



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

TEMA:

**Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema
fotovoltaico en una empresa de telecomunicaciones en el sector
Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito**

AUTOR:

Ing. Parra Sarango, Rubén Danilo

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de
**MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR:

Ing. Zamora Cedeño, Néstor Armando. M.Sc.

Guayaquil, Ecuador

20 de octubre de 2026



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

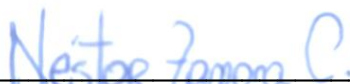
SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por el Ingeniero **Parra Sarango, Rubén Danilo** como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**.

TUTOR



Ing. Zamora Cedeño, Néstor Armando. M.Sc.

DIRECTOR DEL PROGRAMA



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

Guayaquil, a los 20 días del mes de octubre del año 2026



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Parra Sarango, Rubén Danilo**

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación **“Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema fotovoltaico en una empresa de telecomunicaciones en el sector Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito”**, previa a la obtención del grado Académico de **Magister en Electricidad mención Energías Renovables y Eficiencia Energética**, ha sido desarrollado, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

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

Guayaquil, a los 20 días del mes de octubre del año 2026

EL AUTOR

Parra Sarango, Rubén Danilo



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

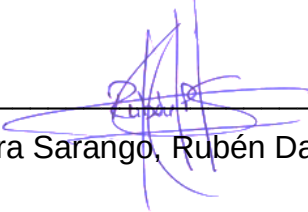
AUTORIZACIÓN

Yo, **Parra Sarango, Rubén Danilo**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación de Maestría titulada: **“Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema fotovoltaico en una empresa de telecomunicaciones en el sector Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

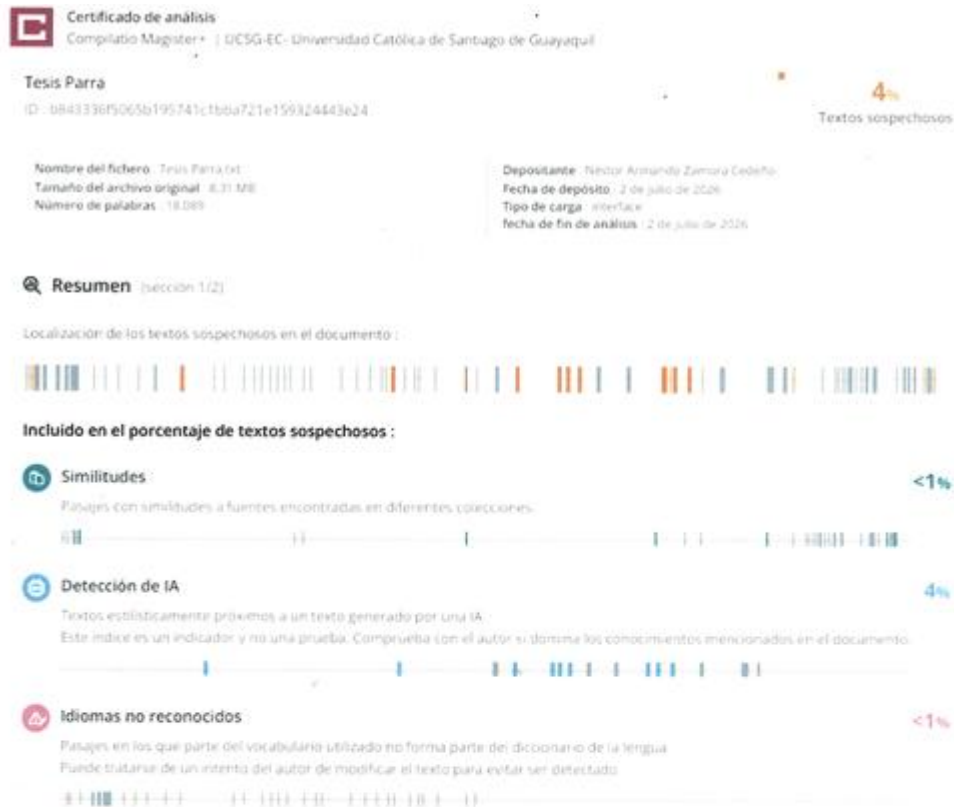
Guayaquil, a los 20 días del mes de octubre del año 2026

EL AUTOR



Parra Sarango, Rubén Danilo

REPORTE DE COMPILATIO



Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **“Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema fotovoltaico en una empresa de telecomunicaciones en el sector Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito”**, presentado por el Ing. **Rubén Danilo Parra Sarango**, del Programa de Maestría en Electricidad, III cohorte, fue enviado al Sistema Anti-Plagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 4%.

f. Néstor Zamora C.
Ing. Néstor Zamora Cedeño, Mgtr.
DOCENTE-TUTOR

Agradecimiento

Me siento contento de haber tenido personas a mi lado, quienes constantemente me han comentado que era hora de dar un paso y seguir con un peldaño más en mi aprendizaje. Con mucho orgullo lo digo que he culminado mi tesis dándole siempre gracias a Dios que me ha dado salud y sabiduría para lograr mi meta. A la UCSG que me abrió las puertas para hacer mi ingeniería y ahora mi masterado.

A mis maestros quienes han estado día a día con esta labor apoyándome. Cómo olvidar a mi madre quien me ha apoyado siempre de forma incondicional en todo momento. Muchas gracias a todos los que han estado cerca de mí, brindando toda su ayuda de una manera o de otra para poder culminar la tesis de posgrado.

Parra Sarango, Rubén Danilo

Dedicatoria

Dedico esta tesis a Dios, por hacer de mí una persona humilde, caritativa, buen hijo, y por haberme dado todo el conocimiento que se necesitaba para hacer la tesis de maestría.

A mi madre, quien en todo momento me ha apoyado de una manera incondicional, quien ha sido para mí la persona que ha proporcionado buenos consejos, quien ha sido ese pilar, esa guía.

Parra Sarango, Rubén Danilo

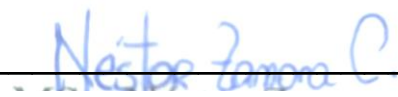


**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

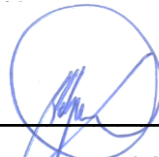
SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 
Ing. Zamora Cedeño, Néstor Armando. M.Sc.

TUTOR

f. 
Ing. Bohórquez Heras, Daniel Bayardo, M.Sc.

REVISOR

f. 
Ing. Bonilla Sánchez, Ronnie Alexander, M.Sc.

REVISOR

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

DIRECTOR DEL PROGRAMA

ÍNDICE GENERAL

Índice de Figuras	XII
Índice de Tablas	XIV
Resumen	XV
Abstract	XVI
Introducción	1
Capítulo 1: Descripción del proyecto de intervención.....	3
1.1. Antecedentes y evolución del sistema fotovoltaico.	3
1.2. Definición del problema.	3
1.3. Justificación del problema.	4
1.4. Objetivos.	4
1.4.1. Objetivo general.....	4
1.4.2. Objetivos específicos.	5
1.5. Hipótesis.	5
1.6. Metodología de investigación.	6
Capítulo 2: Fundamentación Teórica	8
2.1. Conceptos generales de energía fotovoltaica.....	8
2.2. Principio fotovoltaico	8
2.3. Términos importantes en los paneles fotovoltaicos	11
2.3.1. Radiación solar	11
2.3.2. Temperatura	13
2.3.3. Temperatura nominal de funcionamiento de celdas.....	14
2.3.4. Condiciones de ensayo estándar	14
2.3.5. Voltaje en circuito abierto.....	14
2.3.6. Corriente de cortocircuito	15
2.3.7. Punto de máxima potencia	15
2.3.8. Voltaje y corriente de máxima potencia	16
2.3.9. Factor de ocupación	16
2.3.10. Coeficiente de temperatura.....	16

2.4.	Paneles solares.....	16
2.5.	Configuración del sistema fotovoltaico	18
2.5.1.	Celda fotovoltaica, módulo y arreglo fotovoltaico.	18
2.5.1.1.	Celda solar	19
2.5.1.2.	Modelo de diodo único.....	22
2.5.1.3.	Modelo de doble diodo.....	24
2.6.	Diseño del sistema fotovoltaico	25
2.6.1.	Selección de los conjuntos de paneles fotovoltaicos.....	26
2.6.2.	Inversor	28
2.6.3.	Seguimiento del punto de máxima potencia y convertidor CC- CC	29
	Capítulo 3: Desarrollo y Resultados obtenidos	32
3.1.	Diagnóstico de la instalación objeto de estudio	32
3.1.1.	Caracterización de la infraestructura.....	33
3.1.2.	Caracterización eléctrica de la infraestructura	35
3.2.	Diagnóstico energético de la edificación.....	37
3.2.1.	Caracterización de las cargas eléctricas	38
3.2.2.	Consumo energético de la instalación	39
3.3.	Evaluación del recurso solar disponible.....	41
3.4.	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	43
3.4.1.	Determinación de la energía requerida	43
3.4.2.	Determinación de la potencia fotovoltaica requerida.....	44
3.4.3.	Selección de módulos fotovoltaicos	45
3.4.4.	Área requerida para el sistema fotovoltaico	46
3.4.5.	Configuración del sistema fotovoltaico.....	48
3.4.6.	Selección del inversor.....	48
3.4.7.	Sistema de soporte de los módulos fotovoltaicos.....	49
3.5.	Evaluación técnica del sistema fotovoltaico propuesto	58
3.5.1.	Generación de energía prevista.....	59
3.5.2.	Evaluación técnica de viabilidad	60

3.6.	Evaluación medioambiental.....	61
3.6.1.	Reducción del consumo eléctrico de la red.....	62
3.6.2.	Reducción estimada de emisiones de CO ₂	63
3.7.	Evaluación económica	65
3.7.1.	Inversión y costes operativos.....	65
3.7.2.	Indicadores de rendimiento económico.....	67
3.8.	Análisis de factibilidad	72
	Conclusiones	74
	Recomendaciones	76
	Bibliografía.....	77

Índice de Figuras

Capítulo 2:

Figura 2.1: Rango de funcionamiento fotovoltaico.	9
Figura 2.2: Curvas I-V y P-V de una celda solar.	10
Figura 2.3: Curvas I-V de un módulo fotovoltaico con distintos niveles de radiación solar dependientes de la: (a) irradiación; y (b) temperatura.	11
Figura 2.4: Concepto de espectro de masas de aire	13
Figura 2.5: Sistema de paneles fotovoltaicos.	19
Figura 2.6: Diagrama de bandas de una celda solar de silicio.	20
Figura 2.7: Diagrama esquemático de la estructura física de una celda solar.	21
Figura 2.8: Circuito equivalente del modelo de diodo único.	23
Figura 2.9: Circuito equivalente del modelo de doble diodo.	25
Figura 2.10: Estructura de trama descendente GPON.	26
Figura 2.11: Arquitectura de GPON.	26
Figura 2.12: Diagrama de flujo del algoritmo MPPT para P y O.	30
Figura 2.13: Diagrama de bloques de un convertidor elevador.	30

Capítulo 3:

Figura 3.1: Ubicación geográfica del proyecto – Sector Iñaquito, Quito-Ecuador.	32
Figura 3.2: Distribución arquitectónica de la instalación objeto de estudio ...	34
Figura 3.3: Distribución eléctrica de fuerza de la edificación objeto de estudio.	36
Figura 3.4: Diagrama unifilar del sistema eléctrico actual de la instalación. .	37
Figura 3.5: Clasificación de las cargas eléctricas de la instalación.	39
Figura 3.6: Distribución del consumo energético por categoría de carga.	41
Figura 3.7: Irradiación solar mensual en la ubicación del proyecto	42

Figura 3.8: Propuesta de disposición de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta de la edificación.	47
Figura 3.9: Propuesta de disposición de los módulos fotovoltaicos sobre el área útil del edificio.	48
Figura 3.10: Configuración general del sistema fotovoltaico propuesto.	49
Figura 3.11: Sistema de soporte propuesto para los módulos fotovoltaicos sobre losa de hormigón.	56
Figura 3.12: Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico propuesto e integración con el sistema eléctrico existente.	57
Figura 3.13: Comparación entre la demanda energética diaria y la generación fotovoltaica esperada.	60
Figura 3.14: Consumo anual de electricidad de la red compensado por el sistema fotovoltaico propuesto.	63
Figura 3.15: Reducción anual estimada de las emisiones de CO ₂ asociadas al sistema fotovoltaico.	64

Índice de Tablas

Capítulo 2:

Tabla 2.1: Tipos de celdas solares y sus ventajas y desventajas.....	17
--	----

Capítulo 3:

Tabla 3.1: Elementos considerados para el sistema de soporte de los módulos fotovoltaicos.....	66
Tabla 3.2: Presupuesto referencial desglosado para la implementación del sistema fotovoltaico.	82
Tabla 3.3: Retorno y período de recuperación de la inversión del sistema fotovoltaico.	69
Tabla 3.4: Principales indicadores económicos obtenidos durante la evaluación.	71

Resumen

La investigación se desarrolló a partir del análisis del consumo energético de la instalación, la evaluación del recurso solar disponible y el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico orientado a cubrir la demanda eléctrica identificada. El diagnóstico energético permitió determinar un consumo promedio de 321.60 kWh/día, mientras que el estudio del recurso solar evidenció condiciones favorables para el aprovechamiento fotovoltaico, incluso durante el periodo de menor disponibilidad de radiación, en el que se registraron 3.84 horas solares pico por día. A partir de estas condiciones se definió un sistema fotovoltaico de 84.32 kWp compuesto por 136 módulos. La generación estimada alcanza aproximadamente 118.18 MWh al año, una producción que permitiría cubrir una parte importante de la energía actualmente suministrada por la red eléctrica convencional. Esto indica una relación adecuada entre demanda energética y potencial solar disponible en el sitio del presente estudio. En la parte ambiental, la energía fotovoltaica logra una disminución de 26.12 toneladas de CO₂ por año. Mientras que la evaluación económica tiene una inversión de 75,888.00 USD y un ahorro anual de 11,059.46 USD. Con todo esto, el tiempo de recuperación es de 6.86 años. Los indicadores financieros mostraron una VAN positiva y una TIR mayor a la tasa de descuento considerada, con esto resultados se respalda la viabilidad de la propuesta del presente estudio de investigación.

Palabras clave: sistema fotovoltaico, energía solar, sistema conectado a la red, evaluación energética, viabilidad económica.

Abstract

The research was developed from the analysis of the energy consumption of the installation, the evaluation of the available solar resource and the sizing of a photovoltaic system aimed at covering the identified electricity demand. The energy diagnosis made it possible to determine an average consumption of 321.60 kWh/day, while the study of the solar resource showed favorable conditions for photovoltaic use, even during the period of lower radiation availability, in which 3.84 peak solar hours per day were recorded. Based on these conditions, an 84.32 kWp photovoltaic system was defined, consisting of 136 modules. The estimated generation reaches approximately 118.18 MWh per year, a production that would cover a significant part of the energy currently supplied by the conventional electricity grid. This level of generation indicates an adequate relationship between the energy demand of the installation and the solar potential available at the site of this study. Environmentally, photovoltaic energy achieves a reduction of 26.12 tons of CO₂ per year. The economic evaluation presented an investment of 75,888.00 USD and an annual net savings of 11,059.46 USD. Under these conditions, the calculated recovery period was 6.86 years. The financial indicators obtained showed a positive Net Present Value and an Internal Rate of Return higher than the discount rate considered, results that support the viability of the proposal in the scenario analyzed.

Keywords: photovoltaic system, solar energy, grid-connected system, energy assessment, economic feasibility.

Introducción

Actualmente, la demanda energética ha crecido rápidamente por el consumo energético en complejos comerciales, en las industrias y en el transporte a través de vehículos eléctricos. Para equilibrar la generación y la demanda de carga necesaria se usan diversos recursos energéticos convencionales y no convencionales. Por el agotamiento de los recursos convencionales, como los combustibles fósiles, y por el incremento continuo del coste de los mismos.

Por otro lado, esto también perjudica al medio ambiente y a los seres humanos. Para evitar estos obstáculos, los investigadores han ido recurriendo a recursos energéticos no convencionales, como la energía solar, eólica y mareomotriz, con el fin de satisfacer la demanda energética de forma más fluida y respetuosa con el medio ambiente. Entre esas fuentes, la energía solar fotovoltaica (PV) desempeña un papel destacado gracias a sus avances tecnológicos y a sus ventajas en materia de mantenimiento. Además, algunos gobiernos ofrecen subvenciones para la instalación de plantas solares.

Gracias al impulso de los gobiernos, a pesar de la pandemia de COVID-19, la capacidad solar total en el mundo ha aumentado en más de 260 GW añadidos en el año 2020. Los paneles fotovoltaicos convierten la energía solar en electricidad. Se necesita una cantidad adecuada de energía solar para obtener la máxima eficiencia; sin embargo, debido a la naturaleza intermitente del entorno, los paneles fotovoltaicos tienen un bajo rendimiento [8]. Para resolver esta dificultad, se requieren controladores de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que rastreen la potencia máxima de pico (MPP).

Por lo tanto, el desarrollo de fuentes de energía renovables ha atraído la atención de los investigadores. Se han logrado importantes avances en el desarrollo de fuentes de energía renovable, tales como aplicaciones de cogeneración (CHP), módulos solares fotovoltaicos (PV), turbinas eólicas y almacenamiento de calor y electricidad, donde se espera que las cargas

controlables desempeñan una función significativa en la distribución eléctrica futura.

El sistema fotovoltaico se enfrenta a importantes dificultades a la hora de rastrear el punto de máxima potencia (MPP) en condiciones de sombreado parcial (Partial Shading, PS). Normalmente, el sombreado parcial se debe al paso de nubes, a los excrementos de aves, a los árboles y a las sombras de los edificios. En las últimas décadas, los investigadores han desarrollado varios algoritmos MPPT convencionales o tradicionales para alcanzar el MPP. Algunos de los métodos convencionales son Perturb and Observe (P&O), Hill Climbing (HC), Conductancia Incremental (INC), Capacitancia Parásita (PC), Voltaje Constante (CV) y Corriente Constante (CC). Sin embargo, estos métodos no funcionan de manera eficiente y, además, producen oscilaciones alrededor del MPP durante el PS.

Capítulo 1: Descripción del proyecto de intervención

1.1. Antecedentes y evolución del sistema fotovoltaico.

El sistema fotovoltaico tiene su origen durante el siglo XVII en el que el físico francés Alexandre-Edmond descubrió el efecto fotovoltaico. En 1883, el inventor estadounidense Charles Fritts diseñó la primera celda fotovoltaica, estableciendo una capa delgada de oro sobre el selenio, un material semiconductor. La eficiencia con la que convertía la energía solar era de tan solo un 1%. Después, en 1954, Chapin y otros investigadores, dentro de los Laboratorios Bell, crearon la primera celda solar fotovoltaica de silicio cristalino, con una eficiencia del 6 %.

La primera aplicación práctica de la tecnología solar fotovoltaica tuvo lugar en los proyectos de satélites espaciales de la década de 1960. Hoy en día, los paneles solares fotovoltaicos son el componente clave de los sistemas de satélites, proporcionándoles un suministro de energía sin mantenimiento durante toda su vida útil.

La mejora de la tecnología fotovoltaica solar en los últimos 50 años, así como el éxito pionero de los proyectos de satélites espaciales, han animado a investigadores e inversores a utilizar la tecnología fotovoltaica solar como alternativa a la generación de electricidad a partir de la quema de combustibles fósiles. Además, el sistema fotovoltaico solar no produce emisiones nocivas, ni contaminación acústica.

1.2. Definición del problema.

La empresa de telecomunicaciones objeto de estudio desarrolla sus actividades mediante equipos de comunicación, servidores, sistemas de climatización e infraestructura tecnológica que requieren un suministro continuo de energía eléctrica. Por lo tanto, una parte importante de sus costos operativos depende del consumo de electricidad proveniente de la red pública.

Aunque la ubicación de la empresa dispone de un recurso solar que podría aprovecharse para generar energía eléctrica, hasta el momento no se

ha realizado un estudio que determine si la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red constituye una alternativa técnica y económicamente viable y conveniente. Esta necesidad impide sustentar una decisión de inversión basada en criterios objetivos y dificulta valorar el impacto que tendría el sistema sobre el consumo de energía, los costos de operación y la reducción de emisiones.

El problema de investigación consiste, por tanto, en el desconocimiento de la factibilidad técnica, económica y normativa de implementar un sistema fotovoltaico conectado a la red que contribuya a cubrir parte de la demanda eléctrica de la empresa de telecomunicaciones.

1.3. Justificación del problema.

La fiabilidad de los sistemas fotovoltaicos influye en su coste de inversión. Además de una tasa de degradación anual de alrededor del 0.923% y del 1.54% en el caso de las tecnologías de silicio cristalino, al funcionar en condiciones ambientales adversas, los sistemas fotovoltaicos están expuestos a diversos fallos y averías (Aslam et al., 2022), lo que afecta directamente a su producción eléctrica (Morales-Aragonés et al., 2021).

Al igual que cualquier sistema de producción de energía eléctrica, las plantas fotovoltaicas requieren un seguimiento y una supervisión de su producción para detectar posibles fallos y anomalías, así como para verificar su correcto funcionamiento y durabilidad, minimizando así las pérdidas de energía (Terán Aguirre, 2023). El monitoreo puede realizarse in situ o de forma remota (Manisha et al., 2022), recuperando todos los datos eléctricos de los inversores y los datos meteorológicos extraídos de los sensores.

1.4. Objetivos.

1.5.1. Objetivo general.

Realizar un estudio de factibilidad para la implementación de un sistema fotovoltaico en una empresa de telecomunicaciones, mediante una evaluación técnica, financiera y normativa, con el propósito de optimizar el consumo energético institucional, reducir la dependencia de la red eléctrica

convencional e impulsar el uso de energías renovables bajo criterios de eficiencia, seguridad y sostenibilidad.

1.5.2. Objetivos específicos.

- ✓ Describir los fundamentos teóricos y el estado del arte relacionados con los sistemas solares fotovoltaicos.
- ✓ Diagnosticar la demanda energética de la empresa de telecomunicaciones, con el fin de establecer los parámetros necesarios para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.
- ✓ Dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a la red para una empresa de telecomunicaciones, considerando la demanda energética, el recurso solar disponible y las condiciones técnicas de la instalación.
- ✓ Evaluar la factibilidad técnico-económica de implementar un sistema fotovoltaico en una empresa de telecomunicaciones, orientado a la optimización del consumo energético y al aprovechamiento de fuentes renovables.

1.5. Hipótesis.

La implementación de un sistema fotovoltaico en una empresa de telecomunicaciones ubicada en el sector Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito es técnica, económica y normativamente viable, ya que permitiría reducir el consumo de energía proveniente de la red eléctrica convencional, disminuir los costos operativos asociados al suministro energético y contribuir a la sostenibilidad ambiental de la organización mediante el aprovechamiento de la energía solar.

Además, la generación eléctrica a través de un sistema solar fotovoltaico ayudará a mejorar la eficiencia energética de la empresa, logrando asegurar una generación eléctrica más confiable para cargas críticas y disminuyendo la dependencia de fuentes de energía convencionales. Asimismo, el estudio económico permitirá determinar si la inversión inicial puede recuperarse en un periodo razonable de operación, considerando el ahorro energético generado y la vida útil estimada del sistema fotovoltaico.

1.6. Metodología de investigación.

La presente investigación se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, debido a que se analizan variables técnicas y económicas relacionadas con el consumo energético, la generación fotovoltaica y la viabilidad de implementación del sistema propuesto. Este enfoque permite trabajar con datos medibles, tales como demanda eléctrica, radiación solar disponible, capacidad de generación, costos de inversión, ahorro energético y periodo de recuperación.

Además, el estudio es de tipo descriptivo y aplicado. Es descriptivo porque permite caracterizar las condiciones energéticas actuales de la empresa de telecomunicaciones; y aplicado porque está orientado a proponer una solución tecnológica concreta que contribuya a mejorar la eficiencia energética institucional mediante el uso de energía solar fotovoltaica.

El desarrollo metodológico comprende las siguientes etapas:

1. **Recolección de información:** durante esta fase se recolecta información pertinente sobre la demanda energética de la empresa de telecomunicaciones, teniendo en cuenta datos previos de facturación eléctrica, demanda máxima, perfiles de carga y comportamiento del consumo en diferentes periodos de operación. También se levanta información técnica del sitio de instalación tales como ubicación geográfica, disponibilidad de la zona, orientación, inclinación y factores de radiación solar del sector Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito.
2. **Diagnóstico energético:** luego, se realiza un análisis sobre el rendimiento energético para identificar aquellas cargas que más energía consumen y así determinar el porcentaje de energía ahorrada gracias a la integración de sistemas solares fotovoltaicos. En esta fase se evalúa el desempeño de los equipos de telecomunicaciones más importantes y los requisitos de continuidad operativa que deben cumplir. La evaluación permite establecer el rendimiento estimado del sistema fotovoltaico más adecuado y

determinar de esta forma qué condiciones técnicas deben cumplirse para su integración en la red eléctrica existente.

3. **Diseño y evaluación técnica del sistema fotovoltaico:** con la información recopilada se realiza el dimensionamiento preliminar del sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta aspectos como, potencia instalada, número de paneles solares, inversores, protecciones eléctricas y sistema de conexión. De igual manera, se analiza el recurso solar disponible en la zona de estudio, con el fin de estimar la generación energética esperada del proyecto. En esta etapa también se revisan factores que pueden incidir directamente en el desempeño del sistema, tales como la eficiencia de los equipos, las pérdidas energéticas, la orientación e inclinación óptima de los paneles, así como las posibles condiciones de sombreado que pueden afectar el rendimiento de la instalación.
4. **Evaluación económica:** se trata del análisis de los costos que genera la implementación del sistema fotovoltaico, tomando en cuenta la inversión requerida para su instalación, los gastos de operación y mantenimiento, así como los beneficios económicos que se obtienen por la reducción en el consumo de energía que se aporta por la red eléctrica. Con estos elementos se calculan indicadores financieros que permitan valorar el desempeño económico de la propuesta y estimar el tiempo que se necesitará para recuperar la inversión realizada.

Capítulo 2: Fundamentación Teórica

2.1. Conceptos generales de energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz en electricidad a nivel atómico. Algunos materiales presentan una propiedad conocida como «efecto fotoeléctrico», que los lleva a absorber fotones de luz y liberar electrones (Yaulilahua-Huacho et al., 2025). El efecto fotoeléctrico fue observado por primera vez por el físico francés Edmund Becquerel en 1839, quien descubrió que ciertos materiales producían pequeñas cantidades de corriente eléctrica al exponerse a la luz. (Criollo Enríquez et al., 2024)

En 1905, Albert Einstein describió la naturaleza de la luz y el efecto fotoeléctrico en el que se basa la tecnología fotovoltaica, por lo que más tarde ganó el Premio Nobel de Física. El primer módulo fotovoltaico fue construido por los Laboratorios Bell en 1954. Se promocionó como una batería solar y fue más bien una curiosidad, ya que resultaba demasiado caro para generalizarse. (Espejo Marín et al., 2023)

En la década de 1960, la industria espacial comenzó a hacer un primer uso serio de la tecnología para suministrar energía a bordo de las naves espaciales. A través de los programas espaciales, la tecnología avanzó, se consolidó su fiabilidad y el coste comenzó a descender. Durante la crisis energética de la década de 1970, la tecnología fotovoltaica ganó reconocimiento como fuente de energía para aplicaciones no espaciales. (Espejo-Marín & Aparicio-Guerrero, 2020)

2.2. Principio fotovoltaico

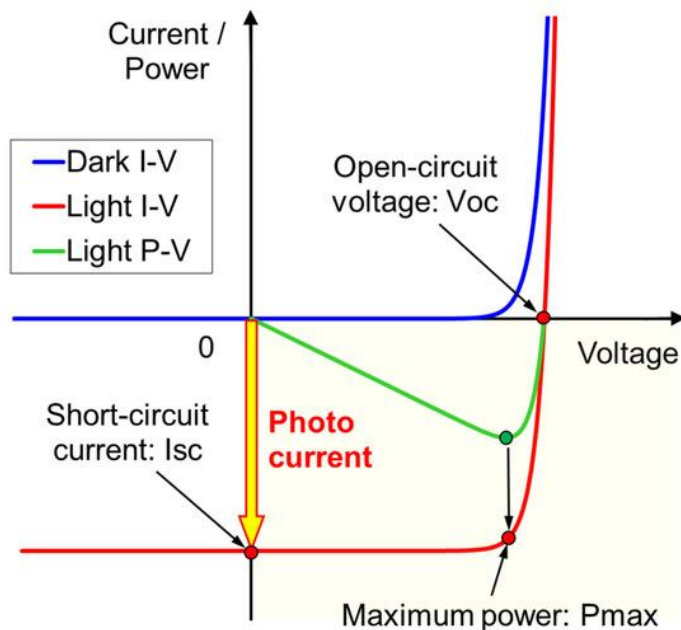
Las celdas solares están fabricadas con un material semiconductor. Dado que la luz es un conjunto de pequeños paquetes llamados cuantos, se trata de una onda electromagnética. La energía luminosa contiene muchos fotones, que se mueven en diferentes frecuencias (Anaya-González & Rodríguez-Romero, 2024); cada frecuencia del espectro luminoso contiene una energía específica $E = h\nu$. Según Devadiga et al., (2021) cuando el material fotovoltaico se expone a la luz, algunos fotones se reflejan en la

superficie del panel fotovoltaico, mientras que los fotones restantes son absorbidos por el material fotovoltaico.

Dependiendo de las propiedades del material, los fotones absorbidos que tienen una energía superior a la energía de la banda prohibida del material semiconductor (para el silicio (Si), la banda prohibida es de 1,12 eV) generan portadores de carga libres en el volumen del semiconductor (Gordillo G, 2024). La figura 2.1 ilustra las características de corriente-voltaje de una celda solar, que es, en esencia, un diodo de unión p-n y presenta la característica rectificadora que se muestra como «I-V en oscuridad». Una vez que la celda solar recibe luz, se genera una fotocorriente y la curva I-V se desplaza hacia abajo («I-V con luz»), ya que la dirección de la fotocorriente es opuesta a la de la corriente inyectada. Además, se indican tres parámetros de salida típicos, que son, corriente de cortocircuito (I_{sc}), voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y la potencia máxima (P_{max}). (Imaizumi et al., 2021)

Figura 2.1:

Rango de funcionamiento fotovoltaico.



Nota: La figura muestra las curvas características con sus respectivas salidas típicas, tales como, corriente de cortocircuito (I_{sc}), voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y potencia máxima (P_{max}). Fuente: (Imaizumi et al., 2021)

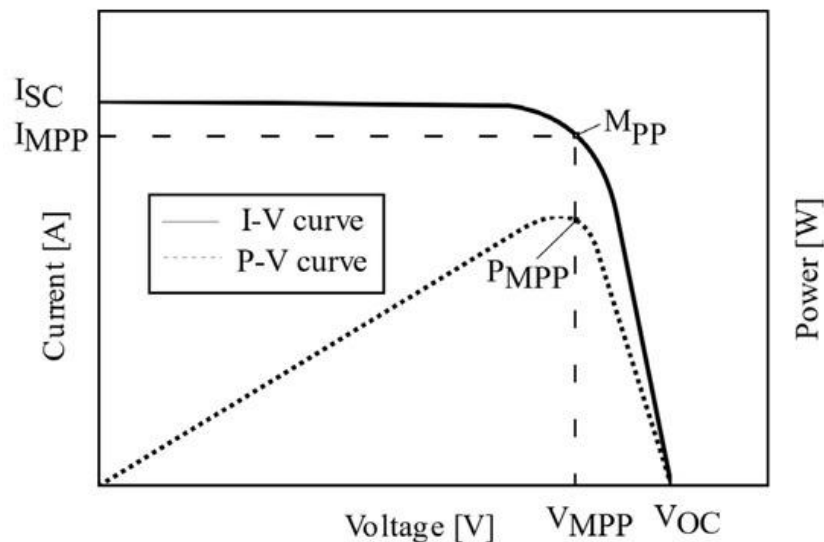
De lo anterior se deduce que el voltaje a través de la celda depende de la banda prohibida (Green et al., 2024). Según García Figueredo et al., (2023)

debido al voltaje generado (a través de la unión p-n), habrá una corriente circulando en el interior de la celda (polarización directa del diodo) denominada corriente oscura (ya que no está directamente relacionada con la irradiancia).

En la figura 2.1 se muestra la región de funcionamiento de los dispositivos semiconductores fotovoltaicos de unión p-n. Además, se observa que la celda fotovoltaica tiene características V-I no lineales (Iturralde Carrera et al., 2025). La forma más conocida de caracterizar una celda solar o un módulo fotovoltaico es obtener su curva de respuesta, que proporciona información sobre la tensión, la corriente y la potencia. Estas respuestas de los dispositivos se conocen como curva I-V y curvas P-V (Moreno-Vassart et al., 2024), tal y como se muestra en la figura 2.2. Estas curvas características proporcionan información importante sobre el estado del módulo fotovoltaico que se está analizando y dependen directamente de la temperatura y de la radiación que reciben el módulo o la celda.

Figura 2.2:

Curvas I-V y P-V de una celda solar.



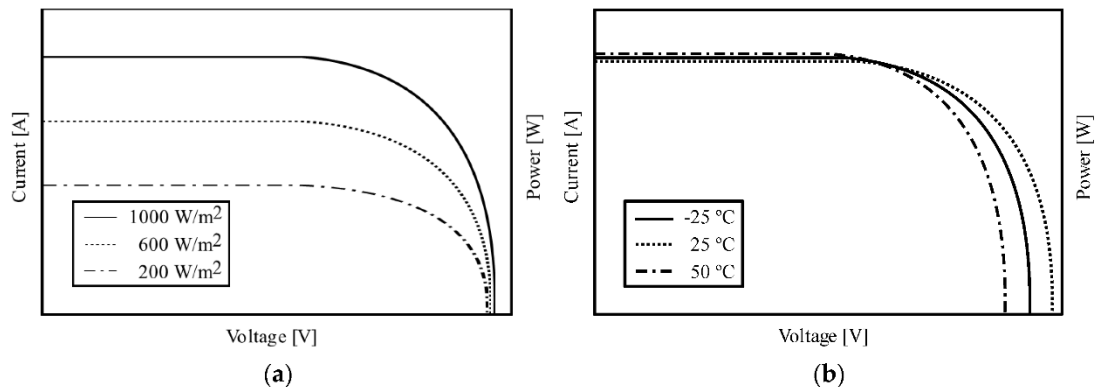
Nota: La figura muestra el comportamiento eléctrico comúnmente utilizado para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y el análisis de seguimiento del punto de máxima potencia. Fuente: (Morales-Aragonés et al., 2021)

Además, depende de la irradiancia, la temperatura y otras condiciones climáticas, tal como se muestra en la figura 2.2 (Morales-Aragonés et al., 2021). Una curva I-V indica la respuesta del módulo fotovoltaico a diferentes

condiciones de carga, a una temperatura y una radiación conocidas. La dependencia de la curva P-V con respecto a la radiación es mayor que la dependencia con respecto a la temperatura; por lo tanto, la Figura 2.3 (a) muestra la respuesta de una celda fotovoltaica a diferentes niveles de radiación, donde se observa que la corriente de cortocircuito (I_{sc}) varía. En cuanto a su dependencia de la temperatura, la Figura 2.3 (b) muestra la variación del voltaje en circuito abierto (V_{oc}) a diferentes temperaturas.

Figura 2.3:

Curvas I-V de un módulo fotovoltaico con distintos niveles de radiación solar dependientes de la: (a) irradiación; y (b) temperatura.



Nota: La figura muestra el efecto de la irradiancia solar y la temperatura de las celdas sobre las características eléctricas de un módulo fotovoltaico. Fuente: (Morales-Aragón et al., 2021)

2.3. Términos importantes en los paneles fotovoltaicos

La tensión y la corriente de salida de los paneles fotovoltaicos dependen de la temperatura y la irradiancia. La potencia generada por un panel fotovoltaico es proporcional a la irradiancia. En esta sección se explican otros parámetros importantes que se tienen en cuenta en el diseño de los paneles fotovoltaicos. (García Figueredo et al., 2023)

2.3.1. Radiación solar

La radiación solar que llega a la Tierra se distribuye en un rango de longitudes de onda de aproximadamente 300 nm a 4 micras, que es reflejada en parte por la atmósfera y transmitida en parte a la superficie terrestre. Las aplicaciones fotovoltaicas utilizadas en el espacio, como los satélites o las naves espaciales, tienen una disponibilidad de radiación solar diferente a la

de las aplicaciones fotovoltaicas en la superficie terrestre. (Rodríguez-Gómez, 2024)

La radiación fuera de la atmósfera se distribuye a lo largo de las diferentes longitudes de onda de manera similar a la radiación de un cuerpo negro a una temperatura de 5762 K, siguiendo la ley de Planck, mientras que, en la superficie de la Tierra, la atmósfera (por ejemplo, la capa de ozono, que filtra la luz ultravioleta [UV]) absorbe selectivamente la radiación en determinadas longitudes de onda. Es habitual distinguir dos distribuciones espectrales solares diferentes (Sarikh et al., 2020):

- Espectro de masa de aire - AM0: espectro fuera de la atmósfera terrestre en un plano perpendicular al Sol a la distancia media entre la Tierra y el Sol. La densidad de potencia fuera de la atmósfera terrestre es de 1367 W/m^2 y se conoce como la constante solar.
- Espectro de masa de aire - AM1,5: la masa de aire se refiere a la longitud relativa del recorrido que realiza el rayo solar directo a través de la atmósfera. El recorrido de la luz a través de la atmósfera es más corto cuando el sol se encuentra en su cenit (perpendicular a la superficie terrestre); la longitud del recorrido es 1,0 (AM 1,0) y esto da lugar al espectro AM1. Obviamente, el sol no siempre se encuentra en el cenit. Cuando el ángulo del sol respecto al cenit aumenta, la masa de aire aumenta, de modo que a un ángulo de 48.2° la masa de aire es 1,5 (véase la figura 2.4).

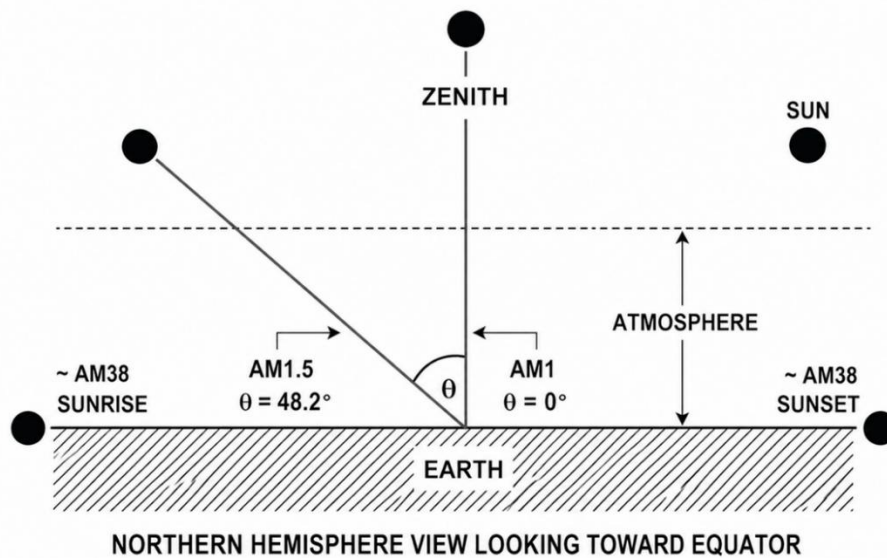
Esto se ha adoptado como el espectro solar estándar para los parques solares terrestres en lo que respecta al espectro real. Terminología importante para expresar la intensidad de la luz solar:

- Irradiancia espectral I_λ : potencia recibida por una superficie unitaria en un intervalo de longitud de onda $d\lambda$; las unidades son $\text{W/m}^2 \mu\text{m}$.
- Irradiancia: la integral de la irradiancia espectral extendida a todas las longitudes de onda de interés; las unidades son W/m^2 .
- Radiación/Insolación: La integral temporal de la irradiancia extendida a lo largo de un periodo de tiempo determinado; por lo tanto, las

unidades de radiación son unidades de energía y se expresan en kWh/m²-día, o simplemente en unidades eléctricas por día.

Figura 2.4:

Concepto de espectro de masas de aire



Nota: La figura ilustra el concepto de masa de aire (AM) y el camino que sigue la radiación solar a través de la atmósfera. A medida que aumenta el ángulo cenital solar, la radiación viaja una distancia mayor a través de la atmósfera, afectando la cantidad de energía solar que llega a la superficie terrestre. Fuente: (Kirk, 2015)

2.3.2. Temperatura

La producción fotovoltaica varía en función de la temperatura, ya que la banda prohibida y la concentración de portadores dependen de la temperatura (Torrico Bravo & Gullón Urbano, 2021). Para obtener la máxima potencia de salida del módulo, es necesario reducir las temperaturas de funcionamiento y aumentar la irradiancia (Terán Aguirre, 2023). El coeficiente de temperatura típico de la potencia es del 0,5 %/°C para las células de silicio monocristalino o policristalino.

Sin embargo, la temperatura de las células de los módulos de bastidor abierto (por ejemplo, a-Si) depende de varios factores externos, como la temperatura ambiente, el nivel de irradiancia, la velocidad y la dirección del viento, y el ángulo de inclinación del módulo en el campo (Bosman et al., 2020). La temperatura que se tiene en cuenta es, en realidad, la temperatura de la celda fotovoltaica y no la del bastidor ni la temperatura atmosférica.

Según las especificaciones estándar, las potencias de las células fotovoltaicas se indican a una temperatura de célula de 25 °C.

2.3.3. Temperatura nominal de funcionamiento de celdas

La temperatura nominal de funcionamiento de celdas (NOCT) es la temperatura de la célula cuando el panel, en circuito abierto, se somete a una irradiancia de 800 W/m², una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad del viento de 1 m/s, con un ángulo de inclinación del módulo de 45°. Esto permite hacerse una idea del aumento de temperatura de la célula en el panel fotovoltaico. (Oulcaid et al., 2020)

El valor nominal de la NOCT rondará los 43°C - 50°C. Esta información se encuentra disponible en la ficha técnica del fabricante. La temperatura NOCT indicada en la ficha técnica resultará útil para calcular la temperatura aproximada del panel fotovoltaico a partir de la temperatura ambiente conocida (Tinoco et al., 2020).

$$T_c = \frac{(T_{NOCT} - T_a) \cdot E}{800}$$

Donde T_c = temperatura de la célula, T_{NOCT} = temperatura ambiente, T_a = temperatura del aire y E = irradiancia.

2.3.4. Condiciones de ensayo estándar

Las STC (también conocidas como condiciones de informe estándar, SRC) se definen con una temperatura nominal de la celda solar de 25 °C, un nivel de irradiancia nominal de 1000 W/m² y una distribución espectral de la masa de aire con un contenido espectral solar de 1.5. Muchos de los parámetros importantes que figuran en la ficha técnica se basan en estas condiciones. (Aslam et al., 2022)

2.3.5. Voltaje en circuito abierto

Voltaje a través del panel fotovoltaico cuando se encuentra en circuito abierto ($I_{PV} = 0$). Este voltaje varía en función de la irradiancia y la temperatura (Abe et al., 2020). El voltaje en circuito abierto (V_{oc}) aumentará

en función de la irradiancia y disminuirá en función de la temperatura (coeficiente negativo τ_v). Este es un parámetro importante del panel fotovoltaico, que se utiliza para calcular el voltaje fotovoltaico máximo y es fundamental para el diseño del sistema (Yadir et al., 2020).

Tanto V_{oc} como τ_v se indican en la ficha técnica del fabricante en condiciones STC. Todos los puntos situados en el eje x, tal y como se muestra en la figura 2.3, representan voltajes en circuito abierto en función de diferentes irradiancias. (Teh et al., 2021)

2.3.6. Corriente de cortocircuito

Corriente suministrada por el panel fotovoltaico cuando sus terminales están en cortocircuito. Esta corriente varía en función de la irradiación y la temperatura. La corriente de cortocircuito (I_{sc}) aumenta proporcionalmente con la irradiación y de forma logarítmica con la temperatura (coeficiente positivo τ_i). Se trata de un parámetro importante del panel fotovoltaico que se utiliza para calcular la corriente máxima de fallo, y también es fundamental para el diseño del sistema. (Moreno-Vassart et al., 2024)

Tanto I_{sc} como τ_v figuran en la ficha técnica del fabricante en condiciones STC. Todos los puntos situados en el eje y, tal y como se muestra en la figura 2.3, representan corrientes de cortocircuito en función de diferentes irradiancias.

2.3.7. Punto de máxima potencia

Como se muestra en la figura 2.3, el voltaje y las corrientes fotovoltaicas están relacionadas de forma no lineal, por lo que, a un voltaje determinado, el panel fotovoltaico suministra la potencia máxima, que a su vez varía en función de las condiciones climáticas (por ejemplo, irradiancia, temperatura, etc.). El punto (voltaje, corriente) de la Figura 2.2 en el que el panel fotovoltaico suministra la potencia máxima se denomina punto de máxima potencia (Maximum Power Point, MPP). Por lo tanto, para hacer funcionar el sistema fotovoltaico en el MPP se requiere un controlador independiente denominado

«MPPT». El MPPT desempeñará un papel importante en la dinámica del sistema fotovoltaico.

2.3.8. Voltaje y corriente de máxima potencia

El voltaje y la corriente del panel fotovoltaico, cuando funciona en el punto de máxima potencia, se denominan voltaje de máxima potencia (V_m) y corriente de máxima potencia (I_m). Los valores de V_m e I_m se indican en la ficha técnica en condiciones STC.

2.3.9. Factor de ocupación

Cada celda tiene una vida útil, con el paso del tiempo, la calidad de la celda disminuye. Por lo tanto, es esencial comprobar periódicamente su calidad, de modo que pueda descartarse una vez que la calidad caiga por debajo de un nivel determinado. La calidad de la celda se denomina «factor de ocupación» (FF) y puede calcularse de la siguiente manera:

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{oc}}$$

Lo ideal es que el factor de ocupación sea 1 o del 100%. Sin embargo, el valor real del FF es de aproximadamente 0.8 u 80%. Un buen panel tiene un factor de llenado comprendido entre 0.7 y 0.8. En el caso de un panel defectuoso, puede ser tan bajo como 0.4.

2.3.10. Coeficiente de temperatura

Los coeficientes de temperatura (τ_v V/°C y τ_i A/°C) que figuran en la ficha técnica del panel fotovoltaico y se utilizan para cuantificar la variación del voltaje y corriente del panel fotovoltaico en función de la temperatura. Esto es muy importante para modelar un panel fotovoltaico.

2.4. Paneles solares

Una fuente de energía renovable disponible en cualquier lugar donde haya sol. La reacción entre la fusión del hidrógeno y el helio da lugar a una radiación electromagnética que puede ser emitida por el sol. La radiación emitida puede convertirse en energía. Según el Centro Mundial de Radiación

(WRC), la constante solar es de 1367 W/m². La energía contenida en la radiación solar, conocida como energía solar, puede convertirse en energía eléctrica. (Abuitayma, 2026)

Aproximadamente el 53 % de la radiación solar corresponde al espectro infrarrojo, con ondas electromagnéticas de >700 nm. El espectro de radiación solar que se convierte en energía eléctrica mediante un captador de energía solar de silicio es del 23 %. En la vida cotidiana se pueden utilizar diversos tipos de células solares. Cada tipo de célula solar presenta ventajas e inconvenientes, que se muestran en la Tabla 2.1. (Prasetyo et al., 2023)

Tabla 2.1:

Tipos de celdas solares y sus ventajas y desventajas.

Tipo de celda solar	Ventajas	Desventajas
Celdas solares de silicio	• Alta eficiencia • Muchas están disponibles en el mercado	• Costosas • Proceso de fabricación complicado y complejo • La eficiencia disminuye a altas temperaturas
Celdas solares de película delgada	• Más baratas que la primera generación de celdas solares • Alto coeficiente de absorción solar	• El rendimiento disminuye con el tiempo • Baja estabilidad • Menor eficiencia que las celdas de silicio
Celdas solares sensibilizadas por colorante (DSSC)	• Materias primas fáciles de conseguir • Fabricación más sencilla • Bajo costo en comparación con otros tipos	• Utilizan un electrolito líquido en su fabricación, lo que las hace volátiles (baja estabilidad) • No están ampliamente disponibles comercialmente

Nota: Adaptado por el autor de Prasetyo et al., (2023). La tabla resume las principales ventajas y limitaciones de las tecnologías de celdas solares consideradas en aplicaciones fotovoltaicas.

Los paneles solares fotovoltaicos son una tecnología de captación de energía solar que utiliza materiales semiconductores con efecto fotovoltaico para convertir la radiación solar en electricidad de corriente continua. La

tecnología de los paneles solares fotovoltaicos fue inventada originalmente por el físico francés Alexandre Becquerel, quien logró generar electricidad directamente a partir de la energía solar. (Dambhare et al., 2021)

Con el tiempo, la industria de los paneles solares fotovoltaicos se convirtió en el sector energético de más rápido crecimiento. Los paneles solares fotovoltaicos se han generalizado, especialmente en los países desarrollados, para hacer frente al agotamiento de los combustibles fósiles (Manisha et al., 2022). Los paneles fotovoltaicos que utilizan materiales de silicio siguen dominando el mercado debido a su eficiencia del 14-17 % y a su vida útil de 25 años. Se llevan a cabo desarrollos de forma constante para mejorar la tecnología de los sistemas y reducir los costes de mantenimiento e instalación de los paneles fotovoltaicos, lo que significa que son más asequibles y accesibles para la comunidad en general (Seme et al., 2020).

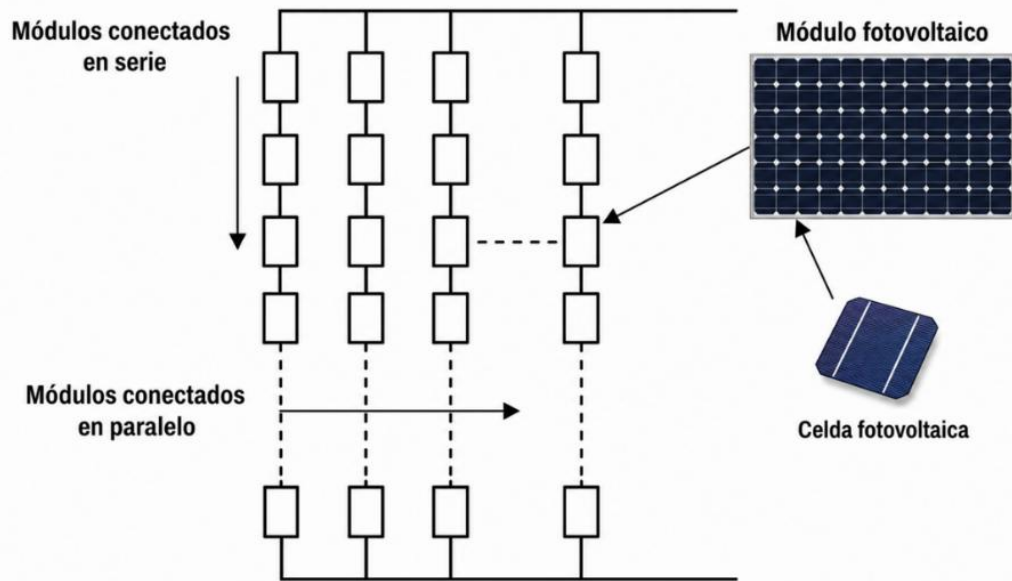
2.5. Configuración del sistema fotovoltaico

Esta sección presenta una revisión bibliográfica de las configuraciones de los sistemas fotovoltaicos. La revisión comienza con una descripción detallada de la celda fotovoltaica, el módulo y arreglo fotovoltaico. Se presentan los componentes de la electrónica de potencia y las estrategias de control de los sistemas fotovoltaicos tanto autónomos como conectados a la red. Se analizan las opciones de integración de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red para clarificar sus topologías de electrónica de potencia. Asimismo, se presentan los tipos de inversores CC/CA que pueden utilizarse en topologías de una sola etapa o de dos etapas.

2.5.1. Celda fotovoltaica, módulo y arreglo fotovoltaico.

Un sistema fotovoltaico consiste en un arreglo solar, el cual es un conjunto de módulos conectados en serie-paralelo, donde el componente básico dentro del módulo son las celdas solares. Para diseñar un módulo solar, se mide la potencia de las celdas solares y luego se las conecta en serie en función del voltaje de salida deseado (Mollik Babu et al., 2025). La Figura 2.5 representa un sistema fotovoltaico.

Figura 2.5:
Sistema de paneles fotovoltaicos.



Nota: La figura muestra la configuración básica de una matriz fotovoltaica, donde los módulos están interconectados en serie y en paralelo para alcanzar niveles de voltaje y corriente requeridos por la instalación eléctrica. Fuente: (Vakacharla et al., 2020)

2.5.1.1. Celda solar

La celda solar, que es el componente básico del sistema fotovoltaico, está compuesta por materiales semiconductores. Los semiconductores se comportan como conductores cuando se exponen a la luz o al calor, pero a baja temperatura se convierten en aislantes. Normalmente, el material semiconductor consta de al menos dos capas. La carga positiva se encuentra en una capa y la carga negativa en la otra. Cuando la celda se expone a la luz, los átomos de los semiconductores absorben algunos fotones de la luz y liberan electrones de la capa negativa de la celda. (Allouhi et al., 2022)

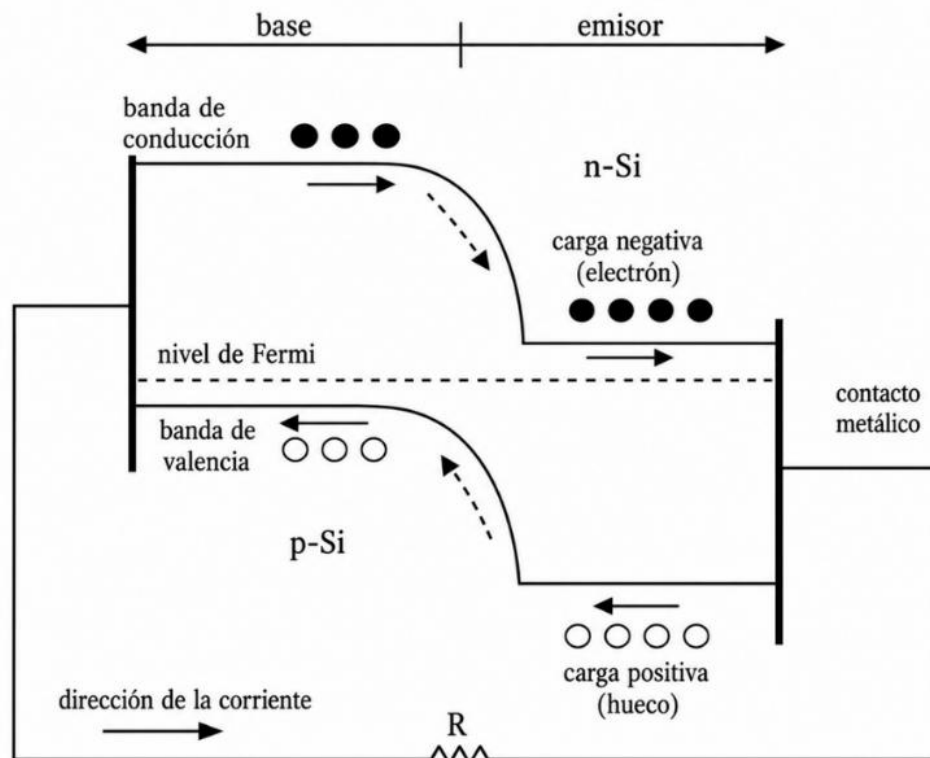
El circuito externo permite que los electrones liberados fluyan de vuelta a la capa positiva, lo que representa la corriente eléctrica. La Figura 2.6 muestra la generación de pares electrón-hueco y el transporte de portadores minoritarios en una celda solar de silicio, junto con el circuito externo.

Por lo general, el material semiconductor utilizado para las celdas solares es el silicio. Existen diferentes tipos de celdas solares. Sin embargo,

los tipos más comunes y disponibles en el mercado son las monocristalinas, las multicristalinas y las amorfas. Las ventajas y desventajas varían de un tipo a otro, dependiendo de la aplicación prevista. Las celdas solares monocristalinas se fabrican a partir de silicio casi puro, en el que todo el sólido es una red cristalina continua. Este tipo de celda solar tiene una eficiencia de aproximadamente 25%.

Figura 2.6:

Diagrama de bandas de una celda solar de silicio.



Nota: La figura ilustra la estructura de bandas de energía de una celda solar de silicio y el movimiento de electrones y huecos a través de la unión p-n. Fuente: (Vakacharla et al., 2020)

Por otra parte, la celda solar multicristalina es el tipo preferido porque ofrece la mejor relación en términos de potencia de salida por coste unitario. A diferencia de la celda solar monocristalina, la celda solar multicristalina se fabrica cortando bloques de cristales en obleas para producir celdas solares individuales. Por lo tanto, este tipo de celda solar es más barata que la celda solar monocristalina. Además, la eficiencia de la celda solar multicristalina es de aproximadamente el 20%, lo que supone un valor ligeramente inferior al de la celda solar monocristalina.

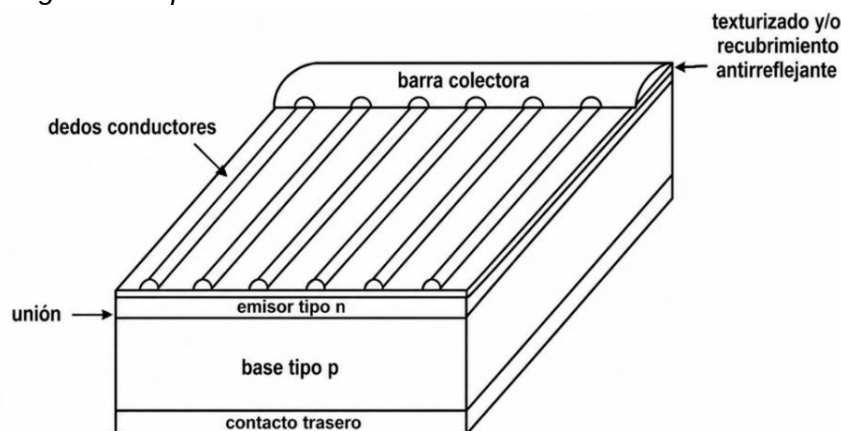
Las celdas solares amorfas son el tipo más económico, ya que se fabrican depositando una fina capa de silicio sobre un material de base, como el vidrio o el metal. La eficiencia de esta clase de celdas solares es de aproximadamente el 12.5%, lo que se considera baja en comparación con los demás tipos de celdas solares. Las celdas solares amorfas se utilizan habitualmente para aplicaciones de baja potencia, como calculadoras y luces de jardín.

Recientemente se han desarrollado las células multifunción o en tándem. Este tipo de celda solar contiene varias uniones p-n, cada una de las cuales está ajustada a una longitud de onda de luz diferente. Por lo tanto, la celda solar puede absorber más energía de la luz. La eficiencia de este tipo de celdas solares es de aproximadamente el 43%, lo cual es relativamente alto en comparación con otros tipos de celdas solares. A nivel comercial, el uso de este tipo de celdas solares se limita a aplicaciones aeroespaciales debido a su elevado coste.

En la Figura 2.7 se muestra la estructura física de una celda solar. En general, una celda solar consta de contactos superiores, una o dos capas de recubrimiento antirreflectante, un emisor de tipo n, una base de tipo p y un contacto posterior. La función de los contactos superiores es recoger la corriente del emisor y conectar la célula solar a un circuito externo.

Figura 2.7:

Diagrama esquemático de la estructura física de una celda solar.



Nota: La figura muestra la estructura física de una celda solar de silicio, destacando las capas principales y los contactos eléctricos implicados en la recogida y transporte de corriente eléctrica generada por el proceso fotovoltaico. Fuente: (Teh et al., 2021)

En la Figura 2.7 solo se muestran una barra colectora y seis dedos como contactos superiores. Sin embargo, la celda solar real consta de varias barras colectoras y muchos dedos. Para minimizar la reflexión de la luz de la celda solar, se aplica un recubrimiento antirreflectante. El recubrimiento antirreflectante maximiza la luz que entra en la celda, lo que aumenta la potencia de salida de la celda solar.

Un emisor de tipo n y una base de tipo p son los componentes principales de la célula solar. La capa emisora, que contiene la mayoría de electrones negativos, se fabrica lo más delgada posible para alcanzar una resistividad de lámina razonable. En la práctica, el espesor de la capa emisora es de aproximadamente 2 μm . Por otro lado, la capa de base es más gruesa que la capa emisora, ocupando casi todo el espesor de la celda solar. Normalmente, el espesor de una celda solar de silicio es de entre 200 μm y 500 μm . El contacto posterior se encuentra en la parte inferior de la celda solar. Se utiliza principalmente para recoger los portadores de carga y para reflejar la luz de vuelta a la trayectoria óptica.

2.5.1.2. Modelo de diodo único

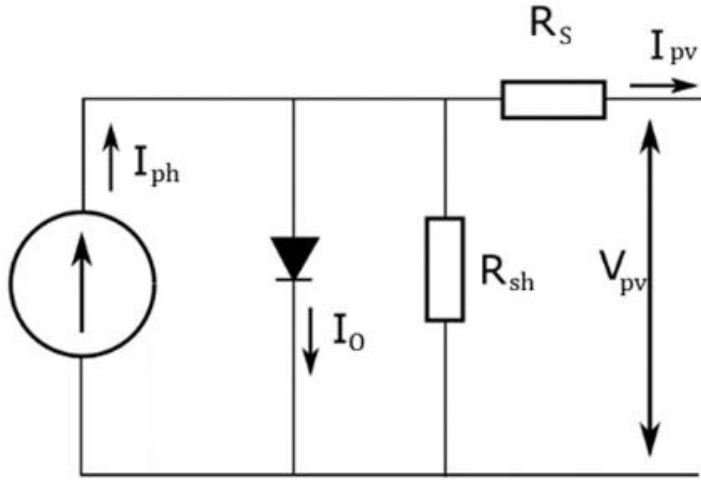
La celda fotovoltaica está compuesta por un semiconductor de unión p-n simple. Sin embargo, en lugar de una excitación por tensión externa, se utiliza la luz (fotones) para excitar a los electrones y los huecos (Torrico Bravo & Gullón Urbano, 2021). Y el voltaje a través de la celda depende de la banda prohibida. Debido al voltaje a través de la unión p-n, que polariza en sentido directo la unión, habrá una corriente circulando dentro de la celda denominada corriente oscura (independiente de la irradiancia).

Por lo tanto, el sistema fotovoltaico se modela como una fuente de corriente en paralelo con un diodo. La figura 2.8 muestra el diagrama de circuitos del modelo de diodo único.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_o \left[e^{\left(\frac{V + I_{pv} R_s}{V_T} \right)} - 1 \right] - \left[\frac{V + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \right]$$

$$V_T = \frac{nKT}{q}$$

Figura 2.8:
Circuito equivalente del modelo de diodo único.



Nota: La figura muestra el circuito equivalente de diodo único comúnmente utilizado para representar el comportamiento eléctrico de una célula fotovoltaica. Fuente: (Teh et al., 2021)

Donde I_{ph} , es la corriente generada por la luz en la celda, I_o , es la corriente de saturación, V_T , es el voltaje térmico, k , es la constante de Boltzmann, R_s , es la resistencia en serie, R_{sh} , es la resistencia en derivación, q , es la carga elemental ($1.602 \times 10^{-19} C$) y n , es el factor de idealidad del diodo. Si despreciamos R_s y R_{sh} , se tiene,

$$I_{pv} = I_{sc} - I_o \left[e^{\left(\frac{V}{V_T}\right)} - 1 \right]$$

Cuando $I_{ph} = 0$, el voltaje de circuito abierto es,

$$V_{oc} = I_{sc} - V_T \ln \left[\frac{I_{sc}}{I_o} + 1 \right]$$

Cuando $V_{ph} = 0$, entonces,

$$I_{sc} = I_{pv}$$

Según la ecuación anterior, el V_{oc} guarda una relación logarítmica con la irradiancia (corriente de fotones del panel fotovoltaico).

(a) Resistencia en serie: las pérdidas resistivas en serie están presentes en las celdas solares reales. De hecho, la corriente generada en el interior de la celda solar se desplaza hacia los contactos a través de material

semiconductor resistivo, tanto en la región de la base (normalmente de tipo P, sin dopaje intenso) como en la estrecha región del emisor (tipo N), que suele estar fuertemente dopada. Además de estos dos componentes, la resistencia de la rejilla metálica, los contactos y el bus colector de corriente también contribuyen a las pérdidas resistivas totales en serie. Es habitual suponer que estas pérdidas en serie pueden representarse mediante una resistencia concentrada (R_s) que depende de la temperatura y que se denomina resistencia en serie de la célula solar.

(b) Resistencia en derivación: se identifican varias pérdidas resistivas en derivación; entre las más comunes se encuentran los cortocircuitos localizados en la capa del emisor o las derivaciones perimetrales a lo largo de los bordes de la célula. Esto se representa generalmente mediante una resistencia concentrada (R_{sh}), en paralelo con el dispositivo intrínseco.

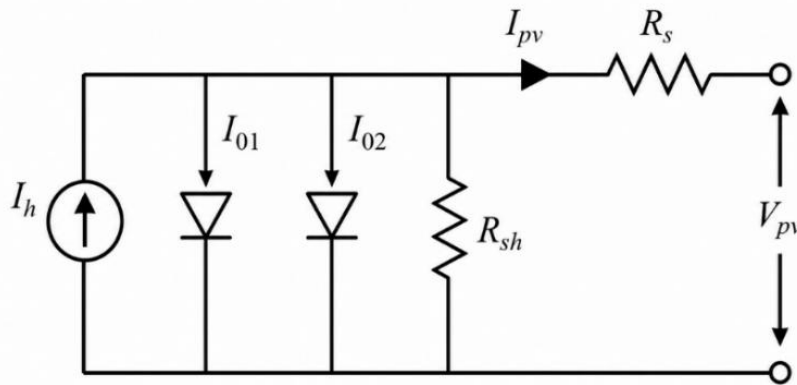
2.5.1.3. Modelo de doble diodo

En el modelo anterior no se tiene en cuenta el efecto de las pérdidas no óhmicas, debidas a la recombinación en la región de carga espacial de la celda solar. Esto es relevante a bajo voltaje de polarización y puede representarse en un circuito equivalente mediante un segundo término de diodo con corriente de saturación (I_{02}), que es diferente de la corriente de saturación (I_0) del diodo ideal de la celda solar; dado que el factor de idealidad del diodo es distinto de 1, normalmente se utiliza para este fin un diodo con factor de idealidad 2. (Perez Ramos et al., 2021)

En la práctica, solo unos pocos dispositivos presentan una característica $I(V)$ totalmente ideal con un coeficiente de idealidad igual a la unidad, por lo que es habitual añadir también un parámetro n para tener en cuenta las imperfecciones en el diodo de corriente oscura, y el modelo de diodo único puede modificarse para tener en cuenta este efecto. La Figura 2.9 muestra el diagrama de circuitos del modelo de doble diodo.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \left[e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{n V_T} \right)} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{2 V_T} \right)} - 1 \right] - \left[\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \right]$$

Figura 2.9:
Circuito equivalente del modelo de doble diodo.



Nota: La figura presenta el circuito equivalente de doble diodo utilizado para modelar el comportamiento eléctrico de una celda fotovoltaica. Fuente: (Teh et al., 2021)

En la figura 2.9, el primer diodo (I_0), con un factor de idealidad n , representa la corriente oscura (independiente de la irradiancia), mientras que el segundo diodo, con un factor de idealidad, representa las pérdidas no óhmicas en derivación de la célula solar. Algunas desventajas del modelo de doble diodo son:

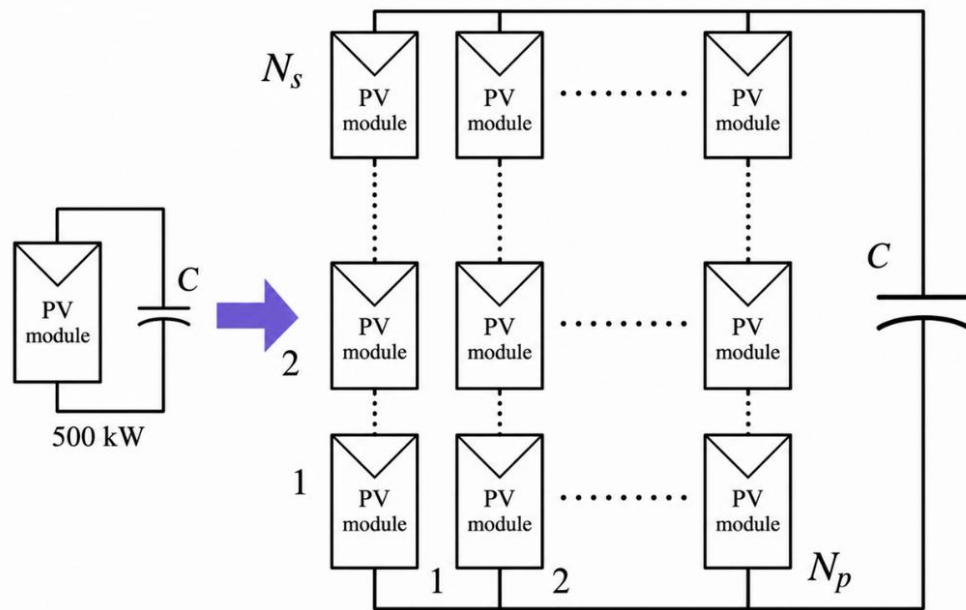
- Muchos parámetros ($R_s, R_{sh}, I_{01}, I_{02}, I_{ph}, V_T$) no están disponibles, ya que dependen de las propiedades del material. Además, el fabricante no los proporciona.
- Las ecuaciones de los semiconductores se derivan de cinco ecuaciones diferenciales de transporte de portadores, que suponen un dopaje uniforme y un material cristalino. Pero esto no es cierto en el caso de los módulos prácticos y la energía fotovoltaica de capa fina (que tienen unión p-i-n). Por lo tanto, es necesario modelar la celda solar fotovoltaica utilizando la información dada en la ficha técnica del fabricante. Además, debe tenerse en cuenta el cambio debido a las condiciones climáticas (normalmente la irradiancia, la temperatura y la velocidad del viento). Se proponen ecuaciones de conversión para convertir el voltaje y la corriente de una condición a otra.

2.6. Diseño del sistema fotovoltaico

Se conectan numerosos paneles en serie y en paralelo, tal y como se muestra en la figura 2.10, para alcanzar una tensión y una potencia elevadas.

Figura 2.10:

Disposición eléctrica de módulos PV conectados en serie y paralelo.



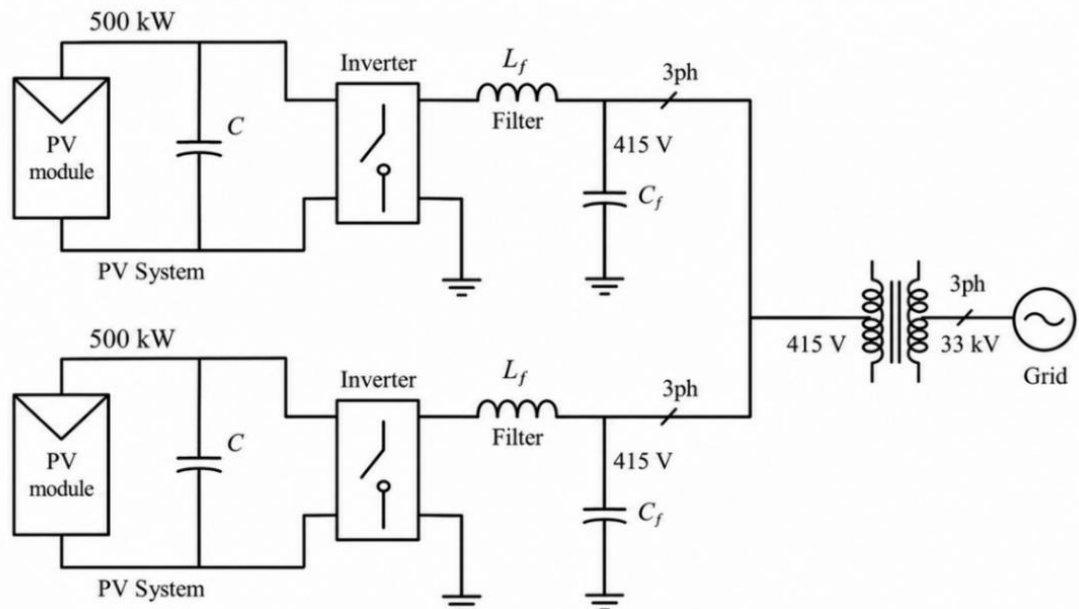
Nota: La figura ilustra la configuración permite ajustar voltaje y corriente del sistema según los requisitos de la instalación fotovoltaica. Fuente: (Vakacharla et al., 2020)

2.6.1. Selección de los conjuntos de paneles fotovoltaicos

La figura 2.11 muestra el esquema unifilar del sistema fotovoltaico.

Figura 2.11:

Diagrama unifilar de un sistema fotovoltaico conectado a la red.



Nota: La figura muestra el diagrama unifilar de un sistema PV conectado a la red. La energía DC generada se convierte en AC a través del inversor y se entrega a la red eléctrica mediante etapas de filtrado y transformación. Fuente: (Vakacharla et al., 2020)

El número de paneles necesarios se selecciona basándose en:

$$\text{Si, } V_{grid} = V_m \sin \omega t$$

$$\text{Para UPF, } i_s = I_{sm} \sin \omega t$$

$$\text{Entonces, } V_i = L_f \omega I_{sm} \cos \omega t + V_m \sin \omega t$$

$$V_i = jX_L i_s + V_{grid}$$

Donde, V_i es el voltaje de salida del inversor, L_f es la inductancia del filtro, X_L es la reactancia inductiva, ω es la frecuencia de red en rad/s, i_s es la corriente de fuente y V_{grid} es el voltaje de la red. El voltaje requerido del inversor viene determinado por el voltaje de la red y el voltaje a través del inductor, tal y como se indica en la ecuación anterior.

Además, el voltaje del inversor depende del voltaje del bus de CC (voltaje fotovoltaico) y del método de conmutación; el voltaje máximo posible del inversor para la modulación por ancho de pulso (PWM) sinusoidal-triangular es,

$$V_i = \frac{V_{pv}}{2}$$

El voltaje de salida máxima requerida del inversor se calcula suponiendo un voltaje del inductor de 0.1 pu, cuando la corriente nominal fluye a través del inductor, y se considera un aumento del 10 % en el voltaje de la red.

$$V_{i_{max}} = 0.1V_{grid} + 1.1V_{grid}$$

$$V_{pv_{min}} = 2V_{i_{max}}$$

Es necesario conectar muchos paneles fotovoltaicos en serie para alcanzar la tensión requerida por el inversor (Vakacharla et al., 2020). Para suministrar la máxima potencia posible a la red en todas las condiciones ambientales, la tensión fotovoltaica mínima (en condiciones de baja irradiación y alta temperatura) debe ser igual al doble de la tensión máxima requerida por el inversor (Fuentes et al., 2021). Para una tensión de línea PCC de 415 V, deben conectarse en serie un mínimo de 20 paneles SANYO 215A ($N_s = 20$), tal y como se muestra en la figura 2.11, de modo que el voltaje máximo posible es igual a,

$$N_s V_{oc} = 51.3 (20) = 1026 V$$

Y el voltaje del panel fotovoltaico mínimo es igual a:

$$N_s V_{min} = 820 V$$

Para alcanzar la potencia nominal requerida (que suele expresarse en STC), es necesario conectar en paralelo numerosas cadenas fotovoltaicas, lo que se conoce como «matrices fotovoltaicas».

$$N_p = \frac{P_{pv}}{N_s V_m}$$

Por ejemplo, para un sistema fotovoltaico de 500 kW, $N_p = 117$, por lo que las cadenas fotovoltaicas deben conectarse en paralelo. Por lo tanto, un sistema fotovoltaico de 500 kW necesita 2340 paneles de 215 A. La potencia nominal real del sistema fotovoltaico es de 504.18 kW, según la ecuación,

$$P_{pv} = N_s N_p P_{panel}$$

2.6.2. Inversor

Dado que el objetivo principal es estudiar la respuesta transitoria ante perturbaciones de señal de gran magnitud, los armónicos generados por el inversor no revisten especial interés (Mahtani, 2024a). Por lo tanto, un modelo medio del inversor es suficiente para el análisis; sin embargo, la simulación realizada tanto para el sistema con inversor como para el sistema sin él no muestra diferencias significativas. Los detalles del diseño del inversor son los siguientes:

- Inversor trifásico de dos niveles con una potencia nominal de 500 kW.
- PWM seno-triangular con una frecuencia de conmutación de 5 kHz.
- Se utiliza un filtro LC.
- El inversor se modela como un sistema de primer orden con una constante de tiempo igual a la mitad del tiempo de conmutación ($BW = 2f_c$). (Mahtani, 2024b)
- Se utiliza un control en modo de corriente constante para inyectar la potencia del UPF a la red.
- Se utiliza un controlador de voltaje para regular el voltaje del bus de CC.

2.6.3. Seguimiento del punto de máxima potencia y convertidor CC-CC

Las celdas fotovoltaicas funcionan en condiciones ambientales variables y requieren un control en su terminal de salida para extraer la máxima potencia del sistema (Mahtani, 2024c). Esto se consigue mediante un proceso denominado «seguimiento del punto de máxima potencia». Existen varios métodos de seguimiento del punto de máxima potencia. Cada técnica tiene sus propias ventajas e inconvenientes. Algunas técnicas de uso común son el método de conductancia incremental (IC), el método «hill top», el método «perturb and observe», etc.

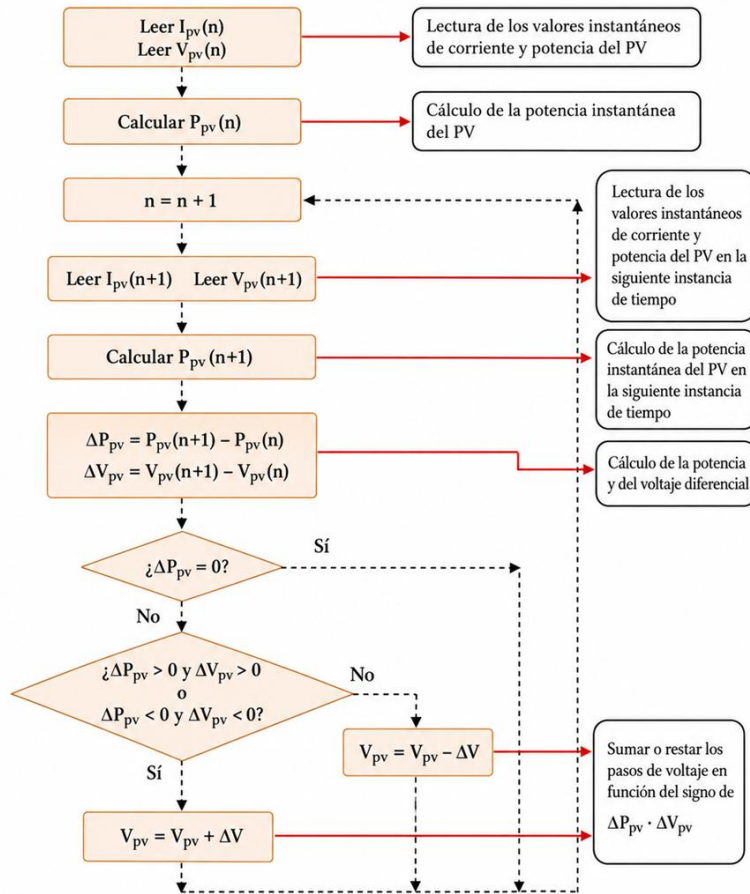
Existen estudios comparativos de diversas técnicas de MPPT utilizando un método experimental. La salida del módulo fotovoltaico varía en función de la orientación del sol, el nivel de irradiancia y la temperatura (Tan & Mohamad-Saleh, 2023). Existe un único punto de máxima potencia en la curva I-V de un módulo PV en una condición de funcionamiento concreta. Es deseable que el módulo fotovoltaico funcione cerca del punto de máxima potencia, que se produce en el punto de inflexión de la curva I-V (Saravanan et al., 2022).

A efectos de la investigación, se ha conectado un convertidor elevador CC-CC a la salida del panel fotovoltaico. El controlador MPPT determina el ciclo de trabajo del convertidor elevador para lograr la extracción de potencia requerida en el punto de máxima potencia (Qin et al., 2020). En la investigación se ha utilizado el método Perturb and Observe (P y O) para llevar a cabo el MPPT. El diagrama de flujo del algoritmo P y O se muestra en la Figura 2.12.

A continuación, se detalla el procedimiento completo de diseño de un convertidor elevador CC-CC. La figura 2.13 muestra la disposición del circuito de un convertidor elevador CC-CC.

Figura 2.12:

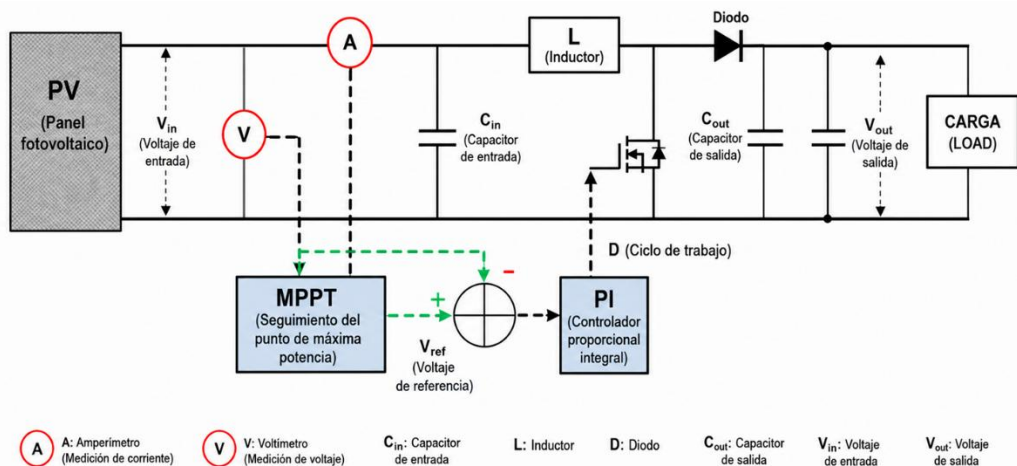
Diagrama de flujo del algoritmo MPPT para P y O .



Nota: La figura ilustra la secuencia operativa del algoritmo de MPPT, Perturb and Observe (P&O). La estrategia de control ajusta el voltaje de funcionamiento del sistema PV según las variaciones de potencia y voltaje para mantener el funcionamiento cerca del punto de potencia máxima. Fuente: (Qin et al., 2020)

Figura 2.13:

Diagrama de bloques de un convertidor elevador.



Nota: La figura muestra los componentes principales de un convertidor boost integrado con un controlador MPPT. El sistema de control regula el ciclo de trabajo

del convertidor para modificar el punto de funcionamiento del módulo PV y maximizar la extracción de energía bajo condiciones de funcionamiento variables. Fuente: (Saravanan et al., 2022)

Las salidas «L» y «C» corresponden a la inductancia y la capacitancia del convertidor elevador. El condensador C almacena la tensión para el convertidor elevador.

Capítulo 3: Desarrollo y Resultados obtenidos

3.1. Diagnóstico de la instalación objeto de estudio

La presente investigación se desarrolla en una empresa de telecomunicaciones ubicada en el sector Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito, provincia de Pichincha. La instalación corresponde a la Jefatura de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional, área que mantiene una operación permanente mediante el uso de equipos informáticos, sistemas de comunicación, dispositivos de red, iluminación, equipos médicos y otros elementos de apoyo para las actividades administrativas y técnicas.

La ubicación geográfica del proyecto (ver Figura 3.1) corresponde a las coordenadas $0^{\circ}10'06.4''$ de latitud sur y $78^{\circ}29'05.8''$ de longitud oeste. Estas condiciones sitúan a la instalación en una zona con elevado potencial para el aprovechamiento de la energía solar, característica que resulta favorable para la implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

Figura 3.1:

Ubicación geográfica del proyecto – Sector Iñaquito, Quito-Ecuador.



Nota: Preparado por el autor utilizando información geográfica y observaciones de campo del área de estudio.

La infraestructura cuenta con espacios disponibles en la cubierta que presentan condiciones favorables para la instalación de módulos fotovoltaicos. A partir de la revisión de los planos arquitectónicos y eléctricos, fue posible

identificar las áreas aprovechables, las condiciones de acceso, la distribución de cargas y los posibles puntos de conexión necesarios para integrar el sistema propuesto.

La instalación depende de un suministro eléctrico estable para desarrollar sus actividades con normalidad. Esto se debe, principalmente, a la presencia de equipos de telecomunicaciones, sistemas informáticos y otros dispositivos relacionados con la gestión institucional. En este contexto, la energía eléctrica no solo representa un servicio básico, sino un elemento necesario para mantener la continuidad operativa. Por ello, resulta pertinente analizar alternativas de generación distribuida que permitan aprovechar fuentes renovables, como la energía solar fotovoltaica.

3.1.1. Caracterización de la infraestructura

A partir de la revisión de los planos de distribución eléctrica, se identificaron las zonas donde se concentra el consumo energético de la instalación. En estos planos se observan circuitos destinados a iluminación, tomacorrientes de uso general, equipos informáticos, sistemas de telecomunicaciones y equipos especializados utilizados en actividades de seguridad industrial y salud ocupacional.

La revisión de la infraestructura también permitió reconocer que la edificación cuenta con una cubierta disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos. El área útil estimada es de aproximadamente 367,36 m², superficie que resulta adecuada para ubicar el arreglo fotovoltaico planteado en la propuesta.

Por las características físicas de la cubierta, es posible distribuir los módulos de manera que se aproveche de forma adecuada la radiación solar disponible. En esta primera revisión no se observaron condiciones que impidan la instalación del sistema. Sin embargo, en la etapa de ingeniería de detalle será necesario confirmar la capacidad estructural de la cubierta y revisar con mayor precisión si existen sombras generadas por elementos cercanos que puedan afectar el rendimiento de los paneles.

Figura 3.2:
Distribución arquitectónica de la instalación objeto de estudio



Nota: La figura presenta la disposición arquitectónica de la instalación analizada en este estudio, mostrando la distribución de las principales áreas operativas consideradas durante la evaluación energética. Preparado por el autor.

La distribución de los ambientes que conforman la instalación puede observarse en la Figura 3.2. El plano arquitectónico permite reconocer las distintas áreas de trabajo, atención médica, laboratorios y servicios complementarios consideradas en este estudio.

3.1.2. Caracterización eléctrica de la infraestructura

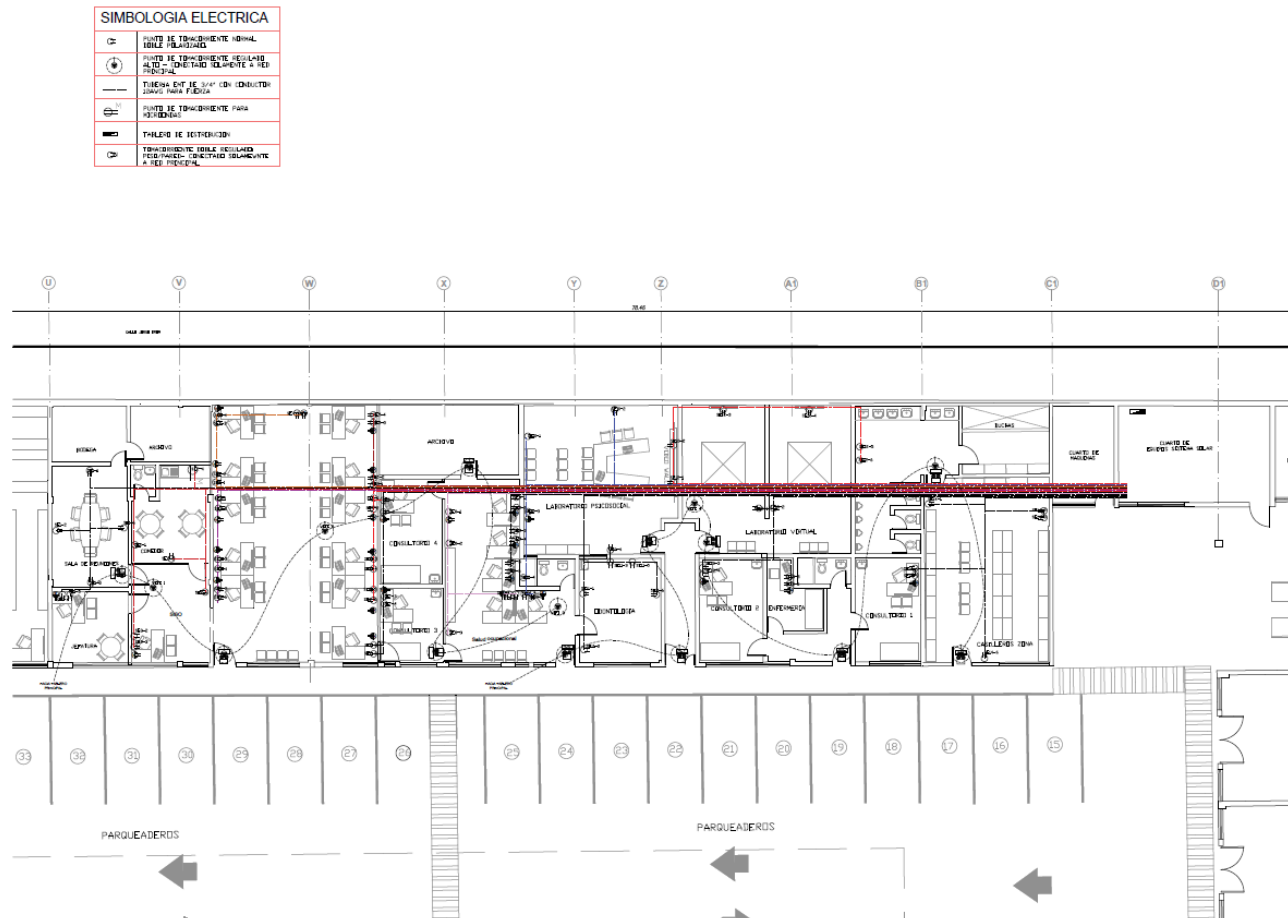
La red eléctrica de la edificación alimenta las áreas administrativas, técnicas y de apoyo. A través de esta red funcionan las computadoras, equipos de telecomunicaciones, luminarias, tomacorrientes, equipos médicos y otros dispositivos usados en las actividades de seguridad industrial y salud ocupacional. Por eso, su operación es necesaria para mantener el trabajo diario sin interrupciones.

La revisión de los planos eléctricos permitió ubicar los puntos de consumo y ver cómo se distribuye la energía en los distintos espacios. En las oficinas, consultorios, laboratorios y áreas de apoyo se observan circuitos definidos según el uso de cada ambiente.

Los equipos informáticos y de telecomunicaciones representan una parte importante de la demanda eléctrica. Estos equipos se usan de forma constante en las actividades de la institución. Algunos pueden apagarse al terminar la jornada, pero otros, como ciertos dispositivos de red y comunicación, deben permanecer encendidos para mantener los servicios disponibles.

Antes de plantear un sistema fotovoltaico ON Grid, se debe revisar las condiciones eléctricas actuales del edificio. Esto permite identificar cómo se usan las cargas, en qué áreas el consumo energético es más fuerte y qué parámetros se deben considerar para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. La distribución eléctrica de fuerza del edificio se muestra en la Figura 3.3. Este plano permite reconocer los principales puntos de alimentación y la organización de los circuitos que suministran energía a las distintas áreas

Figura 3.3:
Distribución eléctrica de fuerza de la edificación objeto de estudio.

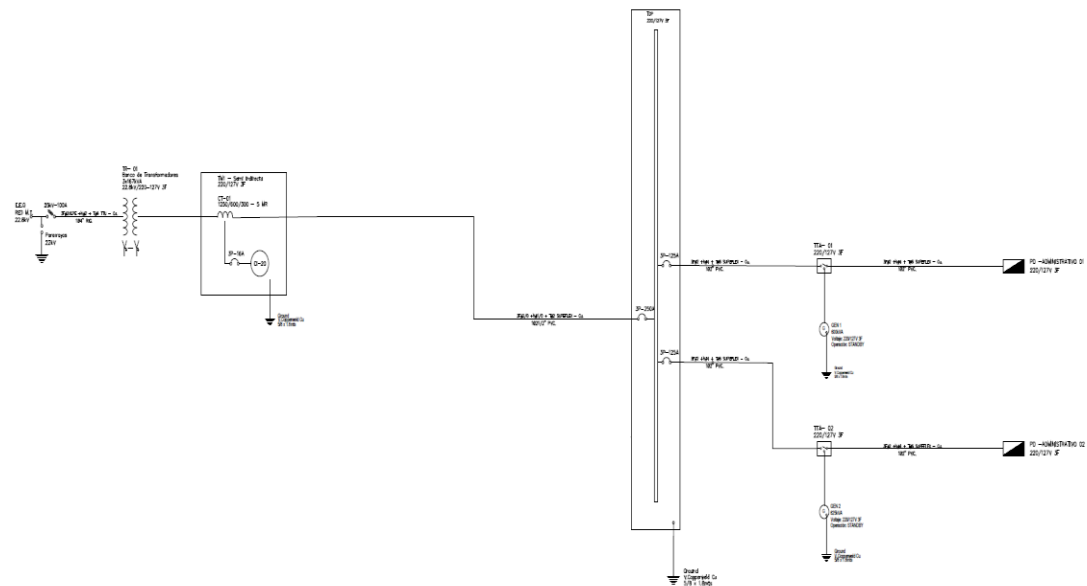


Nota: La figura presenta la distribución de la energía eléctrica de la instalación analizada en este estudio, que sirve como base para evaluar la integración del sistema fotovoltaico propuesto. Preparado por el autor.

La distribución mostrada en la Figura 3.3 permite identificar los circuitos de fuerza y su ubicación dentro de las diferentes áreas de la edificación. Para complementar esta información, se revisó la configuración general del suministro eléctrico. En la Figura 3.4 se presenta el diagrama unifilar del sistema actual, donde se muestran los transformadores, los elementos de protección, los grupos electrógenos de respaldo y los tableros principales que alimentan la instalación.

Figura 3.4:

Diagrama unifilar del sistema eléctrico actual de la instalación.



Nota: Elaborado por el autor a partir de la información disponible del sistema eléctrico de la instalación.

El diagrama unifilar permite tener una visión más clara de la forma en que se suministra y distribuye la energía en la instalación. Esta configuración se tomó como referencia para plantear posteriormente el punto de integración del sistema fotovoltaico y las protecciones necesarias para su conexión.

3.2. Diagnóstico energético de la edificación

Para conocer el comportamiento eléctrico de la edificación, se revisó el inventario de cargas registrado en las diferentes áreas de trabajo. Dicha revisión considera la potencia de cada equipo, el tiempo de uso promedio y el tipo de operación que cumple en la jornada laboral. Con los cual se obtuvo una potencia de 31.31 kW.

Hay cargas asociadas a iluminación, climatización, cafetería, microondas, esterilizadores y equipos informáticos. También aparecen equipos con un comportamiento distinto al resto, como los racks de telecomunicaciones, los equipos de red y los sistemas inalámbricos, que permanecen encendidos todo el día por la naturaleza del servicio que prestan.

Con la información del inventario, el consumo diario de la instalación se calculó en aproximadamente 266.93 kWh/día. Sin embargo, para el dimensionamiento fotovoltaico se trabajó con un valor mayor, ya que el sistema no opera en condiciones ideales. Por eso se incluyeron las pérdidas relacionadas con la conversión de energía y con el propio funcionamiento de los equipos del sistema. Al aplicar este ajuste, la demanda considerada para el diseño fue de 321.60 kWh/día.

Por lo tanto, que la edificación tiene una demanda energética significativa, lo que abre la posibilidad de estudiar una solución fotovoltaica On grid, para cubrir parte del consumo actual. Es decir, el uso de energía solar disminuiría la energía eléctrica convencional y reduciría el impacto ambiental asociado a la operación diaria del sistema.

3.2.1. Caracterización de las cargas eléctricas

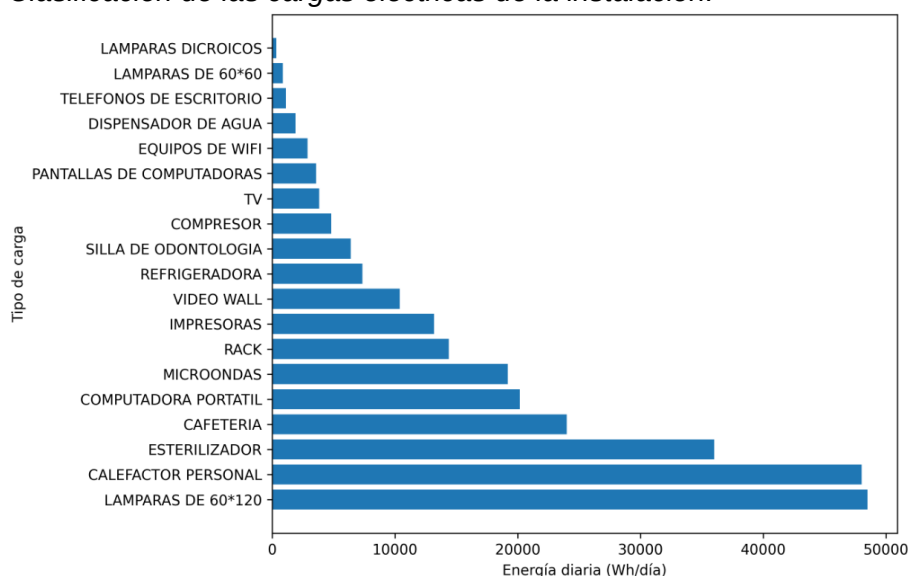
Las cargas identificadas responden al tipo de actividades que se desarrollan en la instalación. Existen equipos vinculados con labores administrativas, otros relacionados con el componente tecnológico y varios destinados al apoyo de actividades de seguridad industrial y salud ocupacional. El inventario permitió diferenciar equipos de uso permanente y equipos que se emplean solo en ciertos momentos de la jornada.

El grupo de equipos informáticos y de telecomunicaciones tiene una participación importante dentro del consumo total. En este grupo se incluyen computadoras, monitores, dispositivos de red, equipos inalámbricos y sistemas de comunicación. Algunos de ellos se apagan al finalizar la jornada; sin embargo, otros deben permanecer energizados de forma continua para mantener disponibles los servicios de telecomunicaciones.

También se identificaron cargas asociadas a iluminación interior, equipos médicos, cafetería, microondas, esterilizadores y otros dispositivos auxiliares distribuidos en las diferentes áreas de trabajo. Aunque algunos de estos equipos tienen potencias individuales moderadas, su uso simultáneo aporta de manera significativa al consumo total de energía.

Figura 3.5:

Clasificación de las cargas eléctricas de la instalación.



Nota: La figura resume la distribución de las cargas eléctricas identificadas en la instalación, destacando los equipos y sistemas con el mayor consumo energético diario. Preparado por el autor.

A partir de la revisión de las cargas se pudo diferenciar qué equipos trabajan de manera continua y cuáles se utilizan solo durante ciertos momentos de la jornada. Esta separación ayuda a entender mejor el comportamiento energético de la instalación, ya que no todas las cargas tienen el mismo peso ni el mismo tiempo de uso. En la Figura 3.5 se muestra la distribución de los principales grupos de equipos, lo que permite reconocer cuáles tienen mayor participación en el consumo total.

3.2.2. Consumo energético de la instalación

Para estimar el consumo energético de la instalación se tomó como punto de partida el inventario de cargas eléctricas. En este proceso se revisaron las potencias nominales de los equipos, sus horas diarias de operación y la frecuencia con la que se utilizan en las diferentes áreas de trabajo.

Con esta información se obtuvo una potencia instalada total de 31.31 kW. Este valor reúne las cargas correspondientes a equipos informáticos, sistemas de telecomunicaciones, iluminación, equipos médicos y dispositivos auxiliares empleados en actividades de seguridad industrial y salud ocupacional. La composición de estas cargas muestra que la instalación tiene una fuerte presencia de equipos tecnológicos, algunos de los cuales requieren mantenerse operativos durante periodos prolongados.

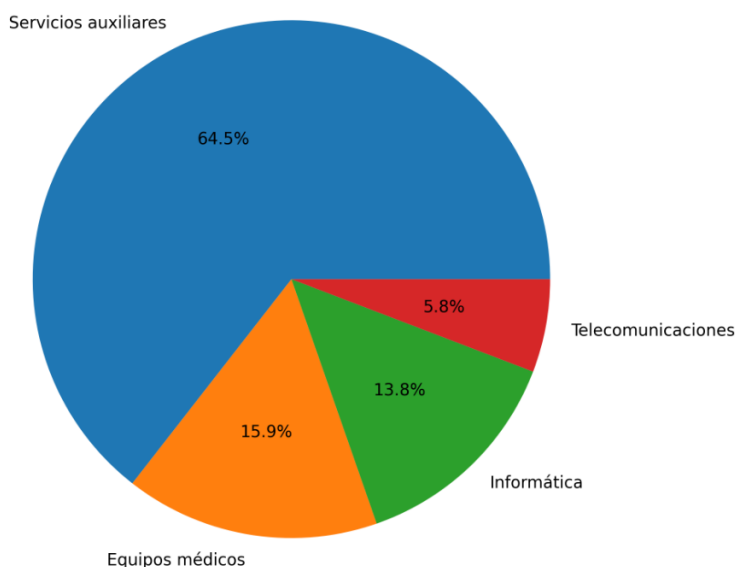
El consumo energético diario se estimó en 266.93 kWh. Este valor corresponde a la energía necesaria para cubrir las actividades habituales de la instalación en una jornada normal de funcionamiento. Dentro de esta demanda se incluyen tanto los equipos de uso permanente como aquellos que trabajan de forma intermitente, según las necesidades de cada área.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se consideraron las pérdidas asociadas a la conversión y distribución de energía. Bajo este criterio, la demanda energética equivalente empleada en el diseño alcanzó un valor de 321.60 kWh/día. Esta consideración permite incorporar un margen técnico más realista frente a las condiciones de operación previstas para el sistema propuesto.

La Figura 3.6 presenta la distribución del consumo energético de la instalación según las principales categorías de carga identificadas durante el levantamiento de información. La representación gráfica facilita la identificación de los grupos de equipos con mayor incidencia en la demanda energética total.

Los resultados obtenidos evidencian una demanda energética suficientemente representativa para evaluar la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red. La magnitud del consumo y la presencia de cargas con funcionamiento continuo constituyen condiciones favorables para el aprovechamiento de la generación solar durante las horas de mayor disponibilidad de radiación.

Figura 3.6:
Distribución del consumo energético por categoría de carga.



Nota: La figura muestra la contribución de cada categoría de carga al consumo total de energía de la instalación. Preparado por el autor.

3.3. Evaluación del recurso solar disponible

La disponibilidad del recurso solar constituye uno de los factores más importantes en el diseño del sistema fotovoltaico, ya que depende de la capacidad de generación energética de la instalación. Para el presente estudio se utilizaron datos obtenidos mediante la plataforma PVGIS, empleando coordenadas geográficas correspondientes al sitio de implementación en el sector Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito.

La información recopilada logró determinar los niveles de irradiación solar mensual sobre un plano horizontal para la zona de estudio. Los resultados muestran una disponibilidad de recurso solar relativamente estable a lo largo del año, característica favorable para la generación fotovoltaica en la región andina ecuatoriana.

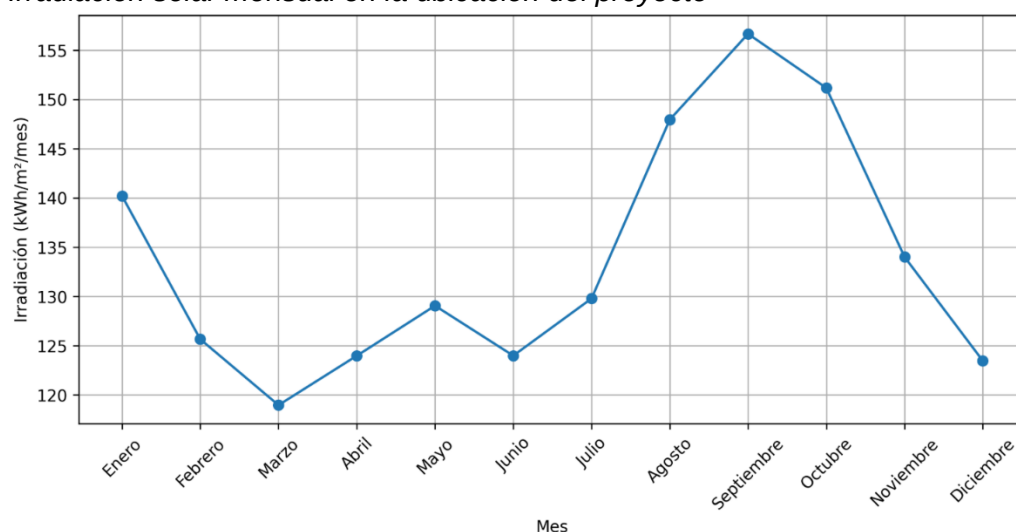
La irradiación solar presenta variaciones a lo largo del año como consecuencia de los cambios estacionales y de las condiciones climáticas propias de la zona de estudio. Los mayores niveles de irradiación se registran entre agosto y octubre, mientras que marzo y diciembre concentran los valores más bajos. A pesar de estas diferencias, el recurso solar disponible se

mantiene dentro de un rango favorable para la generación de energía mediante sistemas fotovoltaicos.

La Figura 3.7 muestra el comportamiento mensual de la irradiación solar en la ubicación seleccionada para el proyecto. Estos datos permitieron identificar la disponibilidad energética durante cada mes del año y sirvieron como referencia para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico propuesto.

Figura 3.7:

Irradiación solar mensual en la ubicación del proyecto



Nota: La figura muestra la irradiación solar mensual disponible en la ubicación del proyecto. Aunque las variaciones estacionales están presentes a lo largo del año, el recurso solar sigue siendo favorable para la generación fotovoltaica, con los niveles más altos de irradiación registrados entre agosto y octubre. Preparado por el autor.

Con el propósito de garantizar un suministro energético estable durante todo el año, el dimensionamiento del sistema se realizó considerando el escenario de menor disponibilidad solar. El valor mínimo de irradiación diaria promedio se registró en marzo, con una disponibilidad equivalente a 3,84 horas solares pico por día. Diseñar el sistema bajo esta condición permite mantener la capacidad de generación prevista incluso durante los periodos menos favorables desde el punto de vista de la radiación solar.

La selección del mes crítico constituye una práctica habitual en el diseño de sistemas fotovoltaicos, debido a que proporciona un margen de seguridad frente a las variaciones estacionales del recurso solar. Bajo esta condición se

determinó la potencia fotovoltaica requerida para satisfacer la demanda energética estimada de la instalación.

3.4. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico tomó como base la demanda energética calculada en las etapas previas del presente estudio. Para este cálculo se consideró el consumo diario de la edificación, las pérdidas que se producen en la conversión de energía y la radiación solar disponible en el sitio del proyecto. Con estos datos se define la capacidad de generación que necesita el sistema para cubrir parte del consumo energético del edificio.

También se revisaron condiciones de menor radiación, ya que el sistema debe funcionar de manera adecuada durante todo el año y no solo en los días de mayor sol. El procedimiento incluyó el cálculo de la energía diaria requerida, la selección de los módulos fotovoltaicos y la revisión del área disponible para instalar los paneles. Además, se analizó una configuración inicial del sistema y la capacidad de los equipos de conversión necesarios para conectarlo con la red eléctrica existente.

3.4.1. Determinación de la energía requerida

La determinación de la energía requerida fue el punto de partida para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Este valor se calculó a partir del inventario de equipos, la potencia nominal de cada carga y sus horas promedio de funcionamiento.

La energía diaria demandada por las cargas fue de 266.93 kWh/día. Para el diseño del sistema se consideró un rendimiento global del 83 %, debido a las pérdidas propias de la conversión, conducción y operación del sistema fotovoltaico. La energía total requerida se calculó mediante:

$$E_T = \frac{E_L}{\eta} \quad (3.1)$$

Donde,

E_T es la energía total requerida para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, expresada en kWh/día.

E_L es la energía diaria demandada por las cargas eléctricas, expresada en kWh/día.

η es el rendimiento global considerado para el sistema fotovoltaico.

Sustituyendo los valores:

$$E_T = \frac{266.93}{0.83}$$

$$E_T = 321.60 \text{ kWh/día}$$

Por lo tanto, el sistema fotovoltaico debe dimensionarse para cubrir una demanda energética aproximada de 321.60 kWh/día. Este valor será utilizado como base para determinar la potencia fotovoltaica requerida y la cantidad de módulos necesarios para la propuesta de implementación.

3.4.2. Determinación de la potencia fotovoltaica requerida

Una vez determinada la energía total requerida, se calculó la potencia fotovoltaica necesaria para cubrir la demanda diaria de la instalación. Para este cálculo se utilizó el valor de energía corregida y las horas solares pico del mes crítico.

El mes crítico corresponde a marzo, con un valor de 3.84 h/día. Este criterio permite dimensionar el sistema bajo la condición de menor disponibilidad solar registrada.

$$P_{SFV} = \frac{E_T}{HSP} \quad (3.2)$$

Donde:

P_{SFV} = Potencia fotovoltaica requerida (kWp)

E_T = Energía total requerida (kWh/día)

HSP = Horas solares pico del mes crítico (h/día)

Sustituyendo los valores:

$$P_{SFV} = \frac{321.60 \text{ kWh/día}}{3.84 \text{ h/día}}$$

$$P_{SFV} = 83.75 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, la instalación requiere una potencia fotovoltaica aproximada de 83.75 kWp. Este valor se tomó como referencia para seleccionar la cantidad de módulos fotovoltaicos y definir la configuración inicial del arreglo solar.

3.4.3. Selección de módulos fotovoltaicos

Una vez calculada la potencia fotovoltaica requerida, se seleccionó el módulo que formará parte del arreglo solar. Para este estudio se consideraron módulos fotovoltaicos monocristalinos de 620 Wp, debido a su mayor potencia por unidad y a su mejor aprovechamiento del área disponible en cubierta.

El número de módulos se calculó mediante:

$$N_{MFV} = \frac{P_{SFV}}{P_M} \quad (3.3)$$

Donde:

N_{MFV} , es el número de módulos fotovoltaicos

P_{SFV} , es la potencia fotovoltaica requerida (Wp)

P_M , es la potencia nominal del módulo fotovoltaico (Wp)

Sustituyendo los valores:

$$N_{MFV} = \frac{83\,750 \text{ Wp}}{620 \text{ Wp}} = 135.1$$

$$N_{MFV} = 136 \text{ módulos}$$

La potencia fotovoltaica instalada se obtuvo mediante:

$$P_{INST} = N_{MFV} \times P_M \quad (3.4)$$

Sustituyendo:

$$P_{INST} = 136 \times 620 \text{ Wp} = 84,320 \text{ Wp}$$

$$P_{INST} = 84.32 \text{ kWp}$$

La selección de 136 módulos fotovoltaicos permite instalar una potencia total de 84.32 kWp, valor ligeramente superior a la potencia requerida de 83.75 kWp. Este margen ayuda a cubrir variaciones propias de operación, pérdidas adicionales y posibles reducciones de generación durante los meses de menor irradiación solar.

3.4.4. Área requerida para el sistema fotovoltaico

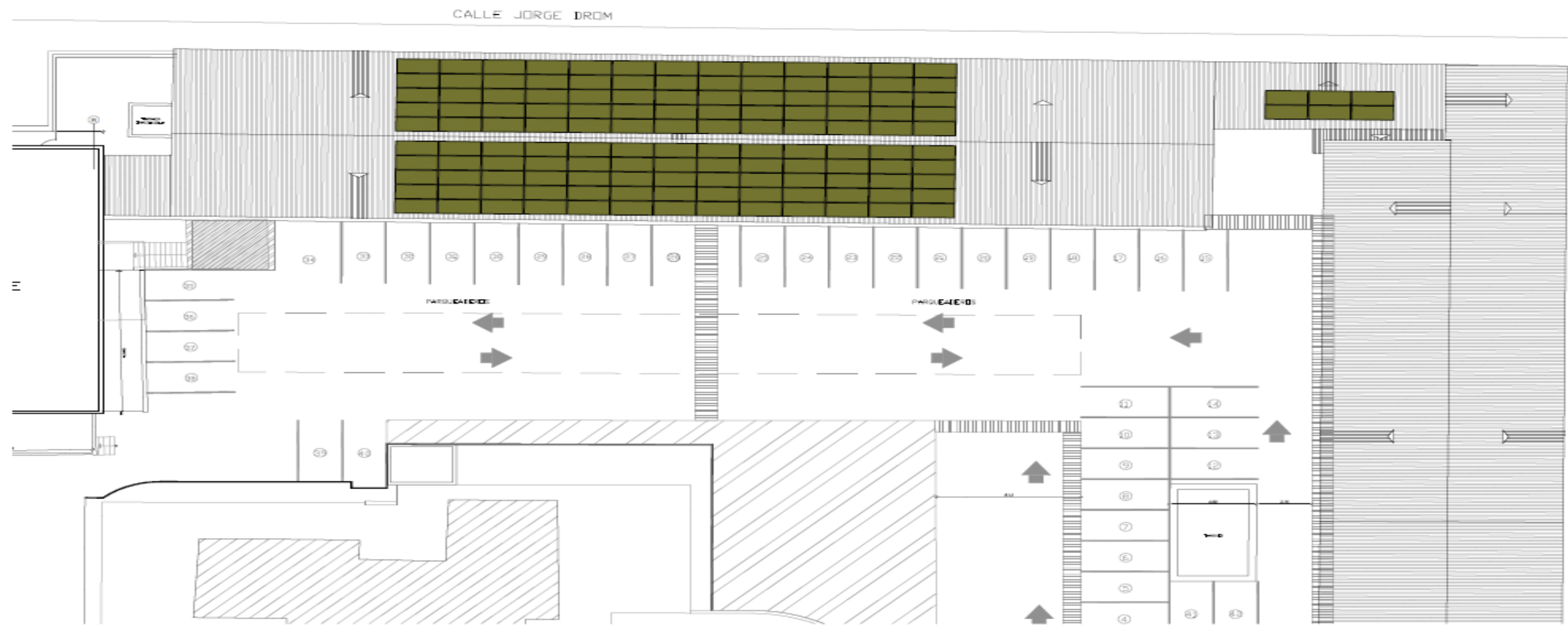
Una vez determinado el número de módulos fotovoltaicos, se verificó el espacio necesario para distribuir el arreglo sobre la cubierta. Esta revisión permite comprobar si la superficie disponible puede alojar los módulos calculados y mantener espacios adecuados para el acceso, la inspección y las actividades de mantenimiento.

El sistema propuesto considera 136 módulos fotovoltaicos de 620 Wp, con una potencia instalada total de 84.32 kWp. De acuerdo con las dimensiones de los módulos seleccionados, el arreglo requiere aproximadamente 367.36 m². Este valor corresponde al área considerada para la disposición de los paneles sobre la cubierta.

La distribución se realizó tomando en cuenta la geometría de la losa y los elementos existentes en la cubierta. Los módulos se organizaron en grupos para aprovechar la superficie disponible y conservar espacios que permitan el desplazamiento durante las labores de inspección y mantenimiento. La Figura 3.8 presenta la disposición planteada para el sistema fotovoltaico.

La distribución permite ubicar los 136 módulos considerados en el dimensionamiento y alcanzar una potencia instalada de 84.32 kWp. Este valor es un poco superior a los 83.75 kW obtenidos como potencia fotovoltaica requerida. Por lo tanto, la configuración propuesta puede ser alojada en la cubierta considerada para el proyecto.

Figura 38:
Propuesta de disposición de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta de la edificación.



Planta Cubierta

Recurso Solar	Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	HSP
	KWh/m2.mes	140,22	120,57	118,08	123,90	120,67	124	129,8	147,96	155,57	151,18	134,02	123,48	
	cantidad días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
	KWh/m2.día	4,52	4,40	3,84	4,13	4,16	4,13	4,19	4,77	5,22	4,89	4,47	3,98	3,84

DADOS LOCALIDAD	
Provincia:	Riochela
Localidad:	Pequiza (SISOL)
Latitud:	0°10'05.4" S
Longitud:	75°29'06.8" W
INFORMACIÓN PARA DIMENSIONAMIENTO	
Potencia:	21.214,00 W
Tiempo de operación:	8 h/día
Tiempo de respaldo:	0 día
Tiempo de recarga batería:	0 h
DOE:	24% 60-80%
Rendimiento del sistema:	83%
HSP:	3,84 h/día
Pd:	3%

CÁLCULOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO	
EI:	255,93 kWh/día
Energía diaria consumida considerando pérdidas del sistema:	
ET:	321,60 kWh/día
Energía total del sistema:	
EI:	321,60 kWh/día
E recarga batería:	0 kWh/día
E total sistema:	321,60 kWh/día

Potencia del Sistema Fotovoltaico requerida	
P SFV	83,79 kW
Considerando degradación:	83,79 kW
Selección de paneles de acuerdo al modelo disponible	
Potencia panel FV:	620 Wp
I panel:	14,84 A
V panel:	42,11 V
Largo panel:	2,382 m
Ancho panel:	1,134 m
Área por panel:	2,70 m²
Número de paneles FV:	135,15
Número de paneles FV redondeados:	136 unidades
Área requerida para paneles:	367,38 m²
Potencia SFV instalada:	84,32 kWp

RESUMEN DEL DIMENSIONAMIENTO DEL SFV	
Potencia instalada del sistema FV:	84,32 kWp
Potencia panel FV:	620 W
Número de paneles FV:	136 unidades
Área para paneles FV:	367,38 m²
Inversor de voltaje:	40,5 kW

Nota: La figura muestra la distribución propuesta de los 136 módulos fotovoltaicos de 620Wp sobre la lsa de la edificación. Elaborado por el autor.

3.4.5. Configuración del sistema fotovoltaico

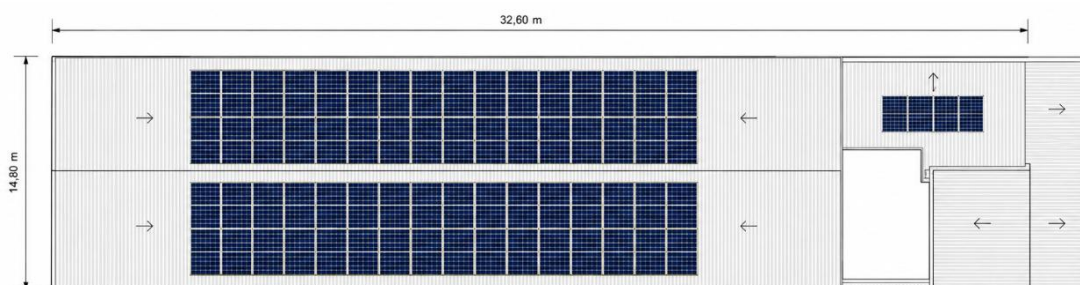
Después de establecer la cantidad de módulos fotovoltaicos y el área disponible para la instalación, se diseñó una configuración básica de la planta fotovoltaica. Con esta configuración se busca distribuir los módulos de mejor forma en el techado del edificio, considerando el espacio necesario para las actividades de instalación, inspección y mantenimiento.

El diseño propuesto incluye un total de 136 módulos fotovoltaicos monocristalinos con una potencia nominal de 620 Wp cada uno, lo que da como resultado una capacidad instalada de 84.32 kWp. Los módulos se dispusieron de acuerdo con la geometría del área disponible del techo y las limitaciones físicas identificadas durante la evaluación del sitio.

La distribución final de los módulos fotovoltaicos en el techo se muestra en la Figura 3.9.

Figura 3.9:

Propuesta de disposición de los módulos fotovoltaicos sobre el área útil del edificio.



Nota: La figura ilustra la disposición propuesta de los módulos fotovoltaicos en la superficie disponible del tejado de la instalación. Preparado por el autor.

3.4.6. Selección del inversor.

Los inversores constituyen un componente importante en los sistemas fotovoltaicos, debido a que permiten convertir la corriente continua producida por los módulos solares en corriente alterna, y así suministrarla al sistema eléctrico. Por ello, su selección debe ajustarse a la capacidad fotovoltaica instalada y a las condiciones de funcionamiento previstas del sistema.

El sistema fotovoltaico proyectado presenta una potencia máxima de 84.32 kWp. Con base en este valor, el inversor tendrá que soportar la energía

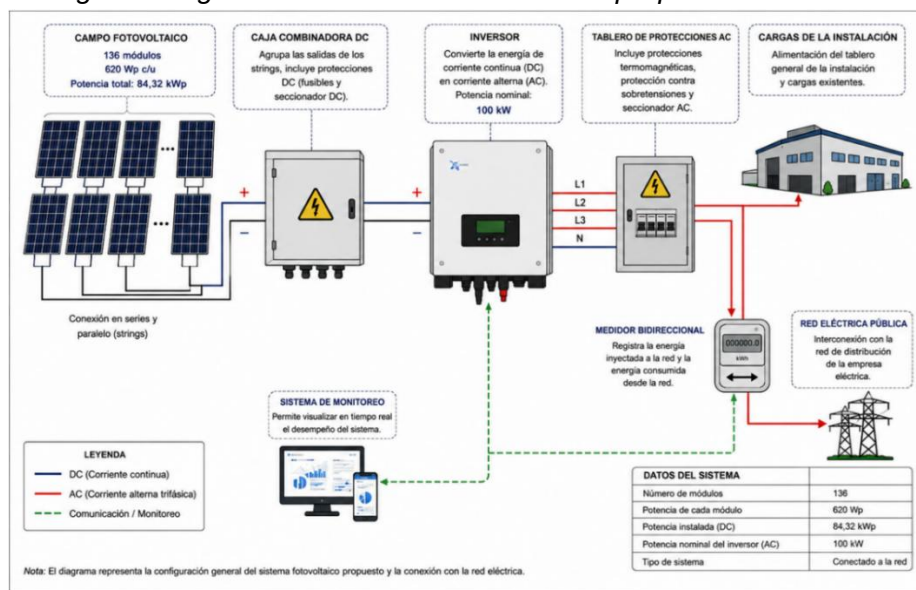
generada por el sistema fotovoltaico evitando pérdidas mayores durante el periodo de mayor producción solar.

Con el propósito de garantizar un funcionamiento confiable y proporcionar un margen operativo adecuado, el inversor propuesto presenta una capacidad CA nominal de 100 kW. Esto supera la potencia fotovoltaica establecida y permite que el sistema soporte variaciones en la generación de energía derivadas de cambios en la irradiación solar, así como en la temperatura y condiciones de funcionamiento de los módulos durante el año.

La configuración propuesta del sistema fotovoltaico y su conexión a la red eléctrica de la instalación se muestran en la Figura 3.10.

Figura 3.10:

Configuración general del sistema fotovoltaico propuesto.



Nota: La figura presenta la configuración general del sistema fotovoltaico conectado a la red propuesta, incluyendo la matriz fotovoltaica, la caja combinadora de corriente continua, el inversor, los dispositivos de protección, el sistema de monitorización y la conexión a la red eléctrica. Preparado por el autor.

3.4.7. Sistema de soporte de los módulos fotovoltaicos.

La instalación de los módulos fotovoltaicos se plantea sobre la losa de hormigón existente en la cubierta. Para su montaje se considera una estructura formada por perfiles de aluminio, debido a su bajo peso y a su comportamiento adecuado en instalaciones expuestas a condiciones ambientales exteriores.

Los módulos se fijan a los perfiles mediante abrazaderas intermedias y extremas. Las abrazaderas intermedias se colocan entre módulos contiguos, mientras que las extremas se ubican al inicio y al final de cada fila. Los perfiles se apoyan sobre soportes inclinados que mantienen la posición de los módulos y permiten separarlos de la superficie de la cubierta. Para el diseño se considera una inclinación comprendida entre 10° y 15°, de acuerdo con las condiciones físicas de la cubierta y la disposición prevista para el arreglo fotovoltaico.

La distribución presentada en la Figura 3.8 contempla un total de 136 módulos de 620 Wp. El arreglo principal está formado por 130 módulos distribuidos en 10 filas de 13 unidades, mientras que el arreglo secundario está compuesto por 6 módulos distribuidos en 2 filas de 3 unidades. De esta forma, la configuración completa comprende 12 filas independientes.

La cantidad total de módulos se comprueba mediante:

$$N_M = (10)(13) + (2)(3) = 130 + 6$$

$$N_M = 136 \text{ módulos}$$

La potencia instalada correspondiente es:

$$P_{FV} = N_M P_M = 136(620) = 84320 \text{ Wp}$$

$$P_{FV} = 84.32 \text{ kWp}$$

De acuerdo con la ficha técnica seleccionada, cada módulo presenta dimensiones de 2.465 m × 1.134 m. La superficie física correspondiente a los módulos es:

$$A_M = 2.465(1.134) = 2.7953 \text{ m}^2$$

Para los 136 módulos:

$$A_{FV} = 136(2.7953)$$

$$A_{FV} = 380.16 \text{ m}^2$$

Este valor representa la superficie física ocupada por los módulos. Los espacios destinados a separación entre arreglos, circulación, inspección y mantenimiento se consideran adicionalmente dentro de la distribución planteada sobre la cubierta.

Dimensionamiento de los perfiles de aluminio

Para el predimensionamiento de la estructura se consideran dos líneas de perfil de aluminio por cada fila de módulos. La longitud de cada fila depende del número de módulos que la conforman. Se adopta una separación de 0.02 m entre módulos consecutivos para permitir el montaje de las abrazaderas intermedias.

Para las filas del arreglo principal, formadas por 13 módulos, la longitud se determina mediante:

$$L_{F1} = 13(2.465) + 12(0.02) = 32.045 + 0.24$$

$$\boxed{L_{F1} = 32.285 \text{ m}}$$

Cada una de las 10 filas requiere dos líneas de perfil, por lo que:

$$L_{R1} = 10(2)(32.285)$$

$$\boxed{L_{R1} = 645.70 \text{ m}}$$

El arreglo secundario está formado por dos filas de tres módulos. La longitud de cada una es:

$$L_{F2} = 3(2.465) + 2(0.02) = 7.395 + 0.04$$

$$\boxed{L_{F2} = 7.435 \text{ m}}$$

Para las dos filas del arreglo secundario:

$$L_{R2} = 2(2)(7.435)$$

$$\boxed{L_{R2} = 29.74 \text{ m}}$$

La longitud total de perfil requerida es:

$$L_{RT} = L_{R1} + L_{R2} = 645.70 + 29.74$$

$$L_{RT} = 675.44 \text{ m}$$

Esta longitud corresponde al requerimiento calculado antes de considerar cortes, empalmes y ajustes propios de la instalación.

Cantidad de perfiles comerciales

Para el predimensionamiento se consideran perfiles comerciales de aluminio de 4.20 m. Cada línea del arreglo principal requiere:

$$N_{P1} = \frac{32.285}{4.20}$$

$$N_{P1} = 8 \text{ perfiles por línea}$$

El arreglo principal posee 10 filas y dos líneas de soporte por fila:

$$N_{LP1} = 10(2) = 20 \text{ líneas}$$

Por tanto:

$$N_{PT1} = 20(8)$$

$$N_{PT1} = 160 \text{ perfiles}$$

Para el arreglo secundario:

$$N_{P2} = \frac{7.435}{4.20}$$

$$N_{P2} = 2 \text{ perfiles por línea}$$

Al existir dos filas con dos líneas de soporte cada una:

$$N_{LP2} = 2(2) = 4 \text{ líneas}$$

$$N_{PT2} = 4(2)$$

$$N_{PT2} = 8 \text{ perfiles}$$

Por tanto, el requerimiento mínimo es:

$$N_{PT} = 160 + 8$$

$$N_{PT} = 168 \text{ perfiles de 4.20 m}$$

Para la adquisición se considera un margen aproximado del 5 % destinado a cortes, ajustes y reposición durante el montaje:

$$N_{PT,adq} = [168(1.05)]$$

$$N_{PT,adq} = 177 \text{ perfiles de 4.20 m}$$

Conectores de unión entre perfiles

Cuando una línea de soporte está formada por varios perfiles comerciales, se requieren conectores para unir los tramos consecutivos. En el arreglo principal, cada línea utiliza ocho perfiles, por lo que requiere siete conectores:

$$N_{C1} = 20(8 - 1)$$

$$N_{C1} = 140 \text{ conectores}$$

En el arreglo secundario, cada línea utiliza dos perfiles:

$$N_{C2} = 4(2 - 1)$$

$$N_{C2} = 4 \text{ conectores}$$

El requerimiento total es:

$$N_C = 140 + 4$$

$$N_C = 144 \text{ conectores}$$

Considerando un margen del 5 % para adquisición:

$$N_{C,adq} = [144(1.05)]$$

$$N_{C,adq} = 152 \text{ conectores}$$

Abrazaderas intermedias

Para una fila de n módulos se requieren dos abrazaderas por cada unión entre módulos consecutivos:

$$N_{AI} = 2(n - 1)$$

En las 10 filas de 13 módulos del arreglo principal:

$$N_{AI1} = 10[2(13 - 1)]$$

$$N_{AI1} = 10(24)$$

$$\boxed{N_{AI1} = 240}$$

Para las dos filas de tres módulos del arreglo secundario:

$$N_{AI2} = 2[2(3 - 1)]$$

$$\boxed{N_{AI2} = 8}$$

Por tanto:

$$N_{AI} = 240 + 8$$

$$\boxed{N_{AI} = 248 \text{ abrazaderas intermedias}}$$

Con un margen del 5 % para adquisición:

$$N_{AI,adq} = 248(1 + 0.05)$$

$$\boxed{N_{AI,adq} = 261 \text{ abrazaderas intermedias}}$$

Abrazaderas extremas

Cada fila utiliza cuatro abrazaderas extremas: dos correspondientes a cada línea de soporte. Al existir 12 filas independientes:

$$N_{AE} = 4N_F = 4(12)$$

$$\boxed{N_{AE} = 48 \text{ abrazaderas extremas}}$$

Para adquisición se considera:

$$N_{AE,adq} = 48(1 + 0.05)$$

$$\boxed{N_{AE,adq} = 51 \text{ abrazaderas extremas}}$$

Soportes inclinados y anclajes

Para el predimensionamiento se considera una separación máxima aproximada de 1.50 m entre puntos de apoyo.

En cada línea del arreglo principal, cuya longitud es de 32.285 m:

$$N_{S1} = \frac{32.285}{1.50} + 1$$

$$\boxed{N_{S1} = 23 \text{ soportes por línea}}$$

Como el arreglo principal tiene 20 líneas:

$$N_{ST1} = 23(20)$$

$$N_{ST1} = 460 \text{ soportes}$$

Para cada línea del arreglo secundario:

$$N_{S2} = \frac{7.435}{1.50} + 1$$

$$N_{S2} = 6 \text{ soportes por línea}$$

Al existir cuatro líneas:

$$N_{ST2} = 6(4)$$

$$N_{ST2} = 24 \text{ soportes}$$

Por tanto:

$$N_{ST} = 460 + 24$$

$$N_{ST} = 484 \text{ soportes}$$

Para el predimensionamiento se considera un conjunto de anclaje por cada punto de apoyo:

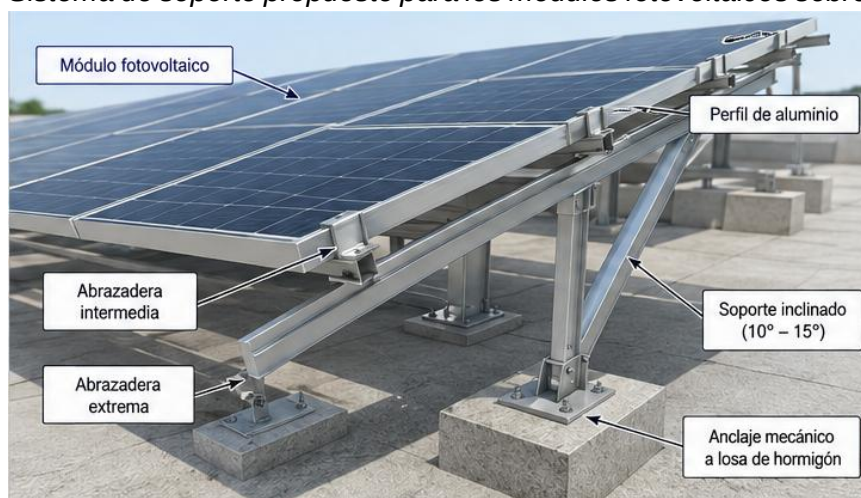
$$N_A = 484 \text{ conjuntos de anclaje}$$

La cantidad obtenida permite estimar los materiales requeridos y su incorporación al presupuesto. La selección definitiva del tipo, diámetro y profundidad de empotramiento de los anclajes deberá comprobarse antes de la instalación, considerando las características de la losa, las cargas permanentes del sistema, las acciones producidas por el viento y las especificaciones del fabricante de la estructura.

La Figura 3.11 presenta la configuración considerada para el montaje de los módulos fotovoltaicos sobre la losa. La Tabla 3.1 resume las cantidades obtenidas para los principales elementos que conforman la estructura de soporte.

Figura 3.11:

Sistema de soporte propuesto para los módulos fotovoltaicos sobre losa de hormigón.



Nota: La figura muestra los principales elementos considerados para el montaje: perfiles de aluminio, abrazaderas de fijación, soportes inclinados y anclajes mecánicos a la losa. Elaborado por el autor.

Tabla 3.1:

Elementos considerados para el sistema de soporte de los módulos fotovoltaicos

Elemento	Cantidad calculada	Cantidad considerada para adquisición
Módulos fotovoltaicos de 620 Wp	136 u	136 u
Filas independientes	12	—
Longitud calculada de perfiles	675.44 m	—
Perfil de aluminio de 4.20 m	168 u	177 u
Conectores de perfiles	144 u	152 u
Abrazaderas intermedias	248 u	261 u
Abrazaderas extremas	48 u	51 u
Soportes inclinados	484 u	484 u
Conjuntos de anclaje	484 u	484 u
Tornillería, arandelas y elementos menores	—	1 lote

Nota: Las cantidades se obtuvieron a partir de la distribución presentada en la Figura 3.8, formada por un arreglo principal de 130 módulos dispuesto en 10 filas de 13 unidades y un arreglo secundario de 6 módulos dispuesto en 2 filas de 3 unidades. Para perfiles, conectores y abrazaderas se considera un margen adicional aproximado del 5 % para cortes, ajustes y reposición durante el montaje. Elaborado por el autor.

Los resultados permiten establecer de manera cuantitativa los principales elementos necesarios para el montaje de los 136 módulos. Para

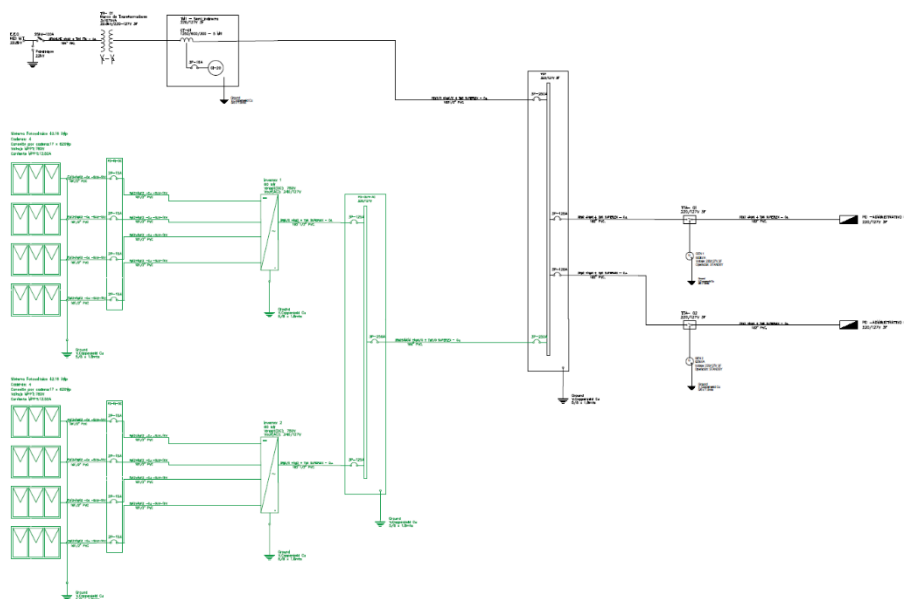
efectos de adquisición y presupuesto se consideran 177 perfiles de aluminio de 4.20 m, 152 conectores, 261 abrazaderas intermedias, 51 abrazaderas extremas, 484 soportes inclinados y 484 conjuntos de anclaje. La tornillería, arandelas y demás elementos menores se contemplan como un lote complementario de montaje.

3.4.8. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico propuesto.

Una vez definidos los principales componentes del sistema fotovoltaico, se planteó su integración con la instalación eléctrica existente. El arreglo está formado por 136 módulos de 620 Wp, con una potencia instalada de 84.32 kWp. La energía generada por los módulos en DC pasa por las protecciones DC antes de ingresar al inversor, donde se convierte en AC. En el lado AC se consideran las protecciones necesarias antes del punto de conexión con la instalación existente.

Figura 3.12:

Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico propuesto e integración con el sistema eléctrico existente.



Nota: La figura presenta la conexión del campo fotovoltaico, las protecciones DC y AC, el inversor, el sistema de monitoreo, la puesta a tierra y el punto de conexión con la instalación eléctrica existente. Elaborado por el autor.

La propuesta también incluye el sistema de puesta a tierra y el monitoreo de las principales variables de operación. La Figura 3.12 presenta el diagrama

unifilar propuesto y permite observar la relación entre el campo fotovoltaico y los principales elementos del sistema eléctrico actual.

El esquema permite identificar el recorrido de la energía desde el campo fotovoltaico hasta el punto de conexión con el sistema eléctrico de la edificación. La generación fotovoltaica se incorpora a la instalación para atender parte de la demanda durante las horas de disponibilidad solar, mientras que la red eléctrica mantiene el suministro cuando la generación del sistema no es suficiente. Los grupos electrógenos existentes continúan formando parte del sistema de respaldo de la instalación.

3.5. Evaluación técnica del sistema fotovoltaico propuesto

El sistema fotovoltaico propuesto se evaluó tomando en cuenta la demanda energética, el recurso solar disponible, el área del techo y las características del equipo seleccionado. Con esta evaluación se pretende determinar si la configuración fotovoltaica propuesta puede ser implementada de manera adecuada bajo las condiciones identificadas durante el desarrollo de esta investigación.

Los resultados del cálculo indican que el área disponible en la cubierta es la necesaria para la instalación del sistema fotovoltaico. La propuesta requiere una superficie de 367.36 m², mientras que el espacio disponible permite distribuir los módulos sin interferir con las actividades que se desarrollan habitualmente en el edificio. Desde el punto de vista físico, no se identificaron limitaciones relevantes que obstaculicen la incorporación del sistema planteado.

La evaluación del recurso solar también aporta resultados favorables para la implementación del proyecto. Los datos de irradiación obtenidos mediante PVGIS muestran una disponibilidad relativamente estable a lo largo del año. Si bien existen variaciones entre meses, el valor registrado durante el periodo más crítico sigue siendo adecuado para mantener la producción energética prevista. Esto permite tener un margen razonable de operación incluso en condiciones menos favorables de radiación solar.

En capacidad eléctrica instalada de 84.32 kWp corresponde a la demanda energética estimada para la instalación. La configuración final es definida a partir del análisis del consumo realizado y de las características solares del sitio de estudio. Los resultados obtenidos en conjunto sugieren que la propuesta puede satisfacer los requerimientos energéticos establecidos durante el diseño. La disponibilidad de espacio, el potencial solar de la zona y las características de la demanda constituyen elementos que respaldan la viabilidad técnica de implementar un sistema fotovoltaico conectado a la red en la instalación analizada.

3.5.1. Generación de energía prevista

La producción de energía prevista del sistema fotovoltaico propuesto se estimó utilizando la capacidad instalada obtenida durante el proceso de dimensionamiento y el recurso solar disponible en la ubicación del proyecto. Esta comprobación permite determinar si el sistema puede suministrar la energía que requiere la instalación, en condiciones normales de operación.

La planta fotovoltaica tiene una capacidad instalada de 84.32 kWp. La evaluación del recurso solar arrojó una disponibilidad promedio entre 3.84 y 5.22 horas de sol pico por día en el transcurso del año. Estos valores indican condiciones favorables para la generación fotovoltaica y respaldan la implementación del sistema propuesto.

Se estima una producción diaria de energía a partir de la capacidad fotovoltaica y de las horas de sol pico correspondiente al mes crítico. Esta estrategia ofrece un cálculo conservador ya que considera el período con menor disponibilidad de energía solar.

La generación diaria esperada de energía puede expresarse como:

$$E_G = P_{INST} \times HSP$$

donde:

E_G , es la generación diaria de energía esperada (kWh/día);

P_{INST} , es la capacidad fotovoltaica instalada (kWp);

HSP, es la hora máxima del sol del periodo seleccionado (h/día).

Utilizando la capacidad instalada de 84.32 kWp y el valor crítico de recursos solares de 3.84 h/día:

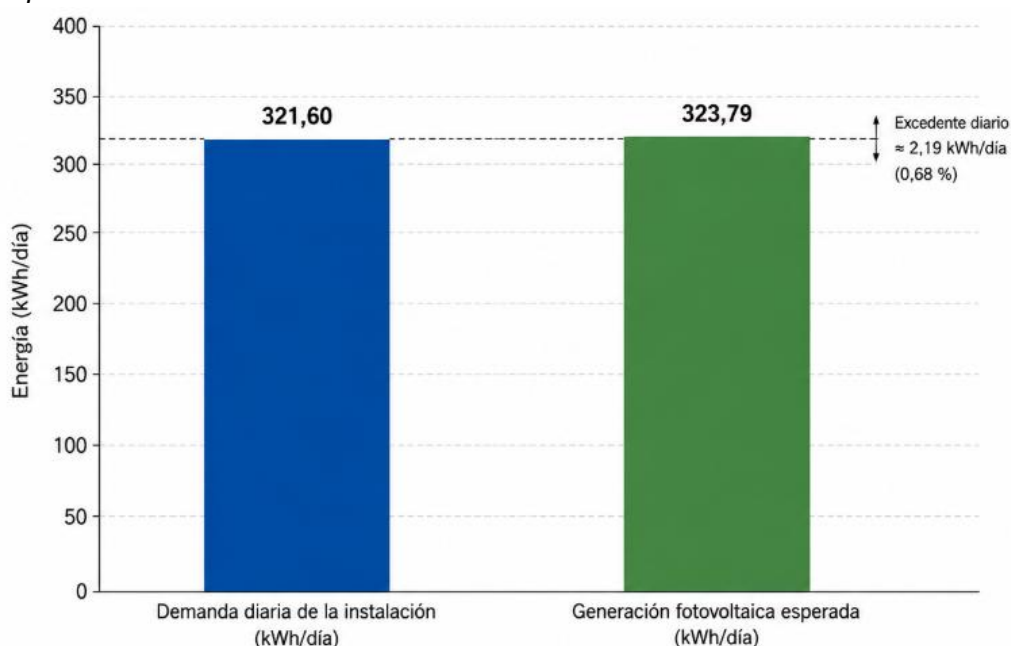
$$E_G = 84.32 \times 3.84$$

$$E_G = 323.79 \text{ kWh/día}$$

El resultado muestra que el sistema fotovoltaico propuesto es capaz de generar aproximadamente 323.79 kWh por día bajo las condiciones solares más conservadoras consideradas en este estudio. Este valor es ligeramente superior al consumo energético diario de la instalación, lo que confirma que el tamaño del sistema seleccionado es adecuado para la aplicación prevista. La comparación entre la demanda diaria estimada y la generación fotovoltaica esperada se presenta en la Figura 3.13.

Figura 3.13:

Comparación entre la demanda energética diaria y la generación fotovoltaica esperada.



Nota: La figura compara la demanda energética diaria estimada de la instalación con la generación fotovoltaica esperada. Preparado por el autor.

3.5.2. Evaluación técnica de viabilidad

La viabilidad técnica del sistema fotovoltaico propuesto se evaluó teniendo en cuenta la superficie disponible en el tejado, las características

eléctricas de la instalación, el recurso solar y la producción energética esperada.

El análisis de la infraestructura del edificio confirmó que la superficie disponible del tejado puede acomodar la instalación fotovoltaica requerida por el proyecto. La superficie estimada de instalación de 367,36 m² es compatible con el espacio útil identificado durante la evaluación del sitio, permitiendo distribuir los módulos sin afectar el funcionamiento normal de la instalación.

La evaluación de recursos solares también apoya la implementación del sistema propuesto. Los datos de irradiación obtenidos para la ubicación del proyecto muestran condiciones adecuadas para la generación fotovoltaica durante todo el año. La distribución eléctrica identificada durante la fase de evaluación permite incorporar la energía generada a la instalación manteniendo la compatibilidad con las condiciones de funcionamiento actuales.

El proceso de dimensionamiento dio lugar a una capacidad fotovoltaica instalada de 84.32 kWp, capaz de producir aproximadamente 323.79 kWh por día bajo condiciones de operación conservadoras. Este valor supera ligeramente el requerimiento energético diario estimado del proyecto, proporcionando un margen operativo razonable.

Los resultados obtenidos a lo largo de la evaluación técnica indican que el proyecto puede implementarse utilizando la infraestructura disponible y el recurso solar presente en el lugar. Por lo tanto, en las condiciones analizadas del presente estudio, el sistema fotovoltaico propuesto se considera técnicamente factible.

3.6. Evaluación medioambiental

La implantación de sistemas fotovoltaicos contribuye a reducir la dependencia de fuentes eléctricas convencionales al utilizar la energía solar para satisfacer parte de la demanda energética. Esta transición puede generar beneficios medioambientales asociados a un menor consumo eléctrico de la

red y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero vinculadas a la generación eléctrica.

La evaluación ambiental del sistema propuesto se llevó a cabo analizando la producción esperada de energía fotovoltaica y su posible contribución para compensar el consumo eléctrico de la red eléctrica convencional. El análisis se centró en la reducción del consumo eléctrico de la red y la correspondiente disminución de las emisiones de dióxido de carbono.

Los resultados proporcionan una estimación de los beneficios medioambientales que podrían alcanzarse si el sistema fotovoltaico propuesto se implementa bajo las condiciones operativas consideradas en este estudio.

3.6.1. Reducción del consumo eléctrico de la red

Uno de los principales beneficios de la instalación fotovoltaica propuesta es la reducción de la electricidad adquirida a la red eléctrica convencional. La energía generada por la instalación puede ser utilizada directamente por la instalación, disminuyendo la cantidad de electricidad requerida de fuentes externas.

Según los resultados del dimensionamiento, se espera que el sistema fotovoltaico genere aproximadamente 323,79 kWh por día bajo las condiciones adoptadas para el diseño. Considerando el funcionamiento continuo durante todo el año, la producción anual estimada de energía fotovoltaica puede calcularse como:

$$E_{anual} = E_G \times 365$$

donde:

E_{anual} , es la producción anual de energía fotovoltaica (kWh/año).

E_G , es la generación diaria esperada de energía fotovoltaica (kWh/día).

Sustituyendo los valores correspondientes:

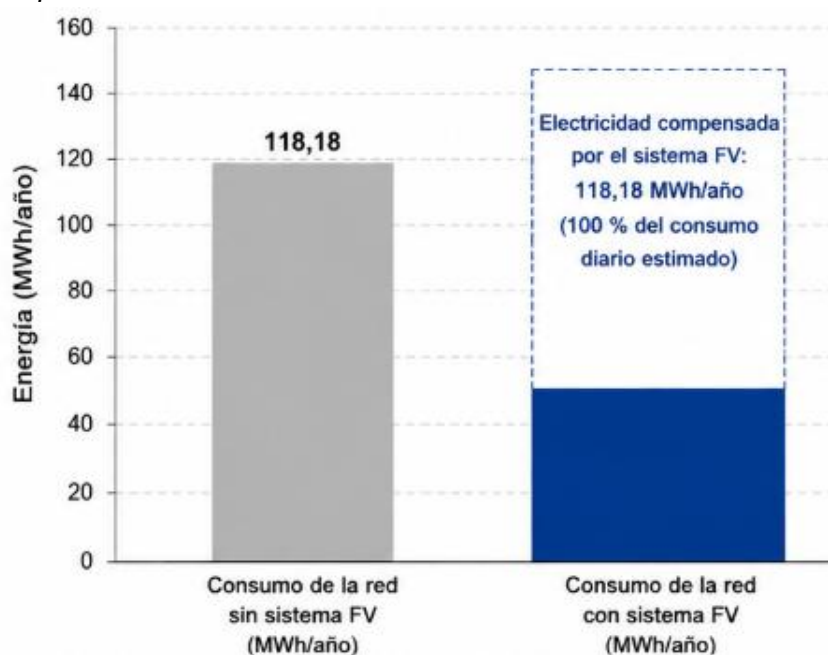
$$E_{anual} = 323.79 \times 365 = 118,183.35 \text{ kWh/año}$$

Por lo tanto, el sistema fotovoltaico propuesto podría compensar aproximadamente 118.18 MWh de consumo eléctrico de la red al año.

Esta reducción representa una contribución significativa para mejorar la eficiencia energética dentro de la instalación. También disminuye la dependencia de la electricidad suministrada externamente y aumenta la participación de energías renovables en la combinación energética global de la instalación.

Figura 3.14:

Consumo anual de electricidad de la red compensado por el sistema fotovoltaico propuesto.



Nota: La figura compara la demanda anual de electricidad con la compensación energética proporcionada por el sistema fotovoltaico propuesto. Preparado por el autor.

3.6.2. Reducción estimada de emisiones de CO₂

La reducción del consumo eléctrico de la red está directamente asociada con una disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero. Aunque el impacto ambiental de la generación eléctrica varía según las características de cada sistema eléctrico, el uso de energía fotovoltaica generalmente contribuye a reducir la huella de carbono asociada al consumo eléctrico.

Para estimar la reducción anual de las emisiones de dióxido de carbono, se consideró un factor de emisión de 0.221 kg CO₂/kWh. Este valor se utiliza comúnmente en estudios relacionados con el consumo eléctrico y proyectos de energías renovables en Ecuador. La reducción anual de emisiones puede estimarse usando la siguiente expresión:

$$CO_2 = E_{anual} \times FE$$

donde:

CO₂, es la reducción anual de las emisiones de dióxido de carbono (kg CO₂/año); E_{anual} , es la generación anual de energía fotovoltaica (kWh/año); FE , es el factor de emisión (kg CO₂/kWh). Sustituyendo los valores correspondientes:

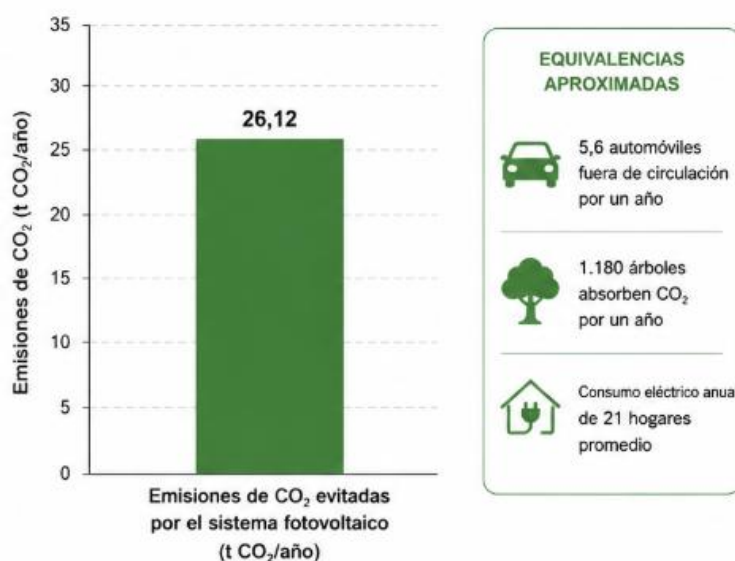
$$CO_2 = 118,183.35 \times 0.221 = 26,118.52 \text{ kg } CO_2/\text{año}$$

$$CO_2 = 26.12 \text{ t } CO_2/\text{año}$$

Los resultados indican que el sistema fotovoltaico propuesto podría evitar aproximadamente 26.12 toneladas de emisiones de dióxido de carbono al año. Esta reducción refleja la contribución medioambiental de reemplazar el consumo eléctrico convencional por energía renovable generada in situ.

Figura 3.15:

Reducción anual estimada de las emisiones de CO₂ asociadas al sistema fotovoltaico.



Nota: Elaborado por el Autor

Desde una perspectiva medioambiental, el proyecto propuesto contribuye a un uso más limpio de la energía y apoya iniciativas destinadas a reducir el impacto ambiental asociado al consumo eléctrico en instalaciones institucionales.

3.7. Evaluación económica

La evaluación técnica confirma que el sistema fotovoltaico propuesto puede satisfacer la demanda energética considerada en la fase de diseño, aprovechando al mismo tiempo el recurso solar disponible en la ubicación del proyecto. Una vez confirmada la viabilidad técnica, se debe determinar si la reducción esperada en el consumo eléctrico podía justificar la inversión requerida para su implementación.

El análisis económico se analiza a través de la producción anual de energía estimada del sistema fotovoltaico, además, de la tarifa eléctrica de 0.10 USD/kWh, la vida útil del proyecto de 25 años y una tasa de descuento del 12%. Como no se contaba con un presupuesto final del proveedor durante el desarrollo de esta investigación, el coste de inversión se estima utilizando un valor de referencia de 900 USD/kWp, que está dentro del rango en instalaciones fotovoltaicas comerciales conectadas a la red.

3.7.1. Inversión y costes operativos

El sistema propuesto tiene una capacidad instalada de 84,32 kWp. Para establecer una referencia inicial de inversión se consideró un costo de 900 USD/kWp, correspondiente a una instalación fotovoltaica conectada a la red.

$$CAPEX = P_{inst} \times C_{kW_p}$$

Sustituyendo los valores correspondientes:

$$CAPEX = 84.32 \times 900 = 75,888.00 \text{ USD}$$

A partir del valor estimado de inversión se realizó un desglose de los principales rubros necesarios para implementar el sistema. Se consideraron por separado el suministro de equipos y materiales, los trabajos de instalación y las actividades necesarias para las pruebas y puesta en servicio. La Tabla 3.2 presenta la distribución del presupuesto considerado para el proyecto.

Tabla 3.2:

Presupuesto referencial desglosado para la implementación del sistema fotovoltaico.

N.º	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario (USD)	Subtotal (USD)
1	Módulos fotovoltaicos de 620 Wp	136	u	130	17,680
2	Inversor fotovoltaico	1	u	5,000	5,000
3	Sistema de soportería de aluminio para instalación sobre losa de hormigón. Comprende 177 perfiles de aluminio de 4.20 m, 152 conectores de unión, 261 abrazaderas intermedias, 51 abrazaderas extremas, 484 soportes inclinados, 484 conjuntos de anclaje mecánico y elementos menores de fijación.	1	Global	29,240	29,240
4	Conductores DC, conectores y accesorios	1	lote	1,600	1,600
5	Conductores AC, terminales y accesorios	1	lote	2,200	2,200
6	Protecciones eléctricas DC y AC	1	lote	1,500	1,500
7	Sistema de puesta a tierra y equipotencialidad	1	sistema	1,000	1,000
8	Canalizaciones, bandejas y materiales complementarios	1	lote	2,500	2,500
	Subtotal suministro de equipos y materiales				60,720
9	Transporte, movilización e izaje	1	global	1,500	1,500
10	Instalación y montaje electromecánico	1	global	8,000	8,000
	Subtotal instalación				9,500
11	Ingeniería, configuración, pruebas y puesta en servicio	1	global	3,000	3,000
12	Señalización, rotulado y documentación técnica	1	global	668	668
	Subtotal puesta en servicio				3,668
	Costo directo estimado				73,888
13	Margen para variación de precios y materiales menores	1	global	2,000	2,000
	INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA (CAPEX)				75,888

Nota: Los valores presentados corresponden a una estimación referencial de los principales equipos, materiales y actividades requeridas para la implementación del sistema fotovoltaico. El presupuesto definitivo estará sujeto a las condiciones del mercado y al proceso de contratación que se realice durante la ejecución del proyecto. Elaborado por el autor.

El presupuesto muestra que la mayor parte de la inversión corresponde al suministro de los módulos fotovoltaicos y a la estructura necesaria para su instalación sobre la cubierta. También se consideran los elementos eléctricos requeridos para conectar y proteger el sistema, junto con los trabajos de montaje y puesta en servicio.

El costo directo estimado alcanza USD 73.888,00. Se considera un margen adicional de USD 2.000,00 para cubrir posibles variaciones de precios y materiales menores que puedan requerirse durante la instalación. De esta manera, la inversión total utilizada para la evaluación económica se mantiene en USD 75.888,00.

Los gastos operativos asociados a los sistemas fotovoltaicos suelen limitarse a actividades de mantenimiento preventivo, correctivo e inspecciones periódicas. Para este estudio, los costes anuales de operación y mantenimiento se estimaron en un 1% de la inversión inicial.

$$C_{O\&M} = CAPEX \times 0.01$$

Sustituyendo el coste de inversión calculado:

$$C_{O\&M} = 75,888.00 \times 0.01$$

$$C_{O\&M} = 758.88 \text{ USD/año}$$

El costo anual estimado para operación y mantenimiento es de USD 758,88. Este valor contempla las actividades periódicas necesarias para conservar el sistema en condiciones adecuadas de funcionamiento durante su vida útil.

3.7.2. Indicadores de rendimiento económico

El beneficio económico asociado a la instalación fotovoltaica se estimó a partir de la generación anual de energía calculada durante la etapa de dimensionamiento. Basándose en la producción esperada de 118,183.35 kWh/año y la tarifa eléctrica adoptada, el ahorro bruto anual se obtuvo de la siguiente manera.

$$S_{bruto} = E_{anual} \times T_e$$

Sustituyendo los valores correspondientes:

$$S_{bruto} = 118,183.35 \times 0.10$$

$$S_{bruto} = 11,818.34 \text{ USD/año}$$

Este resultado representa la cantidad de dinero que ya no se gastaría en compras de electricidad a la red eléctrica si la energía fotovoltaica generada es aprovechada completamente por la instalación.

Para obtener una estimación más realista del beneficio anual, se descontaron los gastos de operación y mantenimiento del ahorro bruto anual.

$$S_{neto} = S_{bruto} - C_{O\&M}$$

Sustituyendo los valores calculados:

$$S_{neto} = 11,818.34 - 758.88$$

$$S_{neto} = 11,059.46 \text{ USD/año}$$

El valor resultante corresponde al ahorro neto anual generado por el sistema fotovoltaico propuesto.

Uno de los indicadores más utilizados en la evaluación de proyectos es el periodo de recuperación (PP), que estima el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial a través de los ahorros acumulados.

$$PP = \frac{CAPEX}{S_{neto}}$$

Sustituyendo los valores correspondientes:

$$PP = \frac{75,888.00}{11,059.46}$$

$$PP = 6.86 \text{ años}$$

El período de recuperación obtenido indica que la inversión inicial se recupera durante el séptimo año de operación. Para comprobar este resultado se realizó el seguimiento del flujo acumulado desde el momento de la inversión hasta que los ahorros generados por el sistema superan el costo

inicial. Para este cálculo se mantuvieron los mismos valores utilizados en la evaluación económica: una inversión de USD 75,888.00, una generación anual de 118,183.35 kWh, una tarifa de USD 0.10/kWh y un costo anual de operación y mantenimiento de USD 758.88.

La Tabla 3.3 muestra el comportamiento del retorno durante los primeros siete años. El año cero representa la inversión necesaria para implementar el sistema. A partir del primer año se incorpora el ahorro obtenido por la energía fotovoltaica y se descuentan los costos de operación y mantenimiento.

Tabla 3.3:

Retorno y período de recuperación de la inversión del sistema fotovoltaico.

Año	Inversión inicial (USD)	Ahorro bruto (USD/año)	O&M (USD/año)	Flujo neto (USD/año)	Flujo acumulado (USD)
0	-75,888.00	—	—	-75,888.00	-75,888.00
1	—	11,818.34	758.88	11,059.46	-64,828.54
2	—	11,818.34	758.88	11,059.46	-53,769.08
3	—	11,818.34	758.88	11,059.46	-42,709.62
4	—	11,818.34	758.88	11,059.46	-31,650.16
5	—	11,818.34	758.88	11,059.46	-20,590.70
6	—	11,818.34	758.88	11,059.46	-9,531.24
7	—	11,818.34	758.88	11,059.46	1,528.22

Nota: El cálculo considera una inversión inicial de USD 75,888.00, una generación anual estimada de 118,183.35 kWh, una tarifa eléctrica de USD 0.10/kWh y costos de operación y mantenimiento equivalentes al 1 % de la inversión inicial. Se considera constante el ahorro anual durante el período utilizado para determinar el tiempo de recuperación. Elaborado por el autor.

Al finalizar el sexto año todavía quedan USD 9,531.24 por recuperar. Este valor se cubre con una parte del ahorro neto generado durante el séptimo

año. La fracción necesaria se determina mediante la relación entre el saldo pendiente y el ahorro neto anual.

$$f = 0,86$$

Por tanto:

$$PP = 6 + 0,86$$

El resultado confirma que la inversión inicial se recupera aproximadamente a los 6.86 años de operación. Al finalizar el sexto año el flujo acumulado todavía es negativo, mientras que durante el séptimo año pasa a ser positivo. De esta manera, la evolución del flujo acumulado permite comprobar el período de recuperación obtenido mediante el cálculo inicial.

El rendimiento financiero del proyecto también se evaluó utilizando el Valor Presente Neto (VAN). Este indicador considera el valor temporal del dinero y permite expresar los ahorros futuros en términos de valor presente.

$$VAN = -CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{S_{neto}}{(1+i)^t}$$

$$VAN = 10,852.88 \text{ USD}$$

Una VAN positiva indica que los ahorros descontados generados a lo largo de la vida útil del proyecto superan la inversión inicial. Bajo las suposiciones adoptadas en este estudio, el sistema fotovoltaico es capaz de generar valor económico más allá de la recuperación de su coste de implementación.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) también se calculó para determinar la tasa de descuento a la que el proyecto alcanza un VAN igual a cero.

$$0 = -CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{S_{neto}}{(1+TIR)^t}$$

El valor resultante fue:

$$TIR = 14.03\%$$

La TIR obtenida es superior a la tasa de descuento del 12% adoptada para el análisis. Esto sugiere que el rendimiento esperado del proyecto supera el rendimiento mínimo requerido por el criterio financiero seleccionado. En la Tabla 3.4 se resume los principales indicadores económicos obtenidos durante la evaluación.

Tabla 3.4:

Principales indicadores económicos obtenidos durante la evaluación.

Indicador	Valor
Capacidad instalada	84.32 kWp
Inversión inicial	75,888.00 USD
Generación anual de energía	118,183.35 kWh/año
Tarifa eléctrica	0.10 USD/kWh
Coste anual de operación y mantenimiento	758.88 USD/año
Ahorro neto anual	11,059.46 USD/año
Vida útil del proyecto	25 años
Tasa de descuento	12%
Periodo de recuperación	6.86 años
Valor presente neto	10,852.88 USD
Internal Rate of Return	14.03%

Nota: La tabla resume los resultados calculados utilizando la producción anual estimada de energía, una tarifa eléctrica de 0,10 USD/kWh, una vida útil del proyecto de 25 años y una tasa de descuento del 12%. Elaborado por: Autor

En conjunto, los indicadores calculados muestran un desempeño económico favorable para el sistema fotovoltaico propuesto. El proyecto recupera su inversión en un plazo razonable, genera ahorros netos positivos a lo largo de su vida útil y logra un rendimiento superior al tipo de descuento considerado en el análisis. Estos resultados respaldan la viabilidad económica de implementar el sistema fotovoltaico bajo las suposiciones adoptadas en este estudio.

3.8. Análisis de factibilidad

La viabilidad del sistema fotovoltaico propuesto se evaluó integrando los resultados técnicos, ambientales y económicos obtenidos a lo largo de este estudio. En lugar de examinar cada aspecto de forma independiente, esta sección considera cómo se relacionan los diferentes hallazgos entre sí y si apoyan colectivamente la implementación del proyecto.

Desde una perspectiva técnica, el sistema propuesto mostró compatibilidad con las características de la instalación. Se comprobó en la revisión de la cubierta que el área disponible es suficiente para la instalación del sistema fotovoltaico propuesto en la etapa de diseño. En la inspección se comprobó que no existen limitaciones físicas importantes para su aplicación. De igual manera, el análisis del recurso solar permitió comprobar que la ubicación posee condiciones favorables para la generación fotovoltaica durante todo el año. Las variaciones de la irradiación son propias de cada estación, pero los valores obtenidos en el mes más crítico resultan adecuados para garantizar que el sistema funcione bajo los criterios establecidos en esta investigación.

Con el cálculo realizado se definió una capacidad instalada de 84,32 kWp repartidos en 136 módulos fotovoltaicos. Con esta configuración se estima una producción energética de 323,79 kWh/día, lo que equivale a una producción anual de 118.183,35 kWh. Esta generación proyectada tiene una relación coherente con la demanda determinada en el diagnóstico, lo que permite concluir que el sistema propuesto tiene la capacidad necesaria para compensar el consumo eléctrico considerado en el escenario de diseño.

Según este punto de vista ambiental, la integración del sistema fotovoltaico reduciría la dependencia de la red eléctrica convencional, disminuyendo las emisiones asociadas al consumo de energía. Con el factor de emisión que se ha utilizado en el presente estudio, la reducción estimada es de aproximadamente una cantidad de 26,12 toneladas de CO₂ por año. Si bien este número no elimina totalmente el impacto ambiental de la instalación,

representa una disminución cuantificable y ayuda a una matriz energética con mayor participación de fuentes renovables.

Los indicadores económicos obtenidos respaldan la presente propuesta. Con base a las condiciones financieras adoptadas para el análisis, el sistema tendría un ahorro neto anual de 11.059,46 USD y recuperaría la inversión en 6,86 años. Si consideramos una vida útil de 25 años, el tiempo de recuperación representa al menos la tercera parte del periodo de operación previsto. A ello se suma un VAN positivo y una TIR superior a la tasa de descuento utilizada, resultados que reflejan un comportamiento financiero favorable para la implementación del proyecto.

Las tres dimensiones evaluadas en esta investigación conducen a una conclusión consistente. El sistema propuesto puede instalarse físicamente dentro de la infraestructura disponible, tiene acceso a un recurso solar capaz de soportar la producción energética esperada y presenta indicadores financieros que justifican la inversión requerida bajo los supuestos adoptados en el estudio.

También conviene reconocer que el rendimiento final del proyecto dependerá de factores como las futuras tarifas eléctricas, los precios del equipo, las prácticas de mantenimiento y las condiciones reales de funcionamiento. Las variaciones en cualquiera de estos parámetros pueden influir en los resultados económicos obtenidos. Aun así, los márgenes observados durante la evaluación proporcionan suficiente confianza para respaldar la implementación del sistema fotovoltaico propuesto.

Basándose en la evidencia técnica, ambiental y económica obtenida a lo largo de esta investigación, la instalación fotovoltaica propuesta puede considerarse factible para la instalación estudiada. Los resultados indican que el proyecto tiene el potencial de reducir el consumo eléctrico de la red eléctrica, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y generar beneficios económicos a largo plazo, manteniendo la compatibilidad con los requisitos operativos de la instalación.

Conclusiones

- El diagnóstico energético identifica una demanda energética media diaria de 321.60 kWh/día, que sirvió de base para el proceso de dimensionamiento. La evaluación de carga muestra que una parte significativa del consumo eléctrico está asociada a equipos de telecomunicaciones, infraestructuras de tecnología de la información y servicios de apoyo que requieren un suministro energético fiable durante todo el año.
- La evaluación de recursos solares confirma la disponibilidad de condiciones favorables para la generación fotovoltaica en la ubicación del proyecto. El análisis mensual de irradiación muestra una disponibilidad solar relativamente estable durante todo el año, con un valor mínimo de 3.84 horas de sol máximo por día durante el mes crítico utilizado para el dimensionamiento del sistema.
- El diseño del sistema fotovoltaico propuesto consta de 136 módulos fotovoltaicos y una capacidad de 84.32 kWp. La configuración permite generar una demanda energética de 323.79 kWh/día, suficiente para cubrir dicha demanda.
- La evaluación técnica muestra que el área del tejado donde se despliega el sistema fotovoltaico y la infraestructura eléctrica es compatible con la integración del sistema fotovoltaico ON GRID.
- La evaluación ambiental muestra que el sistema fotovoltaico pueda generar aproximadamente 118,183.35 kWh al año, reduciendo la cantidad de electricidad suministrada por la red eléctrica. En función del factor de emisión adoptado, el sistema propuesto puede evitar aproximadamente 26.12 toneladas de dióxido de carbono al año, contribuyendo a la reducción del impacto ambiental asociado al consumo eléctrico.
- El análisis económico muestra indicadores favorables bajo los supuestos adoptados en este estudio. La inversión de la implementación del sistema fotovoltaico es de 75,888.00 USD, mientras que el ahorro anual llega a los 11,059.46 USD. Estos resultados obtenidos corresponden al periodo de recuperación de la inversión, que es 6.86 años. Asimismo,

este análisis muestra una VAN de 10.852,88 USD y una TIR del 14.03%, valor que supera la tasa de descuento considerada en el análisis, evidenciando una buena rentabilidad económica del proyecto.

- En términos generales, los resultados obtenidos desde las perspectivas técnica, ambiental y económica demuestran que la implementación del sistema fotovoltaico es viable para la instalación analizada. Su incorporación permitiría reducir el consumo de energía proveniente de la red eléctrica, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y generar ahorros económicos sostenibles a lo largo de su vida útil, sin afectar las condiciones operativas de la instalación.

Recomendaciones

- Debe realizarse una evaluación económica integral basada en los presupuestos de los proveedores y los precios actuales de mercado antes de la fase de implementación. Este análisis permitiría actualizar los indicadores financieros utilizando los costes reales de inversión.
- · Lo ideal es instalar un sistema de monitorización energética, para poder seguir el rendimiento del sistema fotovoltaico y comparar la generación real de energía con los valores estimados en la fase de diseño.
- Estudios adicionales también podrían analizar la replicación de la metodología propuesta en otras instalaciones de telecomunicaciones con características similares de consumo energético, permitiendo evaluaciones más amplias de la integración fotovoltaica dentro del sector.

Bibliografía

- Abe, C. F., Dias, J. B., Notton, G., & Poggi, P. (2020). Computing Solar Irradiance and Average Temperature of Photovoltaic Modules From the Maximum Power Point Coordinates. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(2), 655–663. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.2966362>
- Abuitayma, R. A. A. (2026). Analysis of Solar Energy Efficiency and its Applications in Sustainable Electricity Production"., 1432–1438. <https://doi.org/10.65405/yxkz4032>
- Allouhi, A., Rehman, S., Buker, M. S., & Said, Z. (2022). Up-to-date literature review on Solar PV systems: Technology progress, market status and R&D. *Journal of Cleaner Production*, 362, 132339. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132339>
- Anaya-González, G. S., & Rodríguez-Romero, J. (2024). Tres generaciones de celdas solares: Alternativas para un mundo más sustentable. *Tendencias en energías renovables y sustentabilidad*, 3(1), 65–69. <https://doi.org/10.56845/terys.v3i1.195>
- Aslam, A., Ahmed, N., Qureshi, S. A., Assadi, M., & Ahmed, N. (2022). Advances in Solar PV Systems; A Comprehensive Review of PV Performance, Influencing Factors, and Mitigation Techniques. *Energies*, 15(20), 7595. <https://doi.org/10.3390/en15207595>
- Bosman, L. B., Leon-Salas, W. D., Hutzal, W., & Soto, E. A. (2020). PV System Predictive Maintenance: Challenges, Current Approaches, and Opportunities. *Energies*, 13(6), 1398. <https://doi.org/10.3390/en13061398>

- Criollo Enríquez, R. F., Guayllas Domínguez, D. P., & Ochoa Correa, D. (2024). Evolución tecnológica de la generación solar fotovoltaica: Una revisión de la literatura en la última década. *Revista Tecnológica - ESPOL*, 36(2), 13–31. <https://doi.org/10.37815/rte.v36n2.1158>
- Dambhare, M. V., Butey, B., & Moharil, S. V. (2021). Solar photovoltaic technology: A review of different types of solar cells and its future trends. *Journal of Physics: Conference Series*, 1913(1), 012053. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1913/1/012053>
- Devadiga, D., Selvakumar, M., Shetty, P., & Santosh, M. S. (2021). Dye-Sensitized Solar Cell for Indoor Applications: A Mini-Review. *Journal of Electronic Materials*, 50(6), 3187–3206. <https://doi.org/10.1007/s11664-021-08854-3>
- Espejo Marín, C., Aparicio Guerrero, A. E., & García-Marín, R. (2023). Los inicios de la producción de energía solar fotovoltaica flotante sobre superficies de agua en España. *Anales de Geografía de la Universidad Complutense*, 43(2), 327–358. <https://doi.org/10.5209/aguc.90579>
- Espejo-Marín, C., & Aparicio-Guerrero, A. E. (2020). La Producción de Electricidad con Energía Solar Fotovoltaica en España en el Siglo XXI. *Revista de Estudios Andaluces*, (39), 66–93. <https://doi.org/10.12795/rea.2020.i39.04>
- Fuentes, R., Rojas, D., Rivera, M., Riveros, J., Munoz, J., & Wheeler, P. (2021). Technologies and MPPT algorithms for solar energy applications. *2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies*

<https://doi.org/10.1109/CHILECON54041.2021.9702987>

- García Figueredo, Y., García Reina, F., & Martín Alfonso, J. A. (2023). Modelo matemático para la determinación de las características voltioamperio en fotocélulas solares. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada (RCTA)*, 2(40). <https://doi.org/10.24054/rcta.v2i40.2358>
- Gordillo G, G. (2024). Conversión fotovoltaica de la energía solar. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 22(83), 203–211. [https://doi.org/10.18257/raccefyn.22\(83\).1998.2901](https://doi.org/10.18257/raccefyn.22(83).1998.2901)
- Green, M. A., Dunlop, E. D., Yoshita, M., Kopidakis, N., Bothe, K., Siefer, G., Hinken, D., Rauer, M., Hohl-Ebinger, J., & Hao, X. (2024). Solar cell efficiency tables (Version 64). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 32(7), 425–441. <https://doi.org/10.1002/pip.3831>
- Imaizumi, M., Ohshima, T., Yuri, Y., Suzuki, K., & Ito, Y. (2021). Effects of Beam Conditions in Ground Irradiation Tests on Degradation of Photovoltaic Characteristics of Space Solar Cells. *Quantum Beam Science*, 5(2), 15. <https://doi.org/10.3390/qubs5020015>
- Iturralde Carrera, L. A., Garcia-Barajas, M. G., Constantino-Robles, C. D., Álvarez-Alvarado, J. M., Castillo-Alvarez, Y., & Rodríguez-Reséndiz, J. (2025). Efficiency and Sustainability in Solar Photovoltaic Systems: A Review of Key Factors and Innovative Technologies. *Eng*, 6(3), 50. <https://doi.org/10.3390/eng6030050>
- Kirk, A. P. (2015). From Nuclear Fusion to Sunlight. En *Chapter 2—From Nuclear Fusion to Sunlight*, (pp. 9–24). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802329-7.00002-X>

- Mahtani, K. (2024a). Revisión de las tecnologías de inversores para generación solar fotovoltaica. *Revista Chone Ciencia y Tecnología*, 2(2). <https://doi.org/10.56124/cct.v2i2.014>
- Mahtani, K. (2024b). Revisión de las tecnologías de inversores para generación solar fotovoltaica. *Revista Chone Ciencia y Tecnología*, 2(2). <https://doi.org/10.56124/cct.v2i2.014>
- Mahtani, K. (2024c). Revisión de las topologías de convertidores de corriente continua para generación solar fotovoltaica. *Revista Chone Ciencia y Tecnología*, 2(2). <https://doi.org/10.56124/cct.v2i2.012>
- Manisha, Pinkey, Kumari, M., Sahdev, R. K., & Tiwari, S. (2022). A Review on Solar Photovoltaic System Efficiency Improving Technologies. *Applied Solar Energy*, 58(1), 54–75. <https://doi.org/10.3103/S0003701X22010108>
- Mollik Babu, R., Alam, M. S., Islam, A., & Kamrul Islam, Md. (2025). Toward Sustainable and Clean Energy Futures: A Techno-Economic Review of Solar PV Systems, Challenges, and Opportunities. *IEEE Access*, 13, 169720–169757. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3614771>
- Morales-Aragonés, J. I., Dávila-Sacoto, M., González, L. G., Alonso-Gómez, V., Gallardo-Saavedra, S., & Hernández-Callejo, L. (2021). A Review of I–V Tracers for Photovoltaic Modules: Topologies and Challenges. *Electronics*, 10(11), 1283. <https://doi.org/10.3390/electronics10111283>
- Moreno-Vassart, X., Toledo, F. J., Herranz, V., & Galiano, V. (2024). Relationships between remarkable points in photovoltaic I–V curves. *Renewable Energy*, 237, 121661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121661>

- Oulcaid, M., El Fadil, H., Ammeh, L., Yahya, A., & Giri, F. (2020). Parameter extraction of photovoltaic cell and module: Analysis and discussion of various combinations and test cases. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 40, 100736. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100736>
- Perez Ramos, A. V., Layme Lara, R. M., & Velasquez, R. A. (2021). Topological Inverter Design Applied to Solar PV Plant: Systematic Review. *2021 IEEE Engineering International Research Conference (EIRCON)*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/EIRCON52903.2021.9613526>
- Prasetyo, S. D., Prabowo, A. R., & Arifin, Z. (2023). The use of a hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) collector system as a sustainable energy-harvest instrument in urban technology. *Heliyon*, 9(2), e13390. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e13390>
- Qin, Y., Yang, Y., Li, S., Huang, Y., Tan, S.-C., & Hui, S. Y. (2020). A High-Efficiency DC/DC Converter for High-Voltage-Gain, High-Current Applications. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 8(3), 2812–2823. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2019.2908416>
- Quansah, D. A., & Adaramola, M. S. (2018). Ageing and degradation in solar photovoltaic modules installed in northern Ghana. *Solar Energy*, 173, 834–847. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.08.021>
- Rodríguez-Gómez, J. M. (2024). La radiación solar en extremo ultravioleta: Implicaciones en la atmósfera de la Tierra. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, 46, e20230212. <https://doi.org/10.1590/1806-9126-rbef-2023-0212>

- Saravanan, S., Usha Rani, P., & Thakre, M. P. (2022). Evaluation and Improvement of a Transformerless High-Efficiency DC–DC Converter for Renewable Energy Applications Employing a Fuzzy Logic Controller. *MAPAN*, 37(2), 291–310. <https://doi.org/10.1007/s12647-021-00530-5>
- Sarikh, S., Raoufi, M., Bennouna, A., Benlarabi, A., & Ikken, B. (2020). Implementation of a plug and play I-V curve tracer dedicated to characterization and diagnosis of PV modules under real operating conditions. *Energy Conversion and Management*, 209, 112613. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112613>
- Seme, S., Štumberger, B., Hadžiselimović, M., & Sredenšek, K. (2020). Solar Photovoltaic Tracking Systems for Electricity Generation: A Review. *Energies*, 13(16), 4224. <https://doi.org/10.3390/en13164224>
- Tabatabaei, S. A., Formolo, D., & Treur, J. (2017). Analysis of performance degradation of domestic monocrystalline photovoltaic systems for a real-world case. *Energy Procedia, International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”, CONECT 2017, 10-12 May 2017, Riga, Latvia*, 128, 121–129. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.025>
- Tan, W.-H., & Mohamad-Saleh, J. (2023). Critical Review on Interrelationship of Electro-Devices in PV Solar Systems with Their Evolution and Future Prospects for MPPT Applications. *Energies*, 16(2), 850. <https://doi.org/10.3390/en16020850>

- Teh, C. J. Q., Drieberg, M., Soeung, S., & Ahmad, R. (2021). Simple PV Modeling Under Variable Operating Conditions. *IEEE Access*, 9, 96546–96558. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3094801>
- Terán Aguirre, D. (2023). Diseño de un sistema híbrido fotovoltaico – eólico de suministro de energía eléctrica a la biblioteca del campus Tiquipaya de la Universidad Privada del Valle: Dising of a hybrid photovoltaic - wind system to supply electricity to the library of the Tiquipaya campus of the Private University of Valle. *Journal Boliviano de Ciencias*, 19(Especial). <https://doi.org/10.52428/20758944.v19iEspecial.385>
- Tinoco, H. D. L., Krambeck, L., Florido, D. P., Szmoski, R. M., & Alves, T. A. (2020). Influence of the Operating Temperature and the Solar Irradiation in a Photovoltaic Panel: An Experimental Analysis. *International Journal of Advanced Engineering Research and Science*, 7(5), 385–388. <https://doi.org/10.22161/ijaers.75.45>
- Torrico Bravo, J. A., & Gullón Urbano, M. (2021). Energía Solar fotovoltaica: Medida de las curvas características de un módulo fotovoltaico utilizando un trazador de curvas I-V a temperatura constante y a irradiación solar constante tomando como base la norma IEC 60904-1:2020. *Journal Boliviano de Ciencias*, 17(50), 91–111. <https://doi.org/10.52428/20758944.v17i50.24>
- Vakacharla, V. R., Gnana, K., Xuewei, P., Narasimaharaju, B. L., Bhukya, M., Banerjee, A., Sharma, R., & Rathore, A. K. (2020). State-of-the-art power electronics systems for solar-to-grid integration. *Solar Energy*, 210, 128–148. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.105>

- Yadir, S., Bendaoud, R., EL-Abidi, A., Amiry, H., Benhmida, M., Bounouar, S., Zohal, B., Bousseta, H., Zrhaiba, A., & Elhassnaoui, A. (2020). Evolution of the physical parameters of photovoltaic generators as a function of temperature and irradiance: New method of prediction based on the manufacturer's datasheet. *Energy Conversion and Management*, 203, 112141. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112141>
- Yaulilahua-Huacho, R., Sumarriva-Bustinza, L. A., Ramirez-Rosales, F. G., Mariño-Arroyo, J. B., & Quispealaya-Armas, L. (2025). Sistemas de energía fotovoltaica: Una revisión sistemática. *Revista Alfa*, 9(27), 31–50. <https://doi.org/10.33996/revistaalfa.v9i27.393>

Anexo 1: Ficha técnica del Módulo JinkoSolar JKM620N-78HL4-BDV

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 605-625 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

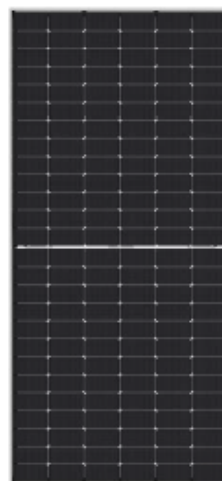
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



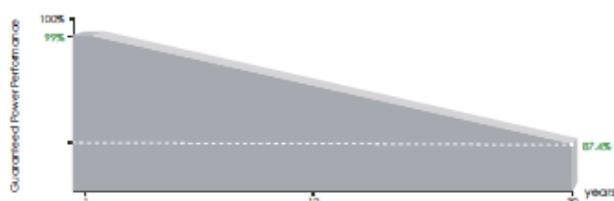
Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



POSITIVE QUALITY™
Certification of Excellence

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

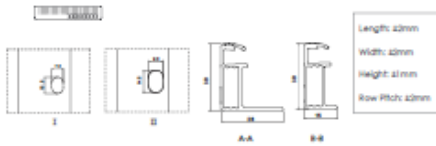
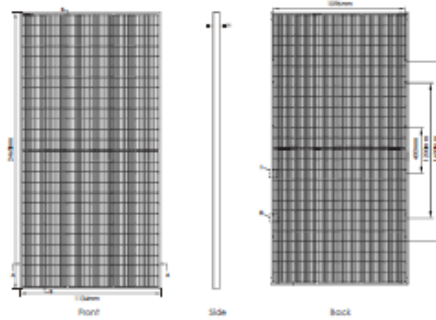


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings



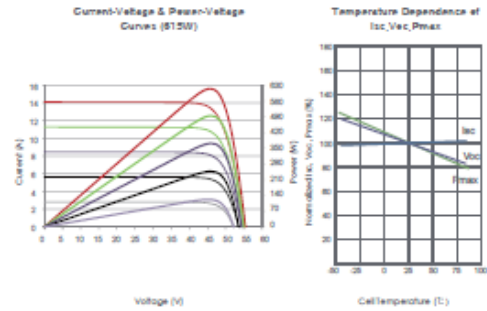
*This tolerance range applies only to the four-angle distance of the module as indicated above.

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2445x1134x30mm (97.05x44.65x1.18 Inch)
Weight	34.6kg (76.38 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV		JKM615N-78HL4-BDV		JKM620N-78HL4-BDV		JKM625N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp	620Wp	466Wp	625Wp	470Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V	45.77V	42.46V	45.93V	42.57V	46.10V	42.68V
Maximum Power Current (Imp)	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A	13.44A	10.89A	13.50A	10.95A	13.56A	11.01A
Open-circuit Voltage (Voc)	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V	55.44V	52.66V	55.58V	52.79V	55.72V	52.93V
Short-circuit Current (Isc)	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A	14.11A	11.39A	14.19A	11.46A	14.27A	11.52A
Module Efficiency STC (%)	21.64%		21.82%		22.00%		22.18%		22.36%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		JKM605N-78HL4-BDV	JKM610N-78HL4-BDV	JKM615N-78HL4-BDV	JKM620N-78HL4-BDV	JKM625N-78HL4-BDV
5%	Maximum Power (Pmax)	635Wp	641Wp	646Wp	651Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.73%	22.91%	23.10%	23.29%	23.48%
15%	Maximum Power (Pmax)	696Wp	702Wp	707Wp	713Wp	719Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.89%	25.10%	25.30%	25.51%	25.71%
25%	Maximum Power (Pmax)	756Wp	763Wp	769Wp	775Wp	781Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.06%	27.28%	27.50%	27.73%	27.95%

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM605-625N-78HL4-BDV-F3-EN

Anexo 2: Inversor Growatt MAX 75KTL3-XL2 — 75 kW

MAX 50~75KTL3-XL 2

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

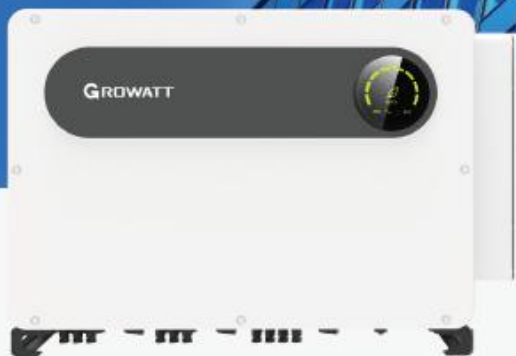
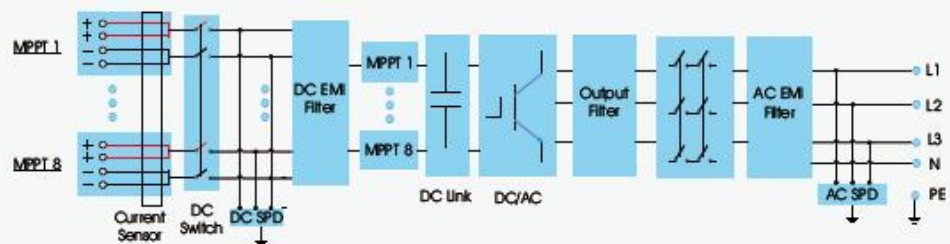


Diagrama unifilar



Especificaciones primarias

Hoja de datos	MAX 50KTL3-XL2	MAX 60KTL3-XL2	MAX 70KTL3-XL2	MAX 75KTL3-XL2
Datos de entrada (CD)				
Máxima potencia P _v recomendada (ETC)	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*)	120V/220V (101.6-139.7V)			
Frecuencia de red CA (Rango*)	50/60Hz (45-55Hz/55-65 Hz)			
Corriente máxima de salida	145.8A @220V	175.0A @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+ PE ó 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	SI			
Interruptor CD	SI			
Protección contra sobretensión CA/CD	Clase II / Clase I			
Monitoreo de resistencia de aislamiento	SI			
Protección de corto circuito CA	SI			
Monitoreo de falla a tierra	SI			
Monitoreo de cadenas	SI			
Función Anti-PID	Opcional			
ARCI	SI			
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 mm²)			
Pantalla	LED/WIFI+APP			
Comunicación: RS485/USB/WIFI/GPRS/RF/4G	SI/SI/Opcional/Opcional/Opcional/Opcional			
Garantía: 5 años/ 10 años	SI/Opcional			
CE/IEC62114, IEC61727, UN1741, IEC611547				

* Para conectar los módulos fotovoltaicos y lograr la máxima eficiencia, asegúrese de usar una sonda (UT) prolongada, asegúrese de seguir el rango de voltaje de carga máxima.
 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.

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO., LTD. A: 4-13/F Building A, Shao German (Europe) Industrial Park, Hangcheng Ave, Bao'an District, Shenzhen, China
 T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@growatt.com



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT

Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

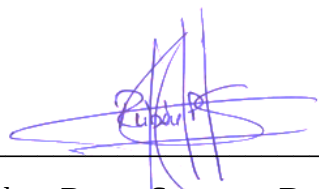
DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Parra Sarango, Rubén Danilo** con C.C: # 092423129-3 autor del trabajo de titulación: Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema fotovoltaico en una empresa de telecomunicaciones en el sector Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito, previo a la obtención del título de **Magister en Electricidad mención Energías Renovables y Eficiencia Energética** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

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

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

Guayaquil, 20 de octubre del 2026

f. 

Nombre: **Parra Sarango, Rubén Danilo**

C.C: 092423129-3



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema fotovoltaico en una empresa de telecomunicaciones en el sector Iñaquito del Distrito Metropolitano de Quito		
AUTOR(ES)	Parra Sarango, Rubén Danilo		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Zamora Cedeño, Néstor Armando. M. Sc; Bohórquez Heras, Daniel Bayardo, M.Sc; Bonilla Sánchez Ronnie Alexander, M.Sc.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Subsistema de Posgrado		
PROGRAMA:	Magister en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	20 de octubre del 2026	No. DE PÁGINAS:	88
ÁREAS TEMÁTICAS:	Energías Renovables		
PALABRAS CLAVES/KEYWORDS:	Sistema fotovoltaico, energía solar, sistema conectado a la red, evaluación energética, viabilidad económica.		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras): La investigación se desarrolló a partir del análisis del consumo energético de la instalación, la evaluación del recurso solar disponible y el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico orientado a cubrir la demanda eléctrica identificada. El diagnóstico energético permitió determinar un consumo promedio de 321.60 kWh/día, mientras que el estudio del recurso solar evidenció condiciones favorables para el aprovechamiento fotovoltaico, incluso durante el periodo de menor disponibilidad de radiación, en el que se registraron 3.84 horas solares pico por día. A partir de estas condiciones se definió un sistema fotovoltaico de 84.32 kWp compuesto por 136 módulos. La generación estimada alcanza aproximadamente 118.18 MWh al año, una producción que permitiría cubrir una parte importante de la energía actualmente suministrada por la red eléctrica convencional. Esto indica una relación adecuada entre demanda energética y potencial solar disponible en el sitio del presente estudio. En la parte ambiental, la energía fotovoltaica logra una disminución de 26.12 toneladas de CO₂ por año. Mientras que la evaluación económica tiene una inversión de 75,888.00 USD y un ahorro anual de 11,059.46 USD. Con todo esto, el tiempo de recuperación es de 6.86 años. Los indicadores financieros mostraron una VAN positiva y una TIR mayor a la tasa de descuento considerada, con esto resultados se respalda la viabilidad de la propuesta del presente estudio de investigación.			
ADJUNTO PDF:	☒ SI	☐ NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593 99 652 5955	E-mail: rubendps1992@gmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo. Ph.D.		
	Teléfono: +593-995147293		
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			