



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**“ANÁLISIS Y DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA,
APROVECHANDO LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE”**

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

**AUTORES: JUAN JOSÉ TUBA GUAMAN
STEVEN SEBASTIAN JIMENEZ GUARINDA**

TUTOR: ING. JORGE LUIS ROJAS ESPINOZA MGTR.

Cuenca - Ecuador

2025

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Nosotros, Juan José Tuba Guaman con documento de identificación N° 0106484280 y Steven Sebastian Jimenez Guarinda con documento de identificación N° 1900673789, manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 27 de agosto del 2025

Atentamente,



Juan Jose Tuba Guaman
0106484280



Steven Sebastian Jimenez Guarinda
1900673789

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Juan José Tuba Guaman con documento de identificación N° 0106484280 y Steven Sebastian Jimenez Guarinda con documento de identificación N° 1900673789, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del proyecto técnico: “Análisis y diseño de un sistema fotovoltaico en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca, aprovechando la infraestructura existente”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 27 de agosto del 2025

Atentamente,



Juan Jose Tuba Guaman
0106484280



Steven Sebastian Jimenez Guarinda
1900673789

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Luis Roja Espinoza con documento de identificación N° 0301575866, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ANÁLISIS Y DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA, APROVECHANDO LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE”, realizado por Juan José Tuba Guaman con documento de identificación N° 0106484280 y por Steven Sebastian Jimenez Guarinda con documento de identificación N° 1900673789, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 27 de agosto del 2025

Atentamente,



Ing. Jorge Luis Rojas Espinoza Mgtr.
0301575866

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer primeramente a Dios por guiarme hasta este punto de mi vida. Además, quiero agradecer a mis padres, Esperanza y Fabián, por estar siempre a mi lado, por ser ese apoyo que día a día necesitaba y por nunca dejar de luchar por mis sueños. A mis hermanos, Damián y María, que con su paciencia y alegría lograban convertir un día difícil en un recuerdo inolvidable. A mis abuelos, Hortencia, Arturo y Ester, por estar presentes en cada etapa de mi vida. A mi familia en general, por darme siempre su apoyo. Asimismo, quiero agradecer a mis amigos que formaron parte de esta etapa, a cada uno de ellos les agradezco por brindarme su ayuda en cada momento.

Juan José Tuba Guaman

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi tutor, por su orientación, paciencia y apoyo durante el desarrollo de esta tesis. Sus consejos y observaciones fueron fundamentales para la culminación de este trabajo. Agradezco también a mi universidad y a los docentes que me brindaron sus conocimientos y acompañamiento en este proceso de formación. De manera muy especial, a mi familia, por su amor incondicional, confianza y ánimo constante, que fueron el motor para no rendirme. A mis amigos y compañeros, gracias por su apoyo, palabras de aliento y compañía en los momentos de mayor esfuerzo. Finalmente, extendiendo mi gratitud a todas las personas que, de una u otra manera, contribuyeron con este proyecto. Sin su ayuda y respaldo, este logro no habría sido posible.

Steven Sebastian Jimenez Guarinda

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en especial, a mis padres, Esperanza y Fabián, quienes a lo largo de mi vida siempre estuvieron a mi lado y fueron los encargados de guiarme hasta esta etapa, sin duda, sin su ayuda y apoyo nada de esto hubiera sido posible, todo este logro es por y para ellos. Lo dedico, además, a mis hermanos, Damián y María, por estar presentes en cada etapa de mi vida, por brindarme su alegría y su apoyo cuando más lo necesitaba.

Juan José Tuba Guaman

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia, que con su amor, paciencia y confianza me han dado la fortaleza necesaria para llegar hasta aquí. A mis padres, quienes me enseñaron el valor del esfuerzo y la perseverancia; a mis seres queridos, por ser fuente de motivación en los momentos de cansancio y duda. También lo dedico a todas las personas que creen en mí y me inspiran a seguir adelante, recordándome que cada meta alcanzada es fruto de la fe, el sacrificio y la esperanza compartida.

Steven Sebastian Jimenez Guarinda

RESUMEN

El presente estudio desarrolla el diseño, dimensionamiento y análisis técnico-económico de un sistema fotovoltaico interconectado a la red para la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca, considerando la implementación en cuatro edificaciones: Juan Bottasso, Automotriz, Cima y Biblioteca. Se utilizó el software HelioScope para la simulación del sistema bajo condiciones reales de operación, verificando la coherencia entre la potencia teórica y la potencia generada.

El dimensionamiento incluyó el cálculo del área útil disponible en cada edificación, la selección de módulos fotovoltaicos XILED de 700 W, la definición del inversor Growatt de 60 kW para los edificios de mayor capacidad y de 30 kW para los restantes, así como la distribución de los paneles en serie y la determinación de calibres de conductores y protecciones eléctricas. Además, se realizó un análisis económico mediante flujo de caja, evaluando indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Finalmente, se efectuó un análisis de impacto ambiental, evidenciando la reducción del consumo de combustibles fósiles y de la emisión de gases de efecto invernadero, lo que confirma la contribución del sistema fotovoltaico a la sostenibilidad institucional y a la mitigación del cambio climático.

ABSTRACT

This study develops the design, sizing, and technical-economic analysis of a grid-connected photovoltaic system for the Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca campus, considering implementation across four buildings: Juan Bottasso, Automotriz, Cima, and Biblioteca. The HelioScope software was used to simulate the system under real operating conditions, verifying consistency between theoretical power and actual power generation.

The sizing process included calculating the available usable area for each building, selecting XILED 700 W photovoltaic modules, defining the use of a 60 kW Growatt inverter for the buildings with higher capacity and a 30 kW inverter for the others, as well as arranging the panels in series and determining the appropriate conductor gauges and electrical protections. Additionally, an economic analysis was carried out through a cash flow evaluation, analyzing indicators such as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR).

Finally, an environmental impact assessment was conducted, highlighting the reduction in fossil fuel consumption and greenhouse gas emissions, confirming the photovoltaic system's contribution to institutional sustainability and climate change mitigation.

PALABRAS CLAVES TEMÁTICAS

CA corriente alterna.

CC corriente continua.

FV Fotovoltaico/a.

MPPT Maximum Power Point Tracker.

PSH Peak Sun Hour.

VAN Valor Actual Neto

TIR Tasa Interna de Retorno

Índice general

Introducción	14
Antecedentes	15
Justificación	17
1. Objetivos	18
1.1. Objetivo General	18
1.2. Objetivos Específicos	18
2. Estado del Arte	19
2.1. Energía Solar Fotovoltaica	19
2.1.1. Radiación Solar	19
2.1.2. Irradiancia	20
2.1.3. Irradiación	21
2.1.4. Factor de Irradiación	21
2.1.5. Efecto fotovoltaico	21
2.1.6. Temperatura	21
2.1.7. Hora pico del sol	21
2.1.8. Declinación Solar	22
2.1.9. Radiación solar global diaria sobre una superficie inclinada	22
2.2. Geometría Solar y Diseño Óptimo de Instalaciones	22
2.2.1. Ángulo de Inclinación Óptimo.	22
2.2.2. Ángulo Azimut (Orientación del Panel)	23
2.2.3. Cantidad de paneles	24
2.2.4. Distancia entre paneles	25
2.3. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	25
2.3.1. Sistemas Fuera de Red	25
2.3.2. Sistemas Conectados a la Red	26
2.4. Componentes de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red	27
2.4.1. Módulos fotovoltaicos	27
2.4.2. Paneles Solares	27
2.4.3. Inversores	28
3. Metodología	30
3.1. Demanda eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca	32
3.1.1. Consumo eléctrico años 2023-2024	32
3.2. Parámetros para el diseño del sistema fotovoltaico	33
3.2.1. Ubicación del proyecto	33
3.2.2. Área disponible.	33
3.2.3. Inclinación y orientación	35
3.2.4. Irradiación	36
3.3. Dimensionamiento Integral del Sistema Fotovoltaico	37
3.3.1. Disposición de paneles	37
3.3.2. Potencia del inversor	38

3.3.3. Número de paneles en serie	39
3.3.4. Número de paneles en paralelo	39
3.3.5. Distribución de paneles según los MPPT en función del área disponible	40
3.3.6. Conductores	40
3.3.7. Protecciones	40
3.3.8. Puesta a tierra	41
3.3.9. Simulación	41
3.3.10. Análisis económico	41
3.3.11. Impacto ambiental	42
4. Resultados	43
4.1. Análisis consumo de energía	43
4.2. Criterios de dimensionamiento	43
4.2.1. Equipos utilizados en las edificaciones	43
4.2.2. Distribución de paneles por MPPTs	45
4.2.3. Caída de tensión	46
4.2.4. Simulación	47
4.2.5. Análisis Económico	47
4.2.6. Análisis impacto ambiental	49
5. Discusión	50
6. Conclusiones	52
Anexos	57
A. Área de trabajo (ABET)	58
B. Anexo explicativo del SO2 en el proyecto de titulación	60
C. Valores de consumo, demanda y servicio de alumbrado público por mes	63
D. Costo de consumo años 2023–2024 e inyección al sistema fotovoltaico	65
E. Panel Solar	67
F. Inversor GROWATT 60kW	69
G. Inversor GROWATT 30kW	72
H. Presupuesto del sistema fotovoltaico para las edificaciones	74
I. Calibre de conductor y caída de tensión	79
J. Simulación	81
K. Datos de entrada del inversor y mediciones del MPPT de las edificaciones	98
L. Diagrama Unifilar de las edificaciones	103

Índice de figuras

2.1. Radiación directa y la radiación difusa.	20
2.2. Efecto de la radiación solar en un semiconductor Silicio	20
2.3. Coordenadas horizontales solares y ángulo de incidencia.	23
2.4. Disposición de los paneles	25
2.5. Sistema fuera de red.	26
2.6. Vista esquemática de la instalación fotovoltaica conectada a la red	27
2.7. Modelo eléctrico de la célula fotovoltaica	27
2.8. Panel Monocristalino, Panel Policristalino y Panel Amorfo.	28
2.9. Sistema MPPT	29
3.1. Flujograma de la metodología.	31
3.2. Edificio Juan Bottasso. A: Área útil	34
3.3. Edificio Biblioteca. A: Área útil	34
3.4. Edificio CIMA. A: Área útil	34
3.5. Edificio Automotriz. A: Área útil	35
4.1. Consumo año 2023	44
4.2. Consumo año 2024	44
4.3. Simulación edificio Juan Bottasso	47
L.1. Diagrama Unifilar edificio Juan Bottasso.	104
L.2. Diagrama Unifilar edificio Automotriz.	105
L.3. Diagrama Unifilar edificio Cima.	106
L.4. Diagrama Unifilar Biblioteca.	107

Índice de tablas

3.1. Áreas Disponibles en las Edificaciones	35
3.2. Angulo de inclinación	36
3.3. Irradiación en la ciudad de Cuenca	37
3.4. Datos panel solar XILED 700W	37
3.5. Distancia de Separación entre Filas de Paneles	37
3.6. Características inversor GROWATT MAX 60KTL3-XL2	38
3.7. Características inversor GROWATT MAC 30KTL3-XL	39
3.8. Cantidad de paneles en serie	39
3.9. Cantidad de paneles en paralelo	39
3.10. Combustible en unidades de energía equivalente (TOE)	42
3.11. Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas	42
4.1. Consumo y costo total de energía	43
4.2. Resumen de equipos por edificio	45
4.3. Distribución de los paneles edificio Juan Bottasso y Automotriz	46
4.4. Distribución de los paneles edificio Cima y Biblioteca	46
4.5. Caída de tensión en conductores THHN por tramo y edificación	46
4.6. Datos del Proyecto Fotovoltaico	48
4.7. Retorno de la inversión	49
4.8. Ahorro de combustible en unidades de energía equivalente (TOE)	49
4.9. Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas	49
5.1. Potencia total por edificio	50
5.2. Comparativa de Ahorro Anual por Generación Fotovoltaica	50
5.3. Ahorro de combustible en unidades de energía equivalente (TOE)	51
5.4. Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas	51
A.1. Áreas del Trabajo de Grado	59
C.1. Consumo y demanda años 2023-2024	64
D.1. Costo consumo años 2023-2024	66
H.1. Presupuesto del Sistema Fotovoltaico edificio Juan Bottasso	75
H.2. Presupuesto del Sistema Fotovoltaico Automotriz	76
H.3. Presupuesto del Sistema Fotovoltaico Cima	77
H.4. Presupuesto del Sistema Fotovoltaico Biblioteca	78
I.1. Calibre de conductores	79
I.2. Caída de Tensión	80
K.1. Datos de entrada del inversor edificio Juan Bottasso	99
K.2. Datos de entrada del inversor edificio Automotriz	100
K.3. Datos de entrada del inversor edificio Cima	101
K.4. Datos de entrada del inversor Biblioteca	102

Introducción

La creciente demanda energética y la necesidad de reducir las emisiones contaminantes han impulsado el uso de fuentes de energía renovables en el sector educativo, con el objetivo de disminuir la dependencia de combustibles fósiles y promover la sostenibilidad. En este contexto, la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca busca implementar un sistema fotovoltaico interconectado a la red que contribuya a la cobertura parcial de su consumo eléctrico, reduciendo sus costos de facturación y reforzando su compromiso ambiental.

El estudio se centra en el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en cuatro edificios representativos de la institución: Juan Bottasso, Automotriz, Cima y Biblioteca. Para ello, se determina el área útil disponible para la instalación de módulos, se seleccionan los equipos más adecuados considerando su eficiencia y confiabilidad, y se diseñan las configuraciones eléctricas necesarias para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente del sistema.

Además, se incorpora un análisis económico que permite evaluar la viabilidad financiera de la propuesta, así como un análisis de impacto ambiental que cuantifica la reducción del consumo de combustibles fósiles y de las emisiones de gases de efecto invernadero. De esta forma, el presente trabajo constituye una herramienta integral para la toma de decisiones en la implementación de energías renovables dentro de la Universidad.

Antecedentes

A lo largo de las últimas décadas, la creciente preocupación por la crisis energética y el impacto ambiental ha impulsado el desarrollo de fuentes alternativas de generación eléctrica [1]. Los sistemas convencionales, basados en maquinaria rotativa impulsada por vapor o motores de combustión interna [2], han sido fundamentales en la producción de energía, pero presentan limitaciones inherentes y contribuyen significativamente a la emisión de gases de efecto invernadero, acelerando el cambio climático y ejerciendo presión insostenible sobre los ecosistemas [3]. En este contexto, la energía fotovoltaica FV ha emergido como una solución eficaz, transformando directamente la radiación solar en electricidad sin necesidad de partes móviles [4], lo que elimina las emisiones contaminantes asociadas a otros procesos de generación. Esta tecnología se ha consolidado como una de las alternativas más prometedoras para abordar los retos energéticos y climáticos del futuro, al ofrecer una fuente de energía limpia, eficiente y sostenible.

El estudio de los sistemas fotovoltaicos se remonta al descubrimiento del efecto fotovoltaico por Alexandre-Edmond Becquerel en 1839 [5]. En 1887, Hinrich Hertz observó que la luz ultravioleta podía generar una chispa eléctrica, dando origen al concepto de efecto fotoeléctrico [6].

En 1892, George Minchin creó células fotovoltaicas de selenio para medir la luz estelar [7], pero fue Charles Fritts quien desarrolló la primera célula solar funcional [8]. La teoría cuántica de Einstein consolidó el fenómeno, al explicar el efecto fotoeléctrico y recibir el Premio Nobel [9].

Durante décadas, el avance fue limitado por la baja eficiencia de conversión, que en algunos casos era inferior al 1% [2, 8], debido a la utilización de materiales inadecuados, como señalaron Zworykin y Ramberg en 1949 [10].

No fue sino hasta la década de 1950 que la empresa RCA, junto con los Laboratorios Bell de AT&T [11], desarrolló una célula solar fotovoltaica con una eficiencia de hasta el 8%.

La primera aplicación práctica de la energía fotovoltaica ocurrió en el ámbito espacial, como alternativa al uso de baterías. En 1958, el satélite Vanguard I [12] fue equipado con células solares de silicio de apenas 1 cm², dispuestas simétricamente en seis grupos, con una capacidad menor a 1 W. Estas células convertían la luz solar del espacio exterior en energía eléctrica, utilizada para alimentar un transmisor de radio.

En 1978, el Centro de Investigación Lewis de la NASA [13] instaló el primer sistema fotovoltaico autónomo en Schuchuli, EE.UU., destacando por su fiabilidad gracias a un sistema de control eficiente [13].

Desde inicios del siglo XXI, los sistemas fotovoltaicos han sido evaluados mediante enfoques probabilísticos que consideran la variabilidad de la radiación solar, el uso de almacenamiento energético y los costos asociados [14].

El avance en electrónica de potencia ha impulsado el diseño fotovoltaico, permitiendo simular con precisión el comportamiento de los paneles bajo diversas condiciones y controlar variables eléctricas clave como corriente y tensión [15].

El inversor, componente esencial en sistemas conectados a red, convierte la corriente continua en alterna. Diseños como los inversores flyback [16] destacan por su eficiencia y fiabilidad en generación distribuida.

Para aumentar la captación solar sin estructuras costosas, se han implementado concentradores parabólicos compuestos CPC los cuales han mostrado buenos resultados en eficiencia energética [17].

El dimensionamiento del sistema depende de las condiciones locales. El uso de datos meteorológicos de alta resolución y algoritmos genéticos ha permitido optimizar la producción energética según el clima [18].

Con la creciente integración fotovoltaica en la red, es clave analizar su impacto técnico, abordando aspectos como el control de voltaje, el comportamiento de las cargas y la estabilidad del sistema [19].

Diversos estudios han desarrollado modelos de dimensionamiento específicos que consideran radiación solar, temperatura y orientación de los paneles para optimizar el rendimiento del sistema [20].

En el contexto ecuatoriano, la implementación de sistemas fotovoltaicos y otras fuentes de energía renovable cuenta con el respaldo de un conjunto de leyes y normativas que fomentan su desarrollo y regulación. A través de estos marcos legales, se impulsa la generación eléctrica a partir de fuentes limpias, promoviendo tanto la inversión en tecnologías sostenibles como su integración efectiva en el sistema energético nacional. Estas disposiciones normativas no solo establecen los lineamientos técnicos y operativos para la adopción de energías renovables, sino que también buscan facilitar su incorporación mediante incentivos y mecanismos de apoyo institucional, consolidando así una transición energética orientada hacia la sostenibilidad y la eficiencia [21].

Actualmente, los sistemas fotovoltaicos cuentan con políticas de apoyo que han facilitado el crecimiento sostenido de la energía solar fotovoltaica a nivel global [22]. Se proyecta que en los próximos años esta fuente energética experimente un crecimiento aún más acelerado, impulsado tanto por la instalación de grandes plantas solares como por la implementación de sistemas en cubiertas de edificaciones comerciales, industriales y residenciales. Las proyecciones indican que, hacia finales de la presente década, la energía solar fotovoltaica se consolidará como la principal fuente de generación renovable a nivel mundial. Entre los países y regiones que lideran este desarrollo, destaca China, que continúa ampliando su capacidad instalada, y la Unión Europea, que ha acelerado su adopción de energía solar como respuesta a la reciente crisis energética. Aunque la tecnología dominante en el mercado sigue siendo el silicio cristalino, especialmente en su forma de polisilicio, las plantas de generación están comenzando a incorporar tecnologías más avanzadas como la TOPCon (Contacto pasivo de túnel de óxido). Esta nueva arquitectura permite una mayor eficiencia de conversión al reducir las pérdidas por recombinación, marcando así una evolución significativa en el diseño de módulos fotovoltaicos de alta eficiencia [23].

En el contexto de la Universidad Politécnica Salesiana, se han desarrollado diversos trabajos de titulación orientados al estudio e implementación de sistemas fotovoltaicos [24, 25, 26], abarcando aspectos como el diseño, dimensionamiento, puesta en marcha y análisis del impacto de los paneles solares en entornos académicos, residenciales e industriales. Estas investigaciones han contribuido significativamente a la comprensión técnica y operativa de la energía solar dentro del entorno local, constituyéndose en una base relevante para el desarrollo del presente estudio. A diferencia de los trabajos previamente mencionados, el presente proyecto se enfoca en el análisis detallado y el diseño técnico de un sistema fotovoltaico con inyección a red. Para ello, se aprovechará la infraestructura existente en la Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, evaluando de manera específica los espacios físicos disponibles en cada una de las edificaciones, con el fin de garantizar una instalación eficiente y segura.

Justificación

La presente investigación busca contribuir a la implementación de fuentes de energía renovable, promoviendo la adopción de tecnologías limpias con el objetivo de establecer un modelo energético sostenible que aproveche la infraestructura existente y optimice el consumo eléctrico. En este contexto, la implementación de sistemas fotovoltaicos se presenta como una estrategia técnica, económica y ambientalmente viable para reducir la dependencia de la red eléctrica convencional, mediante el aprovechamiento eficiente del recurso solar disponible en la región. Esta transición hacia un sistema energético más limpio no solo permite disminuir la huella de carbono institucional y fortalecer la autonomía energética de las instalaciones, sino que también facilita la producción local de energía mediante generación distribuida, lo que conlleva a una reducción directa en los costos operativos y en la facturación mensual por consumo eléctrico. Adicionalmente, al evaluar el impacto de la generación fotovoltaica en la matriz energética, se genera información técnica y económica valiosa que apoya la planificación y ejecución de proyectos orientados a garantizar una adecuada calidad del suministro eléctrico y a equilibrar la oferta y la demanda de energía. El análisis de las implicaciones del uso de la energía solar permite dimensionar su relevancia a nivel local y nacional, especialmente frente a desafíos como la creciente preocupación ambiental y la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles. De este modo, el diseño de sistemas fotovoltaicos sobre infraestructura existente no solo reduce significativamente los costos de inversión y acelera su implementación, sino que también refuerza la planificación energética a largo plazo y consolida el compromiso institucional con la sostenibilidad ambiental y el uso eficiente de los recursos.

Capítulo 1

Objetivos

1.1. Objetivo General

Diseñar un sistema fotovoltaico con capacidad de inyección de energía a la red para la Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca, aprovechando la infraestructura existente para mejorar la eficiencia energética y reducir los costos de facturación eléctrica.

1.2. Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico energético de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, identificando el consumo eléctrico actual y las áreas con mayor potencial para la instalación de paneles fotovoltaicos.
- Diseñar el sistema fotovoltaico en red para reducir la demanda de energía de la Universidad Politécnica Salesiana Sede-Cuenca, considerando las características del espacio disponible y las condiciones climáticas locales de radiación solar y temperatura
- Evaluar el impacto económico y ambiental del sistema fotovoltaico propuesto, analizando los costos de inversión, el retorno de inversión esperado y la reducción de las emisiones de CO₂ asociadas al consumo eléctrico convencional.

Capítulo 2

Estado del Arte

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que permite la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico [6]. Este fenómeno ocurre cuando ciertos materiales semiconductores, como el silicio, absorben fotones de luz solar, lo que provoca la liberación de electrones y, en consecuencia, la generación de una corriente eléctrica. Esta tecnología se caracteriza por ser limpia, renovable y versátil, permitiendo su aplicación en diversas escalas, desde pequeñas instalaciones domésticas hasta grandes plantas solares conectadas a la red eléctrica. Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en autónomos, ideales para zonas rurales sin acceso a la red, o conectados a la red, contribuyendo así a la diversificación de las fuentes de energía [27].

La eficiencia de las celdas solares ha experimentado avances significativos. Este aumento en la eficiencia es esencial para maximizar la producción de electricidad a partir de la radiación solar [27]. No obstante, es fundamental considerar ciertos desafíos, como la variabilidad de la radiación solar y la necesidad de implementar sistemas de almacenamiento y respaldo que aseguren un suministro eléctrico confiable.

La energía solar fotovoltaica se posiciona como una solución clave en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles. Su capacidad para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el impacto ambiental la convierte en una opción atractiva en el contexto actual de cambio climático y en la búsqueda de alternativas energéticas responsables [28].

2.1. Energía Solar Fotovoltaica

2.1.1. Radiación Solar

La radiación solar constituye la principal fuente de energía renovable disponible en la Tierra. Su aprovechamiento eficiente está condicionado por diversos factores ambientales y astronómicos, tales como el ángulo de incidencia solar, el ángulo horario, las características topográficas del terreno, la calidad del aire, entre otros [29].

Desde el punto de vista energético, la radiación solar puede ser aprovechada mediante el uso de dispositivos diseñados para su captación y conversión, ya sea en forma de calor o de energía eléctrica. Este tipo de transformación representa una alternativa viable y sostenible para la diversificación de la matriz energética y la reducción de la dependencia de fuentes no renovables [30].

La estimación de la radiación solar horaria puede realizarse a partir de la radiación solar global, la cual se compone de la radiación directa y la radiación difusa Fig.2.1. Esta información puede obtenerse mediante estaciones meteorológicas, las cuales registran variables atmosféricas relevantes como la intensidad de la precipitación, la humedad relativa, la temperatura del aire, la velocidad del viento, entre otros parámetros que permiten una evaluación precisa del recurso solar disponible [30].

- **Radiación directa:** componente de la radiación solar que incide sobre una superficie sin haber experimentado desviaciones significativas en su trayectoria, alcanzando el plano receptor de forma prácticamente rectilínea tras atravesar la atmósfera.

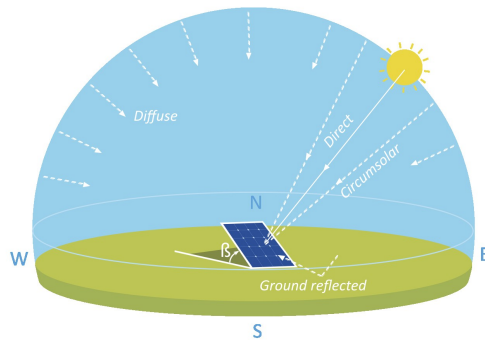


Figura 2.1: Radiación directa y la radiación difusa.

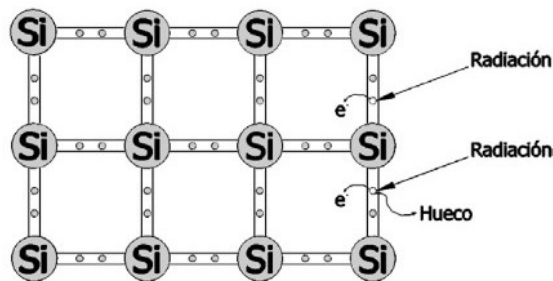


Figura 2.2: Efecto de la radiación solar en un semiconductor Silicio

- **Radiación difusa:** componente de la radiación solar cuya dirección ha sido modificada debido a procesos de dispersión y reflexión producidos principalmente por moléculas, aerosoles y nubes presentes en la atmósfera.
- **Radiación de albedo:** fracción de la radiación solar que es reflejada por la superficie terrestre u otros elementos circundantes, como nieve, arena o superficies claras. Este componente es especialmente relevante en el aprovechamiento energético de módulos fotovoltaicos bifaciales.

Para el diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, es fundamental considerar tanto la radiación solar directa como la radiación difusa, ya que los paneles FV aprovechan ambas formas de radiación para generar electricidad. La radiación directa impacta de manera más eficiente sobre los módulos, mientras que la radiación difusa contribuye en días nublados o con condiciones atmosféricas variables, asegurando un aporte energético constante

2.1.2. Irradiancia

La irradiancia solar representa la potencia instantánea de la radiación proveniente del Sol que incide sobre una superficie determinada, y se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2). Esta magnitud permite evaluar cuánta energía solar está disponible en un momento específico.

También es un factor clave para predecir la producción de energía fotovoltaica. Se caracteriza por la estacionalidad, la intermitencia y la periodicidad, atributos inherentes a la generación de energía fotovoltaica.

En las zonas del semiconductor expuestas a la radiación solar, se genera simultáneamente la liberación de electrones y la formación de huecos [30]. Sin embargo, uno de los primeros desafíos técnicos fue que los

electrones liberados tendían a ocupar los huecos generados por otros átomos, restableciendo los enlaces sin que se produjera una corriente eléctrica. Para superar esta limitación, se requiere la implementación de un campo eléctrico interno en el semiconductor. Este campo orienta el movimiento de los electrones y los huecos en direcciones contrarias, lo cual impide su recombinación inmediata y posibilita el flujo de corriente eléctrica continua en un circuito externo [31].

2.1.3. Irradiación

La irradiación corresponde a la cantidad total de energía solar acumulada sobre una superficie durante un intervalo de tiempo, expresada comúnmente en julios por metro cuadrado (J/m^2) o en watt-hora por metro cuadrado (Wh/m^2), según el sistema de unidades utilizado [30].

2.1.4. Factor de Irradiación

2.1.5. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico se define como el proceso mediante el cual la radiación solar es convertida en energía eléctrica a través de materiales semiconductores. Estos materiales poseen la capacidad de absorber fotones y liberar electrones, propiedad fundamental para la generación de electricidad. Los semiconductores son ampliamente utilizados en la fabricación de células fotovoltaicas, ya que la energía necesaria para liberar los electrones de valencia de sus núcleos es comparable a la energía contenida en los fotones de la radiación solar [31].

Cuando los fotones provenientes del sol inciden sobre la superficie del material semiconductor, provocan la ruptura de los enlaces entre los electrones de valencia y sus núcleos [32]. Esta acción permite que los electrones queden libres y puedan desplazarse a través del material. El espacio que deja un electrón al liberarse se denomina hueco, esto se puede observar en la Fig. 2.2, el cual posee una carga positiva equivalente en magnitud a la carga negativa del electrón, pero de signo opuesto [31].

2.1.6. Temperatura

La temperatura constituye un parámetro crítico en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos (FV). Durante la operación, los módulos suelen superar los $25^{\circ}C$ establecidos en las condiciones estándar de prueba (STC), lo que provoca una disminución de su eficiencia. En los módulos de silicio cristalino, el coeficiente de temperatura de potencia se sitúa típicamente en torno a $-0,45\%/^{\circ}C$. Esto implica que, por cada grado Celsius adicional, la potencia nominal se reduce en ese porcentaje, debido principalmente a la disminución del voltaje de salida, mientras que la corriente generada permanece prácticamente constante [31].

El sobrecalentamiento no solo afecta al rendimiento instantáneo, sino que también acelera los mecanismos de degradación del módulo, favoreciendo la aparición de delaminación, puntos calientes y pérdida de propiedades del encapsulante. En contraste, temperaturas inferiores a las de referencia incrementan el voltaje y, por ende, la eficiencia del módulo.

2.1.7. Hora pico del sol

La hora solar pico, conocida en inglés como *Peak Sun Hour* PSH, se refiere al número de horas diarias en las que la irradiación solar alcanza una intensidad equivalente a 1000 vatios por metro cuadrado. Esta unidad representa una medida estandarizada de la radiación solar y permite simplificar el análisis energético de los sistemas fotovoltaicos. Una hora solar pico equivale a una irradiación de 1 kilovatio-hora por metro cuadrado, lo que corresponde a 3,6 megajulios por metro cuadrado [33]. La cantidad de horas solares pico varía en función de diversos factores, entre ellos la ubicación geográfica del sistema, la época del año y las condiciones climáticas locales; en general, este valor puede fluctuar entre 3 y 7 horas por

día, influyendo directamente en el dimensionamiento y la estimación de la producción energética de una instalación solar.

$$PSH = \frac{FI \cdot R_{gsi}}{1000W/m^2} \quad (2.1)$$

PSH hora Solar Pico,

FI flujo de irradiancia diaria y

R_{gsi} radiación global sobre superficie inclinada

2.1.8. Declinación Solar

El plano sobre el cual la Tierra realiza su órbita alrededor del Sol se denomina plano de la eclíptica. Por otro lado, la Tierra gira sobre un eje denominado eje polar, el cual se encuentra inclinado aproximadamente 23 grados con respecto a la perpendicular del plano de la eclíptica. Esta inclinación es responsable de la variación estacional de la radiación solar recibida en la superficie terrestre. Para un día específico del año, identificado como el *n*-ésimo día, es posible calcular la declinación solar mediante una ecuación empírica que tiene en cuenta dicha variación [33].

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (d_n + 284) \right], \quad (2.2)$$

donde:

δ declinación solar y

d_n día juliano

2.1.9. Radiación solar global diaria sobre una superficie inclinada

La consideración del ángulo de inclinación es fundamental para alcanzar la máxima eficiencia en la generación de energía solar [34]. Una adecuada orientación e inclinación de los colectores permite optimizar la captación de la radiación incidente a lo largo del año. En la Fig. 2.3 se presentan los ángulos solares asociados a una superficie inclinada, lo que permite visualizar la interacción entre la orientación del colector y la trayectoria aparente del sol.

2.2. Geometría Solar y Diseño Óptimo de Instalaciones

2.2.1. Ángulo de Inclinación Óptimo.

El ángulo de inclinación óptimo es aquel en el que la radiación solar incide de manera perpendicular sobre la superficie del colector, lo que permite maximizar la eficiencia en la captación de energía solar. Este ángulo, definido como la inclinación entre el plano del colector y la línea horizontal, se considera ideal cuando el ángulo de incidencia de la radiación es el más bajo posible, ya que ello favorece una mayor absorción de radiación directa [33]. Su valor depende de múltiples factores, entre los que se destacan la posición aparente del Sol, la latitud, la altitud y las condiciones geográficas específicas del sitio de instalación. La determinación de este ángulo puede realizarse a partir de la ecuación 2.3.

$$\beta_{opt} = \phi - \delta \quad (2.3)$$

donde:

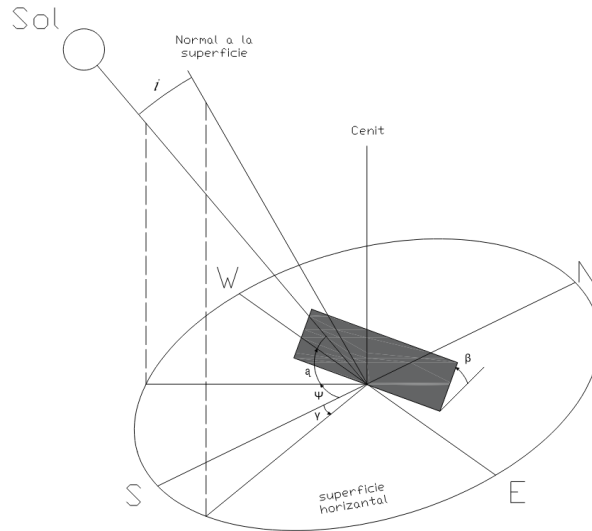


Figura 2.3: Coordenadas horizontales solares y ángulo de incidencia.

β_{opt} ángulo de inclinación óptimo,

ϕ latitud de la zona y

δ declinación angular

El ángulo de inclinación óptimo también se puede determinar por medio de la ecuación 2.4.

$$\beta_{opt} = 3,7 + (0,69 \textit{latitud}) \quad (2.4)$$

2.2.2. Ángulo Azimut (Orientación del Panel)

Las instalaciones de sistemas fotovoltaicos (FV) alcanzan un rendimiento óptimo cuando los paneles están orientados directamente hacia el sol, es decir, cuando su superficie se encuentra perpendicular a los rayos solares. La orientación de un panel solar se refiere a la dirección hacia la cual está mirando en relación con los puntos cardinales (norte, sur, este u oeste). Una orientación correcta es fundamental para maximizar la eficiencia y la producción de energía, ya que permite una mayor captación de radiación solar a lo largo del día.

En términos generales, en el hemisferio norte los paneles se orientan hacia el sur, mientras que en el hemisferio sur se orientan hacia el norte. Una orientación incorrecta reduce significativamente la eficiencia del sistema, ya que los paneles no podrán captar la máxima cantidad de luz solar disponible.

Para determinar la orientación del sol respecto a un punto específico en la superficie terrestre, es fundamental calcular el ángulo de azimut solar, el cual puede obtenerse mediante la ecuación 2.5.

$$\cos \gamma_s = \frac{\sin \delta \cdot \cos \phi - \cos \delta \cdot \sin \phi \cdot \cos \omega}{\sin \theta_z} \quad (2.5)$$

donde:

γ_s : Ángulo de azimut solar ($^\circ$) positivo hacia el oeste y negativo hacia el este,

δ : Declinación solar ($^\circ$) depende del día del año,

ϕ : Latitud del lugar ($^\circ$)

ω : Ángulo horario solar ($^\circ$) negativo antes del mediodía, positivo después y

θ_z : Ángulo cenital solar ($^\circ$) ángulo entre el sol y la vertical.

2.2.3. Cantidad de paneles

La cantidad de paneles a utilizar en un proyecto se determina en función de la potencia requerida por la instalación y la potencia nominal de cada panel fotovoltaico [35]. Esta relación permite dimensionar adecuadamente el sistema. La cantidad de módulos necesarios se calcula mediante la ecuación 2.6.

$$N_{PFV} = \frac{P_s}{P_p} \quad (2.6)$$

Donde:

N_{PFV} : cantidad de paneles.

P_{sis} : potencia del sistema ,

P_p : potencia pico del panel.

- **Paneles en serie:** La cantidad mínima y máxima de paneles solares se determina a partir de las características técnicas del modulo fotovoltaico. Para este cálculo se utiliza la ecuación 2.7, que permite establecer el numero adecuado de paneles en función de los requisitos energéticos del sistema y las condiciones del sitio de instalación [35].

$$N_{pan} = \frac{V_{OC}}{V_{oc}} \quad (2.7)$$

Donde:

V_{OC} : voltaje de circuito abierto del sistema fotovoltaico,

N_{pan} : cantidad de paneles en serie y,

V_{oc} : voltaje circuito abierto del panel.

- **Paneles en paralelo:** De manera análoga al calculo de paneles en serie, es posible determinar cuantos módulos fotovoltaicos se pueden conectar en paralelo. Este calculo se basa en función de la capacidad de la corriente del inversor y en la corriente nominal de los paneles. Para ello, se hace uso de la ecuación 2.8 que permite determinar la cantidad de paneles que se puede usar sin exceder el limite operativo del inversor [35].

$$N_{pan} = \frac{I_{SC-sis}}{I_{SC/panl}} \quad (2.8)$$

Donde:

I_{SC-sis} : corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico,

N_{pan} : cantidad de paneles en paralelo y,

$I_{SC/panl}$: corriente de cortocircuito del panel.

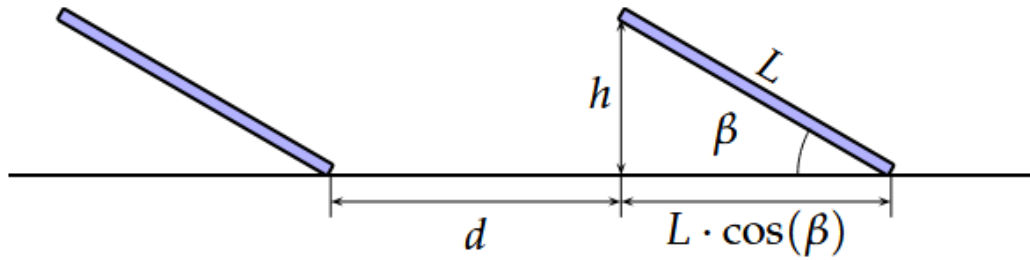


Figura 2.4: Disposición de los paneles

2.2.4. Distancia entre paneles

La distancia entre filas de módulos fotovoltaicos, medida sobre el plano horizontal, debe cumplir un valor mínimo que evite el sombreado mutuo y garantice una captación solar óptima a lo largo del año. Para determinar esta distancia se considera, principalmente, la latitud geográfica del sitio de instalación, ya que influye en la trayectoria solar y en el ángulo de incidencia de la radiación.

En la Fig. 2.4 se presenta la disposición geométrica de los módulos y la separación recomendada entre filas para prevenir pérdidas por sombreado. La relación matemática para el cálculo de esta distancia se expresa en la ecuación 2.9, la cual se fundamenta en la latitud del emplazamiento y en la altura efectiva del módulo fotovoltaico [36].

$$d_{\text{mín}} \approx \frac{L \sin \beta}{\tan(61^\circ - |\phi|)} \quad (2.9)$$

Donde:

$d_{\text{mín}}$ distancia mínima entre paneles,

L es la longitud del panel,

β corresponde al ángulo de inclinación y,

ϕ es la latitud del lugar.

2.3. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

En los sistemas fotovoltaicos convencionales, la energía solar se convierte en electricidad, y esta puede integrarse a la red eléctrica de dos formas principales: sistemas aislados o autónomos y sistemas conectados a la red [37].

2.3.1. Sistemas Fuera de Red

Los sistemas solares fuera de la red, conocido en inglés como *off-grid*, han ganado una amplia aceptación, ya que permiten el acceso a la electricidad en zonas donde el suministro eléctrico convencional es limitado o inexistente, este sistema se puede observar en la Fig. 2.5. Este tipo de configuración suele incluir microrredes y sistemas solares domésticos autónomos. En áreas rurales, su implementación resulta particularmente evidente, pues representan una solución práctica, eficiente y económicamente viable para satisfacer las necesidades energéticas básicas [38].

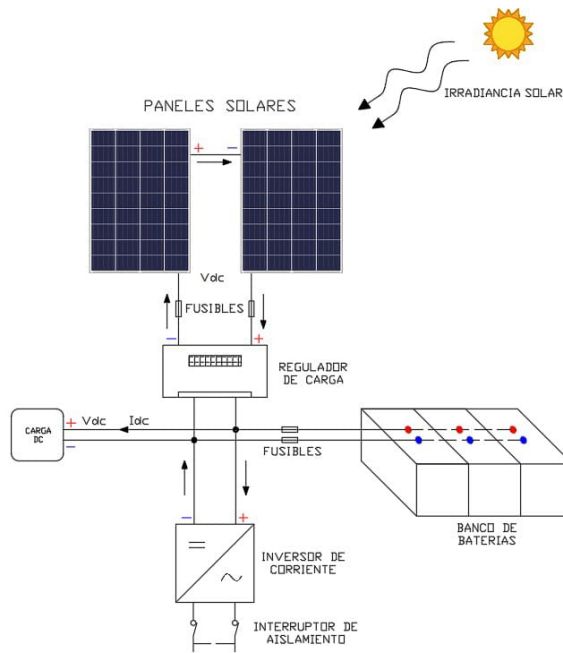


Figura 2.5: Sistema fuera de red.

El diseño de un sistema fotovoltaico fuera de la red se basa en la demanda media diaria de energía por usuario. Para un conjunto de N cargas que dependen del sistema [38], el requerimiento diario de energía puede determinarse mediante la ecuación 2.10.

$$E = P t \quad (2.10)$$

donde:

E Energía,

P es la potencia nominal de cada carga en vatios W y

t duración del uso en horas h

2.3.2. Sistemas Conectados a la Red

Un sistema fotovoltaico conectado a la red, conocido en inglés como on-grid, genera energía eléctrica a través de paneles solares, la cual es inyectada directamente a la red pública de distribución, gestionada por la empresa eléctrica. En la Fig. 2.6 se puede observar el esquema del flujo energético característico de este tipo de sistemas [39].

El principal objetivo de un sistema conectado a la red es maximizar la producción de energía, optimizar la operación del sistema y garantizar una entrega de electricidad de alta calidad. Este enfoque permite reducir la dependencia de fuentes de energía convencionales y mejorar la eficiencia general del suministro eléctrico [40].

Este tipo de sistema opera de manera similar a un sistema fotovoltaico aislado. Cuando la radiación solar incide sobre los módulos fotovoltaicos, se genera un flujo de electrones que produce energía en corriente continua CC en los terminales del sistema. Posteriormente, esta energía es dirigida hacia los

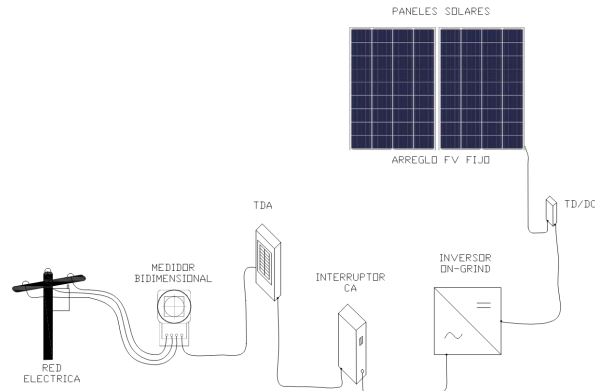


Figura 2.6: Vista esquemática de la instalación fotovoltaica conectada a la red

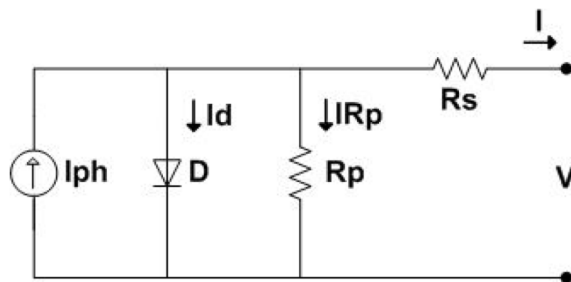


Figura 2.7: Modelo eléctrico de la célula fotovoltaica

convertidores, donde se realiza la transformación de corriente continua a corriente alterna CA. La energía en corriente alterna resultante puede ser utilizada para alimentar cargas eléctricas locales o ser inyectada a la red pública de distribución. Cuando el sistema transfiere de manera continua la energía generada hacia la red, se clasifica como un sistema fotovoltaico conectado a la red [39].

2.4. Componentes de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red

2.4.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son dispositivos que convierten la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Están formados por la unión de células fotovoltaicas, que por sí solas tienen aplicaciones limitadas, pero al conectarse entre sí conforman el módulo FV. Generalmente fabricadas de silicio, estas células actúan como la unidad básica de generación. En la Fig. 2.7 se muestra el circuito eléctrico equivalente de una célula solar [41, 42]. Los módulos se utilizan en sistemas conectados a red, instalaciones autónomas y diversas aplicaciones de generación distribuida.

2.4.2. Paneles Solares

En los últimos años, los paneles solares han ganado popularidad, siendo los de silicio monocristalino, policristalino y amorfo los más utilizados por su buen rendimiento [31].

Paneles Monocristalinos

Los paneles solares monocristalinos están compuestos por dispositivos semiconductores con una estructura de diodo de unión tipo P-N. Esta configuración se caracteriza por la presencia de un exceso

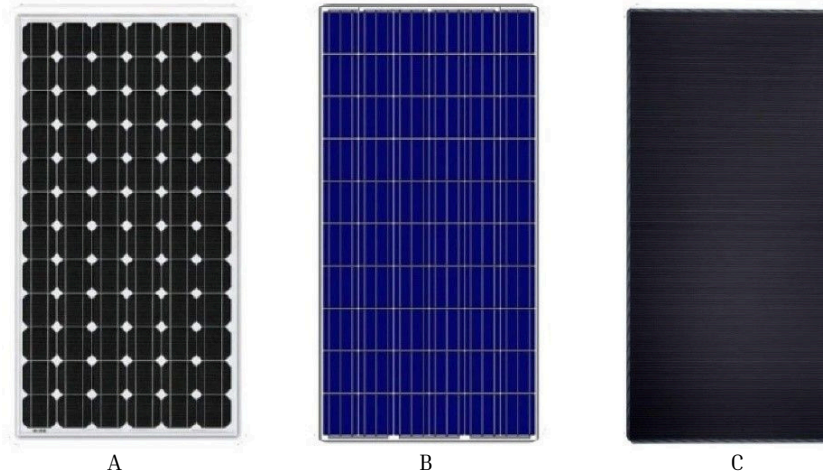


Figura 2.8: Panel Monocristalino, Panel Policristalino y Panel Amorfo.

de electrones en la región tipo N y una deficiencia de electrones en la región tipo P, lo que permite el flujo de corriente cuando la radiación solar incide sobre las celdas solares [35]. La eficiencia celular del silicio monocristalino alcanza aproximadamente el 27,3%, valor considerado como uno de los más altos entre las tecnologías disponibles actualmente [43]. Este elevado rendimiento se debe a la utilización de silicio altamente purificado en su fabricación. Además, los fabricantes garantizan una vida útil estimada de alrededor de 25 años, lo que convierte a esta tecnología en una de las más comercializadas tanto en aplicaciones residenciales como industriales [35, 44]. En la Fig. 2.8 correspondiente se presenta un ejemplo representativo de este tipo de panel.

Paneles Policristalinos

Los paneles solares policristalinos están compuestos por múltiples cristales de silicio, lo que da lugar a una superficie no uniforme, con diferentes tonalidades de color azul [35], como se observa en la Fig. 2.8 ilustrativa. A diferencia de los paneles monocristalinos, su eficiencia es ligeramente menor, alcanzando aproximadamente un 24,7% [45]. Sin embargo, su proceso de fabricación es más sencillo y menos costoso, lo que representa una ventaja económica frente a otras tecnologías. No obstante, presentan una menor resistencia al calor, lo que puede afectar negativamente su desempeño en condiciones de alta temperatura [31].

Paneles Amorfos

Los paneles solares amorfos, también conocidos como de capa delgada, están constituidos por láminas delgadas con una estructura atómica no cristalina. Este tipo de tecnología, tal como se muestra en la Fig. 2.8, presenta enlaces atómicos defectuosos y una pequeña cantidad de hidrógeno en comparación con las demás tecnologías convencionales. Debido a estas imperfecciones estructurales, los paneles amorfos presentan una eficiencia significativamente menor, con un valor aproximado de 10,8% [43]. A pesar de su menor eficiencia, estos paneles pueden ofrecer ventajas en aplicaciones específicas donde se prioriza la flexibilidad, el bajo peso o la integración arquitectónica.

2.4.3. Inversores

El inversor fotovoltaico conectado a la red cumple una función esencial dentro del sistema, ya que permite transformar CC, generada y almacenada por el sistema fotovoltaico, en CA apta para su inyección a la red eléctrica. Este componente se considera uno de los elementos fundamentales en la estructura de un sistema fotovoltaico interconectado, ya que garantiza la compatibilidad y la sincronización de la energía generada con los parámetros de la red pública [46].

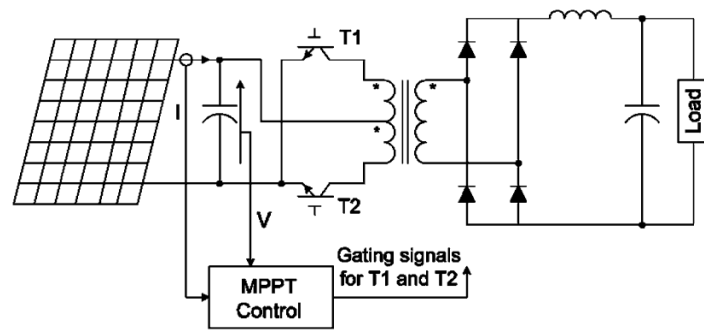


Figura 2.9: Sistema MPPT

MPPT

Dado que la energía fotovoltaica presenta una eficiencia relativamente baja, resulta fundamental la implementación de técnicas que permitan maximizar la extracción de energía a partir de la radiación solar incidente sobre el sistema fotovoltaico. En este contexto, se vuelve indispensable que el sistema opere la mayor parte del tiempo en su punto de máxima potencia, conocido como MPPT *Maximum Power Point Tracker*, incluso ante variaciones en la irradiancia y la temperatura. La aplicación de esta técnica permite optimizar el desempeño del sistema, incrementando entre un 15 % y un 30 % la generación de energía, sin necesidad de aumentar la cantidad de módulos fotovoltaicos instalados [41], este ejemplo de este tipo se sistema se puede observar en la Fig. 2.9.

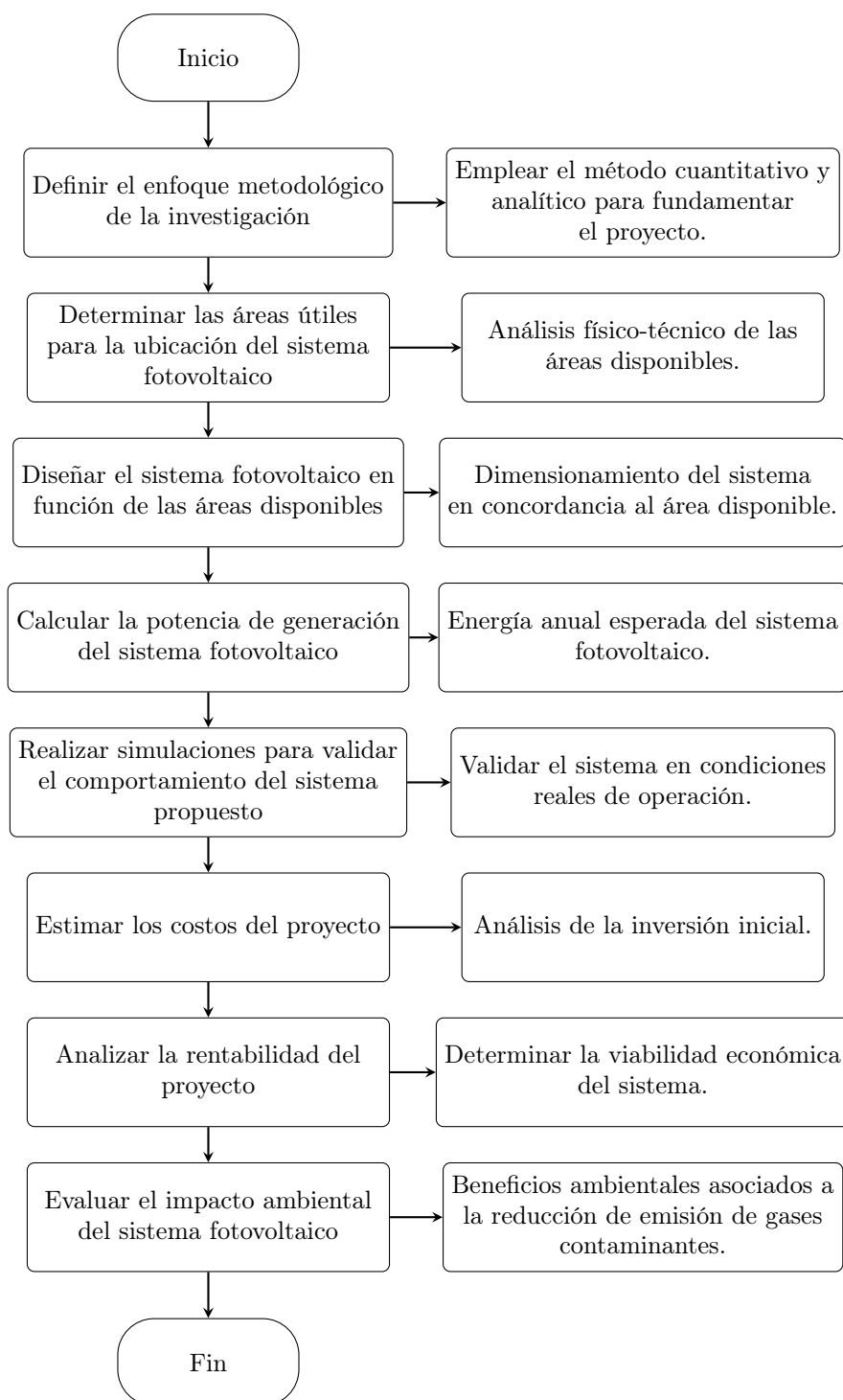
Entre los métodos tradicionales utilizados para el seguimiento del punto de máxima potencia MPPT se destacan el método de perturbación y observación *Perturb and Observe* y el método de seguimiento de voltaje constante *Constant Voltage Tracking* [47]. Estas técnicas han sido ampliamente implementadas debido a su simplicidad, bajo costo computacional y eficiencia razonable en condiciones variables de operación.

Capítulo 3

Metodología

La metodología se orienta al diseño de un sistema fotovoltaico en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca. Se considerarán prioritariamente las cubiertas de las edificaciones, al constituir áreas óptimas para la instalación de módulos fotovoltaicos por su altura, ausencia de obstáculos y adecuada exposición solar. En cada cubierta se busca maximizar la capacidad de instalación, con el fin de aumentar la generación eléctrica y cubrir de forma significativa la demanda de la Universidad. El diseño se fundamentará en criterios técnicos como el uso eficiente del espacio, la orientación e inclinación óptimas de los módulos y la eficiencia global del sistema. Esta metodología se ha estructurado en un serie de etapas las mismas que se detallan en la Fig. 3.1.

Figura 3.1: Flujograma de la metodología.



- **Definir el enfoque metodológico de la investigación:** La investigación se desarrollo mediante el método científico aplicado a la ingeniería, con un enfoque cuantitativo y analítico. El estudio se centro en la implementación de un sistema fotovoltaico dentro de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca.
- **Determinar las áreas útiles para la ubicación del sistema fotovoltaico:** Se realizan inspecciones técnicas detalladas a las infraestructuras que se encuentran dentro de la Universidad, con el objetivo de identificar que estructuras son adecuadas para la implementación de un sistemas

fotovoltaico.

- **Diseñar el sistema fotovoltaico en función de las áreas disponibles:** Se elabora el diseño del sistema fotovoltaico en función de las áreas disponibles dentro de las estructuras que cumplen con los parámetros técnicos necesarios para su implementación.
- **Calcular la potencia de generación del sistema fotovoltaico:** A partir de las áreas disponibles, se realiza el cálculo correspondiente para determinar la potencia de generación que se obtiene mediante la implementación del sistema fotovoltaico, en función de las características específicas de cada superficie.
- **Realizar simulaciones para validar el comportamiento del sistema propuesto:** Se emplean herramientas de simulación para validar los resultados de la potencia de generación obtenida por el sistema en condiciones reales de operación. Con este procedimiento se busca corroborar que el sistema instalado generara la potencia estimada durante el diseño. Las simulaciones permiten analizar como se comporta el sistema frente a la irradiación solar, temperatura ambiente, pérdidas eléctricas y condiciones particulares del sitio de instalación, asegurando la precisión de los cálculos y la confiabilidad del sistema.
- **Estimar los costos del proyecto:** A partir del diseño del sistema y de la validación mediante herramientas de simulación, se determina el costo del proyecto en función de los elementos que se deben emplear para la implementación del sistema fotovoltaico. Este análisis considera todos los componentes necesarios del sistema, mano de obra de instalación y los costos de mantenimiento.
- **Analizar la rentabilidad del proyecto:** Se elabora un flujo de caja acumulada para poder determinar la rentabilidad que tendrá el proyecto, en la cual se identifica el año en que se recupera la inversión inicial. Este análisis permite establecer el valor total del presupuesto requerido para la implementación del sistema fotovoltaico, así como estimar el ingreso anual en dólares generado por la preproducción de energía.
- **Evaluar el impacto ambiental del sistema fotovoltaico:** Conforme al diseño del sistema y considerando la potencia de generación estimada del sistema fotovoltaico, se calcula la cantidad de dióxido de carbono CO₂ que se deja de emitir al ecosistema. Permitiendo cuantificar el impacto ambiental positivo del proyecto en términos de reducción de gases de efecto invernadero.

3.1. Demanda eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca

El consumo eléctrico se analiza con el fin de identificar los periodos de mayor demanda y los costos asociados al uso de energía en la Universidad, reconociendo patrones de comportamiento a lo largo del tiempo. Asimismo, se determina el consumo total de energía en kWh mediante un análisis que considera un periodo continuo de 24 meses, conforme a los criterios establecidos para obtener una caracterización representativa. Este estudio resulta fundamental para determinar el porcentaje de consumo que podría ser cubierto mediante la implementación de un sistema fotovoltaico.

3.1.1. Consumo eléctrico años 2023-2024

En el presente estudio, se ha adoptado un periodo de análisis de 24 meses consecutivos, correspondientes a los años 2023 y 2024, en concordancia con lo establecido por la ARCONEL - 005/2024, entidad que sugiere este intervalo temporal para garantizar una evaluación representativa y robusta del comportamiento energético. Este enfoque permite realizar comparaciones interanuales, facilitando la identificación de patrones de demanda a lo largo del tiempo y detectando tanto los picos máximos de consumo como los periodos de menor demanda energética.

El consumo eléctrico considerado corresponde al total registrado por el sistema de medición general de la Universidad, sin distinción entre bloques, unidades administrativas o áreas específicas, por lo que el análisis se ha realizado sobre una base global e integrada del consumo institucional.

Como parte del procesamiento de los datos, se calcula el Factor de Carga anual (FC), definido como la relación entre el consumo promedio y el consumo máximo registrado durante el periodo de análisis [48]. Este indicador permite evaluar la eficiencia en el uso de la energía eléctrica dentro de la Universidad, y constituye una herramienta fundamental para el dimensionamiento técnico de sistemas de generación distribuida, en particular de sistemas fotovoltaicos conectados a red.

$$FC = \frac{D_{promedio}}{D_{max}} \quad (3.1)$$

Donde:

FC factor de carga,

$D_{promedio}$ demanda promedio y

D_{max} demanda máxima.

3.2. Parámetros para el diseño del sistema fotovoltaico

3.2.1. Ubicación del proyecto

La ubicación para la implementación del sistema fotovoltaico se determinó a partir de inspecciones técnicas realizadas en cada una de las edificaciones de la Universidad. Estas inspecciones permitieron identificar aquellas que reunían las condiciones físicas y técnicas necesarias para la instalación del sistema fotovoltaico, considerando la localización geográfica del campus (latitud -2.89, longitud -78.99) y su altitud de 2 528 metros sobre el nivel del mar, factores determinantes en el aprovechamiento de la radiación solar. Como resultado, se identificó que las edificaciones aptas para la implementación del sistema fotovoltaico fueron el edificio Bottasso, el edificio Cima, la biblioteca y el edificio de la carrera de Automotriz.

3.2.2. Área disponible.

Con base a la inspección técnica realizada a cada infraestructura, se determinó aquellas edificaciones que cumplen con los requerimientos necesarios para la implementación del sistema. Una vez identificada, es fundamental conocer el área útil o disponible de cada una, ya que, en función de esta superficie, se procede a dimensionar el sistema fotovoltaico específico para cada edificación. Las áreas disponibles en cada edificio se presentan a continuación.

- **Edificio Juan Bottasso:** El edificio cuenta con una cubierta de losa que constituye una superficie adecuada para la instalación de módulos fotovoltaicos. Se dispone de un total de 675 m² considerados como superficie útil para la implementación del sistema fotovoltaico. En la Fig. 3.2 se presenta la representación tridimensional del área disponible.
- **Biblioteca:** El edificio dispone de una superficie de losa impermeabilizada, en la cual se ha identificado un área útil de 194,87 m² destinada a la instalación de los módulos fotovoltaicos. En la Fig. 3.3 se muestra la representación del área disponible en la edificación, lo que permite visualizar con precisión la superficie aprovechable para la implementación del sistema fotovoltaico.
- **Cima:** Esta edificación dispone de un área útil ubicada en la cubierta, la cual está conformada por un material de tipo eternit. En esta superficie se ha determinado un total de 228,9 m² disponibles para la instalación de los módulos fotovoltaicos. La Fig. 3.4 presenta la visualización del espacio aprovechable en la edificación, lo que permite evaluar su distribución y adecuación para el sistema proyectado.
- **Automotriz:** En esta edificación, el área útil destinada a la instalación del sistema fotovoltaico se encuentra en la cubierta, la cual está compuesta por un material tipo duratecho. El área útil, con una extensión de 427,5 m², ha sido evaluada y determinada como óptima para la instalación de los módulos fotovoltaicos. En la Fig. 3.5 se presenta la visualización del espacio disponible.

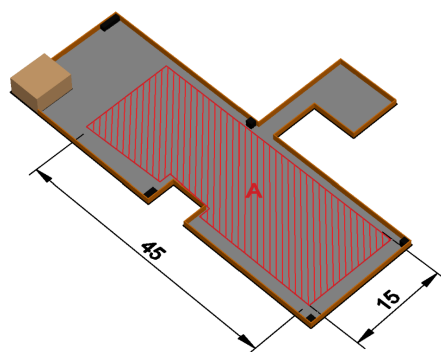


Figura 3.2: Edificio Juan Bottasso. A: Área útil

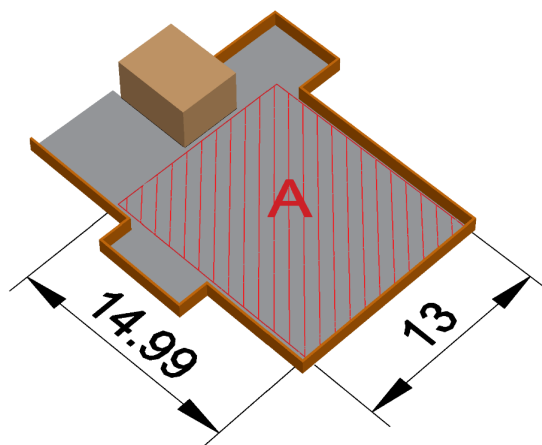


Figura 3.3: Edificio Biblioteca. A: Área útil

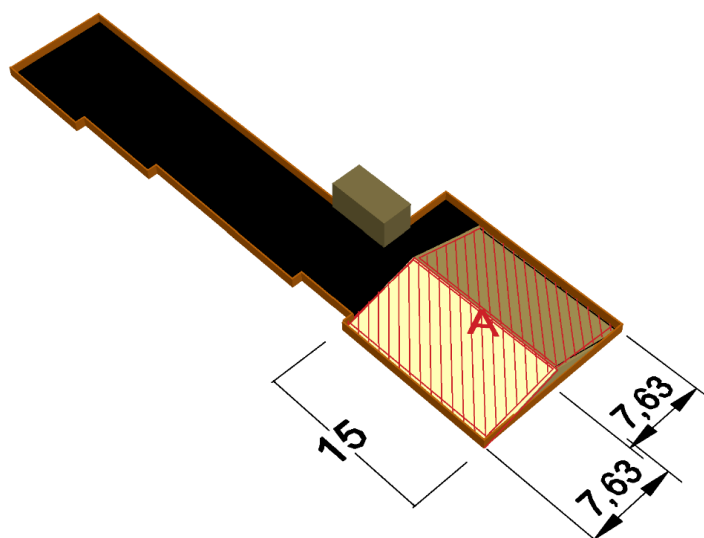


Figura 3.4: Edificio CIMA. A: Área útil

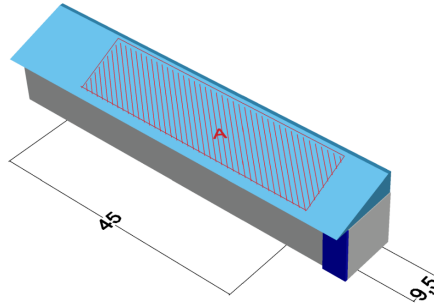


Figura 3.5: Edificio Automotriz. A: Área útil

Tabla 3.1: Áreas Disponibles en las Edificaciones

Edificación	Área disponible (m^2)	Tipo de superficie
Juan Bottasso	675	Losa
Automotriz	427,5	Duratecho
Cima	228,9	Eternit
Biblioteca	194,87	Loza impermeabilizada

3.2.3. Inclinación y orientación

La influencia del clima local representa un factor determinante en el diseño de sistemas fotovoltaicos. Una adecuada selección de los ángulos de orientación e inclinación de los módulos permite optimizar la captación de radiación solar, lo que se traduce en un incremento significativo de la eficiencia y productividad del sistema. Estos ángulos constituyen parámetros críticos para maximizar el aprovechamiento de la energía solar disponible en función de las condiciones atmosféricas y geográficas del sitio de instalación.

- Inclinación:** La determinación del ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos se realizó mediante la aplicación de la ecuación 2.4, considerando la latitud geográfica del sitio del proyecto, que corresponde a -2.89° . Con este valor, se obtuvo el ángulo de inclinación óptimo para las condiciones específicas del emplazamiento.

Adicionalmente, se contrastaron diversos criterios simplificados comúnmente empleados en la región: una inclinación fija de 10° , recomendada por [49], la suma del valor absoluto de la latitud más 5° , según [50], una inclinación estándar de 15° para ubicaciones comprendidas entre 0° y 15° de latitud [51], y la equivalencia directa entre inclinación y latitud, propuesta por [52]. Estos enfoques complementarios permiten contextualizar y validar el valor calculado, considerando diferentes metodologías aplicables a zonas de características similares.

Para este caso de estudio se usó la inclinación de 10° , este ángulo se consideró para las edificaciones de Juan Bottasso y Biblioteca, ya que estas superficies son horizontales y se puede usar el ángulo de inclinación, mientras que para el caso del edificio Cima y Automotriz, este ángulo no se usa debido a que en estas edificaciones los paneles se colocan en las superficies inclinadas, que son los techos.

Tabla 3.2: Angulo de inclinación

Método o criterio	Descripción	Ángulo de inclinación resultante [°]
Calculó mediante fórmula estadística	Basado en el análisis de radiación sola, considerando la altitud del lugar en donde se implementará el diseño	5.69
Valor fijo recomendado	Valor sugerido por estudios realizados en Latacunga y Quito	10
Latitud +5°	Criterio empírico para mejorar la captación solar	7.89
Criterio por rango de latitud	Recomendación general para ubicaciones comprendidas entre 0° y 15° de latitud	15
Igual a la latitud	Inclinación equivalente al valor absoluto de la latitud, sin ajustes adicionales	3

- Orientación:** La orientación de los módulos fotovoltaicos es un factor determinante en la captación eficiente de la radiación solar, incidiendo directamente en el desempeño energético del sistema. En el caso específico de la ciudad de Cuenca, Ecuador, estudios previos [53] han establecido que la orientación óptima corresponde a un ángulo de 35° con respecto al norte, en dirección NNE. Este valor se adopta como referencia para el presente caso de estudio, al considerar las condiciones geográficas y climáticas locales. Este valor de 35° es el considerado para usar en este estudio.

3.2.4. Irradiación

Con la ubicación definida para la implementación del sistema fotovoltaico, también se considera la irradiación solar en los lugares seleccionados. Los valores de irradiación son fundamentales para el correcto dimensionamiento del sistema, así como para evaluar su viabilidad técnica y energética. En la Tabla 3.3 se presentan los niveles de irradiación correspondientes en la ciudad de Cuenca [53], los cuales sirven como referencia para estimar la producción de energía del sistema fotovoltaico. En cada caso de estudio, el análisis contempló la irradiación global y la temperatura ambiente como variables clave para la modelación y cálculo del rendimiento esperado.

Tabla 3.3: Irradiación en la ciudad de Cuenca

Mes	Irradiación Global [Wh/m ² ·día]	Irradiación Difusa [Wh/m ² ·día]	Irradiación Directa [Wh/m ² ·día]	Temperatura [°C]
Enero	5086,65	3470,24	1616,41	16,00
Febrero	4985,90	3467,15	1518,75	16,27
Marzo	4287,18	3274,07	1013,11	15,75
Abril	4287,99	3034,14	1253,85	15,55
Mayo	4218,26	3048,26	1170,01	15,49
Junio	3906,86	2545,60	1361,26	14,28
Julio	3851,60	2334,58	1517,02	14,24
Agosto	4160,53	3350,83	809,70	14,20
Septiembre	4682,40	3515,40	1167,00	14,81
Octubre	4744,91	4021,93	722,98	15,14
Noviembre	5449,21	4179,73	1269,49	15,54
Diciembre	5043,35	3980,76	1062,59	15,70

3.3. Dimensionamiento Integral del Sistema Fotovoltaico

3.3.1. Disposición de paneles

Para cada caso de estudio se diseñan los sistemas fotovoltaicos utilizando paneles solares XILED de 700 W, cuyos parámetros eléctricos del panel se detallan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Datos panel solar XILED 700W

Potencia Máxima	700 W
Voltaje de Operación	37.18 V
Corriente de Operación	18.83 A
Voltaje de Circuito Abierto	45.38 V
Corriente de Cortocircuito	19.4 A
Eficiencia	21.7 %
Dimensiones	2384-1303 mm

Las dimensiones del módulo fotovoltaico constituyen un parámetro esencial para definir su disposición sobre las superficies disponibles. La configuración de los módulos se determina a partir de la ecuación 2.9, la cual permite calcular la distancia óptima entre filas con el objetivo de evitar sombreados y optimizar el aprovechamiento de la radiación solar incidente [36]. Este criterio se aplicó en los edificios Juan Bottasso y Biblioteca, caracterizados por cubiertas planas que requieren una separación entre filas para garantizar el rendimiento óptimo del sistema, mientras que en los edificios Cima y Automotriz no fue necesario, dado que los paneles se instalaron sobre cubiertas inclinadas.

Tabla 3.5: Distancia de Separación entre Filas de Paneles

Orientación	Distancia (m)
Vertical	0,25
Horizontal	0,14

3.3.2. Potencia del inversor

La selección del inversor se fundamenta en el análisis del área útil disponible en cada edificación, la cantidad estimada de módulos fotovoltaicos que pueden instalarse en dicha superficie y la potencia pico resultante del sistema. Con base en estos criterios técnicos, se determinan los modelos de inversores más adecuados para cada caso de estudio, asegurando una operación eficiente y adaptada a las condiciones particulares de cada instalación.

En este contexto, se seleccionaron dos inversores: el primero corresponde al modelo GROWATT MAX 60KTL3-XL2, cuyas características técnicas se detallan en la Tabla 3.6; y el segundo, el modelo GROWATT MAX 30KTL3-XL, cuyas especificaciones se presentan en la Tabla 3.7.

Tabla 3.6: Características inversor GROWATT MAX 60KTL3-XL2

Especificaciones Inversor	
Datos de entrada CD	
Tensión máxima de entrada	800 V
Máxima potencia FV recomendada	90 kW
Rango de potencia máxima	360-650 V
Voltaje de arranque	195 V
Voltaje nominal	550 V
Rango de voltaje de MPPT	180-850 VDC
Numero de MPPTs	8
Máxima corriente por MPPT	40 A
Corriente de corto circuito por MPPT	50 A
Datos de salida CD	
Potencia nominal	60000 W
Potencia aparente máxima	66000 VA
Voltaje nominal CA	220 V
Corriente máxima de salida	175 A
Máxima eficiencia	98.8 %

Tabla 3.7: Características inversor GROWATT MAC 30KTL3-XL

Especificaciones Inversor	
Datos de entrada CD	
Tensión máxima de entrada	1100V
Máxima potencia FV recomendada	39 kW
Voltaje de arranque	250 V
Voltaje nominal	360 V
Rango de voltaje de MPPT	200-850 VDC
Numero de MPPTs	3
Máxima corriente por MPPT	46 A
Corriente de corto circuito por MPPT	50 A
Datos de salida CD	
Potencia nominal	30000 W
Potencia aparente máxima	30000 VA
Voltaje nominal CA	220 V
Corriente máxima de salida	73 A
Máxima eficiencia	98.8 %

3.3.3. Número de paneles en serie

La cantidad de paneles solares conectados en serie por string se determina mediante la ecuación 2.7. Este cálculo depende directamente de las especificaciones técnicas tanto de los módulos fotovoltaicos como de los inversores, además de considerar la potencia máxima que puede ser instalada en los espacios disponibles de las edificaciones seleccionadas [35].

Tabla 3.8: Cantidad de paneles en serie

Panel	Inversor	Máximo	Mínimo
XILED 700W	GROWATT MAX 60KTL3-XL2	22	4
XILED 700W	GROWATT MAC 30KTL3-XL	22	5

3.3.4. Número de paneles en paralelo

Para el cálculo de la cantidad de paneles conectados en paralelo se emplea la ecuación 2.8. Estos valores están directamente vinculados a las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos y de los inversores, así como a la potencia prevista para ser instalada en las infraestructuras seleccionadas [35].

Tabla 3.9: Cantidad de paneles en paralelo

Panel	Inversor	Máximo	Mínimo
XILED 700W	GROWATT MAX 60KTL3-XL2	17	3
XILED 700W	GROWATT MAC 30KTL3-XL	7	1

3.3.5. Distribución de paneles según los MPPT en función del área disponible

La distribución de los paneles solares se realiza considerando la cantidad de strings que pueden conectarse a cada seguidor del punto de máxima potencia del inversor, seleccionado en función de las características y del área útil disponible en cada infraestructura. En esta distribución también se define el número de paneles que se conectarán al inversor, asegurando que la potencia teórica de instalación se cumpla sin sobrepasar la capacidad máxima que el inversor puede soportar. Este procedimiento garantiza un aprovechamiento óptimo de la superficie instalada y una adecuada gestión de la potencia generada, evitando pérdidas por desajuste eléctrico y asegurando la máxima eficiencia del sistema fotovoltaico.

3.3.6. Conductores

La selección de los conductores en un sistema fotovoltaico se realiza considerando la corriente máxima que circulará por cada circuito, la caída de tensión admisible, el tipo de instalación y las condiciones ambientales del sitio. Para determinar el calibre óptimo, se calcula la corriente máxima esperada y se selecciona un conductor que garantice su conducción segura y eficiente. Adicionalmente, se incorporan las recomendaciones específicas del manual de instalación del inversor, asegurando la compatibilidad del sistema y el cumplimiento de las normativas vigentes. Para la elección de conductores se efectuó un análisis comparativo entre tres tipos de cables: Solar fotovoltaico, Cobre TW y Cobre THHN.

3.3.7. Protecciones

Las protecciones en un sistema fotovoltaico resultan esenciales para salvaguardar la integridad de los equipos, la instalación eléctrica y las personas. Su función principal es mitigar riesgos y prevenir daños ocasionados por sobrecorrientes, cortocircuitos, sobretensiones o fallos a tierra que puedan comprometer la operación del sistema.

En el caso de los interruptores termomagnéticos, tanto en corriente continua (CC) como en corriente alterna (CA), se considera un coeficiente de seguridad correspondiente a un incremento del 30% respecto a la intensidad nominal del circuito [54]. Este dimensionamiento se determina mediante la ecuación 3.2.

$$I_{I.T.} = I_C 1,3 \quad (3.2)$$

Donde:

- $I_{I.T.}$: corriente del interruptor termomagnético y
- I_C : corriente del circuito.

En el caso de los fusibles, la corriente nominal se dimensiona considerando un factor de seguridad comprendido entre 1,2 y 2 veces la corriente nominal del circuito [54], según se expresa en la ecuación 3.3.

$$I_F = 1,2 \dots 2 I_C \quad (3.3)$$

Donde:

- I_F : corriente nominal del fusible y
- I_C : corriente nominal del circuito.

Para el dimensionamiento del voltaje nominal del fusible, se aplica un factor de seguridad de 1,2 respecto al voltaje de circuito abierto V_{OC} , de acuerdo con la ecuación 3.4.

$$V_F = 1,2 V_{OC} \quad (3.4)$$

Donde:

- V_F : voltaje nominal del fusible y
- V_{OC} : voltaje de circuito abierto del arreglo fotovoltaico.

3.3.8. Puesta a tierra

En el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra se considera que la estructura de los paneles solares puede actuar como ruta continua de conexión. Los marcos y demás elementos metálicos de la instalación deben estar interconectados al sistema de tierra para garantizar la seguridad eléctrica.

En el diseño de las protecciones del sistema fotovoltaico se consideró la inclusión de dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD, por sus siglas en inglés), cuya función es limitar los picos de voltaje y desviar a tierra las corrientes asociadas a las sobretensiones transitorias. La selección y ubicación de estos dispositivos se realizó conforme a lo establecido en la norma IEC 61643-32 [55], la cual especifica la implementación de SPD tanto en el lado de corriente continua (DC) como en el lado de corriente alterna (AC). El dimensionamiento de los SPD se efectuó conforme a la ecuación 3.5.

$$V_{SPD} = V_{OC} 1,2 \quad (3.5)$$

Donde:

- V_{SPD} : voltaje del dispositivo de protección contra sobretensiones y
- V_{OC} : voltaje por MPPT.

Asimismo, siguiendo las directrices de dicha norma, se adoptaron los diagramas unifilares de referencia para la disposición e integración de los SPD en sistemas fotovoltaicos, los cuales se presentan en el Anexo L, asegurando una protección eficaz frente a perturbaciones eléctricas y el cumplimiento de los requisitos normativos vigentes.

En lo referente a los conductores de puesta a tierra, su dimensionamiento se efectuó considerando las corrientes máximas de falla que pueden circular a través de los sistemas de protección, así como las recomendaciones del manual de instalación del inversor. Para el presente diseño se seleccionó un conductor con sección mínima de 6 mm², correspondiente a un conductor de cobre THHN calibre #8. Se establece además que los conductores de bajada de rayo y los conductores de equipos estarán conectados al mismo punto de tierra, aunque mantendrán cableados independientes, evitando el uso compartido de cableado y reduciendo con ello posibles interferencias o riesgos de acoplamiento eléctrico.

3.3.9. Simulación

Para la simulación de cada sistema fotovoltaico se empleó el software HelioScope, una herramienta que permite verificar la coherencia del dimensionamiento realizado con base en los cálculos previos, asegurando la precisión de los resultados y la confiabilidad del diseño. Este software posibilita la modelación del sistema bajo condiciones reales de operación, considerando variables como irradiación solar, temperatura, pérdidas por sombreado y características del equipo instalado.

Este proceso permitió validar el diseño propuesto y estimar la generación anual esperada, lo cual resulta fundamental para evaluar el grado de cobertura de la demanda energética de la Universidad.

3.3.10. Análisis económico

El análisis económico representa una etapa crucial en la validación de proyectos fotovoltaicos, ya que permite determinar su viabilidad financiera y estimar el período de recuperación de la inversión inicial.

Este estudio contempla los costos de inversión incluyendo equipos, materiales y mano de obra, así como los costos de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del sistema.

Como parte del análisis, se elaboró un flujo de caja proyectado que integra la inversión inicial, los ahorros generados por la reducción en el consumo de energía eléctrica proveniente de la red, y, en caso de aplicarse, los ingresos por la inyección de excedentes. A partir de estos datos, se calculan indicadores financieros clave como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), los cuales permiten evaluar la factibilidad económica del proyecto con base en criterios cuantificables y objetivos.

3.3.11. Impacto ambiental

Dentro del análisis del impacto ambiental se consideran diversos aspectos relevantes, entre ellos la reducción del consumo equivalente de toneladas de petróleo, lo que representa un ahorro significativo de recursos energéticos no renovables [56]. Asimismo, se evalúa la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, tales como dióxido de carbono, metano y óxido nitroso [57], todos ellos directamente relacionados con el calentamiento global y el cambio climático.

Tabla 3.10: Combustible en unidades de energía equivalente (TOE)

Ahorro de Combustible	TOE
Coefficiente de conversión [TOE/MWh]	0,22

Tabla 3.11: Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas

Descripción	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Emisión por kWh generado	0,46254	0,00044	0,00236

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se presenta los resultados obtenidos del diseño de sistemas fotovoltaicos desarrollados para la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca, basados en las estructuras existentes que disponen del espacio adecuado para la implementación del sistema. Se consideran las edificaciones que cumplen con los requisitos físicos necesarios para garantizar la viabilidad del proyecto.

4.1. Análisis consumo de energía

El análisis del consumo energético se llevó a cabo considerando un periodo continuo de 24 meses, correspondiente a los años 2023 y 2024. Para este estudio, se utilizaron los registros mensuales de consumo eléctrico, así como los valores asociados a los costos facturados en cada periodo.

En la Fig. 4.1 y la Fig. 4.2 se presentan las curvas de consumo mensual correspondientes a los años 2023 y 2024, respectivamente, lo que permite identificar con claridad los periodos de mayor y menor demanda energética. Asimismo, en la Tabla 4.1 se resumen los valores anuales de consumo y los costos facturados para cada año analizado. De forma complementaria, en el Anexo C se detalla el consumo registrado mes a mes, mientras que en el Anexo D se especifican los costos mensuales asociados a dicho consumo.

Estos resultados constituyen la línea base para evaluar el potencial de optimización y reducción de costos derivado de la implementación de un sistema fotovoltaico, permitiendo establecer comparaciones cuantitativas entre la situación actual y el escenario proyectado con generación distribuida. Con base en esta referencia, la proyección de implementación del sistema fotovoltaico en la Universidad estima un ahorro anual de energía del 8% y una disminución anual en los costos de facturación del 6%, lo que representa un impacto en la eficiencia energética y en la sostenibilidad económica de la institución.

Tabla 4.1: Consumo y costo total de energía

Año	Consumo (kWh)	Costo total energía (USD)
2023	1,047,114	\$129,782.21
2024	1,042,504	\$130,089.84

4.2. Criterios de dimensionamiento

4.2.1. Equipos utilizados en las edificaciones

El presente apartado consolida la información de los principales componentes destinados a la implementación del sistema fotovoltaico en los cuatro edificios considerados: Juan Bottasso, Automotriz, Cima

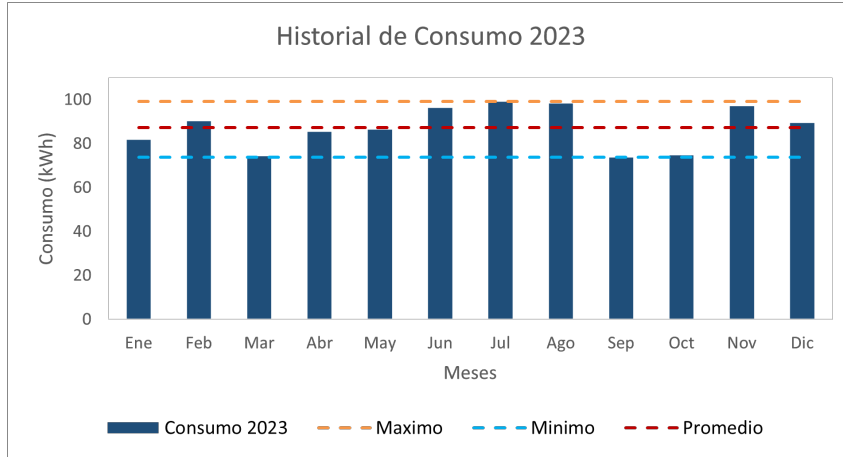


Figura 4.1: Consumo año 2023

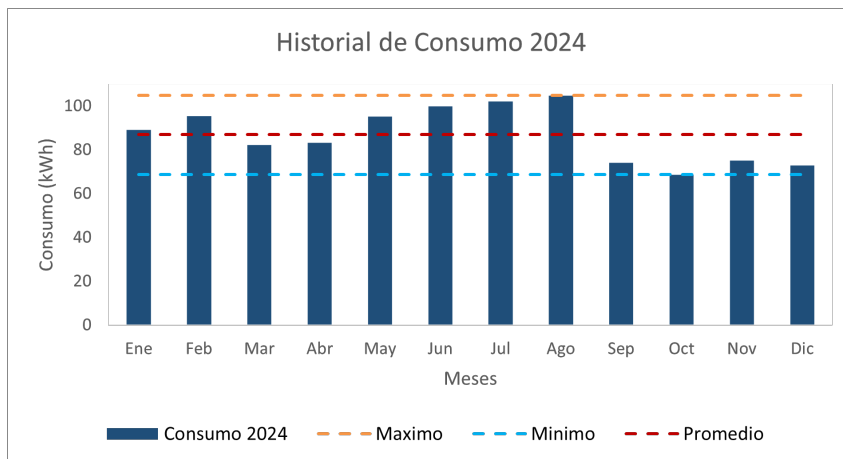


Figura 4.2: Consumo año 2024

y Biblioteca, la cual se presenta en la Tabla 4.2. Se incluyen los módulos fotovoltaicos, inversores, protecciones en corriente continua y alterna, así como el cableado eléctrico requerido para la interconexión del sistema. La distribución de equipos responde al dimensionamiento particular de cada edificio. Los costos totales, diferenciados por edificio, permiten una estimación global del presupuesto de instalación y sirven como referencia para el análisis técnico-económico del proyecto. En el Anexo H se presentan los detalles de costos por componente de manera más detallada.

Tabla 4.2: Resumen de equipos por edificio

Equipo	Descripción del equipo	Unidad	Edificio Juan Bottasso	Edificio Automotriz	Edificio CIMA	Biblioteca
Paneles	XILED 700W	Unidad	84	84	42	42
Inversor	GROWATT MAX 60KTL3-XL2	Unidad	1	1	0	0
	GROWATT MAC 30KTL3-XL	Unidad	0	0	1	1
Fusible DC	gPV cilíndrico 14x51mm	Unidad	8	8	3	3
Breaker DC	GHQP 2P 30A	Unidad	8	8	3	3
Breaker AC	EZC 3P-250A	Unidad	1	1	0	0
	QO 30A 3P	Unidad	0	0	1	1
SPD	DS42VGS-450DC	Unidad	2	2	0	0
	SPD 700VDC MCOV	Unidad	0	0	2	2
	GBL DW-0508	Unidad	2	2	2	2
Cable THHN DC	AWG #10	metros	25	25	25	20
Cable THHN AC	AWG 2/0	metros	55	10	0	0
	AWG #4	metros	0	0	5	5
Cable THHN puesta tierra	AWG #8	metros	35	20	25	25

4.2.2. Distribución de paneles por MPPTs

La distribución de los módulos fotovoltaicos en las edificaciones Juan Bottasso y Automotriz contempla un total de 8 cadenas (strings), en las cuales los paneles se conectan en serie. Cada string está conformado por un número de módulos que varía entre 10 y 11, dependiendo de las condiciones de diseño específicas y del aprovechamiento del área disponible. La distribución detallada de los módulos por string se presenta en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Distribución de los paneles edificio Juan Bottasso y Automotriz

String	Datos de paneles				Disposición	Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
	Pmax (W)	Vmpp (V)	Impp (A)	Cantidad				
1	700	37,18	18,83	10	Serie	371,8	18,83	7000,99
2	700	37,18	18,83	10	Serie	371,8	18,83	7000,99
3	700	37,18	18,83	10	Serie	371,8	18,83	7000,99
4	700	37,18	18,83	10	Serie	371,8	18,83	7000,99
5	700	37,18	18,83	11	Serie	408,98	18,83	7701,09
6	700	37,18	18,83	11	Serie	408,98	18,83	7701,09
7	700	37,18	18,83	11	Serie	408,98	18,83	7701,09
8	700	37,18	18,83	11	Serie	408,98	18,83	7701,09
				84	Potencia Total			58808,35

Para el caso de las edificaciones Cima y Biblioteca, la distribución de los módulos fotovoltaicos se organiza en tres cadenas (strings), cada una conformada por 14 paneles conectados en serie. La distribución detallada de los módulos se presenta en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Distribución de los paneles edificio Cima y Biblioteca

String	Datos de paneles				Disposición	Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
	Pmax (W)	Vmpp (V)	Impp (A)	Cantidad Paneles				
1	700	37,18	18,83	14	Serie	520,52	18,83	9801,3916
2	700	37,18	18,83	14	Serie	520,52	18,83	9801,3916
3	700	37,18	18,83	14	Serie	520,52	18,83	9801,3916
				42	Potencia Total			29404,17

4.2.3. Caída de tensión

Como se detalla en la subsección 3.3.6, se analizaron tres tipos de conductores, determinándose la utilización del conductor THHN para cada edificación. Este cumple con el criterio de caída de tensión en el lado de corriente continua (DC), manteniéndose por debajo del 1,5%, mientras que en el lado de corriente alterna (AC) los valores no superan el 3% [58]. Esto se detalla en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Caída de tensión en conductores THHN por tramo y edificación

Edificación	Tramo	Voltaje (V)	Corriente (A)	Longitud (m)	Caída THHN (%)	Caída THHN (V)
Juan Bottasso	Panel-Inversor	371,8	24,25	25	1,29	4,80
	Panel-Inversor	408,98	24,25	25	1,17	4,80
	Inversor-TD	220	157,46	55	2,43	5,35
Automotriz	Panel-Inversor	375,8	24,25	25	1,28	4,80
	Panel-Inversor	408,98	24,25	25	2,97	12,14
	Inversor-TD	220	157,46	10	0,56	1,23
Cima	Panel-Inversor	520,52	24,25	25	1,47	7,63
	Inversor-TD	220	78,73	5	0,35	0,78
Biblioteca	Panel-Inversor	520,52	24,25	20	1,17	6,11
	Inversor-TD	220	78,73	5	0,35	0,78

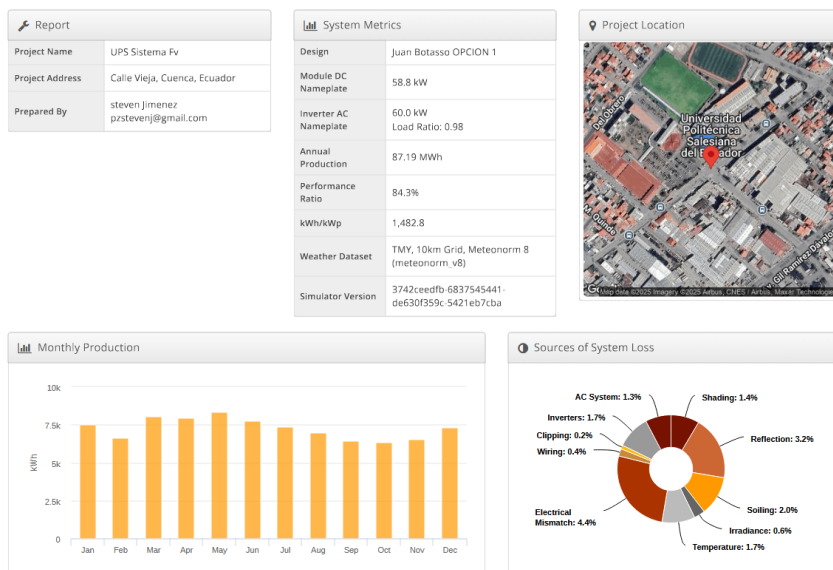


Figura 4.3: Simulación edificio Juan Bottasso

4.2.4. Simulación

Para la simulación del sistema fotovoltaico se utilizó el software HelioScope, una herramienta especializada en el modelado y análisis del desempeño de instalaciones solares fotovoltaicas bajo condiciones reales de operación. Este entorno de simulación permite obtener estimaciones precisas de la potencia generada, las cuales guardan coherencia con los valores determinados en la etapa de dimensionamiento. El modelo fue implementado en las cuatro edificaciones seleccionadas para el estudio, lo que permitió validar el desempeño energético proyectado para cada una de ellas. En la Fig. 4.3 se presenta el resultado correspondiente a la simulación del edificio Juan Bottasso, mientras que en el Anexo J se incluyen los resultados obtenidos para el conjunto de las cuatro edificaciones analizadas.

4.2.5. Análisis Económico

En la Tabla 4.6 se sintetizan los principales indicadores técnicos y económicos obtenidos para cada una de las edificaciones analizadas, a partir de los resultados de simulación y del análisis de viabilidad financiera. Estos parámetros permiten evaluar, de manera comparativa, el potencial de generación, los beneficios económicos proyectados y la rentabilidad de la inversión en cada caso. La información presentada constituye una base objetiva para valorar la factibilidad de implementación del sistema fotovoltaico propuesto y sustenta la toma de decisiones estratégicas orientadas a la optimización del recurso solar en la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca.

Tabla 4.6: Datos del Proyecto Fotovoltaico

Edificación	Parámetro	Valor
Juan Botasso	Inversión inicial	\$45.701,61 USD
	Potencia instalada	58.800 Wp
	Producción anual	87.190 kWh
	Producción mensual promedio	7.265,83 kWh
	Tarifa eléctrica	0,095 USD/kWh
	Vida útil del sistema	25 años
	Tasa de descuento	15 %
	Costo anual de mantenimiento	\$457,02 USD/año
	Ahorro anual por generación	\$8.283,05 USD/año
	Flujo neto de caja anual	\$7.826,03 USD/año
	Valor Actual Neto (VAN)	\$4.887,04
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	16,77 %
Automotriz	Inversión inicial	\$43.078,81 USD
	Potencia instalada	58.800 Wp
	Producción anual	87.120 kWh
	Producción mensual promedio	7.260 kWh
	Tarifa eléctrica	0,095 USD/kWh
	Vida útil del sistema	25 años
	Tasa de descuento	15 %
	Costo anual de mantenimiento	\$430,79 USD/año
	Ahorro anual por generación	\$8.276,40 USD/año
	Flujo neto de caja anual	\$7.845,61 USD/año
	Valor Actual Neto (VAN)	\$7.636,39
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	17,92 %
Cima	Inversión inicial	\$22.532,50 USD
	Potencia instalada	29.400,00 Wp
	Producción anual	43.700,00 kWh
	Producción mensual promedio	3.641,67 kWh
	Tarifa eléctrica	0,095 USD/kWh
	Vida útil del sistema	25 años
	Tasa de descuento	15 %
	Costo anual de mantenimiento	\$225,33 USD/año
	Ahorro anual por generación	\$4.151,50 USD/año
	Flujo neto de caja anual	\$3.926,18 USD/año
	Valor Actual Neto (VAN)	\$2.846,88
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	17,09 %
Biblioteca	Inversión inicial	\$22.286,42 USD
	Potencia instalada	29.400,00 Wp
	Producción anual	43.350,00 kWh
	Producción mensual promedio	3.612,50 kWh
	Tarifa eléctrica	0,095 USD/kWh
	Vida útil del sistema	25 años
	Tasa de descuento	15 %
	Costo anual de mantenimiento	\$222,86 USD/año
	Ahorro anual por generación	\$4.118,25 USD/año
	Flujo neto de caja anual	\$3.895,39 USD/año
	Valor Actual Neto (VAN)	\$2.893,93
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	17,14 %

En la Tabla 4.7 se presenta el periodo estimado de recuperación de la inversión, calculado en función del costo inicial asociado a la implementación del sistema fotovoltaico en cada una de las edificaciones evaluadas.

Tabla 4.7: Retorno de la inversión

Edificación	Tiempo de retorno de la inversión (año)
Juan Bottasso	6
Automotriz	6
Cima	6
Biblioteca	6

4.2.6. Análisis impacto ambiental

El análisis de impacto ambiental constituye una etapa fundamental para cuantificar los beneficios ecológicos derivados de la implementación del sistema fotovoltaico. En la Tabla 4.8 se presentan los resultados correspondientes a la reducción en el consumo de combustibles fósiles, producto de la generación de energía limpia a través del sistema instalado. Por otro lado, la Tabla 4.9 muestra la disminución estimada en la emisión de gases contaminantes, destacándose el dióxido de carbono, el metano y el óxido nítrico, los cuales son reconocidos como los principales gases de efecto invernadero.

Tabla 4.8: Ahorro de combustible en unidades de energía equivalente (TOE)

Edificación	Ahorro de Combustible	TOE
Juan Bottasso	TOE reducido en un año	19,18
	TOE reducido en 25 años	479,5
Automotriz	TOE reducido en un año	19,16
	TOE reducido en 25 años	479,16
Cima	TOE reducido en un año	9,614
	TOE reducido en 25 años	240,35
Biblioteca	TOE reducido en un año	9,537
	TOE reducido en 25 años	238,425

Tabla 4.9: Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas

Edificación	Descripción	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total (kg)
Juan Bottasso	Emisiones evitadas anualmente (kg)	40328,8626	38,3636	205,7684	40572,9946
	Emisiones evitadas en 25 años (kg)	1008221,565	959,09	5144,21	1014324,865
Automotriz	Emisiones evitadas anualmente (kg)	40296,4848	38,3328	205,6032	40540,4208
	Emisiones evitadas en 25 años (kg)	1007412,12	958,32	5140,08	1013510,52
Cima	Emisiones evitadas anualmente (kg)	20212,998	19,228	103,132	20335,358
	Emisiones evitadas en 25 años (kg)	505324,95	480,7	2578,3	508383,95
Biblioteca	Emisiones evitadas anualmente (kg)	20051,109	19,074	102,306	20172,489
	Emisiones evitadas en 25 años (kg)	501277,725	476,85	2557,65	504312,225

Capítulo 5

Discusión

El presente análisis evaluó la implementación de sistemas fotovoltaicos en cuatro ubicaciones estratégicas de la Universidad Politécnica Salesiana, con el propósito de identificar aquellas edificaciones que ofrecen un mayor potencial técnico, económico y ambiental para la integración de esta tecnología. La evaluación se basó en un enfoque integral que abarca la estimación de la capacidad instalada, el ahorro económico proyectado y la reducción de impactos ambientales, permitiendo una valoración multidimensional de la viabilidad de cada propuesta.

En primer lugar, el estudio de disponibilidad de áreas permitió establecer la potencia máxima que podría instalarse en cada edificación como se muestra en la Tabla 5.1. Los edificios Juan Bottasso y Automotriz destacan por su mayor superficie utilizable, lo que se traduce en una capacidad instalada potencial de aproximadamente 58,8 kWp, en contraste con los 29,4 kWp proyectados para CIMA y Biblioteca. Este diferencial en capacidad influye directamente en el volumen de generación anual y, por ende, en el impacto económico y ambiental que cada proyecto puede alcanzar.

Tabla 5.1: Potencia total por edificio

Edificio	Potencia Total (W)
Juan Bottasso	58808,35
Automotriz	58808,35
CIMA	29404,17
Biblioteca	29404,17

Desde el punto de vista económico, el ahorro anual estimado se presenta en la Tabla 5.2 confirma que Juan Bottasso y Automotriz generan beneficios prácticamente equivalentes, con reducciones en el gasto energético cercanas a los 8.280 USD anuales. Aunque estos montos representan un porcentaje limitado del gasto energético total de la institución, su relevancia radica en la disminución sostenida de costos operativos a lo largo de la vida útil del sistema, así como en la mejora de la resiliencia energética institucional. Los edificios CIMA y Biblioteca, con ahorros cercanos a los 4.150 USD anuales, presentan menores beneficios absolutos, pero mantienen indicadores de rentabilidad positivos.

Tabla 5.2: Comparativa de Ahorro Anual por Generación Fotovoltaica

Edificio	Ahorro Anual (USD)
Juan Bottasso	\$8.283,05
Automotriz	\$8.276,40
CIMA	\$4.151,50
Biblioteca	\$4.118,25

En cuanto a los beneficios ambientales, la reducción del consumo de combustibles fósiles Tabla 5.3 y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero Tabla 5.4 evidencian el aporte significativo de los sistemas propuestos a la mitigación del cambio climático. En términos acumulados a 25 años, los proyectos en Juan Bottasso y Automotriz evitarían el consumo de aproximadamente 480 toneladas equivalentes de petróleo (TOE) cada uno, mientras que CIMA y Biblioteca registrarían valores cercanos a 240 TOE. Estas cifras se reflejan directamente en la reducción de más de 40 toneladas anuales de CO₂ en los primeros dos casos y alrededor de 20 toneladas anuales en los segundos, complementadas con disminuciones proporcionales de CH₄ y N₂O.

Tabla 5.3: Ahorro de combustible en unidades de energía equivalente (TOE)

Edificación	Ahorro de Combustible	TOE
Juan Bottasso	TOE reducido en un año	19,18
	TOE reducido en 25 años	479,5
Automotriz	TOE reducido en un año	19,16
	TOE reducido en 25 años	479,16
Cima	TOE reducido en un año	9,614
	TOE reducido en 25 años	240,35
Biblioteca	TOE reducido en un año	9,537
	TOE reducido en 25 años	238,425

Tabla 5.4: Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas

Edificación	Descripción	CO₂	CH₄	N₂O	Total (kg)
Juan Bottasso	Emisiones evitadas anualmente (kg)	40328,8626	38,3636	205,7684	40572,9946
Automotriz	Emisiones evitadas anualmente (kg)	40296,4848	38,3328	205,6032	40540,4208
Cima	Emisiones evitadas anualmente (kg)	20212,998	19,228	103,132	20335,358
Biblioteca	Emisiones evitadas anualmente (kg)	20051,109	19,074	102,306	20172,489

La comparación conjunta de indicadores técnicos, económicos y ambientales sugiere que, aunque las edificaciones Juan Bottasso y Automotriz presentan un rendimiento global superior, los proyectos en CIMA y Biblioteca también resultan viables y contribuyen de forma relevante a la transición energética institucional. La elección final de la ubicación para una primera fase de implementación podría priorizar aquellas con mayor capacidad instalada y retorno de inversión más favorable, sin descartar una estrategia de despliegue gradual que incluya a todas las edificaciones a mediano plazo.

Cabe señalar que, si bien el presente estudio se centró en un modelo tecnológico específico de paneles solares, existe la posibilidad de desarrollar investigaciones complementarias que analicen el desempeño de diferentes tecnologías fotovoltaicas (monocristalinas, policristalinas, de capa fina, bifaciales, entre otras). Este enfoque permitiría comparar la eficiencia, degradación, costos y beneficios ambientales de cada tecnología en el contexto particular de la Universidad, y constituiría una línea de investigación idónea para una tesis futura.

En síntesis, los resultados demuestran que la implementación de sistemas fotovoltaicos en la Universidad Politécnica Salesiana no solo es técnicamente viable y económicamente rentable, sino que también representa una contribución tangible a los objetivos de sostenibilidad institucional. La información obtenida constituye una base sólida para la toma de decisiones estratégicas y para el desarrollo de futuras investigaciones orientadas a optimizar el aprovechamiento del recurso solar.

Capítulo 6

Conclusiones

A partir del dimensionamiento y análisis integral de los sistemas fotovoltaicos propuestos para las cuatro edificaciones evaluadas en la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca, se establece que los edificios Juan Bottasso y Automotriz presentan las condiciones más favorables para su implementación. Ambos disponen de superficies óptimas para la instalación de módulos, alcanzan capacidades cercanas a los 58,8 kWp y ofrecen un aprovechamiento eficiente del recurso solar, con una generación anual superior a los 87 MWh. Este desempeño se traduce en un ahorro energético anual equivalente al 8 % del consumo total de cada edificación, lo que representa una contribución significativa a la reducción de la demanda de energía de la red y fortalece la resiliencia energética institucional. Sumado a ello, el ahorro económico anual aproximado de 8.280 USD y la reducción acumulada de cerca de 480 toneladas equivalentes de petróleo (TOE) a lo largo de 25 años respaldan plenamente su viabilidad técnica, económica y ambiental.

En el caso de los edificios CIMA y Biblioteca, si bien su capacidad individual de generación (29,4 kWp) es menor, la propuesta de instalación conjunta permite alcanzar una potencia total cercana a los 58,8 kWp, comparable con la de las edificaciones de mayor rendimiento. En este escenario, el ahorro energético anual alcanza el 4 % para cada edificio, contribuyendo de manera efectiva a la reducción del consumo eléctrico y mejorando los indicadores de sostenibilidad. Esta estrategia integrada optimiza el uso del área disponible, incrementa la rentabilidad y potencia el impacto ambiental positivo, con una reducción acumulada superior a 240 TOE en 25 años.

El análisis realizado demuestra que las tres propuestas —Juan Bottasso, Automotriz y la instalación conjunta CIMA–Biblioteca— cumplen con criterios de factibilidad técnica, rentabilidad económica y relevancia ambiental. Entre los beneficios más destacados se incluyen: la reducción de la dependencia de la red eléctrica convencional, la mitigación de más de 40 toneladas anuales de CO₂ en los proyectos de mayor capacidad y la consolidación de una estrategia institucional de transición energética. El ahorro energético porcentual alcanzado se posiciona como uno de los resultados más relevantes del presente estudio, al evidenciar el impacto directo y sostenido que tendría la implementación del sistema en el consumo eléctrico del campus.

Finalmente, se identifica como línea de investigación futura el análisis comparativo de diferentes tecnologías fotovoltaicas —como módulos monocristalinos, policristalinos, bifaciales o de capa fina—, con el fin de optimizar la eficiencia energética, la vida útil y la relación costo–beneficio en condiciones climáticas locales. Este enfoque permitiría ampliar el alcance de los resultados aquí presentados y contribuir a la formulación de proyectos más adaptados y eficientes para el contexto institucional.

Bibliografía

- [1] D. Niță, N. Stoicuța, A. Nițescu, C. Isac, and O. Dobre-Baron, “The impact of the transition to a green economy on Romania’s economic growth,” *Energy, Sustainability and Society*, vol. 15, no. 1, 2025, cited by: 0. [Online]. Available: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-105001644451&doi=10.1186%2fs13705-025-00520-4&partnerID=40&md5=796ed516190f0c9bd4f15cd638d116f4>
- [2] P. R. Wolfe, *The Solar Generation: Childhood and Adolescence of Terrestrial Photovoltaics*. Wiley-IEEE Press, 2018, ch. What Is Photovoltaics?, pp. 9–24.
- [3] N. I. Labra-Cáceres, L. F. Grisales-Noreña, R. I. Bolaños, J. A. Guzmán-Henao, and O. D. Montoya, “Energy management system for PV-based distributed generators in AC microgrids using an adapted JAYA optimizer to minimize operational costs, energy losses, and CO2 emissions,” *Results in Engineering*, vol. 25, 2025, cited by: 1; All Open Access, Gold Open Access. [Online]. Available: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85218251777&doi=10.1016%2fj.rineng.2025.104397&partnerID=40&md5=2cc1b9463b2ad9aa04fba56b584b088e>
- [4] A. Jain, A. Jain, K. K. Ranga, S. Ahuja, and A. Jain, “Solar cell: A new era,” in *2016 3rd International Conference on Computing for Sustainable Global Development (INDIACom)*, 2016, pp. 1728–1731.
- [5] G. H. Fleming, B. T. Smith, M. G. Dickman, J. S. Addington, and D. L. Livingston, “Optimizing solar cell efficiency with neural networks,” in *SoutheastCon 2021*, 2021, pp. 1–8.
- [6] M. Fiolhais, “Photoelectric Effect and Relativity,” in *2023 Photonics Electromagnetics Research Symposium (PIERS)*, 2023, pp. 417–420.
- [7] G. M. Minchin, “The Photoelectric Property of Selenium,” *Nature*, vol. 77, no. 2000, p. 173, 1907. [Online]. Available: <https://ui.adsabs.harvard.edu/abs/1907Natur..77Q.173M/abstract>
- [8] F. C. Treble, “Solar Cells,” *IEE Proceedings A*, vol. 127, p. 505, 1980. [Online]. Available: https://digital-library.theiet.org/doi/10.1049/ip-a-1.1980.0075?utm_source=chatgpt.com
- [9] E. Cullwick, “Einstein and relativity,” *Electronics and Power*, vol. 25, no. 3, pp. 172–178, 1979.
- [10] E. R. Vladimir Zworykin, *Photoelectricity and its applications*, I. John Wiley Sons, Ed. John Wiley Sons, Inc., 1949.
- [11] L. Szabó, “The history of using solar energy,” in *2017 International Conference on Modern Power Systems (MPS)*, 2017, pp. 1–8.
- [12] P. John, *From Space to Earth: The Story of Solar Electricity*, H. U. Press, Ed. Harvard University Press, 1999.
- [13] P. P. Groumpos, R. C. Cull, and A. F. Ratajczak, “An Overview Of Control Aspects Of A Village Stand-Alone Photovoltaic Power System,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 10, pp. 2845–2853, 1984.
- [14] H. Maghraby, M. Shwehdi, and G. Al-Bassam, “Probabilistic assessment of photovoltaic (PV) generation systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 1, pp. 205–208, 2002.

- [15] P. Sanchis, J. Lopez, A. Ursua, and L. Marroyo, "Electronic controlled device for the analysis and design of photovoltaic systems," *IEEE Power Electronics Letters*, vol. 3, no. 2, pp. 57–62, 2005.
- [16] A. C. Kyritsis, E. C. Tatakis, and N. P. Papanikolaou, "Optimum Design of the Current-Source Flyback Inverter for Decentralized Grid-Connected Photovoltaic Systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 281–293, 2008.
- [17] M. A. Schuetz, K. A. Shell, S. A. Brown, G. S. Reinbolt, R. H. French, and R. J. Davis, "Design and Construction of a $7\times$ Low-Concentration Photovoltaic System Based on Compound Parabolic Concentrators," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, no. 3, pp. 382–386, 2012.
- [18] C. Paravalos, E. Koutroulis, V. Samoladas, T. Kerekes, D. Sera, and R. Teodorescu, "Optimal Design of Photovoltaic Systems Using High Time-Resolution Meteorological Data," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, no. 4, pp. 2270–2279, 2014.
- [19] D. Cheng, B. A. Mather, R. Seguin, J. Hambrick, and R. P. Broadwater, "Photovoltaic (PV) Impact Assessment for Very High Penetration Levels," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6, no. 1, pp. 295–300, 2016.
- [20] T. Karin and A. Jain, "Photovoltaic String Sizing Using Site-Specific Modeling," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 10, no. 3, pp. 888–897, 2020.
- [21] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), "Regulación No. ARCONEL-008/24," Tech. Rep., 2024, available online. [Online]. Available: <https://controlelectrico.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/12/Regulacion-No.-ARCONEL-008-24-signed.pdf>
- [22] I. R. E. A. (IRENA), "Renewable Power Generation Costs in 2022," Tech. Rep., 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2023/Jul/Renewable-Power-Costs-2022>
- [23] I. E. A. (IEA), "Solar PV: Technology, Economics and Policy," Tech. Rep., 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/solar-pv>
- [24] C. O. Buele Avila and A. M. Chazi Solis, "Mmodelación del sistemafotovoltaico conectado a la red eléctrica enla Universidad politécnica salesiana sede cuenca," UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANASEDE CUENCA, Tech. Rep., 2016. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18210>
- [25] J. C. Lata García, "Análisis del rendimiento energético de un sistema fotovoltaico aislado aplicado en zonas remotas," Universidad Politécnica Salesiana, Tech. Rep., 2025. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/29480>
- [26] Y. P. K. S. García Maquilon Luis Andrés, "Análisis de viabilidad técnica y económica de generación eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos aplicado en una empresa de productos alimenticios," Universidad Politécnica Salesiana, Tech. Rep., 2025. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/29785>
- [27] M. Malinowski, J. I. Leon, and H. Abu-Rub, "Solar Photovoltaic and Thermal Energy Systems: Current Technology and Future Trends," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2132–2146, 2017.
- [28] N. M. Haegel and S. R. Kurtz, "Global Progress Toward Renewable Electricity: Tracking the Role of Solar," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 11, no. 6, pp. 1335–1342, 2021.
- [29] H. Abunima, J. Teh, and H. J. Jabir, "A New Solar Radiation Model for a Power System Reliability Study," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 64 758–64 766, 2019.
- [30] M. A. Budiyanto and M. H. Lubis, "Comparison Result of Hourly Solar Radiation Under The Clear Sky Condition Based on of Solar Radiation Model and Measured Data Experiment," in *2020 1st International Conference on Information Technology, Advanced Mechanical and Electrical Engineering (ICITAMEE)*, 2020, pp. 298–302.

- [31] J. Romero Castillo, “Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador. Caso de estudio: Biblioteca Pompeu Fabra de Mataró,” Ph.D. dissertation, UPC, Escola Politècnica Superior d’Edificació de Barcelona, Departament de Física Aplicada, Feb 2015. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/2099.1/26396>
- [32] S. Mizrakhy, S. Sanin, and A. Vertiy, “Some Properties of Optically Excited Semiconductors under the Surface Wave of mm-Wave Band Acting,” in *2022 IEEE 41st International Conference on Electronics and Nanotechnology (ELNANO)*, 2022, pp. 580–583.
- [33] U. Y. Tito, L. Quispe-Huaman, and O.-A. Vilca-Huayta, “Evaluation of the Peak-Sun Hour on a Tilted Surface in the City of Juliaca,” in *2020 IEEE XXVII International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing (INTERCON)*, 2020, pp. 1–4.
- [34] M. Yahyavi, M. Vaziri, and S. Vadhva, “Solar energy in a volume and efficiency in solar power generation,” in *2010 IEEE International Conference on Information Reuse Integration*, 2010, pp. 394–399.
- [35] J. P. Alarcón Guanoluisa, “Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de medio voltaje con coordinación de protecciones eléctricas para el nuevo Hospital Voz Andes utilizando los softwares PVSOL Y DIGSILENT POWERFACTORY,” Universidad Politécnica Salesiana, Tech. Rep., 2025. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/30035>
- [36] I. para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,” 2011, disponible en línea. [Online]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [37] T. Atanasov and M. Slavkova, “Analysis of Conventional and Hybrid Solar Low-Power Photovoltaic Systems,” in *2024 16th Electrical Engineering Faculty Conference (Bulef)*, 2024, pp. 1–4.
- [38] C. Etukudor, V. Robu, W.-G. Früh, D. Flynn, and H. Orovwode, “Yield Assessment of Off-grid PV Systems in Nigeria,” in *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, 2021, pp. 1–5.
- [39] M. K. Nallapaneni, S. M. S. P., and E. M. J., “On-Grid Solar Photovoltaic System: Components, Design Considerations, and Case Study,” in *2018 4th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, 2018, pp. 616–619.
- [40] X.-s. Zhou, F. Liang, Y.-j. Ma, and D.-c. Song, “Research of control technology in grid-connected photovoltaic power system,” in *2010 International Conference on Computer, Mechatronics, Control and Electronic Engineering*, vol. 3, 2010, pp. 5–8.
- [41] J. Capellaro, R. Hausmann, J. C. Dias, A. Péres, and S. V. G. Oliveira, “An autonomous photovoltaic solar energy generation system for telemetry stations,” in *2013 Brazilian Power Electronics Conference*, 2013, pp. 575–581.
- [42] Y. Luo, X. Qing, R. Peng, Y. Huangfu, A. Cui, Z. Wang, Z. Zhang, Z. Peng, and C. Liao, “Influence of Different Factors on Fault Current Under DC Side Fault of Photo voltaic Grid Connected System,” in *2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2021, pp. 835–838.
- [43] M. A. Green, E. D. Dunlop, M. Yoshita, N. Kopidakis, K. Bothe, G. Siefer, D. Hinken, M. Rauer, J. Hohl-Ebinger, and X. Hao, “Solar cell efficiency tables (Version 64),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 32, no. 7, pp. 425–441, 2024. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.3831>
- [44] C. S. A. M. Buele Avila Carlos Omar, “Modelación del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca,” Universidad Politécnica Salesiana, Tech. Rep., 2019. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18210>
- [45] M. A. Green, E. D. Dunlop, M. Yoshita, N. Kopidakis, K. Bothe, G. Siefer, and X. Hao, “Solar cell efficiency tables (Version 63),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 32, no. 1, pp. 3–13, 2024. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.3750>

- [46] J. Zhang, H. Zhang, Y. Cao, X. Liu, S. Zou, and R. Ma, "Coordinated Control Strategy of Grid-Connected Photovoltaic Generation System," in *2023 8th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, 2023, pp. 579–584.
- [47] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu, and Y. Kang, "A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 7, pp. 2622–2628, 2008.
- [48] G. T. Heydt, "Power, Energy, and Load Factor in California After the Mandated 2030 Adoption of Electric Vehicles," in *2023 North American Power Symposium (NAPS)*, 2023, pp. 1–5.
- [49] O. Ortega and A. Boada, "Procedimiento Técnico para la Implementación de Microcentrales Eléctricas Utilizando Paneles Fotovoltaicos," Universidad Politécnica Salesiana Quito, Tech. Rep., 2013.
- [50] J. Fernández, "Cálculo del ángulo de inclinación para instalaciones de paneles solares," *Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería Eléctrica*, 2003.
- [51] G. Orellana and G. Delgado, "Estimación de la radiación solar global diaria en el cantón Cuenca mediante la aplicación del modelo Bristow & Campbell," Tech. Rep., 2015.
- [52] Y. Pastrana, J. Oviedo, and R. Corgillo, "Diseño y Construcción de un control del Costo para Seguidores Solares Electrónicos," *Publicado en 2006*, 2006.
- [53] X. Serrano-Guerrero, D. Alvarez-Lozano, and S. F. L. Romero, "Influence of local climate on the tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar irradiation : A case study in Cuenca-Ecuador," in *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, 2019, pp. 1–6.
- [54] D. E. Aguirre Valle, "Diseño de un sistema fotovoltaico para la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil bloque F de 50kW," Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, Ecuador, Ingeniería, 2025.
- [55] *Low-voltage Surge Protective Devices – Part 32: Surge Protective Devices Connected to the D.C. Side of Photovoltaic Installations – Selection and Application Principles*, International Electrotechnical Commission (IEC) Std. IEC 61 643-32:2017, 2017, includes Corrigendum 1 (2019).
- [56] W. E. Council, *World Energy Council 2007*. London, UK: World Energy Council, 2007, global energy outlook; datos y proyecciones referidos al año 2007.
- [57] E. . I. S. Department for Business, "Greenhouse Gas Conversion Factors 2016," Department for Business, Energy Industrial Strategy, London, United Kingdom, Tech. Rep. BEIS/16/389, 2016, uK Greenhouse Gas Conversion Factors, 2016 edition.
- [58] *Photovoltaic (PV) arrays – Part 1: Design requirements*, International Electrotechnical Commission (IEC) Std. IEC 62 548-1:2023, 12 2023, 1.^a edición, reemplaza IEC 62548 (2016).

Anexos

Anexos A

Área de trabajo (ABET)

Tabla A.1: Áreas del Trabajo de Grado

Título del Trabajo:					
Restricciones múltiples (dos o más)	Accesibilidad [pág: 33.]	■	Estética [pág:37].	■	
	Códigos		Construtibilidad [pág:40, 45].	■	
	Costos [pág:47].	■	Ergonomía		
	Extensibilidad		Funcionalidad		
	Interoperabilidad		Consideraciones Legales		
	Mantenibilidad [pág:47].	■	Manufacturabilidad		
	Mercadeo		Política		
	Regulaciones		Cronogramas		
	Normativas [pág:32, 46].	■	Sostenibilidad [pág:49].	■	
	Impacto Ambiental [pág:49].	■	Impacto Social [pág: 43].	■	
	Usabilidad		Otros:		
	Normas relevantes (dos o más)	Normativa ISO 50001			
		Normativa IEC 62548			
Normativa ARCONEL 005/24					
IEEE Std 1547™ -2018					
Elementos del proceso	Identificación de oportunidades [pág:43].	■	Generación de soluciones múltiples		
	Desarrollo de requerimientos [pág:32, 33].	■	Evaluación de soluciones [pág:43].	■	
	Procesos iterativos		Consideración de riesgos		
	Realizar compromisos o tratos				
Basado en trabajos anteriores	Protecciones		Iluminación		
	Optimización de sistemas		Alta Tensión		
	Energías alternativas [pág:43].	■	Distribución [pág:45].	■	
	Máquinas eléctricas		Otros temas		

Anexos B

Anexo explicativo del SO2 en el proyecto de titulación

SO2-1: Aspectos relacionados con Salud Pública y Medio Ambiente En el desarrollo del presente proyecto de titulación se consideró prioritario el impacto sobre la salud pública y el entorno natural. La implementación de sistemas fotovoltaicos en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca constituye una estrategia efectiva para reducir la emisión de gases contaminantes, al prescindir de combustibles fósiles en la generación eléctrica. Esta medida incide directamente en la mejora de la calidad del aire y, por ende, en la salud de la comunidad universitaria y del entorno urbano. El hecho de que el sistema haya sido diseñado para instalarse sobre las cubiertas de las estructuras existentes también responde a un criterio de sostenibilidad ambiental. Esta decisión evita la deforestación, la alteración del uso del suelo y, en consecuencia, la fragmentación del hábitat natural de la fauna silvestre, efectos que suelen presentarse en grandes proyectos de generación eléctrica construidos en zonas rurales. De este modo, se garantiza la protección tanto del entorno urbano como de los ecosistemas locales, reafirmando el compromiso ambiental de la institución.

SO2-2: Aspectos relacionados con Seguridad de Personas y Bienes Como criterio esencial de diseño, se consideraron desde el inicio todos los aspectos relacionados con la seguridad de las personas y de los bienes, aplicando normativas internacionales y regionales vigentes. Durante la fase de diseño del sistema fotovoltaico, se llevó a cabo una evaluación minuciosa de los riesgos eléctricos, tales como descargas, arcos eléctricos y cortocircuitos, así como de los riesgos estructurales, incluyendo posibles colapsos, caídas de paneles o sobrecargas en las estructuras de soporte. Estos elementos adquieren especial relevancia en contextos institucionales, donde se exige el cumplimiento de estrictos estándares de seguridad para garantizar la integridad del entorno educativo. Para mitigar estos riesgos, se incorporaron normativas técnicas que regulan la protección de los circuitos eléctricos, el dimensionamiento adecuado de conductores, la implementación de sistemas de puesta a tierra y la instalación de dispositivos de desconexión y seccionamiento. Estas medidas garantizan una operación segura del sistema, tanto para las personas que utilizan los espacios intervenidos como para la infraestructura universitaria.

SO2-3: Aspectos relacionados con el Bienestar de la Población Este aspecto fue incluido por su impacto positivo directo en el bienestar institucional y colectivo. La implementación del sistema fotovoltaico en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca fue concebida como una estrategia para mejorar el bienestar institucional y, por extensión, el de la comunidad académica. Este tipo de sistemas promueve la autonomía energética y permite una notable reducción en los costos de los servicios eléctricos, lo que se traduce en una mayor estabilidad en el suministro energético y en ahorros significativos para la institución. Estos beneficios económicos permiten liberar recursos que pueden ser destinados a programas académicos, becas, mantenimiento o nuevas inversiones. Además, el uso de energía limpia contribuye a una mejor calidad de vida, al disminuir la exposición a interrupciones del servicio y a fuentes de generación contaminantes. Este impacto positivo trasciende el ámbito universitario, contribuyendo a la construcción de un entorno más sostenible y resiliente para toda la comunidad.

SO2-4: Factores Globales El sistema fotovoltaico diseñado se enmarca dentro de una visión estra-

tégica de apoyo a la lucha contra el cambio climático y a la transición energética global. Su adopción representa un paso hacia la descarbonización del sector eléctrico, en consonancia con los compromisos internacionales asumidos por el país, como el Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Este tipo de iniciativas fortalece el papel de las instituciones académicas como actores activos en la promoción de soluciones sostenibles a escala local y global. En el contexto nacional, el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador PME establece la necesidad de incrementar el uso de energías renovables no convencionales, posicionando a la energía solar como una alternativa clave dentro del sistema eléctrico del país. Con este tipo de proyectos, Ecuador refuerza su compromiso con una transición energética justa, promoviendo el desarrollo sostenible y la soberanía energética a través de la generación distribuida y el aprovechamiento de los recursos solares.

SO2-5: Factores Culturales Durante el desarrollo del proyecto se identificó la importancia del componente cultural en la aceptación de tecnologías renovables. A pesar del creciente interés por el cuidado ambiental en el país, aún existen barreras culturales que dificultan la adopción de sistemas fotovoltaicos, especialmente debido al desconocimiento técnico o a la percepción de elevados costos iniciales. Estas limitaciones pueden generar escepticismo entre algunos sectores, por lo que es fundamental acompañar los procesos tecnológicos con campañas de sensibilización y educación que promuevan una transición energética inclusiva y consciente. Frente a este panorama, la Universidad Politécnica Salesiana desempeña un papel estratégico al implementar un sistema fotovoltaico que no solo busca satisfacer una necesidad energética, sino también convertirse en un referente cultural y tecnológico. Al permitir que estudiantes y docentes interactúen directamente con un sistema de generación limpia, se favorece un cambio de percepción y se promueve una cultura energética más consciente, basada en el uso responsable de los recursos. Además, al encontrarse ubicada en una ciudad con fuerte identidad patrimonial como Cuenca, la integración armónica del sistema con la arquitectura existente fue un criterio clave en el diseño. Evitar impactos visuales negativos o alteraciones estructurales permite considerar esta implementación como un logro cultural que demuestra que la tecnología puede convivir con el patrimonio urbano sin comprometerlo.

SO2-6: Factores Sociales La inclusión de sistemas fotovoltaicos en el ámbito universitario tiene un impacto positivo en varias dimensiones sociales. Por un lado, permite que los estudiantes dispongan de un sistema real de generación para realizar prácticas, investigaciones y trabajos de titulación, fortaleciendo su formación técnica y científica en un área de creciente demanda global. Desde una perspectiva laboral, el proyecto genera oportunidades para técnicos e ingenieros involucrados en su diseño, instalación y mantenimiento, lo que contribuye a dinamizar el ecosistema profesional vinculado a la transición energética. Este tipo de experiencias es crucial en contextos donde el desempleo juvenil y la falta de oportunidades en sectores técnicos representan un desafío constante. Asimismo, al garantizar el acceso a una fuente energética moderna, segura y sostenible, se avanza en la reducción de brechas sociales dentro del entorno urbano. La energía limpia se convierte, así, en un catalizador para construir una sociedad más equitativa y resiliente ante los desafíos ambientales y económicos del presente.

SO2-7: Factores Ambientales El impacto ambiental asociado a la implementación de sistemas fotovoltaicos resulta altamente favorable. Durante su operación, estos sistemas no generan emisiones contaminantes, ruido ni residuos, lo que los posiciona como una alternativa energética limpia y sostenible frente a las fuentes de generación convencionales basadas en combustibles fósiles. Se estima que su instalación permite evitar la emisión de varias toneladas de dióxido de carbono CO₂ anualmente, contribuyendo de forma directa al cumplimiento de los compromisos ambientales y climáticos establecidos a nivel nacional. Asimismo, se ha considerado la elevada eficiencia de este tipo de tecnología, la cual incide positivamente en la reducción de la huella de carbono institucional. En el caso particular de la Universidad, esta característica permite disminuir el impacto ambiental derivado de sus actividades operativas, favoreciendo la conservación del entorno natural y el equilibrio ecológico. Al finalizar su vida útil, los paneles solares pueden ser reciclados en un alto porcentaje, ya que están compuestos principalmente de materiales reutilizables como vidrio, aluminio y silicio. Además, al cubrir las cubiertas de los edificios, los paneles contribuyen a mitigar el efecto isla de calor urbano, ya que reducen la absorción de radiación térmica por parte de las superficies expuestas. Estas consideraciones refuerzan el valor ambiental del proyecto y justifican su integración dentro del diseño energético de la Universidad.

SO2-8: Factores Económicos El análisis económico fue un componente clave en el proceso de diseño, dado que la implementación del sistema fotovoltaico representa una inversión estratégica para la Universidad. Esta solución permite generar energía para autoconsumo, lo que reduce significativamente los

costos operativos y mejora la eficiencia institucional, fortaleciendo su sostenibilidad financiera a mediano y largo plazo. Más allá del ahorro directo, el proyecto promueve el desarrollo de emprendimientos locales vinculados a la instalación, mantenimiento y comercialización de tecnología solar. Asimismo, contribuye al fortalecimiento de la cadena de valor nacional, al incentivar la participación de proveedores de equipos y servicios relacionados con energías renovables. De esta manera, los beneficios económicos del sistema trascienden el ámbito universitario y generan un impacto positivo en el entorno productivo y social de la región. Adicionalmente, se priorizó el aprovechamiento máximo de los espacios disponibles, con el objetivo de optimizar los recursos económicos asignados y asegurar la viabilidad financiera del proyecto a lo largo del tiempo.

Anexos C

Valores de consumo, demanda y servicio de alumbrado público por mes

Tabla C.1: Consumo y demanda años 2023-2024

Año	Mes	Valor Consumo (USD)	Comercialización (USD)	Valor Demanda (USD)	Servicio Alumbrado Público (USD)	Total USD
2023	Enero	\$7.761,88	\$1,41	\$1.267,55	\$1.156,79	\$10.187,63
2023	Febrero	\$8.579,55	\$1,41	\$1.107,43	\$1.224,29	\$10.912,68
2023	Marzo	\$7.062,02	\$1,41	\$1.308,74	\$1.081,27	\$9.453,44
2023	Abril	\$8.119,18	\$1,41	\$1.285,86	\$1.202,62	\$10.609,07
2023	Mayo	\$8.210,76	\$1,41	\$1.423,14	\$1.238,89	\$10.874,20
2023	Junio	\$9.154,77	\$1,41	\$1.409,41	\$1.348,49	\$11.914,08
2023	Julio	\$9.423,91	\$1,41	\$1.386,53	\$1.376,23	\$12.188,08
2023	Agosto	\$9.340,40	\$1,41	\$1.423,14	\$1.373,08	\$12.138,03
2023	Septiembre	\$7.012,14	\$1,41	\$1.249,25	\$1.064,34	\$9.327,14
2023	Octubre	\$7.090,14	\$1,41	\$988,42	\$1.025,35	\$9.105,32
2023	Noviembre	\$9.217,85	\$1,41	\$1.345,34	\$1.344,13	\$11.908,73
2023	Diciembre	\$8.503,55	\$1,41	\$1.391,10	\$1.267,75	\$11.163,81
Total 2023						\$129.782,21
2024	Enero	\$8.460,23	\$1,41	\$1.418,56	\$1.267,68	\$11.147,88
2024	Febrero	\$9.056,83	\$1,41	\$1.427,71	\$1.340,24	\$11.826,19
2024	Marzo	\$7.804,44	\$1,41	\$1.322,46	\$1.172,00	\$10.300,31
2024	Abril	\$7.902,67	\$1,41	\$1.098,24	\$1.142,19	\$10.144,51
2024	Mayo	\$9.047,23	\$1,41	\$1.345,34	\$1.323,86	\$11.717,84
2024	Junio	\$9.491,17	\$1,41	\$1.395,68	\$1.385,91	\$12.274,17
2024	Julio	\$9.699,12	\$1,41	\$1.464,32	\$1.423,31	\$12.588,16
2024	Agosto	\$9.951,73	\$1,41	\$1.427,71	\$1.446,55	\$12.827,40
2024	Septiembre	\$6.689,24	\$1,41	\$1.189,76	\$1.014,98	\$8.895,39
2024	Septiembre	\$364,26	\$1,41	\$375,25	\$112,88	\$853,80
2024	Octubre	\$4.246,41	\$1,41	\$1.015,87	\$692,63	\$5.956,32
2024	Octubre	\$2.185,87	\$1,41	\$375,25	\$328,93	\$2.891,46
2024	Noviembre	\$4.778,60	\$1,41	\$1.020,45	\$756,69	\$6.557,15
2024	Noviembre	\$2.258,46	\$1,41	\$375,25	\$337,54	\$2.972,66
2024	Diciembre	\$4.649,97	\$1,41	\$878,59	\$715,17	\$6.245,14
2024	Diciembre	\$2.185,87	\$1,41	\$375,25	\$328,93	\$2.891,46
Total 2024						\$130.089,84

Anexos D

Costo de consumo años 2023–2024 e inyección al sistema fotovoltaico

Tabla D.1: Costo consumo años 2023-2024

AÑO	Mes	Consumo (kWh)	Costo total energía (USD)	Inyección (kWh)	Nuevo valor de consumo (kWh)	Costo energía producida (USD)	Costo total de consumo (USD)
2023	Enero	81.704	\$10.187,63	7265,833	74.438	\$690,25	\$9.497,38
2023	Febrero	90.311	\$10.912,68	7265,833	83.045	\$690,25	\$10.222,43
2023	Marzo	74.337	\$9.453,44	7265,833	67.071	\$690,25	\$8.763,19
2023	Abril	85.465	\$10.609,07	7265,833	78.199	\$690,25	\$9.918,82
2023	Mayo	86.426	\$10.874,20	7265,833	79.160	\$690,25	\$10.183,95
2023	Junio	96.366	\$11.914,08	7265,833	89.100	\$690,25	\$11.223,83
2023	Julio	99.199	\$12.188,08	7265,833	91.933	\$690,25	\$11.497,83
2023	Agosto	98.320	\$12.138,03	7265,833	91.054	\$690,25	\$11.447,78
2023	Septiembre	73.812	\$9.327,14	7265,833	66.546	\$690,25	\$8.636,89
2023	Octubre	74.633	\$9.105,32	7265,833	67.367	\$690,25	\$8.415,07
2023	Noviembre	97.030	\$11.908,73	7265,833	89.764	\$690,25	\$11.218,48
2023	Diciembre	89.511	\$11.163,81	7265,833	82.245	\$690,25	\$10.473,56
Total 2023		1.047.114	\$129.782,21	87.190	877.679	\$8.283,05	\$121.499,16
2024	Enero	89.055	\$11.147,88	7265,833	81.789	\$690,25	\$10.457,63
2024	Febrero	95.335	\$11.826,19	7265,833	88.069	\$690,25	\$11.135,94
2024	Marzo	82.152	\$10.300,31	7265,833	74.886	\$690,25	\$9.610,06
2024	Abril	83.186	\$10.144,51	7265,833	75.920	\$690,25	\$9.454,26
2024	Mayo	95.234	\$11.717,84	7265,833	87.968	\$690,25	\$11.027,59
2024	Junio	99.907	\$12.274,17	7265,833	92.641	\$690,25	\$11.583,92
2024	Julio	102.096	\$12.588,16	7265,833	94.830	\$690,25	\$11.897,91
2024	Agosto	104.755	\$12.827,40	7265,833	97.489	\$690,25	\$12.137,15
2024	Septiembre	74.137	\$9.749,19	7265,833	66.871	\$690,25	\$9.058,94
2024	Octubre	68.667	\$8.847,78	7265,833	61.401	\$690,25	\$8.157,53
2024	Noviembre	75.065	\$9.529,81	7265,833	67.799	\$690,25	\$8.839,56
2024	Diciembre	72.915	\$9.136,60	7265,833	65.649	\$690,25	\$8.446,35
Total 2024		1.042.504	\$130.089,84	87.190	955.314	\$8.283,05	\$121.806,79

Anexos E

Panel Solar

Ficha técnica panel solar XILED 700W

Anexos F

Inversor GROWATT 60kW

Ficha técnica inversor GROWATT 60KTL3-XL2

MAX 50~75KTL3-XL 2

- 8 MPPTs y diseño sin fusibles
- Escaneo y diagnóstico inteligente de I/V
- Monitoreo inteligente de cadenas
- SPD tipo II de CA y CC
- Protección IP66 y C5

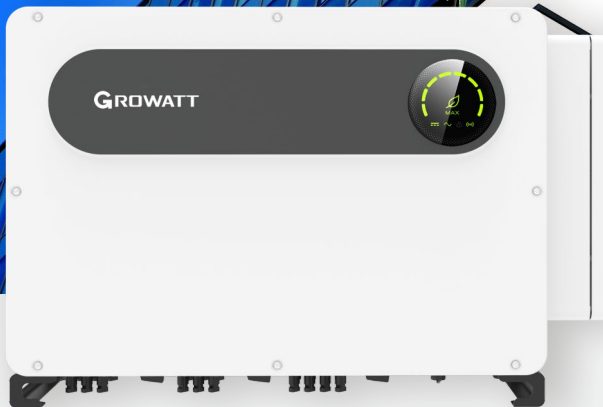
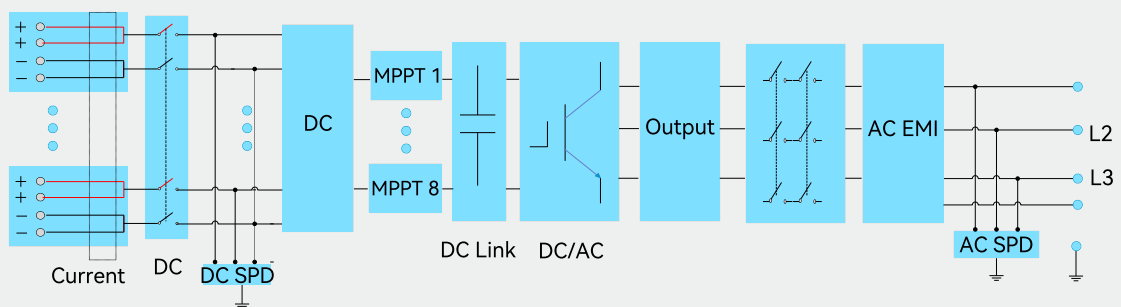


Diagrama unifilar



Especificaciones primarias

Hoja de datos	MAX 50KTL3-XL2	MAX 60KTL3-XL2	MAX 70KTL3-XL2	MAX 75KTL3-XL2
Datos de entrada (CD)				
Máxima potencia FV recomendada (STC)	75000W	90000W	105000W	112500W
Rango de potencia máxima*	360-650V			
Voltaje de arranque	195V			
Voltaje nominal	550V			
Rango de voltaje de MPPT	180V-800VDC			
Número de MPPTs	8			
Cadenas por MPPT	2			
Máxima corriente por MPPT	40A			
Corriente de corto circuito por MPPT	50A			
Salida (CA)				
Potencia nominal CA	50000W	60000W	70000W	75000W
Potencia aparente máxima	55000VA	66000VA	66000VA @208V 70000VA @220V 73000VA @230V	71000VA @208V 75000VA @220V 78400VA @230V
Voltaje nominal CA (Rango*)	127V/220V (118.8-139.7V)			
Frecuencia de red CA (Rango*)	60Hz (59.5-60.5Hz)			
Corriente máxima de salida	144.3A@220V	173.2A@220V	183.7A @220V	196.9A @220V
Factor de potencia nominal / ajustable	>0.99 / +0.8 ... -0.8			
Distorsión armónica total	<3%			
Tipo de conexión CA	3L+N+PE			
Eficiencia				
Máxima eficiencia	98.80%			
Eficiencia europea	98.30%			
Eficiencia de MPPT	99.90%			
Dispositivos de protección				
Protección de polaridad inversa CD	Sí			
Interruptor CD	Sí			
Protección contra sobretensión CA/CD	Clase II / Clase II			
Monitoreo de resistencia de aislamiento	Sí			
Protección de corto circuito CA	Sí			
Monitoreo de falla a tierra	Sí			
Monitoreo de cadenas	Sí			
Función Anti-PID	Opcional			
AFCI	Sí			
Datos generales				
Dimensiones	970/640/345mm			
Peso	84kg			
Rango de temperatura de operación	-30°C ... +60°C			
Autoconsumo (noche)	< 1W			
Topología	Sin transformador			
Enfriamiento	Enfriamiento Inteligente			
Grado de protección	IP66			
Humedad relativa	0~100%			
Altitud	4000m			
Conexión CD	H4/MC4			
Conexión CA	Conectores de terminales OT (máx. 240 mm ²)			
Pantalla	LED/WIFI+APP			
Comunicación: RS485/USB/WIFI/GPRS/RF/LAN	Sí/Sí/Opc/Opc/Opc/Opc			
Garantía: 5 años/10 años	Sí/Opc			
Garantía: 10 años/15 años (Solo Mexico)	Sí/Opc			
CE,IEC62116, IEC61727, UI1741 IEE1547				

* Para conectar los módulos fotovoltaicos y lograr la máxima eficiencia, además una vida útil prolongada, asegúrese de seguir el rango de voltaje de carga máximo. El sistema experimentará una reducción de potencia si el voltaje fotovoltaico cae fuera del rango de voltaje de funcionamiento MPPT

* El rango de voltaje y frecuencia de CA puede variar dependiendo del estándar de la red del país.
Todas las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

Anexos G

Inversor GROWATT 30kW

Ficha técnica inversor GROWATT 30KTL3-XL

Hoja de datos	MAC 15KTL3-XL	MAC 20KTL3-XL	MAC 22KTL3-XL	MAC 25KTL3-XL	MAC 30KTL3-XL	MAC 36KTL3-XL
Datos de entrada (CD)						
Máxima potencia PV (con optimizador de potencia)	19500W	26000W	28600W	32500W	39000W	46800W
Máximo voltaje CD	1100V					
Voltaje de arranque	250V					
Voltaje nominal	360V					
Rango de voltaje de MPPT	200V-1000V					
Número de MPPTs	3					
Número de cadenas fotovoltaicas por seguidores de MPPT	44/4					
Max. corriente de entrada por rastreadores MPPT	46A/46A/46A					
Max. corriente de cortocircuito por rastreadores MPPT	50A/50A/50A					
Datos de salida (CA)						
Potencia nominal de CA	15000W	20000W	22000W	25000W	30000W	36000W
Max. potencia aparente de CA	16600VA@220VAC	22200VA@220VAC	24400VA@220VAC	27800VA@220VAC	33300VA@220VAC	39900VA@220VAC
Tensión nominal de CA (Rango)	127V/220V (10/1.6-1.39..7V)					
Frecuencia de la red de CA (Rango)	50/60Hz (45-54Hz/55-64Hz)					
Corriente nominal de salida de CA	39.4A	52.5A	57.7A	65.6A	78.8A	94.5A
Max. corriente de salida	43.6A	58.3A	64.0A	73.0A	87.4A	94.5A
Factor de potencia (potencia nominal)	>0.99					
Factor de potencia ajustable	0.8 adelante ... 0.8 atrasado					
THDI	<3%					
Tipo de conexión a la red de CA	3L+N+PE					
Eficiencia						
Máxima eficiencia	98.8%					
Eficiencia europea	98.2%					
Eficiencia de MPPT	99.9%					
Dispositivos de protección						
Protección contra polaridad	SI					
Protección DC	SI					
Protección contra sobretensiones de CC	tipo II					
Monitoreo de asistencia de aislamiento	SI					
Protección contra sobretensiones de CA	tipo II					
Protección contra cortocircuito de CA	SI					
Monitoreo de la red	SI					
Protección anti-isla	SI					
Unidad de monitoreo de corriente residual	SI					
Protección AFCI	SI					
Información General						
Dimensiones	680/508/281mm					
Peso	452kg					
Rango de temperatura de funcionamiento	-25°C ... +40°C [-15°C Derating]					
Altitud	4000m					
Consumo interno de noche	<1W					
Topología	Sin transformador					
Enfriamiento	Ventilador de refrigeración					
Grado de protección electrónica	IP45					
Humedad relativa	0-100%					
Conexión DC	Hi(CPT)					
Conexión de corriente alterna	OT Terminal					
Pantalla	OLED+LED/WIFI+APP					
Interfaces:RS485/USB/WIFI/GPRS/4G	SIS/Opac/Opac/Opac					
Garantía: 5 años/10 años	SI/Opac					

MAC 15~36KTL3 -XL



- 3 MPPTs
- Diagnóstico inteligente
- Alta eficiencia hasta el 98,8%
- Configuración WIFI local
- Pantalla OLED y botón táctil
- SPD tipo II en DC y AC
- Almacenamiento de datos hasta 25 años

Anexos H

Presupuesto del sistema fotovoltaico
para las edificaciones

Tabla H.1: Presupuesto del Sistema Fotovoltaico edificio Juan Bottasso

Item	Rubro	Unidad	Cantidad de Obra	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
1	Limpieza del área	m ²	675	1,30	877,50
2	Trazado y Replanteo	m ²	675	1,94	1309,50
TOTAL TRABAJOS PRELIMINARES					
3	Panel Xiled 700 Wp	u	84	170,00	14280,00
4	Inversor Growatt 60 kW	u	1	4921,50	4921,50
5	Estructura de Soporte de Aluminio	u	84	80,00	6720,00
6	Breakers DC 2P30A	u	8	10,00	80,00
7	Breaker AC 3P250A	u	1	280,00	280,00
8	Barra Cooperweld 5/8, 1.8 m	u	1	25,00	25,00
9	Conductor para varilla	m	25	3,50	87,50
10	Conductor AWG #10	m	100	1,15	115,00
11	Conductor AWG 2/0	m	20	11,50	230,00
12	Tubería conduit 3/4	u	33	3,12	102,96
13	Accesorios para tubería 3/4	u	70	0,75	52,50
14	Tablero de distribución 8-12 espacios	u	1	100,00	100,00
15	Protector supresor de voltaje	u	1	180,00	180,00
16	Diferencial 3p-150 caja moldeada	u	1	295,00	295,00
17	Medidor Bidireccional	u	1	450,00	450,00
Sub Total					30106,46
18	Mano de obra calificada	-	1	6322,36	6322,36
19	Diseño Sistema FV	-	1	3311,71	3311,71
TOTAL					39740,53
IVA 15 %					5961,08
TOTAL CON IVA					45701,61

Tabla H.2: Presupuesto del Sistema Fotovoltaico Automotriz

Item	Rubro	Unidad	Cantidad de Obra	Precio Unitario	Precio Total
1	Limpieza del área	m2	427,5	1,3	555,75
2	Trazado y Replanteo	m2	427,5	1,94	829,35
TOTAL TRABAJOS PRELIMINARES					
3	Panel Xiled 700 Wp	u	84	170	14280
4	Inversor Growatt 60 Kw	u	1	4.225,00	4225
5	Estructura de Soporte de aluminio	u	84	80	6720
6	Breakers DC 2P30A	u	8	10	80
7	Breaker AC 3P250A	u	1	280	280
8	Barra Cooperweld 5/8 l=1,8m	u	1	25	25
9	Conductor para varilla	m	25	3,5	87,5
10	Conductor AWG #10	m	50	1,15	57,5
11	Conductor AWG 2/0	m	10	11,5	115
12	Tubería conduit 3/4	u	38	3,12	118,56
13	Accesorios para tubería 3/4	u	60	0,75	45
14	Tablero de distribución 8-12 espacios	u	1	75	75
15	Protector supresor de voltaje	u	1	180	180
16	Diferencial 3p-150 caja moldeada	u	1	295	295
17	Medidor Bidireccional	u	1	450	450
Sub Total					28378,66
18	Mano de obra calificada	u	1	5959,52	5959,52
19	Diseño Sistema FV	u	1	3121,65	3121,65
TOTAL SISTEMA FOTOVOLTAICO					37459,83
IVA 15 %					5618,97
TOTAL CON IVA					43078,81

Tabla H.3: Presupuesto del Sistema Fotovoltaico Cima

Item	Rubro	Unidad	Cantidad de Obra	Precio Unitario	Precio Total
1	Limpieza del área	m2	228,9	1,3	297,57
2	Trazado y Replanteo	m2	228,9	1,94	444,066
TOTAL TRABAJOS PRELIMINARES					
3	Panel Xiled 700 Wp	u	42	170	7140
4	Inversor Growatt 30 Kw	u	1	1.961,85	1961,85
5	Estructura de Soporte de aluminio	u	42	80	3360
6	Breakers DC 2P25A	u	4	10	40
7	Breaker AC 3P100A	u	1	220	220
8	Barra Cooperweld 5/8 l=1,8m	u	1	25	25
9	Conductor para varilla	m	25	3,5	87,5
10	Conductor AWG #10	m	35	1,15	40,25
11	Conductor AWG 4	m	10	11,5	115
12	Tubería conduit 3/4	u	38	3,12	118,56
13	Accesorios para tubería 3/4	u	25	0,75	18,75
14	Tablero de distribución 3 espacios	u	1	50	50
15	Protector supresor de voltaje	u	1	180	180
16	Diferencial 3p-150 caja moldeada	u	1	295	295
17	Medidor Bidireccional	u	1	450	450
Sub Total					14843,55
18	Mano de obra calificada	u	1	3117,14	3117,14
19	Diseño Sistema FV	u	1	1632,79	1632,79
TOTAL SISTEMA FOTOVOLTAICO					19593,48
IVA 15 %					2939,02
TOTAL CON IVA					22532,50

Tabla H.4: Presupuesto del Sistema Fotovoltaico Biblioteca

Item	Rubro	Unidad	Cantidad de Obra	Precio Unitario	Precio Total
1	Limpieza del área	m2	194,87	1,3	253,33
2	Trazado y Replanteo	m2	194,87	1,94	378,05
TOTAL TRABAJOS PRELIMINARES					
3	Panel Xiled 700 Wp	u	42	170	7140,00
4	Inversor Growatt 30 Kw	u	1	1961,85	1961,85
5	Estructura de Soporte de aluminio	u	42	80	3360,00
6	Breakers DC 2P25A	u	4	10	40,00
7	Breaker AC 3P100A	u	1	220	220,00
8	Barra Cooperweld 5/8 l=1,8m	u	1	25	25,00
9	Conductor para varilla	m	25	3,5	87,50
10	Conductor AWG #10	m	35	1,15	40,25
11	Conductor AWG 4	m	5	11,5	57,50
12	Tubería conduit 3/4	u	33	3,12	102,96
13	Accesorios para tubería 3/4	u	20	0,75	15,00
14	Tablero de distribución 4-8 espacios	u	1	75	75,00
15	Protector supresor de voltaje	u	1	180	180,00
16	Diferencial 3p-150 caja moldeada	u	1	295	295,00
17	Medidor Bidireccional	u	1	450	450,00
Sub Total					14681,44
18	Mano de obra calificada	u	1	3083,10	3083,10
19	Diseño Sistema FV	u	1	1614,96	1614,96
TOTAL SISTEMA FOTOVOLTAICO					19379,50
IVA 15 %					2906,92
TOTAL CON IVA					22286,42

Anexos I

Calibre de conductor y caída de tensión

Tabla I.1: Calibre de conductores

Edificación	Tramo	Corriente (A)	Longitud (m)	Solar Fotovoltaico (AWG o kcmil)	Cobre TW (AWG o kcmil)	Cobre THHN (AWG o kcmil)
Juan Bottasso	Panel - Inversor	24,25	25	10	10	10
	Inversor - TD	157,46	55	2/0	2/0	2/0
Automotriz	Panel - Inversor	24,25	25	12	10	12
	Inversor - TD	157,46	10	2/0	2/0	2/0
Cima	Panel - Inversor	24,25	25	10	10	12
	Inversor - TD	78,73	5	4	2	4
Biblioteca	Panel - Inversor	24,25	20	12	10	12
	Inversor - TD	78,73	5	4	2	4

Tabla I.2: Caída de Tensión

Edificación	Tramo	Voltaje (V)	Corriente (A)	Longitud (m)	Caída FV (%)	Caída FV (V)	Caída TW (%)	Caída TW (V)	Caída THHN (%)	Caída THHN (V)
Juan Bottasso	Panel - Inversor	371,8	24,25	25	1,4088	5,2379	1,2914	4,8014	1,2914	4,8014
		408,98	24,25	25	1,2807	5,2379	1,1740	4,8014	1,1740	4,8014
	Inversor - TD	220	157,46	55	2,6531	5,8370	2,4320	5,3505	2,4320	5,3505
Automotriz	Panel - Inversor	375,8	24,25	25	1,3938	5,2379	1,2777	4,8014	1,2777	4,8014
		408,98	24,25	25	1,2807	5,2379	1,1740	4,8014	2,9694	12,14
	Inversor - TD	220	157,46	10	0,4824	1,0612	0,4421	0,9728	0,5575	1,2265
Cima	Panel - Inversor	520,52	24,25	25	1,0063	5,2379	0,9224	4,8014	1,4661	7,6315
	Inversor - TD	220,00	78,73	5	0,3845	0,8460	0,2217	0,4878	0,3525	0,7755
Biblioteca	Panel - Inversor	520,52	24,25	20	1,2795	6,6603	0,7379	3,8412	1,1729	6,1052
	Inversor - TD	220,00	78,73	5	0,3845	0,8460	0,2217	0,4878	0,3525	0,7755

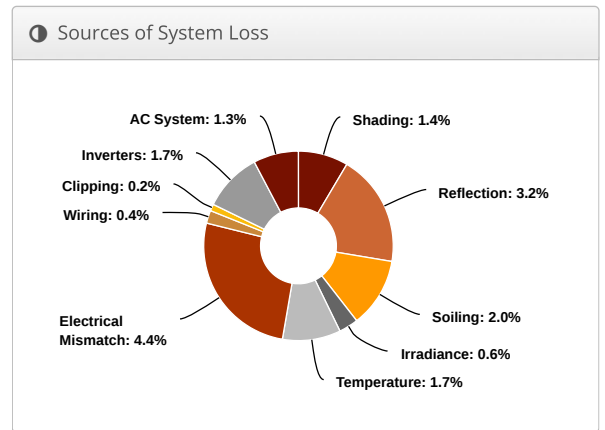
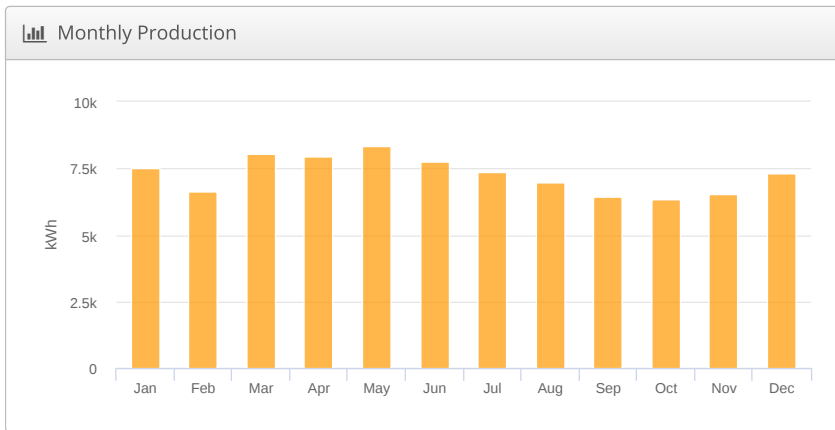
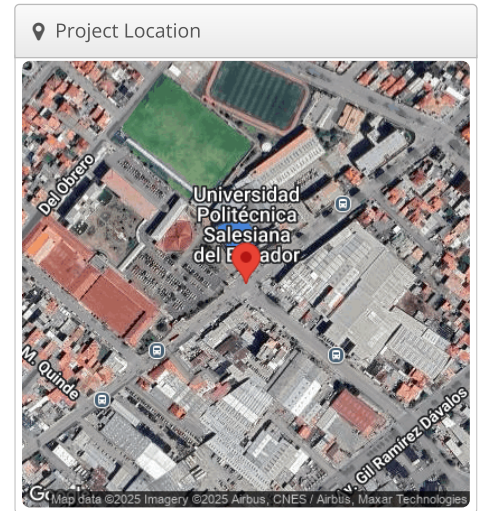
Anexos J

Simulación

Juan Botasso OPCION 1 UPS Sistema Fv, Calle Vieja, Cuenca, Ecuador

Report	
Project Name	UPS Sistema Fv
Project Address	Calle Vieja, Cuenca, Ecuador
Prepared By	steven Jimenez pzstevenj@gmail.com

System Metrics	
Design	Juan Botasso OPCION 1
Module DC Nameplate	58.8 kW
Inverter AC Nameplate	60.0 kW Load Ratio: 0.98
Annual Production	87.19 MWh
Performance Ratio	84.3%
kWh/kWp	1,482.8
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8 (meteornorm_v8)
Simulator Version	3742ceedfb-6837545441-de630f359c-5421eb7cba



⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,752.6	
	POA Irradiance	1,759.1	0.4%
	Shaded Irradiance	1,733.8	-1.4%
	Irradiance after Reflection	1,677.8	-3.2%
	Irradiance after Soiling	1,644.2	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,644.3	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	96,706.6	
	Output at Irradiance Levels	96,165.1	-0.6%
	Output at Cell Temperature Derate	94,552.5	-1.7%
	Output after Electrical Mismatch	90,376.5	-4.4%
	Optimal DC Output	90,041.6	-0.4%
	Constrained DC Output	89,866.9	-0.2%
	Inverter Output	88,338.9	-1.7%
	Energy to Grid	87,187.9	-1.3%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp	15.5 °C	
	Avg. Operating Cell Temp	23.9 °C	
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4674	
	Solved Hours	4674	

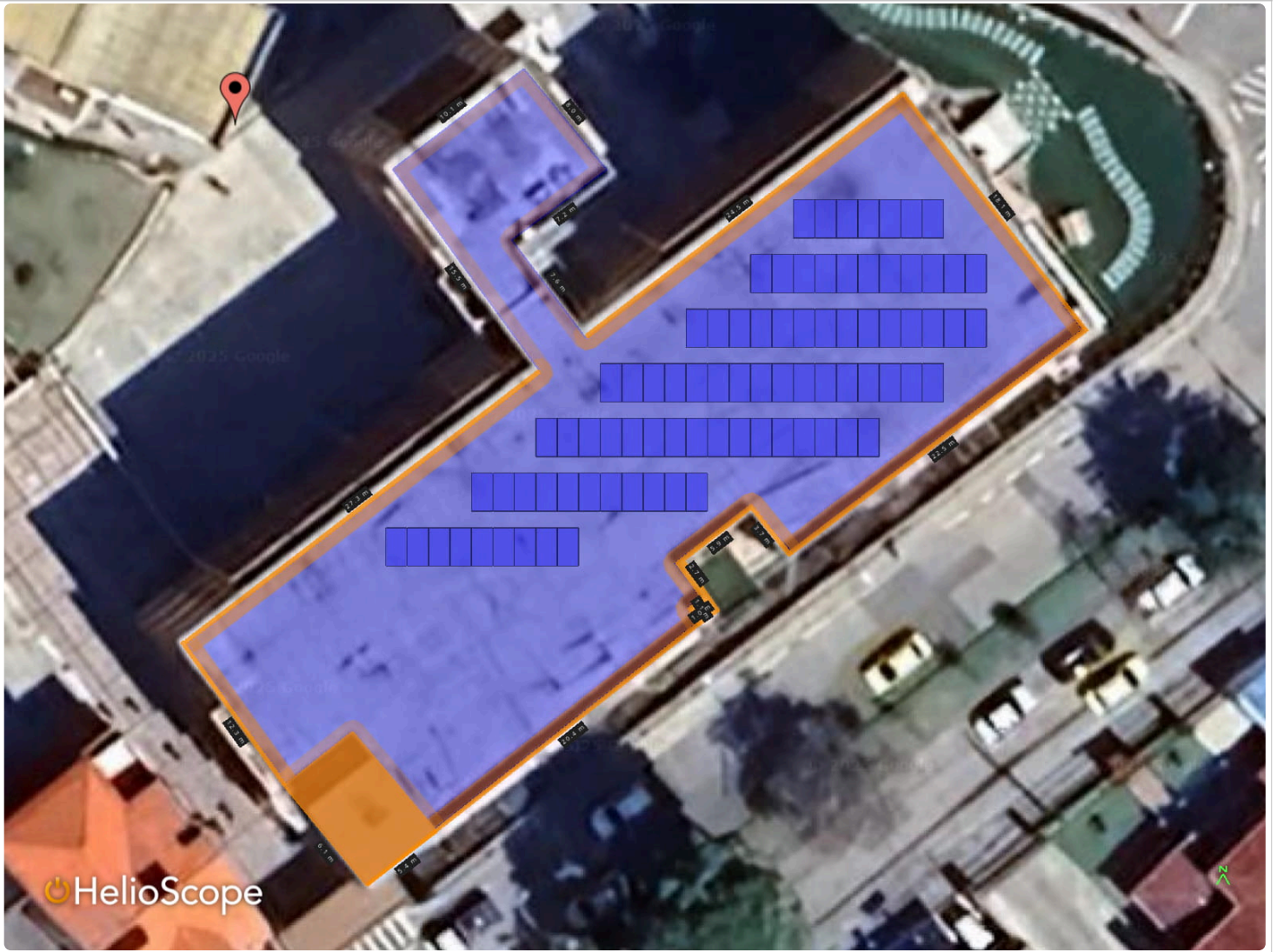
☁ Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8 (meteonorm_v8)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
	East-West	-3.56	-0.075	3°C								
	Carport	-3.56	-0.075	3°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module & Component Characterizations	Type	Component							Characterization			
	Module	SUN66M-H12J 700W (SUNERGY)							Spec Sheet Characterization, PAN			
	Inverter	MAX60KTL3-XL2 (Growatt)							Spec Sheet			

Components		
Component	Name	Count
Inverters	MAX60KTL3-XL2 (Growatt)	1 (60.0 kW)
AC Home Runs	2/0 AWG (Aluminum)	1 (183.4 m)
Strings	10 AWG (Copper)	6 (149.7 m)
Module	SUNERGY, SUN66M-H12J 700W (700W)	84 (58.8 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	9-14	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 10°	Module: 0°	1.0 m	1x1	84	84	58.8 kW

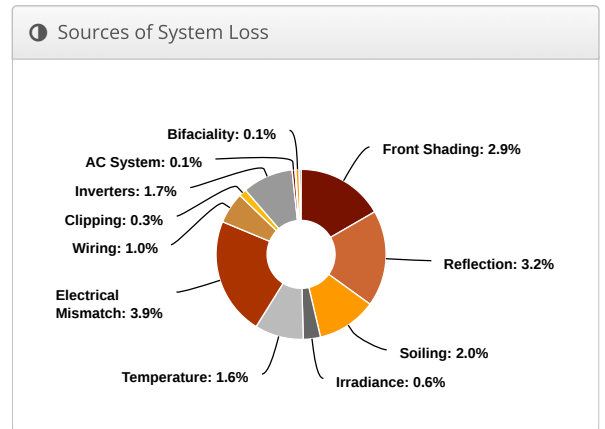
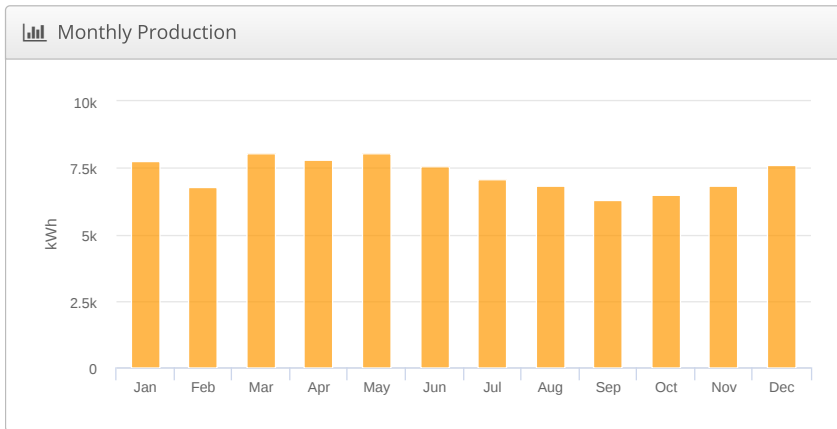
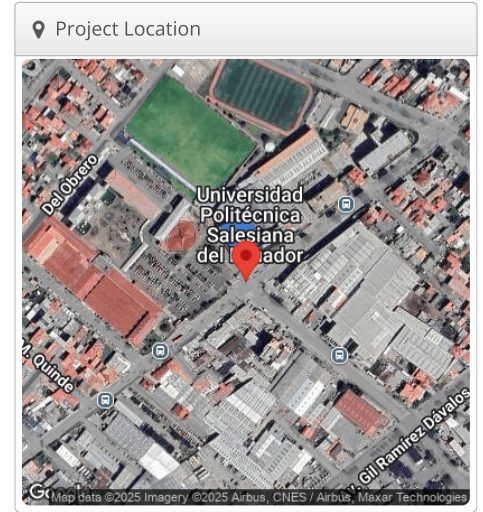
Detailed Layout2



Automotriz Ups Tesis, calle vieja cuenca ecuador

Report	
Project Name	Ups Tesis
Project Address	calle vieja cuenca ecuador
Prepared By	Steven Jimenez sjimenezg1@est.ups.edu.ec

System Metrics	
Design	Automotriz
Module DC Nameplate	58.80 kW
Inverter AC Nameplate	60.00 kW Load Ratio: 0.98
Annual Production	87.12 MWh
Performance Ratio	84.3%
kWh/kWp	1,481.7
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8 (meteornorm_v8)
Simulator Version	7df4e1d148-9da01729c0-e44e911111-a8fa4f68f4



⚡ Annual Production				
	Description	Output	% Delta	
Front Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,752.6		
	POA Irradiance	1,756.7	0.2%	
	Shaded Irradiance	1,705.1	-2.9%	
	Irradiance after Reflection	1,650.1	-3.2%	
	Irradiance after Soiling	1,617.1	-2.0%	
	Total Front Collector Irradiance	1,617.0	0.0%	
Rear Irradiance (kWh/m ²) <i>Supported only for fixed tilt racking</i>	Surface Irradiance in Collector Plane	Global Incident Irradiance on Surface	470.9	-
		Surface Reflected Irradiance after Albedo	94.2	-80.0%
		Conversion from Surface Area to Collector Area	122.4	
		Surface Irradiance in Collector Plane	10.7	-91.3%
		Unshaded Irradiance on Rear Side	Surface Irradiance in Collector Plane	10.7
	Sky Diffuse		1.8	
	Beam Effective		0.1	
	Total Unshaded Irradiance on Rear Side		12.6	
	Shaded Irradiance on Rear Side	11.9	-5.0%	
	Total Rear Collector Irradiance	11.9		
	Effective Rear Collector Irradiance	10.1	-15.0%	
	Total Collector Irradiance	1,627.1		
	Energy (kWh)	Nameplate	95,680.6	
Output at Irradiance Levels		95,128.4	-0.6%	
Output at Cell Temperature Derate		93,574.4	-1.6%	
Output after Electrical Mismatch		89,881.3	-3.9%	
Output after Rear Mismatch		89,826.0	-0.1%	
Optimal DC Output		88,941.3	-1.0%	
Constrained DC Output		88,714.6	-0.3%	
Inverter Output		87,206.0	-1.7%	
Energy to Grid		87,122.9	-0.1%	
Temperature Metrics				
	Avg. Operating Ambient Temp		15.5 °C	
	Avg. Operating Cell Temp		23.9 °C	
Simulation Metrics				
	Operating Hours		4674	
	Solved Hours		4674	

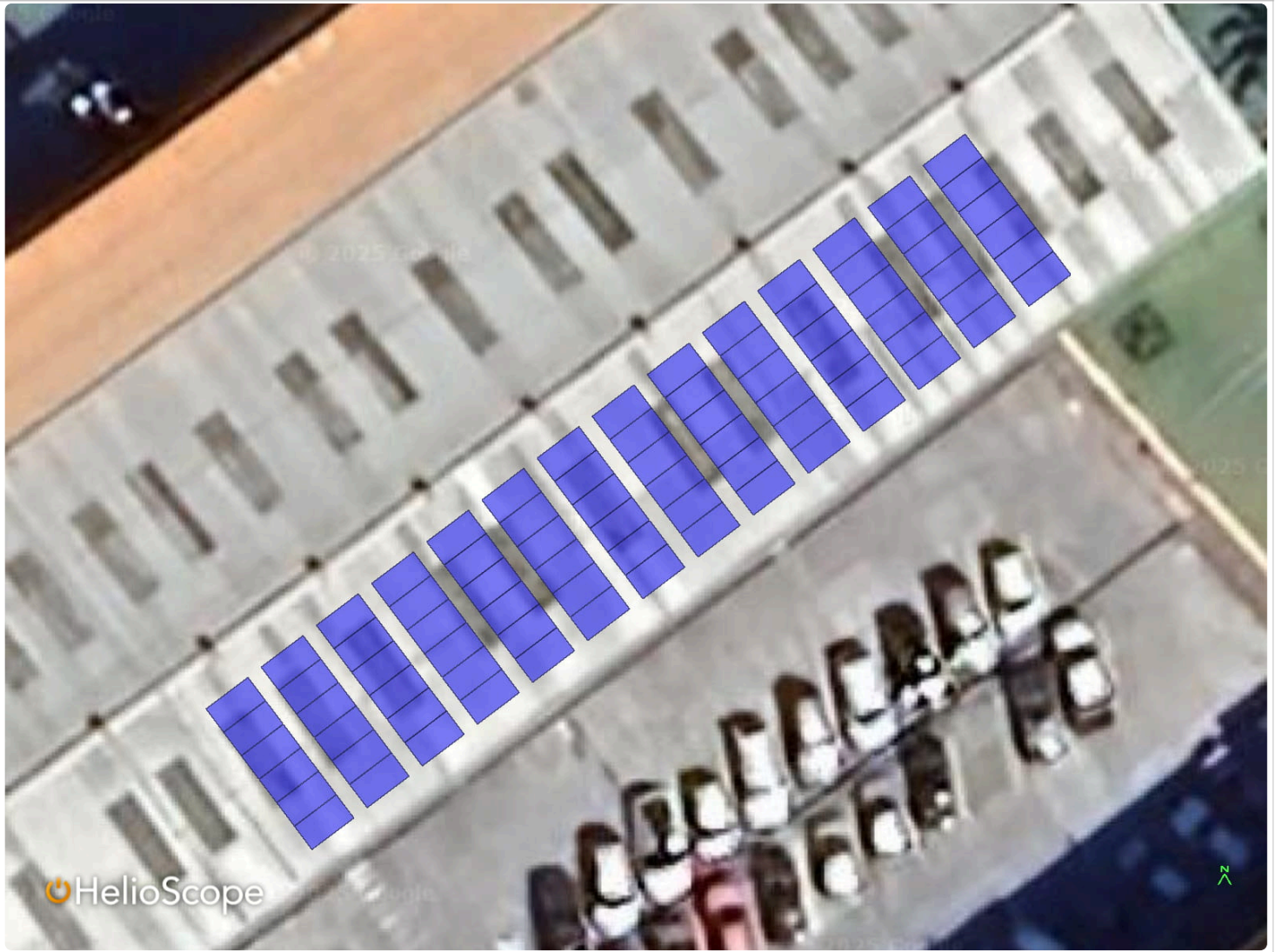
☁ Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8 (meteornorm_v8)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
	East-West	-3.56	-0.075	3°C								
	Carport	-3.56	-0.075	3°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Albedo	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Rear Mismatch Loss	10%			Rear Shading Factor				5%				
Module Transparency	0%											
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module & Component Characterizations	Type	Component						Characterization				Bifacial
	Module	AK iPower - G12/132P 700W (AKCOME)						Spec Sheet Characterization, PAN				True
	Inverter	MAX60KTL3-XL2 (Growatt)						Spec Sheet				N/A

Components		
Component	Name	Count
Inverters	MAX60KTL3-XL2 (Growatt)	1 (60.00 kW)
AC Home Runs	1/0 AWG (Aluminum)	1 (10.5 m)
Strings	10 AWG (Copper)	6 (753.3 m)
Module	AKCOME, AK iPower - G12/132P 700W (700W)	84 (58.80 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	9-14	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 10°	Module: 53°	0.8 m	1x1	84	84	58.80 kW

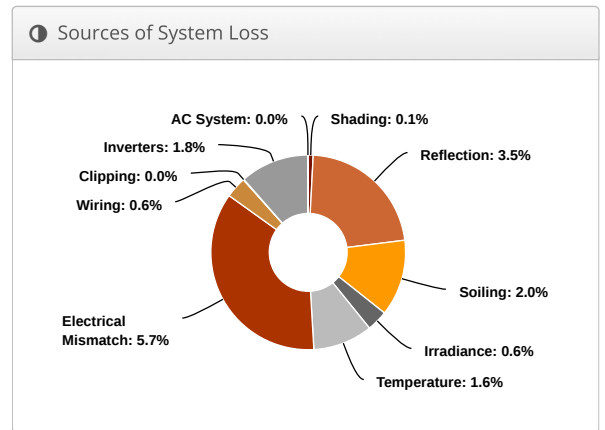
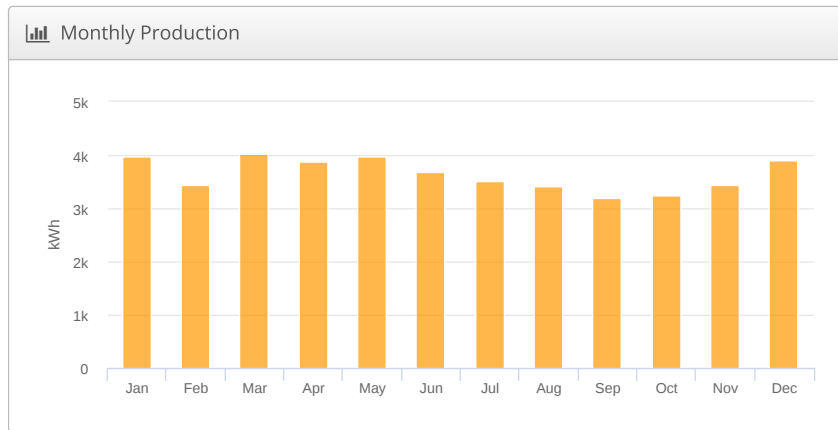
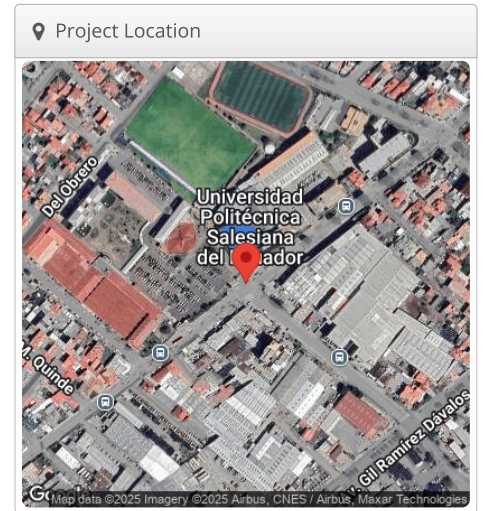
Detailed Layout2



CIMA Ups Tesis, calle vieja cuenca ecuador

Report	
Project Name	Ups Tesis
Project Address	calle vieja cuenca ecuador
Prepared By	Steven Jimenez sjimenezg1@est.ups.edu.ec

System Metrics	
Design	CIMA
Module DC Nameplate	29.40 kW
Inverter AC Nameplate	30.00 kW Load Ratio: 0.98
Annual Production	43.70 MWh
Performance Ratio	85.2%
kWh/kWp	1,486.3
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8 (meteornorm_v8)
Simulator Version	7e4677c281-9ba65ba0f7-d7a3048c80-53548c76f9



⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,752.6	
	POA Irradiance	1,744.8	-0.4%
	Shaded Irradiance	1,742.5	-0.1%
	Irradiance after Reflection	1,681.5	-3.5%
	Irradiance after Soiling	1,647.9	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,647.7	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	48,456.8	
	Output at Irradiance Levels	48,190.1	-0.6%
	Output at Cell Temperature Derate	47,438.3	-1.6%
	Output after Electrical Mismatch	44,757.1	-5.7%
	Optimal DC Output	44,510.0	-0.6%
	Constrained DC Output	44,504.1	0.0%
	Inverter Output	43,702.9	-1.8%
	Energy to Grid	43,696.6	0.0%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp	15.5 °C	
	Avg. Operating Cell Temp	24.0 °C	
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4674	
	Solved Hours	4674	

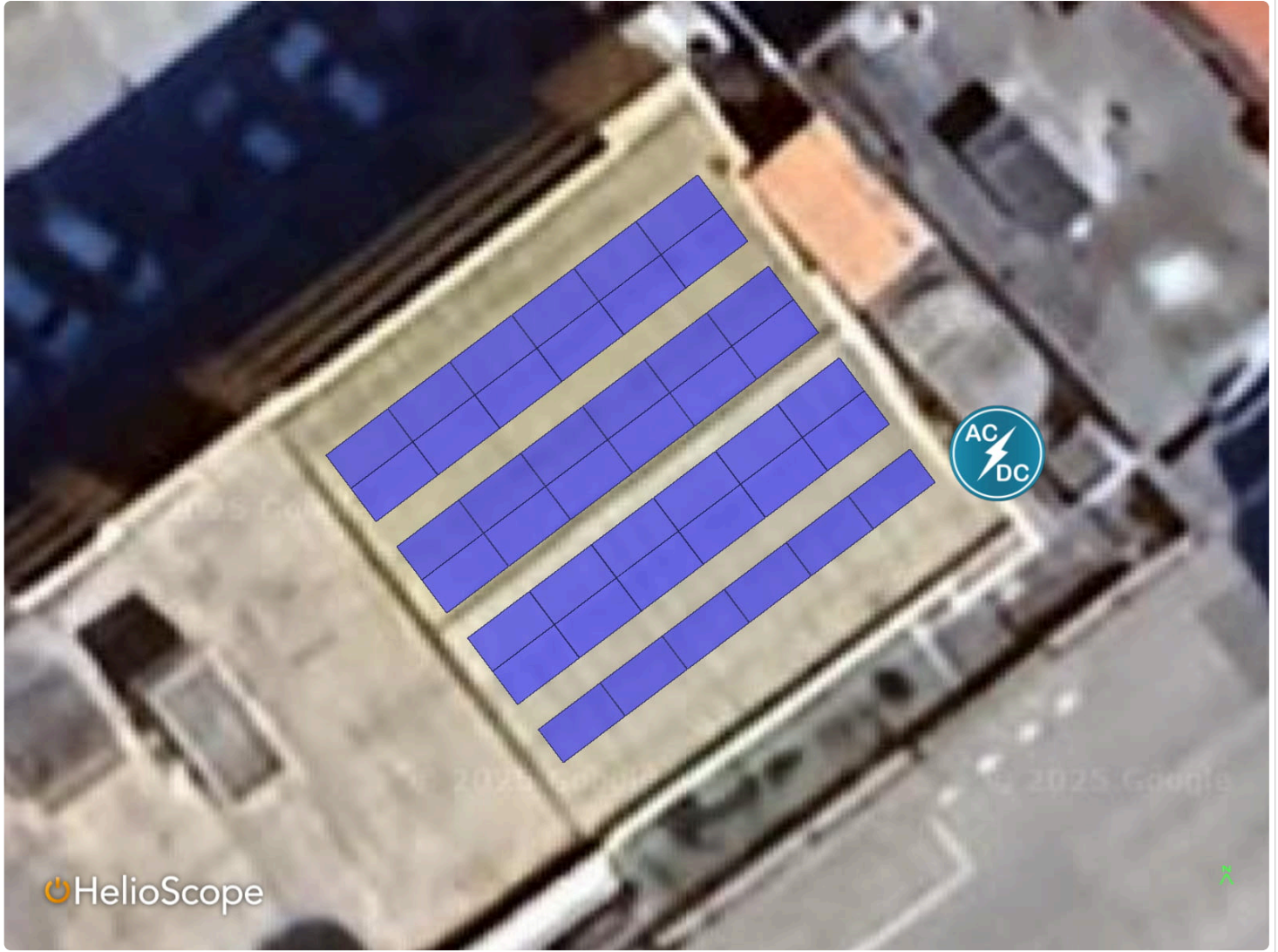
☁ Condition Set													
Description	Condition Set 1												
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteororm 8 (meteororm_v8)												
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng												
Transposition Model	Perez Model												
Temperature Model	Sandia Model												
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta									
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C									
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C									
	East-West	-3.56	-0.075	3°C									
	Carport	-3.56	-0.075	3°C									
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Albedo	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	
Rear Mismatch Loss	10%			Rear Shading Factor				5%					
Module Transparency	0%												
Irradiation Variance	5%												
Cell Temperature Spread	4° C												
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%												
AC System Derate	0.50%												
Module & Component Characterizations	Type	Component						Characterization			Bifacial		
	Module	AK iPower - G12/132P 700W (AKCOME)						Spec Sheet Characterization, PAN			True		
	Inverter	MAC 30KTL3-XL (Growatt)						Spec Sheet			N/A		

Components		
Component	Name	Count
Inverters	MAC 30KTL3-XL (Growatt)	1 (30.00 kW)
AC Home Runs	1/0 AWG (Aluminum)	1 (15.7 m)
Strings	10 AWG (Copper)	3 (89.5 m)
Module	AKCOME, AK iPower - G12/132P 700W (700W)	42 (29.40 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	5-19	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
BOTASSO 1	East-West	Landscape (Horizontal)	10°	53°	1.0 m	1x1	24	42	29.40 kW

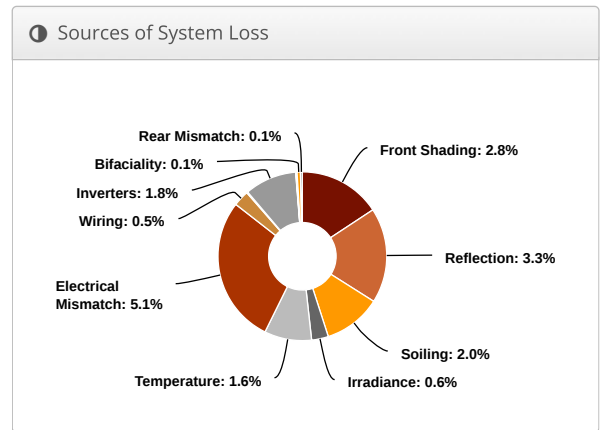
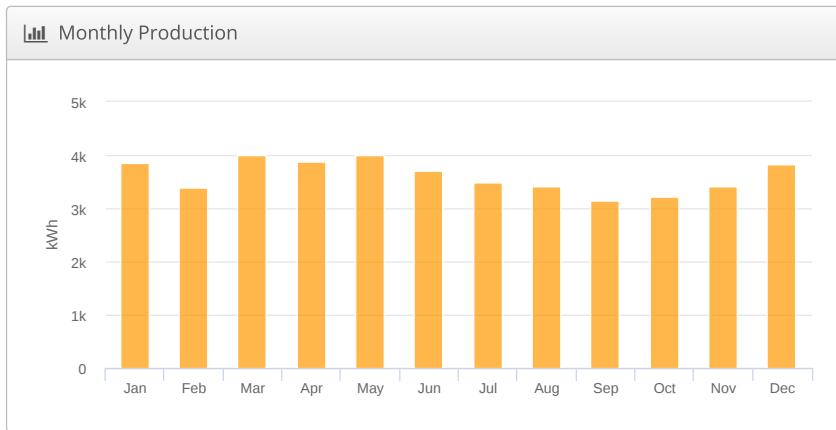
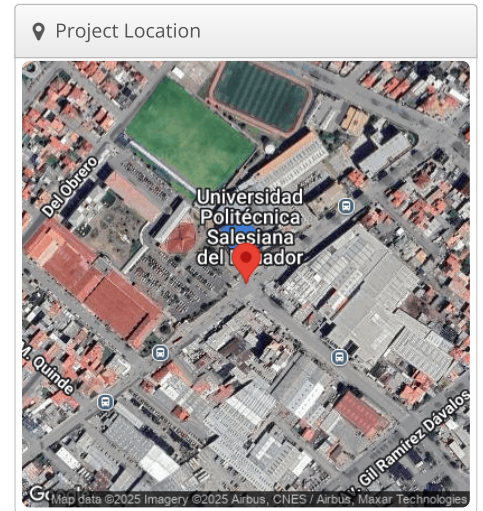
Detailed Layout2



Biblioteca Ups Tesis, calle vieja cuenca ecuador

Report	
Project Name	Ups Tesis
Project Address	calle vieja cuenca ecuador
Prepared By	Steven Jimenez sjimenezg1@est.ups.edu.ec

System Metrics	
Design	Biblioteca
Module DC Nameplate	29.40 kW
Inverter AC Nameplate	30.00 kW Load Ratio: 0.98
Annual Production	43.35 MWh
Performance Ratio	84.0%
kWh/kWp	1,474.6
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8 (meteornorm_v8)
Simulator Version	7e4677c281-9ba65ba0f7-d7a3048c80-53548c76f9



⚡ Annual Production				
	Description	Output	% Delta	
Front Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,752.6		
	POA Irradiance	1,755.9	0.2%	
	Shaded Irradiance	1,705.9	-2.8%	
	Irradiance after Reflection	1,649.8	-3.3%	
	Irradiance after Soiling	1,616.8	-2.0%	
	Total Front Collector Irradiance	1,616.4	0.0%	
Rear Irradiance (kWh/m ²) <i>Supported only for fixed tilt racking</i>	Surface Irradiance in Collector Plane	Global Incident Irradiance on Surface	566.8	-
		Surface Reflected Irradiance after Albedo	113.4	-80.0%
		Conversion from Surface Area to Collector Area	147.3	
		Surface Irradiance in Collector Plane	11.3	-92.3%
		Unshaded Irradiance on Rear Side	Surface Irradiance in Collector Plane	11.3
	Sky Diffuse		1.9	
	Beam Effective		0.2	
	Total Unshaded Irradiance on Rear Side		13.4	
	Shaded Irradiance on Rear Side	12.8	-4.8%	
	Total Rear Collector Irradiance	12.8		
	Effective Rear Collector Irradiance	10.9	-15.0%	
	Total Collector Irradiance		1,627.3	
	Energy (kWh)	Nameplate	47,854.4	
Output at Irradiance Levels		47,577.3	-0.6%	
Output at Cell Temperature Derate		46,799.5	-1.6%	
Output after Electrical Mismatch		44,412.3	-5.1%	
Output after Rear Mismatch		44,383.2	-0.1%	
Optimal DC Output		44,170.1	-0.5%	
Constrained DC Output		44,154.2	0.0%	
Inverter Output		43,359.1	-1.8%	
Energy to Grid		43,353.7	0.0%	
Temperature Metrics				
	Avg. Operating Ambient Temp		15.5 °C	
	Avg. Operating Cell Temp		23.9 °C	
Simulation Metrics				
	Operating Hours		4674	
	Solved Hours		4674	

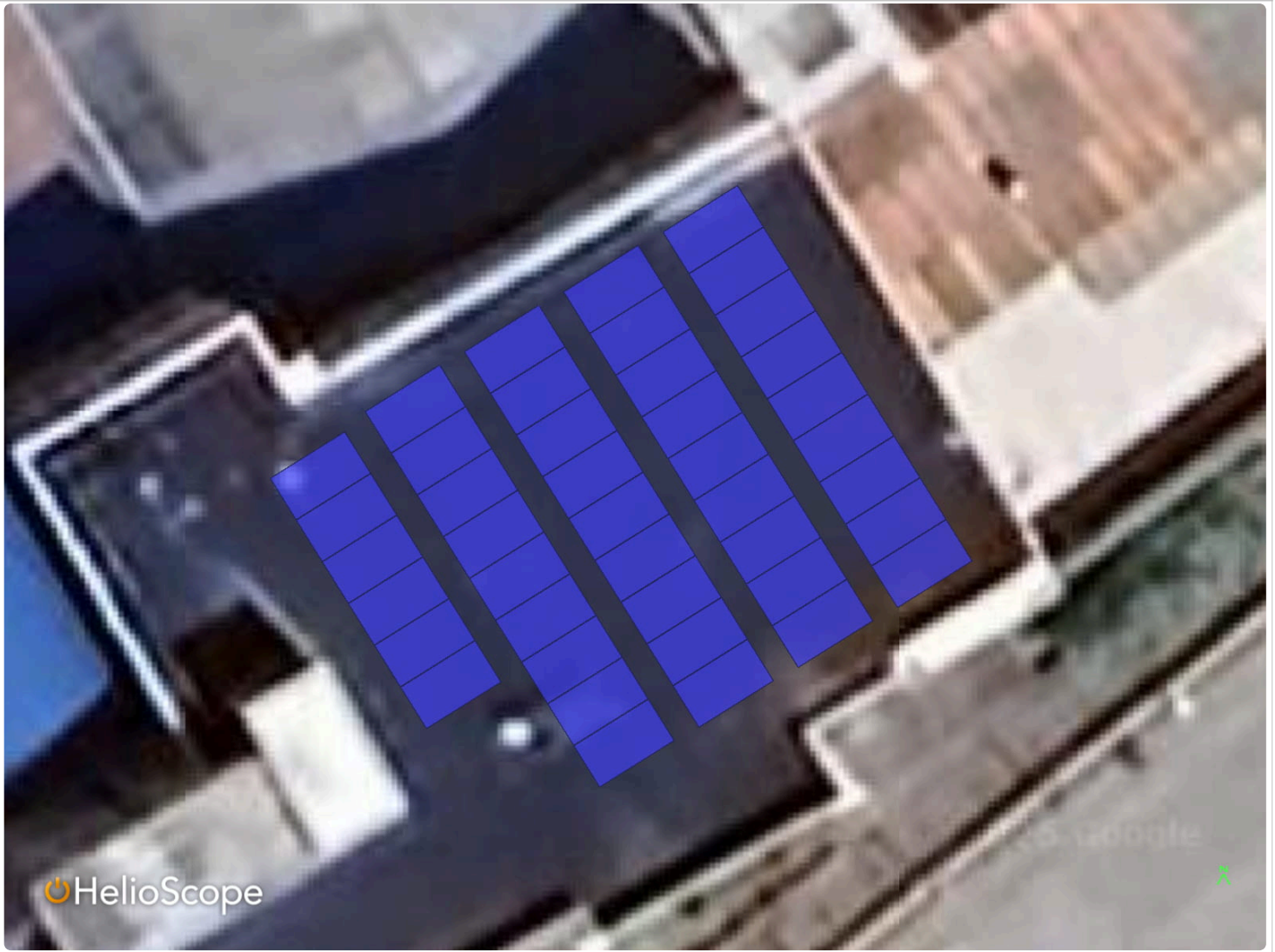
☁ Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteorm 8 (meteorm_v8)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
	East-West	-3.56	-0.075	3°C								
	Carport	-3.56	-0.075	3°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Albedo	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Rear Mismatch Loss	10%			Rear Shading Factor				5%				
Module Transparency	0%											
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module & Component Characterizations	Type	Component						Characterization				Bifacial
	Module	AK iPower - G12/132P 700W (AKCOME)						Spec Sheet Characterization, PAN				True
	Inverter	MAC 30KTL3-XL (Growatt)						Spec Sheet				N/A

Components		
Component	Name	Count
Inverters	MAC 30KTL3-XL (Growatt)	1 (30.00 kW)
AC Home Runs	1/0 AWG (Aluminum)	1 (13.1 m)
Strings	10 AWG (Copper)	3 (145.0 m)
Module	AKCOME, AK iPower - G12/132P 700W (700W)	42 (29.40 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	5-19	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
BIBLIOTECA 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 10°	Module: 58°	0.8 m	1x1	42	42	29.40 kW

Detailed Layout2



Anexos K

Datos de entrada del inversor y mediciones del MPPT de las edificaciones

Tabla K.1: Datos de entrada del inversor edificio Juan Bottasso

Inversor	MPPT	String	Datos	Valor	Disposición	# Paneles	Comprobación	Valor de Entrada	Valor aceptado	Unidad	Estado
1	MPPT1	1	Vmp	37,18	serie	10	Tensión MPPT	371,8	180	V	Cumple
			Voc	45,38	Tensión Entrada		453,8	850	V	Cumple	
			Imp	18,83	Corriente entrada MPPT		18,83	40	A	Cumple	
			Isc	19,4	Corriente de cortocircuito MPPT		19,4	50	A	Cumple	
1	MPPT1	2	Vmp	37,18	serie	10	Tensión MPPT	371,8	180	V	Cumple
			Voc	45,38	Tensión Entrada		453,8	850	V	Cumple	
			Imp	18,83	Corriente entrada MPPT		18,83	40	A	Cumple	
			Isc	19,4	Corriente de cortocircuito MPPT		19,4	50	A	Cumple	
1	MPPT2	3	Vmp	37,18	serie	10	Tensión MPPT	371,8	180	V	Cumple
			Voc	45,38	Tensión Entrada		453,8	850	V	Cumple	
			Imp	18,83	Corriente entrada MPPT		18,83	40	A	Cumple	
			Isc	19,4	Corriente de cortocircuito MPPT		19,4	50	A	Cumple	
1	MPPT2	4	Vmp	37,18	serie	10	Tensión MPPT	371,8	180	V	Cumple
			Voc	45,38	Tensión Entrada		453,8	850	V	Cumple	
			Imp	18,83	Corriente entrada MPPT		18,83	40	A	Cumple	
			Isc	19,4	Corriente de cortocircuito MPPT		19,4	50	A	Cumple	
1	MPPT3	5	Vmp	37,18	serie	11	Tensión MPPT	408,98	180	V	Cumple
			Voc	45,38	Tensión Entrada		499,18	850	V	Cumple	
			Imp	18,83	Corriente entrada MPPT		18,83	40	A	Cumple	
			Isc	19,4	Corriente de cortocircuito MPPT		19,4	50	A	Cumple	
1	MPPT3	6	Vmp	37,18	serie	11	Tensión MPPT	408,98	180	V	Cumple
			Voc	45,38	Tensión Entrada		499,18	850	V	Cumple	
			Imp	18,83	Corriente entrada MPPT		18,83	40	A	Cumple	
			Isc	19,4	Corriente de cortocircuito MPPT		19,4	50	A	Cumple	
1	MPPT4	7	Vmp	37,18	serie	11	Tensión MPPT	408,98	180	V	Cumple
			Voc	45,38	Tensión Entrada		499,18	850	V	Cumple	
			Imp	18,83	Corriente entrada MPPT		18,83	40	A	Cumple	
			Isc	19,4	Corriente de cortocircuito MPPT		19,4	50	A	Cumple	
1	MPPT4	8	Vmp	37,18	serie	11	Tensión MPPT	408,98	180	V	Cumple
			Voc	45,38	Tensión Entrada		499,18	850	V	Cumple	
			Imp	18,83	Corriente entrada MPPT		18,83	40	A	Cumple	
			Isc	19,4	Corriente de cortocircuito MPPT		19,4	50	A	Cumple	

Tabla K.2: Datos de entrada del inversor edificio Automotriz

Inversor	MPPT	String	Datos	Valor	Disposición	# Paneles	Comprobación	Valor de Entrada	Valor aceptado	Unidad	Estado
1	MPPT1	1	Vmp	37,18	serie	10	Tensión MPPT	371,8	180	V	Cumple
			Voc	45,38			Tensión Entrada	453,8	850	V	Cumple
			Imp	18,83			Corriente entrada MPPT	18,83	40	A	Cumple
			Isc	19,4			Corriente de cortocircuito MPPT	19,4	50	A	Cumple
1	MPPT1	2	Vmp	37,18	serie	10	Tensión MPPT	371,8	180	V	Cumple
			Voc	45,38			Tensión Entrada	453,8	850	V	Cumple
			Imp	18,83			Corriente entrada MPPT	18,83	40	A	Cumple
			Isc	19,4			Corriente de cortocircuito MPPT	19,4	50	A	Cumple
1	MPPT2	3	Vmp	37,18	serie	10	Tensión MPPT	371,8	180	V	Cumple
			Voc	45,38			Tensión Entrada	453,8	850	V	Cumple
			Imp	18,83			Corriente entrada MPPT	18,83	40	A	Cumple
			Isc	19,4			Corriente de cortocircuito MPPT	19,4	50	A	Cumple
1	MPPT2	4	Vmp	37,18	serie	10	Tensión MPPT	371,8	180	V	Cumple
			Voc	45,38			Tensión Entrada	453,8	850	V	Cumple
			Imp	18,83			Corriente entrada MPPT	18,83	40	A	Cumple
			Isc	19,4			Corriente de cortocircuito MPPT	19,4	50	A	Cumple
1	MPPT3	5	Vmp	37,18	serie	11	Tensión MPPT	408,98	180	V	Cumple
			Voc	45,38			Tensión Entrada	499,18	850	V	Cumple
			Imp	18,83			Corriente entrada MPPT	18,83	40	A	Cumple
			Isc	19,4			Corriente de cortocircuito MPPT	19,4	50	A	Cumple
1	MPPT3	6	Vmp	37,18	serie	11	Tensión MPPT	408,98	180	V	Cumple
			Voc	45,38			Tensión Entrada	499,18	850	V	Cumple
			Imp	18,83			Corriente entrada MPPT	18,83	40	A	Cumple
			Isc	19,4			Corriente de cortocircuito MPPT	19,4	50	A	Cumple
1	MPPT4	7	Vmp	37,18	serie	11	Tensión MPPT	408,98	180	V	Cumple
			Voc	45,38			Tensión Entrada	499,18	850	V	Cumple
			Imp	18,83			Corriente entrada MPPT	18,83	40	A	Cumple
			Isc	19,4			Corriente de cortocircuito MPPT	19,4	50	A	Cumple
1	MPPT4	8	Vmp	37,18	serie	11	Tensión MPPT	408,98	180	V	Cumple
			Voc	45,38			Tensión Entrada	499,18	850	V	Cumple
			Imp	18,83			Corriente entrada MPPT	18,83	40	A	Cumple
			Isc	19,4			Corriente de cortocircuito MPPT	19,4	50	A	Cumple

Tabla K.3: Datos de entrada del inversor edificio Cima

Inversor	MPPT	String	Dato	Valor	Disposición	# Paneles	Comprobación	Valor Entrada	Valor aceptado	Unidad	Estado
1	MPPT1	String 1	Vmp	37,18	Serie	14	Tensión MPPT	520,52	850	V	Cumple
			Voc	45,38				635,32	1100	V	Cumple
			Imp	18,83				18,83	46	A	Cumple
			Isc	19,40				19,40	50	A	Cumple
1	MPPT2	String 2	Vmp	37,18	Serie	14	Tensión MPPT	520,52	850	V	Cumple
			Voc	45,38				635,32	1100	V	Cumple
			Imp	18,83				18,83	46	A	Cumple
			Isc	19,40				19,40	50	A	Cumple
1	MPPT3	String 3	Vmp	37,18	Serie	14	Tensión MPPT	520,52	850	V	Cumple
			Voc	45,38				635,32	1100	V	Cumple
			Imp	18,83				18,83	46	A	Cumple
			Isc	19,40				19,40	50	A	Cumple

Tabla K.4: Datos de entrada del inversor Biblioteca

Inversor	MPPT	String	Dato	Valor	Disposición	# Paneles	Comprobación	Valor Entrada	Valor aceptado	Unidad	Estado
1	MPPT1	String 1	Vmp	37,18	Serie	14	Tensión MPPT	520,52	850	V	Cumple
			Voc	45,38				635,32	1100	V	Cumple
			Imp	18,83				Corriente entrada MPPT	46	A	Cumple
			Isc	19,40					50	A	Cumple
1	MPPT2	String 2	Vmp	37,18	Serie	14	Tensión MPPT	520,52	850	V	Cumple
			Voc	45,38				635,32	1100	V	Cumple
			Imp	18,83				Corriente entrada MPPT	46	A	Cumple
			Isc	19,40					50	A	Cumple
1	MPPT3	String 3	Vmp	37,18	Serie	14	Tensión MPPT	520,52	850	V	Cumple
			Voc	45,38				635,32	1100	V	Cumple
			Imp	18,83				Corriente entrada MPPT	46	A	Cumple
			Isc	19,40					50	A	Cumple

Anexos L

Diagrama Unifilar de las edificaciones

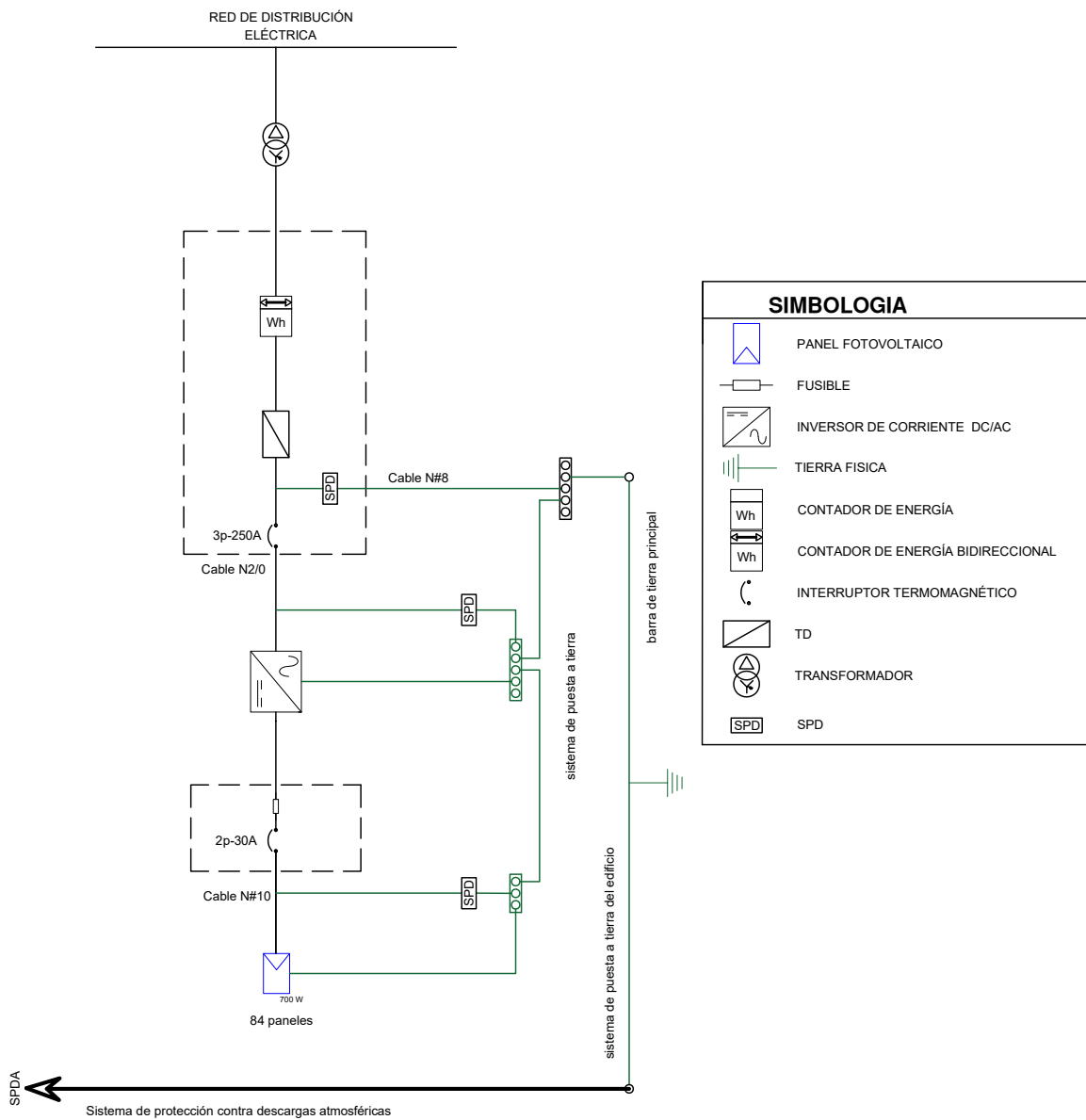


Figura L.1: Diagrama Unifilar edificio Juan Bottasso.

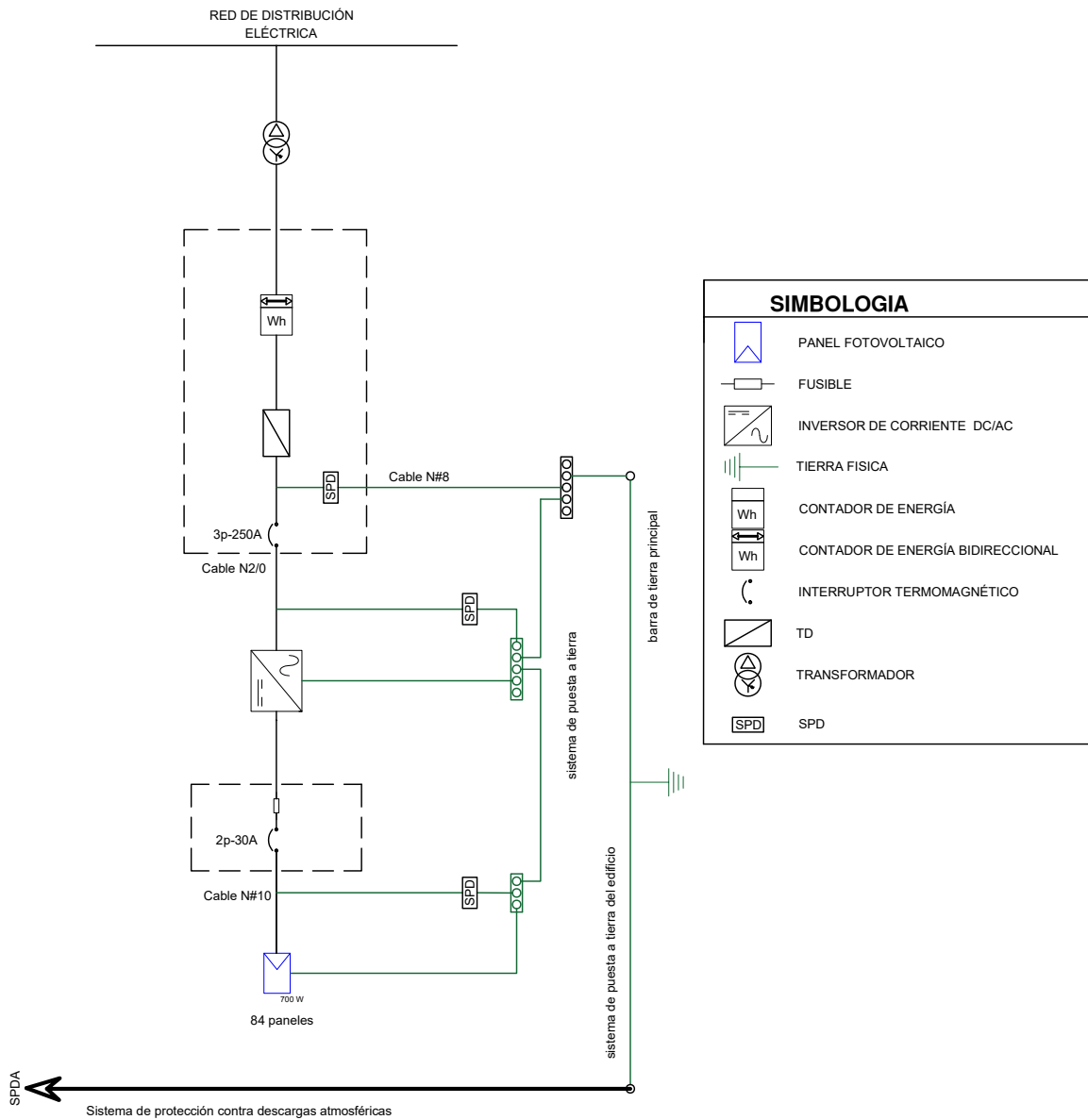


Figura L.2: Diagrama Unifilar edificio Automotriz.

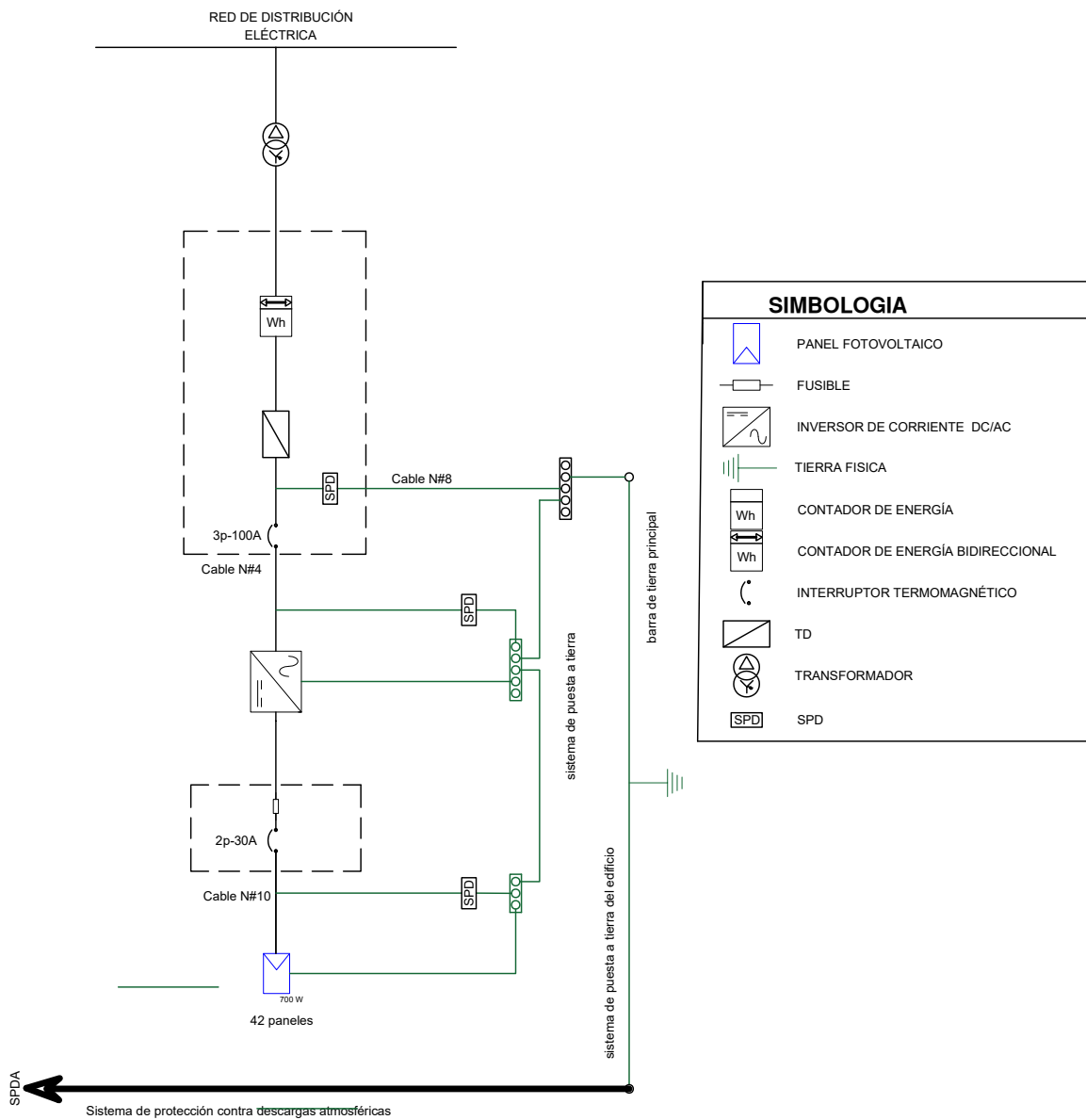


Figura L.3: Diagrama Unifilar edificio Cima.

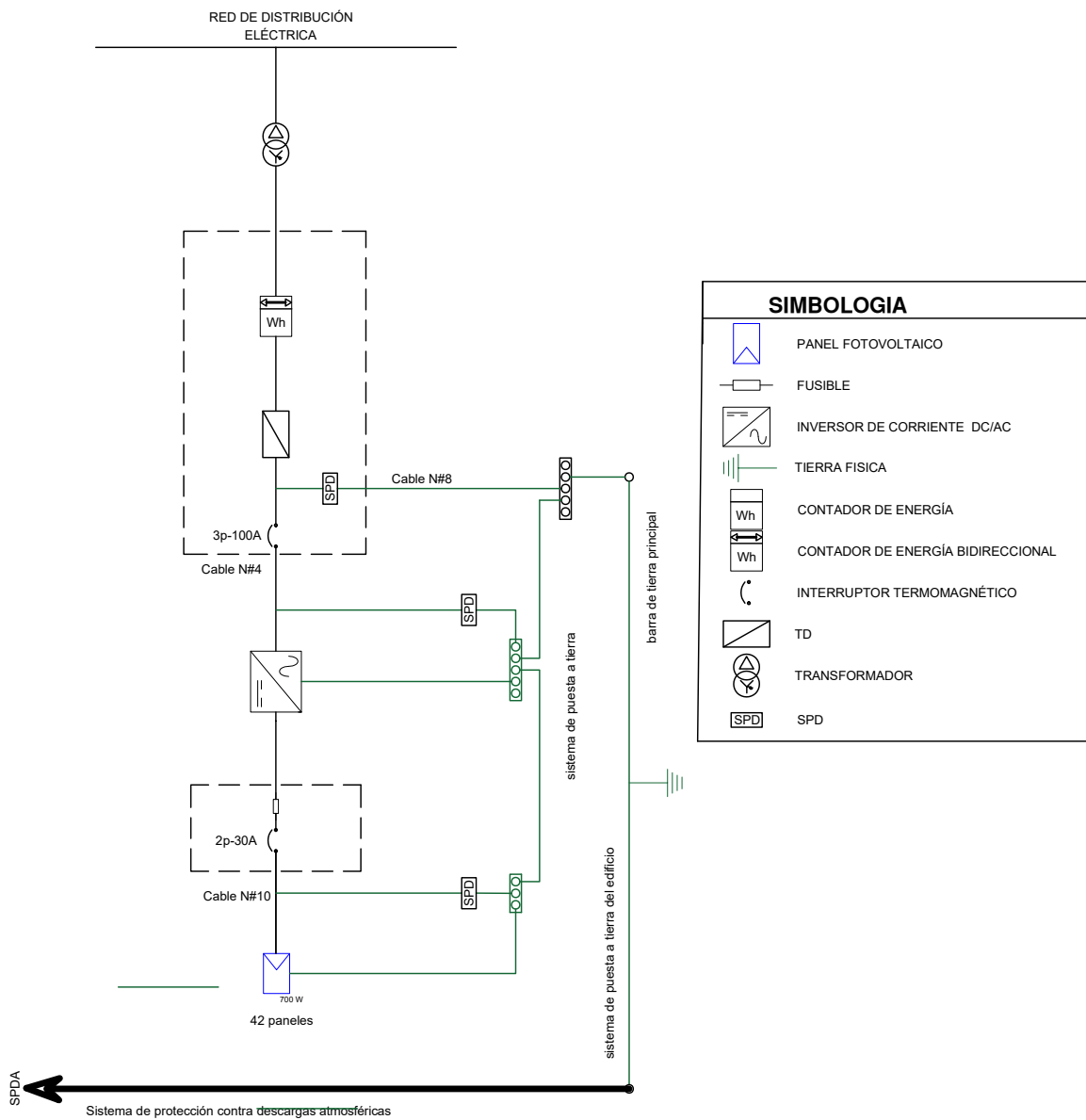


Figura L.4: Diagrama Unifilar Biblioteca.