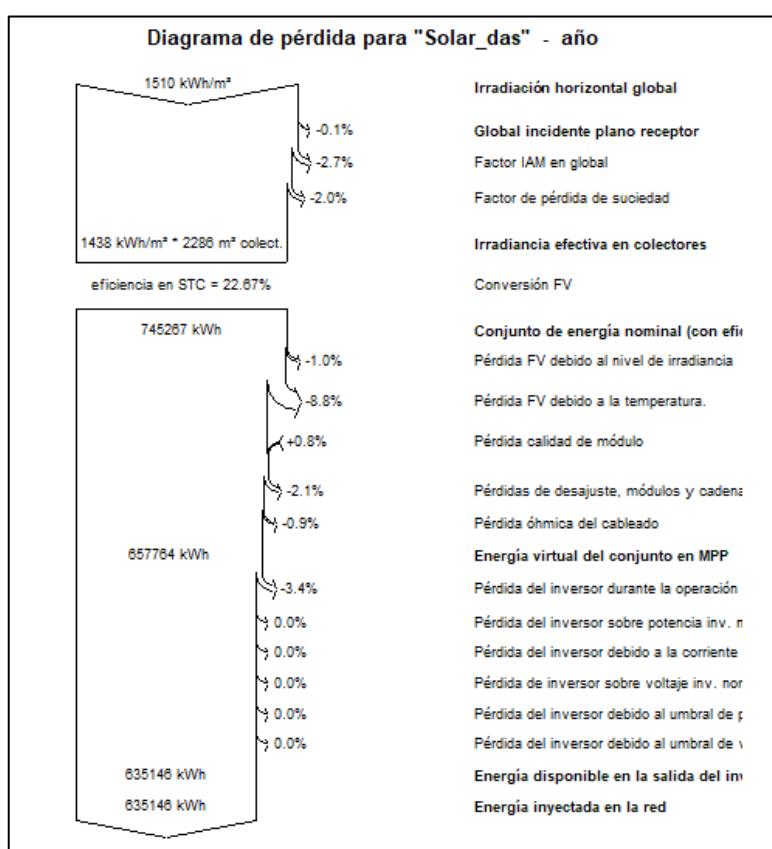


Figura 2.17 Diagrama de perdidas

El diagrama esquemático para el sistema hasta este punto fue el siguiente:

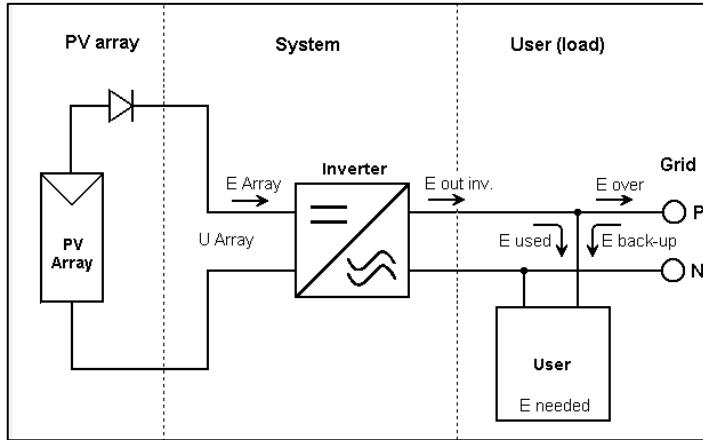


Figura 2.18 Diagrama esquemático del sistema Fotovoltaico

2.5 Diseño experimental

Para evaluar el desempeño in situ se instaló físicamente cada panel durante una semana. El panel monofacial se montó sobre la cubierta del Edificio 11A (ESPOL) con una inclinación fija de 10° respecto a la horizontal, apuntando al norte (latitud ~0.9°S).



Figura 2.19 Traslado de los paneles al punto de medición

El panel bifacial se instaló a 3 m de altura emulando las condiciones de un techado común en parques solares de estacionamiento, para captar irradiancia directa y reflejada. Ambas tecnologías se mantuvieron durante una semana, con registro paralelo de condiciones ambientales y eléctricas. El montaje se realizó en el techo del edificio 11A por seguridad, cercanía al

parqueadero y ausencia de sombras, permitiendo una comparación precisa entre paneles bajo iguales condiciones locales.



Figura 2.20 Estructura del Panel bifacial



Figura 2.21 Panel bifacial visto desde las afueras del edificio 11 A

Se realizó la conexión de los paneles al circuito electrónico de medición, por medio de terminales solares mc4 y cables #10 AWG.

Durante la semana de operación se recopilaron datos continuos de energía (voltaje, corriente) y condiciones ambientales.



Figura 2.22 Conexión con el módulo bifacial



Figura 2.23 Conexión general de los dos paneles

2.6 Malla a tierra

Se realiza para la seguridad de las instalaciones eléctricas y de las personas en términos de tensiones de paso y contacto, considerando que las características del suelo donde se proyecta el diseño de la planta solar no son accesibles para una medición directa, se evalúa distintos escenarios efectivos donde el concreto, que podría ser losa u hormigón, ronda entre $p = 100 \Omega \cdot m$ y $p =$

$150 \Omega \cdot \text{m}$. La configuración constructiva se visualiza como un anillo perimetral enterrado y equipotenciado, conectado a las varillas verticales de acero cobrado [25].

Resistencia de la varilla vertical denominada R1 y para múltiples varillas:

$$R1 = \frac{\rho}{2\pi L} * \ln\left(\frac{8L}{d}\right) - 1$$
$$R_n = \frac{R1 * F}{N}, \quad F: \text{factor de interferencia}$$

Donde los datos considerados serán los siguientes:

- Varillas $\varnothing 16$ mm de $L = 2,4$ m, con separación $\geq L$.
- $\rho = 100 \Omega \cdot \text{m}$.
- 24 varillas $\approx 5,5 \Omega$

Estos resultados cumplen el objetivo contractual típico ($\leq 10 \Omega$) con 12 varillas y el objetivo recomendado ($\leq 5 \Omega$) con 24 varillas según el escenario. Los valores se obtienen aplicando las ecuaciones y factores de IEEE 142 [25].

El Conductor del anillo y bajantes se determina con el criterio térmico de IEEE 80 (ecuación de Sverak), utilizando la corriente de falla a tierra que puede circular por el sistema y el tiempo de despeje más lento. Para conductores de cobre, se verifican temperaturas admisibles y se documentan los valores de k usados [26].

Con el R_g preliminar se calcula la elevación del potencial de tierra ($GPR = I_g \cdot R_g$) y se comparan las tensiones de paso y contacto con los límites tolerables definidos por IEEE 80 para el tiempo de choque considerado [26].

Por lo tanto, se propondría un anillo perimetral de cobre desnudo con sección mínima equivalente a 35 mm^2 (ajustada por el cálculo térmico), y un total de 24 varillas $\varnothing 16 \text{ mm} \times 2,4 \text{ m}$ como punto de partida. Si el ensayo inicial arroja $R_g > 5 \Omega$, se prevé ampliación de varillas o, alternativamente, uso de varillas de $3,0 \text{ m}$ con espaciamiento $\geq 2 \cdot L$. En todos los casos se verificará GPR y los límites de paso/contacto según IEEE 80 [25] [26].

2.7 Diagrama Unifilar

Este diagrama representa la arquitectura eléctrica del proyecto, incluyendo la conexión de los módulos fotovoltaicos organizados por secciones, los seis inversores trifásicos de 80 kW y la interconexión hacia el tablero de distribución principal del edificio. La energía generada en corriente continua (DC) es convertida a corriente alterna (AC) por los inversores, y posteriormente es llevada a un transformador de 630 kVA para su integración a la red de distribución interna de la institución.

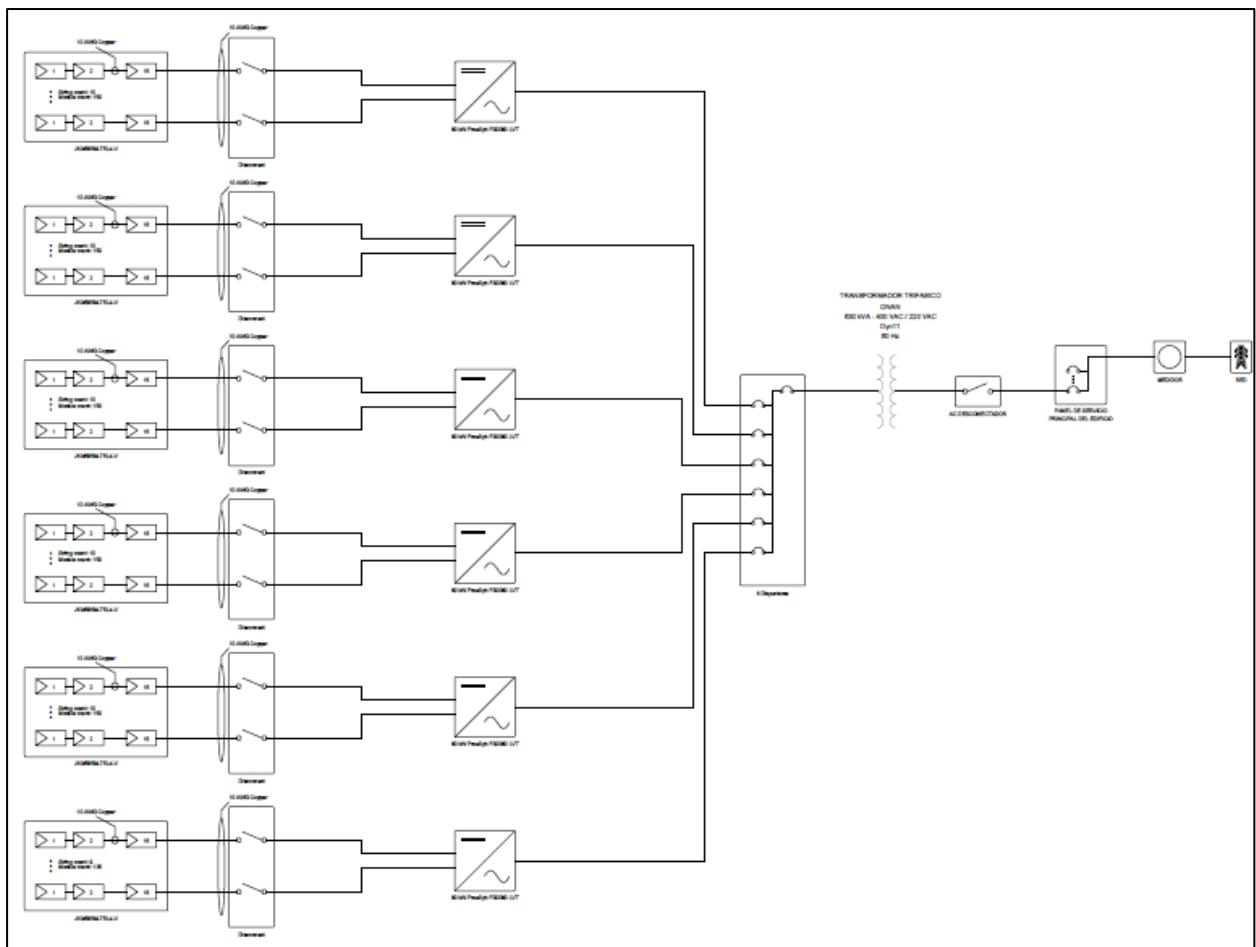


Figura 2.24 Diagrama Unifilar

2.8 Dimensionamiento de baterías.

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento parte de la caracterización local del Edificio 11A y de la producción fotovoltaica estimada con el software de simulación para el arreglo bifacial definido en el sitio, a fin de acoplar un batería objetivo de 200 kWh al flujo real de energía del proyecto. Con esas curvas se determina la energía diaria a desplazar y se fija la capacidad nominal de la batería aplicando correcciones por eficiencia de ciclo completo y fracción útil a fin de vida, más un margen operativo; luego se verifica compatibilidad eléctrica y térmica con la arquitectura propuesta (seis inversores de 80 kW y transformador de 630 kVA) y la topología de conexión (AC o DC-emparejado). En paralelo, se validan los límites de potencia (por ejemplo, 200 kW de descarga y 100–150 kW de carga, si se mantienen como política de operación), comprobando que el tiempo de recarga de la batería objetivo bajo esas restricciones calce dentro de la ventana tarifaria de menor costo. Esta primera iteración usa como insumo el sitio, los arreglos FV, las pérdidas y parámetros ya obtenidos en programa, así como el unifilar y equipos seleccionados, asegurando coherencia con el diseño y la infraestructura eléctrica del edificio [27].

2.9 Algoritmo de optimización de gestión de carga

Esta sección busca identificar el impacto económico de integrar generación solar fotovoltaica sobre la factura eléctrica del edificio 11A de ESPOL. El efecto causal principal por identificar es la reducción del costo total de energía mediante la estrategia de gestión de carga que considere: compra a red (PTS), generación renovable (PTGD), repartición de excedentes (PTB), e interacción con batería (PTAEI, PTAAE). Se asume un entorno determinista con datos medidos cada 15 minutos desde medidores Schneider (96 datos/día), lo cual permite capturar dinámicamente la variabilidad horaria de la demanda y producción solar [28]. Se plantea que cualquier diferencia en el costo entre escenarios (con o sin solar) es atribuible a la intervención tecnológica (paneles y baterías), dado que se controla la demanda en cada instante t.

La metodología empleada es la programación lineal y entera mixta (MILP), formulando modelos de optimización basado en datos reales (histórico de demanda y estimación de generación). El modelo incluye restricciones de balance de potencia y energía, no negatividad y límites técnicos de la batería, adaptado a la granularidad del muestreo $\Delta = 0.25$ h [29]. El problema se plantea como una función objetivo de minimización del costo total en tres escenarios:

Caso A:

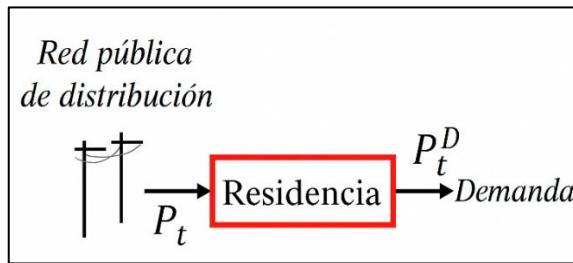


Figura 2.25 Diagrama de bloques escenario A - (Figuras del autor Marcos Rider traducidas al español.)

$$\min \text{Costo}_{\text{total}} = \Delta \times t \in T \sum cOST \cdot PSt$$

- Δ : Duración del intervalo de tiempo (1 hora).
- $cOST$: Tarifa de compra de energía en la hora t .
- PSt : Energía comprada a la red en la hora t .

Restricción de balance:

$$PSt = PDt \quad \forall t \in T$$

Caso B:

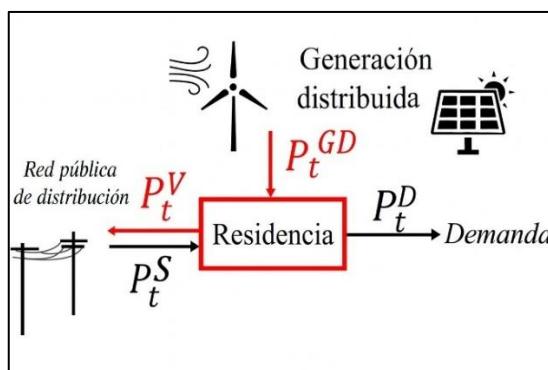


Figura 2.26 Diagrama de bloques escenario B - (Figuras del autor Marcos Rider traducidas al español.)

$$\min \text{ _Costo}_{\text{total}} = \Delta \times t \in T \sum c_{\text{OSt}} \times P_{\text{St}}$$

Restricción de balance:

$$P_{\text{St}} + P_{\text{GDt}} - P_{\text{Vt}} = P_{\text{Dt}} \quad \forall t \in T$$

$$\text{beneficio}_{\text{neto}} = \Delta \times t \in T \sum p_{\text{sale}} \times P_{\text{Vt}} - \Delta \times t \in T \sum c_{\text{OSt}} \cdot P_{\text{St}}$$

Caso C:

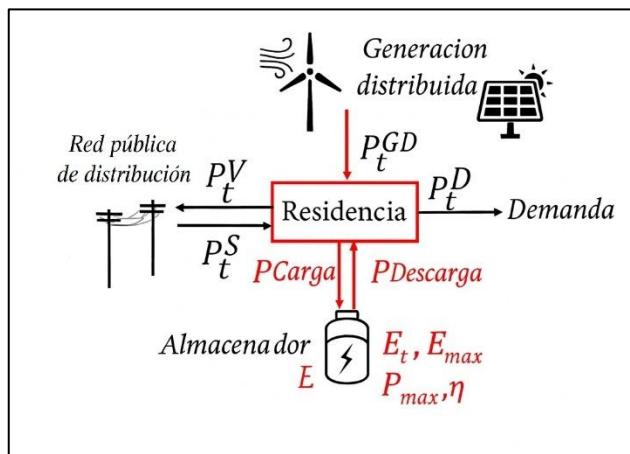


Figura 2.27 Diagrama de bloques escenario C - (Figuras del autor Marcos Rider traducidas al español.)

$$\text{maxGanancia} = \Delta \times t \in T \sum (c_{\text{Ventat}} \times P_{\text{Ventat}} - c_{\text{Comprat}} \times P_{\text{Comprat}})$$

Restricción de balance con batería:

$$P_{\text{Comprat}} + P_{\text{GDt}} + P_{\text{Descargat}} = P_{\text{Dt}} + P_{\text{Ventat}} + P_{\text{Cargat}} \quad \forall t \in T$$

Dinámica de la batería:

$$E_{\text{batt}} = E_{\text{bat}_{t-1}} - \frac{\Delta \times P_{\text{Descargat}}}{\eta} + \eta \cdot \Delta \cdot P_{\text{Cargat}} - \beta \times \Delta \times E_{\text{bat}_{t-1}} \quad \forall t > 0$$

El diseño del estudio es cuasiexperimental, con un enfoque comparativo entre escenarios (sin intervención, con paneles, y con paneles), aplicando una intervención simulada sobre datos históricos reales. La intervención del investigador se centra en la formulación del modelo matemático, la definición de restricciones estructurales y la estimación de perfiles de generación solar según normativas IEC y técnicas de diseño solar fotovoltaico [30]. Este diseño es apropiado porque permite replicar condiciones reales, facilita la validación con datos medidos, y es

compatible con herramientas de resolución como AMPL y CPLEX [8]. Además, se adapta al marco regulatorio ecuatoriano, incluyendo los pliegos tarifarios vigentes de CENEL y la normativa de generación distribuida.

2.9 Normativa aplicable y fundamentos metodológicos

El estudio se apoyó en el marco normativo nacional y en estándares internacionales pertinentes. A nivel local, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su reglamentación (reglamento ARCONEL) regulan la generación distribuida y el autoconsumo fotovoltaico. Por ejemplo, la Regulación Nro. ARCONEL-003/18 define las condiciones para micro generación solar de autoconsumo de usuarios finales [31], y dispone normativas para la interconexión y compensación de excedentes. Asimismo, la reciente legislación prevé que los sistemas fotovoltaicos de hasta 100 kW pueden ser instalados bajo categorías de generación distribuida [31].

Internacionalmente, se tomaron en cuenta normas como ISO 50001 (Sistema de Gestión de la Energía), que proporciona lineamientos para mejorar el desempeño energético en organizaciones. Además, la selección de herramientas (sensores, plataformas IoT, PVsyst) se basó en antecedentes académicos y técnicos. [32].

Capítulo 3

3. Resultados y análisis

La presente sección inicia con la validación de los datos medidos de manera experimental, recopilados a través del sistema electrónico instalado en el sitio de estudio, con el objetivo de verificar su coherencia frente a los valores de referencia teóricos y garantizar la fiabilidad de las mediciones como base para el análisis comparativo.

3.1 Validación de datos experimentales

La recolección de datos se llevó a cabo entre el 15 y el 23 de julio de 2025, abarcando un total de siete días efectivos de medición. Se registró un promedio de tres mediciones por minuto, lo que resultó en un total de 34.760 datos recopilados.

Una vez concluido el proceso de recolección, se procedió al cálculo del promedio de los valores obtenidos para cada uno de los parámetros registrados por el sistema.

created_at	dia	dia_semana	entry_id	temp	HUMEDAD	LUZ	UV	voltaje 1	potencia 1	voltaje 2	Potencia 2	latitude	longitude	elevation	status	
2025-07-23T23:59:03-05:00	2025-07-23	miércoles	31783	22	85	0	17,74	0	0	0	0					
2025-07-23T23:59:20-05:00	2025-07-23	miércoles	31784	22	87	0	26,84	0	0	0	0					
2025-07-23T23:59:37-05:00	2025-07-23	miércoles	31785	21	86	0	21,4	0	0	0	0					
2025-07-23T23:59:54-05:00	2025-07-23	miércoles	31786	21	86	0	21,12	0	0	0	0					
promedio de datos:				28,82097	67,88702207	6130,598	20,37706033	25,86735441	294,138369	25,04227774	276,6868952					

Figura 3.1 Promedio de los datos analizado a partir de la hoja de cálculo exportada desde la plataforma ThingSpeak

Temperatura	Humedad	Luz	Uv	Voltaje 1	Potencia 1	Voltaje 2	Potencia 2
28,82	67,88	6130,59	20,37	25,86	294,13	25,0422	276,686

Tabla 3.1 Promedio de los datos

Los datos correspondientes a Voltaje 1 y Potencia 1 representan al panel bifacial, mientras que los datos subsecuentes hacen referencia al panel monofacial. Se observa que la generación del panel bifacial resulta superior en comparación con la del monofacial.

No obstante, se evidencian discrepancias al contrastar estos valores con los datos de placa de los paneles, ya que los valores de voltaje registrados difieren de los valores nominales. En

condiciones normales de operación, el voltaje de los paneles debería aproximarse a los siguientes valores de la tabla 3.2:

Panel	Voc (a 25 °C)	Vmp (en carga)
Jinko 585 W	52.47 V	43.53 V
JA Solar 585 W	52.12 V	44.22 V

Tabla 3.2 Datos de placa de los paneles

Esta diferencia puede explicarse considerando una curva de generación solar diaria donde la generación fotovoltaica no es constante durante el día. La irradiancia solar comienza a tener un efecto notable a partir de las 5:00 a.m.; lo interesante es que en todos los casos se mostró siempre inicialmente en el módulo bifacial, debido al efecto albedo y al mayor rendimiento que tienen estos módulos.

created_at	dia	dia_semana	entry_id	temp	HUMEDAD	LUZ	UV	voltaje 1	potencia 1	voltaje 2	Potencia 2
2025-07-16T05:53:13-05:00	2025-07-16	miércoles	4245	20	93	0	18,28	0	0	0	0
2025-07-16T05:53:30-05:00	2025-07-16	miércoles	4246	20	93	0	17,86	0	0	0	0
2025-07-16T05:53:47-05:00	2025-07-16	miércoles	4247	20	93	0	22,2	0	0	0	0
2025-07-16T05:54:04-05:00	2025-07-16	miércoles	4248	19	93	0	17,83	0	0	0	0
2025-07-16T05:54:21-05:00	2025-07-16	miércoles	4249	19	93	0	17,66	0	0	0	0
2025-07-16T05:54:38-05:00	2025-07-16	miércoles	4250	19	93	0	23,37	0,01	2,38095E-05	0	0
2025-07-16T05:54:55-05:00	2025-07-16	miércoles	4251	19	93	0	21,44	0,02	9,52381E-05	0	0
2025-07-16T05:55:12-05:00	2025-07-16	miércoles	4252	19	93	0	19,01	0,03	0,000214286	0	0
2025-07-16T05:55:29-05:00	2025-07-16	miércoles	4253	19	93	0	21,8	0,05	0,000595238	0	0
2025-07-16T05:55:46-05:00	2025-07-16	miércoles	4254	19	93	0	20,98	0,06	0,000857143	0	0
2025-07-16T05:56:03-05:00	2025-07-16	miércoles	4255	19	93	0	21,57	0,07	0,001166667	0	0
2025-07-16T05:56:20-05:00	2025-07-16	miércoles	4256	19	93	0	21,02	0,09	0,001928571	0	0
2025-07-16T05:56:37-05:00	2025-07-16	miércoles	4257	19	93	0	21,51	0,1	0,002380952	0	0
2025-07-16T05:56:54-05:00	2025-07-16	miércoles	4258	19	93	0	26,09	0,11	0,002880952	0,01	2,38095E-05
2025-07-16T05:57:11-05:00	2025-07-16	miércoles	4259	19	93	0	21,01	0,14	0,004666667	0,02	9,52381E-05
2025-07-16T05:57:28-05:00	2025-07-16	miércoles	4260	19	93	0	27,85	0,15	0,005357143	0,02	9,52381E-05
2025-07-16T05:57:45-05:00	2025-07-16	miércoles	4261	19	93	0	21,04	0,17	0,006880952	0,03	0,000214286
2025-07-16T05:58:02-05:00	2025-07-16	miércoles	4262	19	93	0	22,48	0,19	0,008595238	0,04	0,000380952
2025-07-16T05:58:19-05:00	2025-07-16	miércoles	4263	19	93	0	20,62	0,21	0,0105	0,06	0,000857143
2025-07-16T05:58:36-05:00	2025-07-16	miércoles	4264	19	93	0	21,91	0,24	0,013714286	0,08	0,00152381
2025-07-16T05:58:53-05:00	2025-07-16	miércoles	4265	19	93	0	21,07	0,26	0,016095238	0,09	0,001928571
2025-07-16T05:59:10-05:00	2025-07-16	miércoles	4266	19	93	0	23,47	0,29	0,02002381	0,11	0,002880952
2025-07-16T05:59:27-05:00	2025-07-16	miércoles	4267	19	93	0,83	31,33	0,32	0,024380952	0,13	0,00402381
2025-07-16T05:59:44-05:00	2025-07-16	miércoles	4268	19	93	0,83	21,31	0,35	0,029166667	0,15	0,005357143
2025-07-16T06:00:00-05:00	2025-07-16	miércoles	4269	19	93	0,83	30,95	0,38	0,034380952	0,17	0,006880952
2025-07-16T06:00:17-05:00	2025-07-16	miércoles	4270	19	93	0,83	21,23	0,42	0,042	0,2	0,00952381
2025-07-16T06:00:34-05:00	2025-07-16	miércoles	4271	19	93	0,83	25,41	0,46	0,050380952	0,23	0,012595238
2025-07-16T06:00:51-05:00	2025-07-16	miércoles	4272	19	93	0,83	18	0,51	0,061928571	0,25	0,014880952
2025-07-16T06:01:08-05:00	2025-07-16	miércoles	4273	19	93	0,83	27,49	0,57	0,077357143	0,29	0,02002381

Figura 3.2 Datos tomados a las 5:00

El punto máximo de generación estuvo cerca del mediodía (12:00 p.m.). A partir de allí, comienza una disminución progresiva hasta que, a las 18:00 h, el voltaje promedio registrado era de aproximadamente 10 V, finalizando completamente la generación a las 18:45 h, con 0 V. Esto demuestra que durante amplias franjas horarias la tensión generada está muy por debajo de su punto de operación ideal.

created_at	dia	dia_semana	entry_id	temp	humedad	luz	uv	voltaje_1	potencia_1	voltaje_2	potencia_2	latitude	longitude	elevation	status
2025-07-16T18:42:08-05:00	2025-07-16	miércoles	6831	26	80	7,5	30,7	11,8	33,15238095	9,18	20,06485714				
2025-07-16T18:42:25-05:00	2025-07-16	miércoles	6832	26	80	7,5	26,58	11,11	29,38859524	8,63	17,73259524				
2025-07-16T18:42:43-05:00	2025-07-16	miércoles	6833	26	80	6,67	21,41	10,41	25,80192857	8,09	15,58288095				
2025-07-16T18:42:59-05:00	2025-07-16	miércoles	6834	26	80	5,83	21,2	9,75	22,63392857	7,57	13,64402381				
2025-07-16T18:43:16-05:00	2025-07-16	miércoles	6835	26	80	5,83	24,53	9,15	19,93392857	7,06	11,86752381				
2025-07-16T18:43:34-05:00	2025-07-16	miércoles	6836	26	80	5	17,36	8,52	17,28342857	6,58	10,30866667				
2025-07-16T18:43:50-05:00	2025-07-16	miércoles	6837	26	80	5	17,83	7,89	14,82192857	6,13	8,946880952				
2025-07-16T18:44:07-05:00	2025-07-16	miércoles	6838	26	80	4,17	17,41	7,31	12,72288095	5,69	7,708595238				
2025-07-16T18:44:24-05:00	2025-07-16	miércoles	6839	26	80	4,17	20,24	6,75	10,84821429	5,26	6,58752381				
2025-07-16T18:44:41-05:00	2025-07-16	miércoles	6840	26	80	4,17	33	6,23	9,24116667	4,85	5,600595238				
2025-07-16T18:44:58-05:00	2025-07-16	miércoles	6841	26	80	3,33	23,56	5,71	7,762880952	4,43	4,672595238				
2025-07-16T18:45:15-05:00	2025-07-16	miércoles	6842	26	80	3,33	21,11	5,23	6,512595238	4,04	3,886095238				
2025-07-16T18:45:32-05:00	2025-07-16	miércoles	6843	26	80	3,33	21,03	4,78	5,440095238	3,68	3,224380952				
2025-07-16T18:45:49-05:00	2025-07-16	miércoles	6844	26	80	2,5	20,48	4,36	4,526095238	3,35	2,67202381				
2025-07-16T18:46:06-05:00	2025-07-16	miércoles	6845	26	80	2,5	20,94	3,96	3,733714286	3,06	2,229428571				
2025-07-16T18:46:23-05:00	2025-07-16	miércoles	6846	26	80	2,5	20,99	3,6	3,085714286	2,77	1,826880952				
2025-07-16T18:46:40-05:00	2025-07-16	miércoles	6847	26	80	2,5	20,82	3,27	2,545928571	2,51	1,50002381				
2025-07-16T18:46:57-05:00	2025-07-16	miércoles	6848	26	80	1,67	18,4	2,96	2,086095238	2,26	1,216095238				
2025-07-16T18:47:14-05:00	2025-07-16	miércoles	6849	26	80	1,67	21,04	2,68	1,710095238	2,05	1,000595238				
2025-07-16T18:47:30-05:00	2025-07-16	miércoles	6850	26	80	1,67	29,87	2,42	1,394380952	1,84	0,806095238				
2025-07-16T18:47:48-05:00	2025-07-16	miércoles	6851	26	80	1,67	23,08	2,2	1,152380952	1,64	0,640380952				
2025-07-16T18:48:05-05:00	2025-07-16	miércoles	6852	26	80	1,67	21,29	1,99	0,942880952	1,49	0,528595238				
2025-07-16T18:48:21-05:00	2025-07-16	miércoles	6853	26	80	1,67	27,8	1,81	0,78002381	1,34	0,42752381				
2025-07-16T18:48:38-05:00	2025-07-16	miércoles	6854	26	80	1,67	21,07	1,64	0,640380952	1,21	0,348595238				
2025-07-16T18:48:53-05:00	2025-07-16	miércoles	6855	26	80	0,83	22,49	1,5	0,535714286	1,1	0,288095238				
2025-07-16T18:49:10-05:00	2025-07-16	miércoles	6856	26	80	0,83	18,47	1,36	0,440380952	0,99	0,233357143				
2025-07-16T18:49:27-05:00	2025-07-16	miércoles	6857	26	80	0,83	30,52	1,24	0,366095238	0,89	0,188595238				
2025-07-16T18:49:44-05:00	2025-07-16	miércoles	6858	26	80	0,83	30,89	1,13	0,30402381	0,8	0,152380952				
2025-07-16T18:50:01-05:00	2025-07-16	miércoles	6859	26	80	0,83	18,22	1,02	0,247714286	0,72	0,123428571				
2025-07-16T18:50:18-05:00	2025-07-16	miércoles	6860	26	80	0,83	32,08	0,93	0,205928571	0,65	0,100595238				
2025-07-16T18:50:35-05:00	2025-07-16	miércoles	6861	26	80	0,83	33	0,85	0,17202381	0,58	0,080095238				
2025-07-16T18:50:52-05:00	2025-07-16	miércoles	6862	26	80	0,83	18,08	0,77	0,141166667	0,52	0,064380952				

Figura 3.3 Datos tomados a las 18:00

El cálculo inicial del promedio se realizó sobre todos los valores medidos a lo largo del día, incluyendo períodos de baja o nula irradiancia (madrugada, atardecer), lo que diluye los valores reales de tensión de operación durante las horas solares efectivas.

Este comportamiento es coherente con los patrones de irradiación global reportados en la Figura 10, donde se aprecia que la irradiancia horizontal global varía significativamente a lo largo del año, con un promedio mensual entre 117 kWh/m² (junio) y 149 kWh/m² (abril). Escogiendo el promedio por etapas de generación plausibles, se dividieron los días por franjas horarias de generación solar, y se tuvieron los siguientes resultados de la tabla 3.3:

Temperatura	v1	p1	v2	p2
36,19943862	47.85434348	5473.0539441	46.48428365	516.3205008

Tabla 3.3 Valores promedio 36,2 °C

Las mediciones corresponden a una temperatura promedio ambiente de 36,2 °C. Sin embargo, los datos de placa de ambos paneles fotovoltaicos están establecidos bajo condiciones estándar de prueba (STC), que consideran una temperatura de célula de 25 °C. Se aplica una corrección por temperatura para descartar pérdidas técnicas.

- **Voltaje teórico corregido por temperatura**

$$V_{\text{teórico}} = V_{oc} \times [1 + \beta \times (T - 25)]$$

Donde:

$\beta = -0.0025$ (Coeficiente de temperatura de ambos paneles para el voltaje)

T = Nueva temperatura

V_{oc} = Voltaje de circuito abierto

$$V_{\text{bifacial}} = 52.12 \times [1 - 0.0025 \times (36.19 - 25)] = 52.12 \times 0.97 \approx \mathbf{50.65 \text{ [V]}}$$

$$V_{\text{Monofacial}} = 52.47 \times [1 - 0.0025 \times (36.19 - 25)] = 52.12 \times 0.97 \approx \mathbf{51.00 \text{ [V]}}$$

Con esto tenemos

$$\% \text{ Error Bifacial} = \left| \frac{47.85 - 50.65}{50.65} \right| \times 100 = \frac{2.80}{50.65} \times 100 \approx 5.53\%$$

$$\% \text{ Error Monofacial} = \left| \frac{46.48 - 50.96}{50.96} \right| \times 100 = \frac{4.48}{50.96} \times 100 \approx 8.79\%$$

- **Potencia teórica corregida por temperatura**

$$P_{\text{teo}} = P_{STC} \times (1 + \gamma \times (T - 25)), \quad \gamma = -0.0029$$

Donde:

$\gamma = -0.0029$ (Coeficiente de temperatura de ambos paneles para la potencia)

T = Nueva temperatura

P_{STC} = Potencia nominal del panel bajo condiciones estándar (STC)

$$P_{\text{Nueva}} = 585 \times [1 - 0.0029 \times (36.19 - 25)] = 52.12 \times 0.972 \approx \mathbf{566.016 \text{ [V]}}$$

Con esto tenemos

$$\% \text{ Error Bifacial} = \left| \frac{547.053 - 566.016}{566.016} \right| \times 100 = \frac{18.963}{566.016} \times 100 \approx 3.35\%$$

$$\% \text{ Error Monofacial} = \left| \frac{516.320 - 566.016}{566.016} \right| \times 100 = \frac{49.696}{566.016} \times 100 \approx 8.77\%$$

Entonces los resultados obtenidos son los siguientes:

Panel	Voltaje	% Error	Potencia	% Error
JA Solar	47.85	5.53	543.05	3.35
Jinko	46.48	8.79	516.32	8.77

Tabla 3.4 Resultados Finales Medidos

El módulo bifacial muestra un menor porcentaje de error con mayor captación de voltaje promedio y de potencia pese a estar bajo las mismas condiciones.

3.2 Comparación y elección de un módulo fotovoltaico

Con base a la tabla 6, se tiene lo siguiente:

$$\% \text{mayor generación} = \frac{P_{JA} - P_{Jinko}}{P_{Jinko}} \times 100 = \frac{30.73}{516.32} \times 100 \approx 5.95\%$$

El panel JA Solar bifacial generó aproximadamente 5.95 % más potencia que el panel monofacial Jinko bajo las mismas condiciones, coherente con la capacidad del bifacial de captar parte de la radiación reflejada en su cara trasera.

El sistema de 885 paneles presenta el porcentaje de 5.95% siendo conservador, al aumentar la cantidad de paneles llegaría a ser del 15% al 20%, sin embargo, para seguir con los cálculos reales se seguirá utilizando.

- **Diferencia total en potencia**

$$\Delta P = P_{JA} - P_{Jinko} = 547.05 - 516.32 = 30.73 [W]$$

$$\Delta P_{\text{total}} = 885 \times 30.73 = 27,202.05 [W] = 27.2 [KW]$$

Esto significa que, siendo conservadores con los datos, solo al optar por el módulo bifacial se genera un monto extra de 27.2 [KW].

Siguiendo con esto, para proyectar la energía adicional en el año se asumieron 9 horas solares efectivas por día, dado que esta fue la cantidad de horas que se tomó para el promedio de incisos anteriores, lo cual representa un escenario favorable en condiciones de alta irradiancia.

$$\text{Energía anual (kWh)} = \text{Potencia (kW)} \times \text{Horas/día} \times \text{Días/año}$$

$$\text{Energía anual (kWh)} = 27.2 \times 9 \times 365 = \boxed{89,352 \text{ kWh/año}}$$

Usando una tarifa residencial intermedia de 0.13 USD/kWh aplicable para la universidad, se tiene que:

$$\text{Ahorro anual} = 89,352 \times 0.13 \approx \boxed{11,615.76 \text{ USD/año}}$$

Ahora hay que tener en cuenta que para compras a por mayor, los paneles bifaciales tienen un costo promedio de 10 dólares extra que un monofacial [33] , sabemos que:

- Horas solares efectivas/día: 9
- Días al año: 365
 - Tarifa eléctrica ESPOL (estimada): 0.13 USD/kWh
 - Costo adicional por panel bifacial: 10 USD
 - Cantidad de paneles: 885
 - Tiempo de vida del proyecto: 20 años

Energía total extra para la vida del proyecto:

$$E_{20a} = 89,352 \times 20 = 1,787,040 \text{ kWh}$$

Ahorro total con el uso de los módulos bifaciales:

$$\text{Ahorro total (20 años)} = 11,615.76 \times 20 = 232,315.20 \text{ USD}$$

Rentabilidad de la inversión:

$$885 \text{ paneles} \times 10 \text{ USD} = 8,850 \text{ USD} \text{ (Valor extra inicial por el módulo)}$$

$$\text{ROI} = \frac{232,315.20}{8,850} \approx 26.25 X$$

Con un rendimiento adicional de 89,352 kWh por año debido al uso de paneles bifaciales, el sistema acumularía aproximadamente 1.79 millones de kWh adicionales en 20 años representando un ahorro económico de \$232,315.20 considerando una tarifa institucional de 0.13 USD/kWh. Frente a una inversión adicional de solo \$8,850 por optar por tecnología bifacial (10 USD más por cada uno de los 885 paneles), el sistema lograría un retorno sobre la inversión superior a 26 veces, lo cual valida la decisión técnica y económica de implementar módulos bifaciales antes que los monofaciales.

3.3 Simulación para el arreglo bifacial

Como se pudo observar en la tabla 3.4, el porcentaje de error del módulo bifacial fue el más pequeño de todos, llegando a un valor del 5%, es por ello por lo que no existe la necesidad de realizar un ajuste de los valores experimentales usando los datos de placa de este, ya que la captación en el sitio será prácticamente igual a lo esperado, con esto se tienen los siguientes valores resultantes:

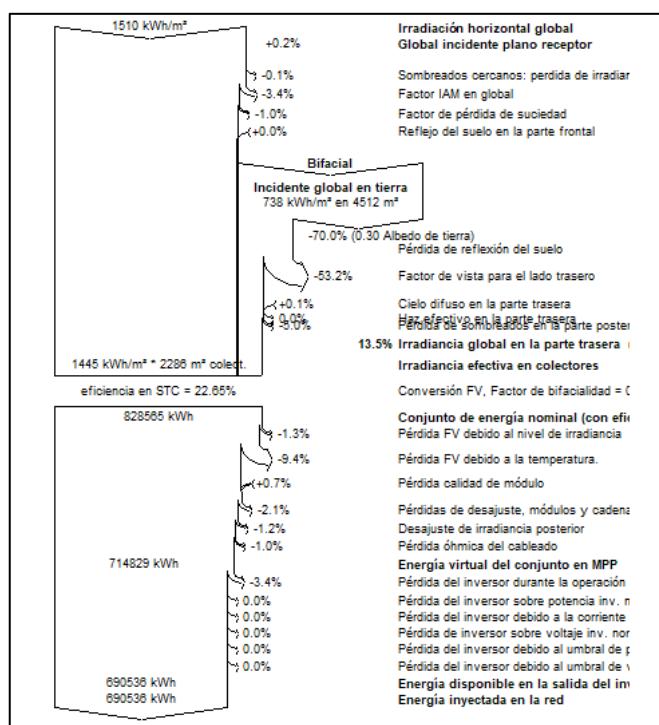


Figura 3.4 Diagrama de pérdidas del conjunto bifacial

Resultados principales			
Producción del sistema	691 MWh/año	Prod. normalizada	3,65 kWh/kWp/día
Prod. específica	1334 kWh/kWp/año	Pérdidas del conjunto	0,36 kWh/kWp/día
Proporción de rendimiento	0,882	Pérdidas del sistema.	0,13 kWh/kWp/día

Figura 3.5 Valores resultantes del arreglo bifacial

En el análisis anual, el sistema fotovoltaico bifacial logró inyectar un total de 690,5 MWh/año a la red eléctrica, lo que se traduce en una producción específica de 1334 kWh/kWp/año y un Performance Ratio (PR) promedio de 88,2 %, evidenciando un desempeño altamente eficiente. Esta cifra se corresponde con una generación normalizada de 3,65 kWh/kWp/día, lo que refleja una conversión energética consistente a lo largo del año.

El diagrama de pérdidas indica que, partiendo de una irradiancia global horizontal anual de 1510 kWh/m², la energía útil disponible se ve afectada principalmente por pérdidas ópticas y térmicas. La mayor pérdida óptica se debe al ángulo de incidencia (IAM) con un -3,41 %, seguida por suciedad en los módulos (-1 %) y sombreados mutuos despreciables (-0,10 %). En la etapa de conversión en corriente continua, destacan las pérdidas por incremento de temperatura (-9,39 %) y desajustes entre módulos (-2,10 %), mientras que el cableado DC representa un -1 % adicional. En la etapa de conversión AC, el inversor presenta pérdidas moderadas del -3,38 %.

Estos resultados reflejan un sistema térmicamente eficiente, gracias a un coeficiente de pérdida Uc de 15 W/m²·K, y con mínima interferencia por sombras, lo cual justifica el alto Performance Ratio (PR) registrado en el sistema.

Además, al compararlo con el panel monofacial se refuerza lo visto con los datos medidos:

Indicador	Bifacial	Monofacial	Mejora absoluta	Mejora relativa
Producción anual (MWh)	690,5	654	+36,5	+5,6 %
Producción específica (kWh kWp⁻¹ año⁻¹)	1334	1263	+71	+5,6 %
PR medio	0,882	0,837	+0,045	+4,5 pp
Prod. normalizada (kWh kWp⁻¹ día⁻¹)	3,65	3,46	+0,19	+5,6 %

Tabla 3.5 Comparación de las simulaciones

Al proyectar la diferencia de generación entre los sistemas a lo largo de los 20 años de vida útil del proyecto, se obtiene una energía adicional acumulada de 730.000 kWh. Este valor representa la ventaja energética total que ofrece la tecnología bifacial bajo las mismas condiciones.

Si se considera una tarifa promedio de 0,13 USD/kWh, correspondiente al pliego tarifario vigente en la ciudad de Guayaquil para consumidores institucionales, esta energía se traduce en un ingreso bruto acumulado de aproximadamente 94.900 USD. Este ingreso adicional es superior al costo inicial asociado a la implementación de tecnología bifacial, el cual, para un sistema de 885 módulos con una diferencia de 10 USD por unidad, asciende a 8.850 USD.

Por lo tanto, desde una perspectiva energética y económica, la inversión en módulos bifaciales resulta altamente favorable.

3.4 Análisis económico

Se presenta a continuación el desglose de costos por categoría para un sistema fotovoltaico de 885 paneles bifaciales JA Solar 585 W con 6 inversores de 80 kW (Power Electronics FS0080 LVT) conectados a un transformador de 630 kVA.

Se incluyen todos los materiales eléctricos principales (paneles, estructura, inversores, transformador, cableado, tableros y protecciones, sistema de tierra), exceptuando el valor cobrado por diseño del sistema solar.

Todos los precios se encuentran detallados en la sección de anexos, se va a trabajar con los valores resultantes.

Total Sin Iva	\$306.704
Total	\$352.710

Tabla 3.6 Valores finales del proyecto

Con estos valores tenemos los siguientes resultados económicos del sistema:

Figura 3.6 Resultados del cálculo del van y tir del sistema con subsidios, sin optimización

Se observa que el análisis financiero del proyecto confirma su viabilidad económica en el escenario actual de tarifa subsidiada y su alta rentabilidad si los subsidios llegaran a eliminarse. Con el costo vigente de 0,06 USD/kWh, se obtiene un Valor Actual Neto (VAN) de 42.831 USD, positivo frente a la inversión inicial de 352.710 USD, lo que implica que el proyecto recupera su desembolso y genera un excedente de valor presente. De igual manera, la Tasa Interna de Retorno (TIR) del 6,48 % es superior a la tasa de descuento del 5 %, señal de que la inversión es rentable aún bajo condiciones de ingresos reducidos, asegurando un flujo de ahorros estable a lo largo de los 20 años de operación.

Figura 3.7 Resultados del cálculo del van y tir del sistema sin subsidios, sin optimización

En un escenario alternativo, con una tarifa de 0,13 USD/kWh producto de la eliminación de subsidios, la rentabilidad del proyecto se incrementa. El VAN asciende a 465.015 USD, mientras que la TIR alcanza un 18,70 %. Estos resultados no solo confirman que el proyecto es altamente rentable, sino que lo posicionan por encima de los márgenes de retorno exigidos en

proyectos de generación distribuida en Ecuador, donde se consideran atractivos valores de TIR en el rango del 6–12 % [19]. La magnitud positiva tanto del VAN como de la TIR en este escenario refleja que el proyecto, además de recuperar la inversión inicial en un plazo aproximado de 6 a 7 años, garantiza beneficios sostenidos y crecientes en el tiempo. A esto se suman beneficios adicionales no cuantificados, como la reducción de emisiones de CO₂, la mejora de la resiliencia energética del campus y la proyección institucional en materia de sostenibilidad, que consolidan la pertinencia de la inversión.

3.5 Optimización del 11 A

Durante la simulación de los tres escenarios energéticos planteados para el edificio 11^a, (1) sin generación distribuida, (2) con generación fotovoltaica únicamente, y (3) con integración adicional de un sistema de almacenamiento en baterías, se evaluaron sus beneficios técnicos y económicos mediante el modelo de optimización energética desarrollado.

En el primer escenario, toda la demanda energética se abastece desde la red pública. Este caso representa la línea base, donde los costos operativos son máximos y no existe generación limpia ni posibilidad de ingresos por venta de excedentes.

Con la introducción del sistema fotovoltaico en el segundo escenario, se produce un cambio sustancial en la estructura de consumo: parte de la energía es autogenerada, y los excedentes pueden ser inyectados a otros bloques de carga, generando ingresos marginales, esto sumado al código de optimización realizado genera una mejora sustancial con respecto al caso base.

Información	Unidad	Dimensiones Anual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Potencia de planta PV	kWp																						
Generación anual	kWh	6394552	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000	11390000		
Costo de compra	\$	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
Tasa de descuento	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
UTD/VA/VA total	\$	44.036,04	43.205,37	43.706,14	43.537,33	43.460,03	43.378,61	43.291,17	43.204,23	43.116,08	43.028,01	42.940,07	42.852,14	42.764,21	42.676,28	42.588,34	42.500,41	42.412,48	42.324,45	42.236,52	42.059,05		
Depreciación	\$	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68		
Costo de operación	\$	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68		
Costo Planta PV	\$	352.700,00	USD																				
Opciones (% de planta)	\$	3.527,70	1,00%																				
Gastos fijos extra post optimización	\$	42334	kWh																				
EBITDA	\$	40.500,94		40.345,34		40.192,45		40.046,28		39.893,79		39.646,65		39.396,63		39.059,74		38.026,23		38.685,10		38.356,35	
Depreciación	\$	17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50	
Incremento sozial	\$	1.50%		1.50%		1.50%		1.50%		1.50%		1.50%		1.50%		1.50%		1.50%		1.50%		1.50%	
Almacenamiento	\$	3.527,80		3.500,00		3.632,71		3.608,21		3.645,54		3.709,63		3.855,68		3.914,53		3.972,25		4.032,05		4.093,34	
Operación (% de planta)	\$	3.527,70	1,00%																				
Gastos fijos extra post optimización	\$	42334	kWh																				
EBITDA	\$	40.500,94		40.345,34		40.192,45		40.046,28		39.893,79		39.646,65		39.396,63		39.059,74		38.026,23		38.685,10		38.356,35	
Depreciación	\$	17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50		17.635,50	
Impacto 25%	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	
Impresión	\$	5.788,36		5.617,81		5.636,73		5.597,12		5.554,57		5.417,68		5.430,28		5.385,84		5.346,68		5.304,83		5.262,46	

```

ampl: include 'D:\AMPL\amplide\tesis\PARTE2.run';
CPLEX 22.1.2:                      CPLEX 22.1.2: optimal solution; objective 7.9929319
0 simplex iterations
costo_total = 7.99293
ingreso_venta = 81.1021
beneficio_neto = 73.1091
energia_ahorrada_kWh = 621.659
ahorro_dolares = 39.5377

:      PS          PD          PV          PGD       :=
0    13.5233    13.5233     0          0
1    13.4891    13.4891     0          0
2    13.5931    13.5931     0          0
3    12.9641    12.9641     0          0
4    13.5308    13.5308     0          0
5    0           13.3663    3.3827   16.749
6    0           13.3156    21.1704   34.486
7    0           16.9638    46.5752   63.539
8    0           35.4555    69.3025   184.758
9    0           64.2128    98.3492   154.553
10   0           69.3004   134.74    284.04
11   0           70.5887   170.456   241.045
12   0           70.3777   184.437   254.815
13   0           65.1804   175.945   241.045
14   0           64.0954   139.945   284.04
15   0           59.8691   94.6839   154.553
16   0           42.8292   72.6788   115.5
17   0           20.3818   53.1572   73.539
18   0           15.8822   14.6838   30.486
19   14.3722   14.3722     0          0
20   14.1497   14.1497     0          0
21   13.8678   13.8678     0          0
22   13.4942   13.4942     0          0
23   13.6492   13.6492     0          0
;

ampl:

```

Figura 3.9 Resultado de optimización escenario B

Desde el punto de vista técnico, el escenario con optimización lineal representa una mejora respecto al modelo base con tarifa subsidiada de 0,06 USD/kWh, ya que permite maximizar el aprovechamiento de la generación solar en el edificio 11A. El algoritmo redistribuye de manera más eficiente la energía producida, reduciendo pérdidas instantáneas y aumentando la fracción de autoconsumo. Como resultado, se obtiene una ganancia adicional de 42.934 kWh anuales frente al modelo sin optimización, lo que refleja un uso más racional de los recursos solares disponibles.

En el aspecto económico, la optimización incrementa de forma la rentabilidad. El proyecto alcanza un VAN de 155.321 USD y una TIR del 12 %, ambos positivos y muy superiores a los del caso de referencia con subsidios. Este resultado confirma que la optimización no solo mejora el rendimiento energético, sino que también fortalece la viabilidad financiera, duplicando en magnitud el excedente de valor presente y elevando la rentabilidad por encima de lo requerido en proyectos de generación distribuida.

El caso optimizado evidencia que la integración de técnicas de programación lineal potencia el desempeño de sistemas fotovoltaicos. Aun sin almacenamiento, la mejora en la producción y en los flujos de caja consolida la conveniencia de la inversión, otorgando a la ESPOL

un modelo más eficiente, sostenible y financieramente sólido, que se adapta a escenarios de subsidios y prepara al campus para condiciones futuras de mayor competitividad tarifaria.

Información	Unidad	Dominio Anual	0,05%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%		
Costo de compra PV	\$/kW		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00		
Generación solar apreciada	\$33000 kWh																					
Energía		750461 75553,848	755663,4479	754771,5353	752838,4536	751902,6449	749125,141	747255,339	745354,197	743550,7363	741661,355	739307,1982	737359,2407	735151,345	734273,0082	732437,3333	730606,305	728777,773	726973,402	72504,444		
Costo de energía	0,06 USD/kWh		\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,060		
Tasa de descuento	5%																					
Depreciación	20 Años																					
Costo op.	\$ 100 USD/kW		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18		
Costo de compra PV	\$ 152,320,000 USD		\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	\$ 152,320,000	
Operaciones (% de plena)	\$ 5,521,10 1,00%																					
Generación extra por optimización	63461 kWh																					
		EBITDA	\$ 40,300,56	\$ 33,390,558	\$ 38,105,65	\$ 39,506,74	\$ 38,306,83	\$ 38,105,80	\$ 38,303,94	\$ 38,700,92	\$ 38,436,81	\$ 38,239,61	\$ 38,085,23	\$ 37,877,83	\$ 37,663,19	\$ 37,453,30	\$ 37,246,05	\$ 37,036,69	\$ 36,822,51	\$ 36,607,17	\$ 36,391,67	\$ 36,174,24
		Depreciación	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	\$ 21,625,50	
		Impuestos 25%	\$ 3,19,21	\$ 3,06,02	\$ 3,07,54	\$ 2,96,81	\$ 2,97,83	\$ 2,97,66	\$ 2,97,11	\$ 2,76,65	\$ 2,76,33	\$ 2,64,03	\$ 2,62,45	\$ 2,56,58	\$ 2,50,42	\$ 2,45,37	\$ 2,40,21	\$ 2,35,05	\$ 2,29,77	\$ 2,24,63	\$ 2,18,94	\$ 2,05,68
		Inversión	\$ 552,700,00	\$ 36,354,30	\$ 36,836,55	\$ 36,688,1	\$ 36,538,33	\$ 36,353,00	\$ 36,238,36	\$ 36,068,03	\$ 35,924,56	\$ 35,781,43	\$ 35,627,53	\$ 35,478,24	\$ 35,317,24	\$ 35,167,71	\$ 35,003,41	\$ 34,845,14	\$ 34,525,60	\$ 34,364,70	\$ 34,202,63	\$ 34,035,68
			\$ 156,700,00	\$ 156,705,71	\$ 1476,888,14	\$ 1442,200,11	\$ 405,662,00	\$ 1,359,074,80	\$ 1,236,341,97	\$ 1,261,051,41	\$ 1,225,23,30	\$ 1,189,604,04	\$ 1,154,191,50	\$ 1,10,814,25	\$ 83,655,48	\$ 48,650,07	\$ 10,804,94	\$ 20,881,00	\$ 55,406,60	\$ 88,771,50	\$ 120,974,13	\$ 158,035,68
		AHORRO MENSUAL	\$ 3,802,31	\$ 3,792,80	\$ 3,793,22	\$ 3,775,66	\$ 3,764,42	\$ 3,755,01	\$ 3,745,63	\$ 3,736,26	\$ 3,726,32	\$ 3,717,60	\$ 3,708,31	\$ 3,693,04	\$ 3,683,79	\$ 3,680,57	\$ 3,671,37	\$ 3,662,10	\$ 3,653,00	\$ 3,643,80	\$ 3,634,70	\$ 3,625,70
		TIR	2,5%																			
		VAN	\$ 101,663,55																			

Figura 3.10 Análisis económico escenario C

```

ampl: include 'D:\AMPL\amplide\tesis\parte3.run';
CPLEX 22.1.2:                               CPLEX 22.1.2: optimal solution; objective 77.4786311
0 simplex iterations
Ganancia = 77.4786
costo_compra = 3.62342
ingreso_venta = 81.1021
beneficio_neto = 77.4786
energia_ahorrada_kwh = 691.192
ahorro_dolares = 43.9072

:   Ebat      PCarga     PDescarga    PCompra     PVenta      :=
0  149.994   -5.68434e-14  0          13.5233   0
1  149.988   -1.13687e-13  0          13.4891   0
2  149.982   0            0          13.5931   0
3  149.976   0            0          12.9641   0
4  149.97   0            0          13.5308   0
5  149.964   0            0          0          3.3827
6  149.958   0            0          0          21.1704
7  149.952   0            0          0          46.5752
8  149.946   0            0          0          69.3025
9  149.94   0            0          0          90.3402
10 149.934   0            0          0          134.74
11 149.928   0            0          0          170.456
12 149.922   0            0          0          184.437
13 149.916   0            0          0          175.945
14 149.91   0            0          0          139.945
15 149.904   0            0          0          94.6839
16 149.898   0            0          0          72.6708
17 149.892   0            0          0          53.1572
18 149.886   0            0          0          14.6838
19 134.258   0            14.3722  0          0
20 118.873   0            14.1497  0          0
21 103.794   0            13.8678  0          0
22 89.1224   0            13.4942  0          0
23 74.2827   0            13.6492  0          0
;

ampl:

```

Figura 3.11 Resultados de optimización escenario C

En el caso C se incorpora un sistema de almacenamiento energético con baterías de 200 kWh, lo que permite gestionar de mejor forma la energía generada. El modelo computacional fue diseñado para que toda la demanda faltante entre las 5:00 y las 23:00 horas pueda ser cubierta con apoyo de las baterías, mientras que en los momentos de excedente fotovoltaico estas se cargan automáticamente. Esta estrategia se definió considerando que el consumo entre la 1:00 y las 4:00

es mínimo, de modo que al evitar descargas innecesarias en esa franja se conserva la vida útil del sistema de almacenamiento.

Este escenario permite ajustar y decidir los tiempos de operación de los distintos elementos de la microrred, cumpliendo así con el objetivo específico de “proponer un sistema de generación integrado al edificio 11A que permita al usuario final decidir tiempos de operación de cada uno de los elementos de la microrred”. En la práctica, esto significa que el usuario puede editar y programar los periodos de carga. No obstante, se mantuvo la configuración actual al considerarse la opción óptima desde el punto de vista técnico, ya que aprovecha la generación solar diurna y concentra la descarga de las baterías en las horas de mayor demanda (19:00 a 23:00), donde el ahorro económico es más significativo.

La posición geográfica de Ecuador presenta radiación solar constante durante gran parte del año, el comportamiento real proyecta que las baterías solo operarían de forma promedio entre las 19:00 y las 23:00 horas, reduciendo así el consumo de la red en ese período crítico. Esta gestión optimizada se traduce en una mejora energética equivalente a 26.527 kWh adicionales frente al modelo sin almacenamiento, con un valor de 69.461 kWh.

Sin embargo, el elevado costo de inversión de 200.000 USD adicionales por la compra del sistema de almacenamiento disminuye los indicadores financieros. El VAN resulta negativo (-101.685 USD), aun descontando los flujos de caja futuros, la inversión no logra generar excedentes de valor. El TIR se reduce a apenas 2,56 %, por debajo de la tasa de descuento del 5 %, lo cual confirma que el proyecto no es rentable bajo estas condiciones.

En términos de retorno, si bien el flujo acumulado permitiría alcanzar un punto de equilibrio hacia el año 16, esto carece de sentido práctico considerando que el sistema tiene una

vida útil de 20 años, lo que dejaría apenas cuatro años de operación sin beneficios netos. Por ende, aunque el caso C evidencia una mejora técnica en términos de gestión de carga y ahorro energético, el costo elevado del almacenamiento impide que la inversión sea económicamente viable. Este resultado resalta que, en el contexto actual de precios y subsidios en Ecuador, la implementación de baterías no representa una estrategia financieramente atractiva para el proyecto.

La alternativa óptima para la ESPOL es el caso B con optimización, al lograr un balance adecuado entre eficiencia y rentabilidad. A través de programación lineal, este modelo incrementa en 42.934 kWh la generación anual respecto al escenario base y mejora los indicadores económicos, con un VAN de 155.321 USD y una TIR del 12 %.

Aunque el caso C con baterías genera más energía (+69.461 kWh), su alta inversión (200.000 USD) genera un VAN negativo y una TIR inferior al costo de capital, haciéndolo inviable. Por tanto, la optimización sin almacenamiento representa la solución más sólida para el campus.

Capítulo 4

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

Tras el desarrollo de la propuesta y la aplicación de las fases metodológicas planteadas, se obtuvieron las siguientes conclusiones primordiales:

- La implementación de un sistema fotovoltaico integrado a la red del edificio 11A, operando sin baterías, con inyección de excedentes y un modelo de optimización lineal a \$0,06/kWh, demostró ser la solución técnica y económicamente más eficiente en el contexto local. El modelo aprovecha al máximo la generación solar disponible para cubrir la demanda diurna y vender los excedentes, eliminando la necesidad de almacenamiento y reduciendo el CAPEX. Esta configuración alcanzó indicadores financieros favorables, con un periodo de recuperación de aproximadamente 7 años (sin subsidios, ~13 años con tarifas subsidiadas) y un beneficio neto al final del proyecto de \$65,321, evidenciando la viabilidad sostenible del sistema.
- El análisis técnico del edificio 11A permitió caracterizar su perfil de demanda eléctrica y la disponibilidad de superficie para paneles solares. Se determinó que la carga del edificio es elevada y continua durante el día debido a la actividad de laboratorios, aulas y oficinas, con mínimos en la madrugada. Asimismo, se identificó un área disponible de aproximadamente 5660 m² en el techo de estacionamiento, sin sombras significativas, con capacidad para instalar 885 módulos, sentando las bases para el dimensionamiento óptimo del sistema fotovoltaico.
- Se dimensionó un sistema fotovoltaico de ~518 kW (885 módulos de 585 Wp) tanto en configuración monofacial como bifacial, confirmando su viabilidad técnica en el sitio. Las condiciones locales (irradiación global ≈1554 kWh/m² anual, ausencia de obstáculos y amplio espacio) permitieron diseñar una solución tipo carport en el estacionamiento, con inclinación óptima (~10°), plena integración a la infraestructura existente y sin alterar el

entorno, cumpliendo los criterios técnicos, operativos y ambientales para su implementación.

- La comparación técnico-económica de ambas configuraciones reveló que la alternativa con paneles bifaciales genera aproximadamente un 5,6% más de energía anual que la monofacial bajo las mismas condiciones (~690,5 vs 654 MWh/año para ~518 kW instalado). Este incremento (36,5 MWh/año, es decir unos 730 MWh adicionales en 20 años) junto con un sobrecosto marginal (\$8.850 en total, equivalente a \$10 por panel), se traduce en una rentabilidad significativamente superior (retorno >26 veces la inversión adicional), validando la selección de módulos bifaciales para maximizar la producción y los beneficios económicos del proyecto.
- A pesar de la incorporación de una batería de litio de 200 kWh y de la implementación de un algoritmo de gestión de carga y descarga en horarios específicos, el escenario con almacenamiento presenta un Valor Actual Neto negativo (-101.688,59 USD). El elevado costo adicional de inversión, superior a 200.000 USD, junto con las pérdidas por eficiencia de carga y los futuros costos de reemplazo o mantenimiento, impiden que la inversión se recupere en el horizonte de 12 años proyectado, siendo esta en el año 16. Si bien desde el punto de vista técnico se logra un mejor perfil de demanda y una reducción del consumo nocturno, el análisis financiero confirma que la alternativa con baterías no resulta viable en las condiciones actuales de mercado ni bajo los esquemas de subsidio vigentes.
- La integración del sistema fotovoltaico propuesta convierte al edificio 11A en una microrred operable de forma inteligente, permitiendo la toma de decisiones óptimas sobre sus recursos energéticos. El modelo desarrollado brinda al usuario final la flexibilidad de programar cargas y gestionar los flujos de energía (priorizar autoconsumo en horas solares, inyectar excedentes a la red o eventualmente utilizar respaldo), mejorando la autonomía y

resiliencia energética del edificio, reduciendo costos en horarios pico y reforzando el compromiso institucional con la sostenibilidad.

4.1 Recomendaciones

- Para maximizar el autoconsumo de la energía generada por el sistema fotovoltaico, se recomienda desplazar el funcionamiento de cargas programables —como sistemas de bombeo, aire acondicionado, centros de cómputo, equipos auxiliares o carga de baterías secundarias— hacia las horas de mayor irradiancia. Este desplazamiento reduce la necesidad de comprar energía a la red y optimiza el uso de la generación local. Esta medida incrementa el porcentaje de autoconsumo instantáneo, mejorando la rentabilidad del sistema y reduciendo el flujo de potencia hacia la red.
- Para garantizar el rendimiento esperado del sistema FV, se recomienda implementar un programa de mantenimiento periódico que incluya limpieza de paneles, inspección de conexiones y análisis térmico de componentes. Asimismo, se debe mantener activa una plataforma de monitoreo que permita comparar generación real vs. esperada, detectar caídas de producción por fallas o suciedad y analizar el comportamiento estacional. Esta práctica asegura la continuidad del retorno proyectado y la confiabilidad del sistema a largo plazo.
- El sistema con baterías puede alcanzar un mayor impacto si se desarrollan estrategias avanzadas de carga y descarga. Una gestión más flexible de estos ciclos permitiría incrementar la eficiencia global del proyecto y abrir nuevas líneas de investigación en integración de microrredes. De esta manera, la propuesta puede servir como base para futuros proyectos académicos e interdisciplinarios en asignaturas integradoras, donde se evalúen configuraciones más robustas de almacenamiento y control energético.

Capítulo 5

5. Anexos

Parámetro	JA Solar SSP-585W	Jinko Solar SSP-585W
Tipo de celda	Monocristalino Bifacial	Monocristalino N-Type (Monofacial)
Potencia máxima (Pmax)	585 W	585 W
Eficiencia del módulo	22.6 %	22.65 %
Voc (tensión circuito abierto)	52.16 V	52.47 V
Isc (corriente de cortocircuito)	13.89 A	14.07 A
Vmp / Imp	44.22 V / 13.23 A	43.53 V / 13.44 A
Coef. de temperatura (Pmax)	-0.290 %/°C	-0.29 %/°C
NOCT	45 ± 2 °C	45 ± 2 °C
Tensión máx. del sistema	1500 VDC	1500 VDC
Dimensiones	2278 × 1134 × 30 mm	2278 × 1134 × 30 mm
Peso	31.8 kg	27.8 kg

Tabla 5.1 Comparativa de las fichas técnicas de los paneles

Rubro	Descripción	Cantidad	Precio unitario (USD)	Subtotal (USD)	Link de referencia (Opcional)
1.00	Sistemas Electricos				
1.01	Panel solar JA Solar 585 W (bifacial) – Panel monocristalino bifacial de 585 W, modelo JA Solar SSP-585, Tier 1. Precio mayorista aprox.: \$0.12/W (equivalente a ~\$70 por panel)	885 unidades	\$70.00	\$61,950.00	https://indasina.en.alibaba.com/index.html?spm=a2700.details.0.0.239b3747NbJirT&from=detail&prod_uclId=1600986504478
1.02	Inversor solar 80 kW (Power Electronics FS0080 LVT) – Inversor trifásico 80 kW CA, 450–820 V MPPT, 900 V máx. entrada DC. Precio de referencia (inversor 80 kW similar, marca Growatt) ≈ \$1,458 por unidad	6 unidades	\$1,458.00	\$8,748.00	https://sailsolarpv.en.made-in-china.com/product/xnOYFcMTCdWr/China-Growatt-on-Grid-Solar-Panels-Inverter-80kw-100kw-110kw-120kw-MPPT-Home-Solar-Controller-Inverter.html#:~:text=Growatt%20on.MPPT%20Home%20Solar%20Controller%20Inverter
1.03	Transformador 630 kVA trifásico – Transformador de acoplamiento BT/MT (ej. 480 V / 13.2 kV) de 630 kVA, enfriado en aceite o seco, clase 15 kV. Precio unitario ~\$6,000–\$6,300	1 unidad	\$6,316.00	\$6,316.00	https://spanish.alibaba.com/71chneide-detail/3-phase-630-kva-transformer-price-60758186949.html#:~:text=1%20
2.00	Estructura tipo carport				
2.01	Estructura metálica tipo carport – Sistema de montaje en acero galvanizado (perfiles y soportes) para 885 paneles sobre ~5660 m ² . Incluye postes, vigas y rieles para instalar los paneles con inclinación adecuada. Costo estimado: ~\$0.10–\$0.15 por W fotovoltaico	518 kW (DC)	\$120.00 por kW	\$62,160.00	
3.00	Cableado y canalización				
3.01	Cableado DC – Cable fotovoltaico de cobre 4 mm ² , aislado 1000 V DC, con recorrido promedio 60 m por string (ida y vuelta ~120 m). Se estima ~7000 m en total para conectar 59 strings al sistema. Precio: ~\$0.50 por metro.	7,000 m	\$0.50	\$3,500.00	https://www.alibaba.com/71chneide-detail/TUV-Pv-Cable-4mm-6mm-6mm2_1601097196445.html?spm=a2700.7724857.0.0.62b42704A0Xg1o
3.02	Cableado AC – Cable de potencia trifásico de cobre (aprox. 3×35 mm ² + tierra) para conectar inversores al transformador (~6 tramos de 60 m c/u, total ~1080 m conductor). Precio: ~\$4–5 por metro (referencia: cables 35 mm ² < \$6.90).	1,080 m	\$5.00	\$5,400.00	https://www.alibaba.com/71chneide-detail/VDE-3x35mm2-NYCWY-Cable-Electrical-Power_60580352175.html?spm=a2700.7724857.0.0.1e2a1914TDBu1s
3.03	Canalización y accesorios – Tubería 71chneid, charolas, conectores y abrazaderas para tendido de cables (DC y AC), en PVC o metálico según zonas. Incluido en los costos de cableado (estimando un 10% adicional).	–	Incluido	Incluido	
4.00	Protecciones, combiner y tableros				
4.01	Cajas combinadoras DC – Cajas de conexión (combiner boxes) para strings fotovoltaicos (fusibles DC, supresor y seccionador). Ejemplo: combiner box hasta 16 strings, 1000 V, \$144 cada una. Se instalan ~6 (una por inversor).	6 unidades	\$144.00	\$864.00	https://www.danickpower.com/pv-combiner-box.html#:~:text=%28DNB

4.02	Tablero general AC – Tablero eléctrico trifásico en baja tensión para reunir la salida de 6 inversores hacia el transformador. Incluye barra de cobre y 6 interruptores termomagnéticos tripolares (~125 A c/u) para protección de cada inversor, más seccionador general. Ejemplo de interruptor 3P 125 A (Schneider EasyPact): ~\$100 unidadD. (Se considera \$100 c/u × 6 + gabinete).	1 lote (panel + 6 breakers)	~\$1,000.00	\$1,000.00	https://electric-house.com/en/72chneider-mccb-breaker-easypact-ecz250h-3p-125a-36ka-400-415v-tmd-trip-unit.html?srslid=AfmBOoq2bZVEsmVqFlwGzOWMuzgZ0aJq-doWfXaNrwvPy5UerLUPHabT
4.03	Protecciones contra sobretensiones (SPD) – Supresores de sobretensión tipo II en corriente continua (1000 V DC) y en AC (480 V). Protegen contra picos por rayos o transitorios. Precio unitario aprox. \$5–\$7 (cada SPD). Se incluyen 2 (DC + AC).	2 unidades	\$50.00 (~\$25 c/u)	\$50.00	https://www.alibaba.com/showroom/1000v-dc-surge-arrester.html#:~:text=Solar%20SPD%2020kA%2040kA%20Surge.1200VDC%202P%203P%20DC%20SPD
4.04	Otros – Breakers y fusibles secundarios, seccionadores, gabinetes menores, borneras y etiquetado. (Costos incluidos parcialmente en ítems anteriores.)	–	Incluido	Incluido	
5.00	Sistema de tierra física				
5.01	Varillas de tierra – Varillas copperweld de 5/8" × 3 m para aterrizar el sistema (malla a tierra perimetral y puesta a tierra de equipos). Se emplean ~10 varillas distribuidas en el área. Precio unitario: ~\$18–20 cada una.	24unidades	\$18.00	\$432.00	https://www.casamyers.com.mx/item/31700010?srslid=AfmBOoqaL-DSMewrhYcYe0BvFrMFmW1JiMBC8rHClFlwqFOsh-q_bIL#:~:text=VARILLA%20P%2FTIERRA%20DE%20COBRE%205%2F8,S%2FCONEC
5.02	Conductor de tierra – Cable de cobre desnudo sección ~35 mm ² para interconectar varillas y equipos (malla en estrella o anillo perimetral, ~100 m estimados). Precio: ~\$6 por metro.	100 m	\$6.00/milumite c.es	\$600.00	https://www.ilumitec.es/cable-35-mm2-desnudo-cobre#:~:text=cable%2035%20desnudo,35%20mm2%20de%20cobre%20desnudo

SUBTOTAL DE MATERIALES:		\$144,704
PRECIOS DE CONSTRUCCION:	Construcción estructura carport (obra civil completa) – cimentación superficial con zapatas, mano de obra metálica, maquinaria, concreto, etc. (~\$60/m ² × 5660 m ²)	\$90,000.00
	Mano de obra eléctrica (montaje fotovoltaico completo) – instalación de paneles, cableado DC/AC, tableros, conexión inversores y puesta en marcha	\$50,000.00
	Costos de importación y nacionalización – tributos, aduana, almacenamiento temporal y transporte nacional de materiales fotovoltaicos	\$14,500.00
	Seguros y contingencias del proyecto – cobertura de materiales, personal, obra, imprevistos, 5% del valor de materiales + equipos	\$7,500.00
TOTAL SIN IVA:		\$306,704
TOTAL FINAL:		\$352,710

Tabla 5.2 Rubros generales del proyecto

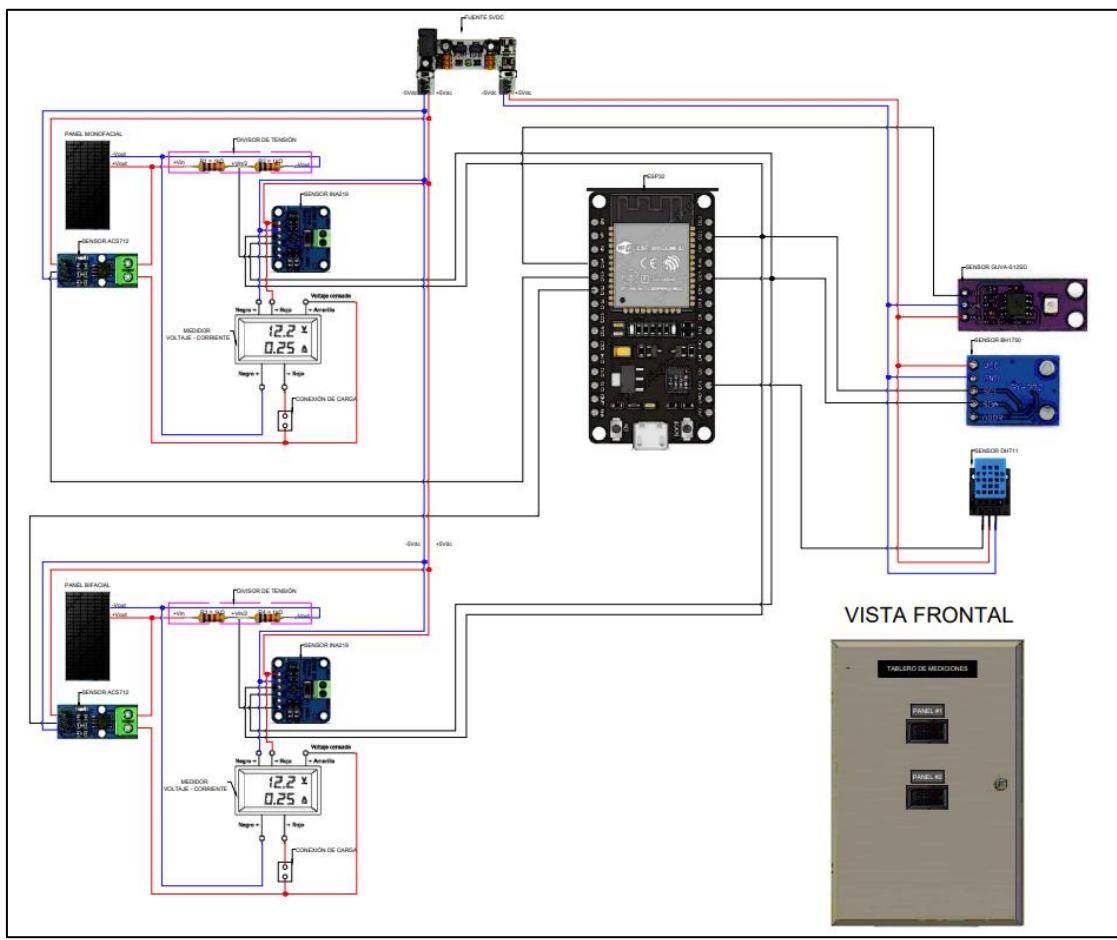


Figura 5.1 Diagrama de conexiones de tablero de mediciones.

Referencias

- [1] P. Jowett, 19 04 2024. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2024/04/19/global-pv-capacity-hit-1-6-tw-in-2023-says-iea-pvps/#:~:text=Global%20PV%20capacity%20grew%20to,of%20Global%20PV%20Markets%202024>.
- [2] Agencia Internacional de la Energía, «Renewables 2023 - Analysis and forecast to 2028,» Agencia Internacional de la Energía, 2023.
- [3] Stanford University, «Innovaciones del Sistema Energético de Stanford (SESI),» Stanford University, California.
- [4] J. Pedrosa, «pv magazine - Mercados y tecnología de energía solar,» 2024 10 08. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2024/10/08/las-universidades-espanolas-han-instalado-unos-20-mw-de-autoconsumo-en-este-ano/#:~:text=Durante%20el%20a%C3%B1o%202024%20unas,total%20de%2C%20aproximadamente%2C%2020%20MW>. [Último acceso: 07 06 2025].
- [5] G. y. D. M. Badran, «A comparative study of bifacial versus monofacial PV systems at the UK's largest solar plant,» *Clean Energy*, vol. 8, nº 4, p. 260, 2024.
- [6] S. Ghafiri, M. Darnon, A. Davigny, J. Trovão y D. Abbes, «A comprehensive performance evaluation of bifacial photovoltaic modules: insights from a year-long experimental study conducted in the Canadian climate,» *EPJ Photovoltaics*, vol. 15, p. 28, 2024.
- [7] Á. Lezama, «Estrategias para optimizar el consumo energético en edificios inteligentes,» *Athenea*, vol. 15, nº 18, 2024.
- [8] F. ueller, S. de Jongh, C. Cañizares, T. Leibfried y K. Bhattacharya, «Energy Optimization Controllers for Residential Peak Load Shaving and Cost Minimization,» *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, p. 6, 2023 .
- [9] ESPOL, «ESPOL,» [En línea]. Available: <https://sostenibilidad.espol.edu.ec/energia-y-cambio-climatico?>. [Último acceso: 07 26 2025].

- [10] Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), «Plan estratégico de sostenibilidad: Programa Campus Sostenible,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.espol.edu.ec/es/campus-sostenible>.
- [11] L. M. Fraas, «Low-Cost Solar Electric Power,» vol. 2nd, 2014.
- [12] A. Mahmoud, J. Park y H. Kim, «Bifacial solar photovoltaic modules: Technology, benefits, and challenges,,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 140, nº 110709, p. 1–13, 2021.
- [13] NREL, «Bifacial Photovoltaic Modules: Design, Installation, and Performance,,» *National Renewable Energy Laboratory*, Vols. %1 de %2Technical Report NREL/TP-5K00-73676, 2019.
- [14] P. J. Pérez-Higueras y E. F. Fernández, «High Concentrator Photovoltaics: Fundamentals, Engineering and Power Plants,» 2015.
- [15] B. Marion, «A Practical Irradiance Model for Bifacial PV Modules,» in *Proc. IEEE PVSC*, p. pp. 1531–1536, 2017.
- [16] S. Wang y Z. Ma, «Supervisory and optimal control of building HVAC systems: A review,» *HVAC&R Research*, vol. 14, p. 3–32, 2008.
- [17] A. Dehwah, M. Pipattanasomporn y S. Rahman, «An Intelligent Load Control Algorithm to Optimize Energy Consumption in Buildings,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, p. 2817–2825, 2014.
- [18] M. S. Hossain, G. Muhammad y M. Alhamid, «Green Internet of Things: A Survey,» *IEEE Access*, vol. 4, p. pp. 11031–11058, 2016.
- [19] C. Carrera, M. Ortega y J. Zambrano, «Implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a red en universidades públicas del Ecuador: Estudio de caso,» *Revista Tecnológica ESPOL*, vol. 33, pp. 45-52, 2020.
- [20] JINKO SOLAR, «DESCRIPCIÓN GENERAL-SSP 585W».
- [21] JA SOLAR, «Descripción General Panel BIFACIAL - SSP-585W JA».
- [22] globalsolaratlas, «globalsolaratlas,» [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/detail?s=-2.144328,-79.966982&m=site&c=-2.14458,-79.966736,11&pv=ground,0,4,1000>. [Último acceso: 01 07 2025].
- [23] ideaspark, «ESP32 Weather Station & Weather Instrument(Tutorial)».

- [24] meteonorm, «meteonorm,» [En línea]. Available: <https://mn8.meteonorm.com/>. [Último acceso: 13 07 2025].
- [25] solarpaneltilt, «Optimum Tilt of Solar Panels,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.solarpaneltilt.com/#:~:text=Latitude%20Full%20year%20angle%20Avg,0%2071>.
- [26] I. S. 142-2007, Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, 2007.
- [27] IEEE Std 80-2013, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE, 2013.
- [28] A. Allen, «Electricity Load Profiles from Smart Meters, Springer,» 2020.
- [29] J. P. Watson, «Optimization Under Uncertainty for Energy Systems,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, nº 4, p. 223–231, 2013.
- [30] J. M. B. B. E. J. M. M. P. d. I. P. J. I. L. B. J. C. Sáenz-Díez Muro, «Optimización de la energía solar fotovoltaica en edificaciones,» viking.
- [31] L. M. V. R. Espín Andrade, «La generación distribuida y su regulación en el Ecuador / The distributed generation and its regulation in Ecuador,» Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2021.
- [32] S. B. A. M. N. P. Z. A. Y. W. Aliyah Sakinah, «Monitoring System for Solar Panel Characteristics Using the Internet of Things (IoT),» *The Southeast Asian Journal of Advance Engineering and Technology*, vol. 1, nº 2, p. 70, 2024.
- [33] J. Sykes, «solarchoice,» 04 07 2024. [En línea]. Available: <https://www.solarchoice.net.au/solar-panels/bifacial/>. [Último acceso: 24 07 2025].
- [34] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Best Practices in PV System Operations and Maintenance, Version 1.0,» NREL (National Renewable Energy Laboratory), Golden, Colorado, EE.UU., 2013.