

**DISEÑO DE UN PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA INFRAESTRUCTURA VIAL DE UN TRAMO
SELECCIONADO EN LA RUTA MELGAR - CARMEN DE APICALÁ, TOLIMA**

Nicolás Sánchez Pérez, Marlon Pineda Angel, Juan Andrés Aguilera Pérez



Especialización en Diseño y Construcción de Obras de Infraestructura y Edificaciones, Facultad de

Ingenierías

Universidad la Gran Colombia

Bogotá D.C.

2025

**Diseño de un Prototipo de Energía Fotovoltaica en la Infraestructura Vial de la Ruta Melgar - Carmen
de Apicalá, Tolima**

Nicolás Sánchez Pérez, Marlon Pineda Angel, Juan Andrés Aguilera Pérez

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Especialista en Diseño y
construcción de infraestructura y edificaciones**

Profesor Jorge Alberto Diaz Martinez

Profesor Jorge Álvarez Melo



**UNIVERSIDAD
La Gran Colombia**

Vigilada MINEDUCACIÓN

Especialización en Diseño y Construcción de Obras de Infraestructura y Edificaciones, Facultad de

Ingenierías

Universidad la Gran Colombia

Bogotá D.C.

2025

Tabla de contenido

| | |
|---|-----------|
| Resumen..... | 11 |
| Abstract..... | 12 |
| Introducción..... | 13 |
| Objetivos..... | 15 |
| Objetivo General..... | 15 |
| Objetivos Específicos..... | 15 |
| Marco referencial..... | 16 |
| Planteamiento del problema..... | 16 |
| Antecedentes..... | 17 |
| Marco teórico..... | 20 |
| Marco normativo..... | 27 |
| Aspectos metodológicos..... | 29 |
| Enfoque y tipo de estudio..... | 29 |
| Procedimiento metodológico general..... | 29 |
| Herramientas utilizadas..... | 32 |
| Validación de resultados..... | 33 |
| Caracterización de área de estudio..... | 34 |
| Ubicación geográfica y características del corredor vial..... | 34 |
| Caracterización climática de Melgar, Tolima..... | 39 |
| Caracterización climática de Carmen de Apicalá, Tolima..... | 45 |
| Selección del tramo vial para caso de estudio..... | 51 |
| Tramos seleccionados para evaluación..... | 51 |
| Caracterización tramo seleccionado..... | 62 |
| Diseño basado en la normativa técnica para la implementación de energía fotovoltaica..... | 65 |
| Radiación solar disponible (Promedio anual)..... | 65 |
| Según los datos obtenidos previamente respecto a la puesta de sol tanto en Melgar como para el Carmen de Apicalá presentan una irradiación media diaria aproximada de 5, 5 kWh/m ² /día, con valores estables durante el año. Este valor permite estimar una producción energética diaria de:..... | 65 |
| Requerimientos de iluminación vial (RETILAP)..... | 66 |
| De acuerdo con el RETILAP (Resolución 180540 de 2010), vías de acceso controlado y vías rápidas (45 ≤ V < 80) requieren:..... | 66 |
| Especificaciones técnicas de los postes..... | 69 |
| Espaciamiento entre postes..... | 77 |
| Autonomía y funcionamiento..... | 77 |
| El sistema debe operar 12 h diarias durante 1.5 a 2 días consecutivos sin recarga solar: | |

| | |
|---|------------|
| 77 | |
| Componentes del sistema fotovoltaico..... | 79 |
| Diseño de distribución e instalación..... | 84 |
| Ubicación general de los postes en el tramo seleccionado (PR-2-1701 a PR-4-1701)..... | 87 |
| Coordenadas ubicación de postes en el tramo seleccionado (PR-2-1701 a PR-4-1701)..... | 88 |
| Posición del sol en el tramo seleccionado (PR-2-1701 a PR-4-1701)..... | 95 |
| Ubicación de panel fotovoltaico según rayos del sol..... | 96 |
| Análisis y Discusión de Resultados..... | 109 |
| Presupuesto instalación de poste con sistema fotovoltaico..... | 109 |
| Presupuesto instalación de poste con sistema convencional..... | 112 |
| Gráficos de costo por ítem en ambos sistemas..... | 114 |
| Instalación sistema fotovoltaico vs sistema convencional..... | 115 |
| Consumo de energía eléctrica sistema convencional y fotovoltaico..... | 117 |
| Generación de energía sistema fotovoltaico..... | 118 |
| Comparación entre consumo y generación de energía..... | 119 |
| Análisis de autonomía y respaldo del sistema..... | 124 |
| Adaptabilidad del sistema a futuras expansiones o cambios en la demanda..... | 125 |
| Cronograma de ejecución del proyecto..... | 126 |
| Comparativo del mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación convencional y fotovoltaica..... | 129 |
| Modelación de la instalación fotovoltaica..... | 146 |
| Disposición del sistema fotovoltaico en DIALux..... | 147 |
| Luminarias utilizadas en simulación DIALux..... | 148 |
| Parámetros de instalación utilizados en la simulación DIALux..... | 149 |
| Mapa de isolux obtenido en DIALux..... | 150 |
| Líneas de isolux obtenido en DIALux..... | 151 |
| Resultados obtenidos DIALux..... | 152 |
| Proyección del impacto económico en la región, ahorro anual en la energía, retorno de la inversión..... | 153 |
| Estimación del impacto social..... | 156 |
| Análisis de la sostenibilidad y medio ambiente..... | 158 |
| Balance de energía y resiliencia operativa..... | 158 |
| Almacenamiento y autonomía..... | 159 |
| Eficiencia tecnológica del conjunto fotovoltaico..... | 160 |
| Diseño para menor impacto local..... | 160 |
| Seguridad eléctrica y cumplimiento normativo..... | 161 |
| Gestión del ciclo de vida..... | 162 |
| Riesgos ambientales y mitigación..... | 162 |
| Indicadores e instrumentos de seguimiento..... | 163 |

| | |
|---|------------|
| Eficiencia energética y desempeño lumínico del sistema..... | 163 |
| Ruta de mejora continua..... | 164 |
| Análisis de la huella de carbono frente al sistema convencional..... | 164 |
| Huella evitada por sustitución de energía eléctrica de red..... | 165 |
| Huella incorporada del sistema fotovoltaico..... | 166 |
| Huella incorporada de los módulos fotovoltaicos..... | 166 |
| Huella incorporada del banco de baterías LiFePO ₄ | 167 |
| Huella incorporada total..... | 167 |
| Balance climático y tiempo de amortización de carbono..... | 167 |
| Análisis costo-beneficio del sistema fotovoltaico..... | 168 |
| Propósito y enfoque del análisis..... | 168 |
| Costos del proyecto..... | 169 |
| Beneficios del proyecto..... | 171 |
| Flujo de caja del proyecto..... | 172 |
| Valor Presente Neto (VPN)..... | 173 |
| Relación Beneficio-Costo (B/C)..... | 174 |
| Tiempo de retorno simple (Payback)..... | 174 |
| Análisis de sensibilidad..... | 175 |
| Conclusiones y recomendaciones..... | 176 |
| Referencias..... | 179 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Ubicación Melgar, Tolima..... | 34 |
| Figura 2 - Ubicación Carmen de Apicalá, Tolima..... | 35 |
| Figura 3 - Ubicación corredor vial Melgar - Carmen de Apicalá, Tolima..... | 36 |
| Figura 4 - Temperatura máxima y mínima promedio en Melgar..... | 39 |
| Figura 5 - Temperatura promedio por hora en Melgar..... | 39 |
| Figura 6 - Nubosidad en Melgar..... | 40 |
| Figura 7 - Precipitación en Melgar..... | 41 |
| Figura 8 - Lluvia en Melgar..... | 41 |
| Figura 9 - Salida y puesta del sol con crepúsculo en Melgar..... | 42 |
| Figura 10 - Elevación solar y acimut en Melgar..... | 42 |
| Figura 11 - Niveles de comodidad de la humedad en Melgar..... | 43 |
| Figura 12 - Velocidad promedio del viento en Melgar..... | 43 |
| Figura 13 - Dirección del viento en Melgar..... | 44 |
| Figura 14 - Energía solar de onda corta incidente diaria en Melgar..... | 44 |
| Figura 15 - Temperatura máxima y mínima promedio en Carmen de Apicalá..... | 45 |
| Figura 16 - Temperatura promedio por hora en Carmen de Apicalá..... | 46 |
| Figura 17 - Nubosidad en Carmen de Apicalá..... | 46 |
| Figura 18 - Precipitación en Carmen de Apicalá..... | 47 |
| Figura 19 - Lluvia en Carmen de Apicalá (mm)..... | 47 |
| Figura 20 - Salida y puesta del sol con crepúsculo en Carmen de Apicalá..... | 48 |
| Figura 21 - Elevación solar y acimut en Carmen de Apicalá..... | 48 |
| Figura 22 - Niveles de comodidad de la humedad en Carmen de Apicalá..... | 49 |
| Figura 23 - Velocidad promedio del viento en Carmen de Apicalá..... | 49 |
| Figura 24 - Dirección del viento en Carmen de Apicalá..... | 50 |
| Figura 25 - Energía solar de onda corta incidente diaria en Carmen de Apicalá..... | 50 |
| Figura 26 - Tramos seleccionados para caso de estudio..... | 51 |
| Figura 27 - Tramo 1 (Casco Urbano de Carmen de Apicalá - Condominio Campestre El Cortijo)..... | 52 |
| Figura 28 - Perfil de Elevación - Tramo 1..... | 52 |
| Figura 29 - Tramo 2 (Condominio Campestre El Cortijo - Finca La María)..... | 53 |
| Figura 30 - Perfil de Elevación - Tramo 2..... | 53 |
| Figura 31 - Tramo 3 (Finca La María - Condominio El Ruby Country Club)..... | 54 |
| Figura 32 - Perfil de Elevación - Tramo 3..... | 54 |
| Figura 33 - Tramo 4 (Condominio El Ruby Country Club - Condominio Macondo)..... | 55 |
| Figura 34 - Perfil de Elevación - Tramo 4..... | 55 |
| Figura 35 - Tramo 5 (Condominio Macondo - Condominio Residencial Heliópolis)..... | 56 |
| Figura 36 - Perfil de Elevación - Tramo 5..... | 56 |
| Figura 37 - Tramo 6 (Condominio Residencial Heliópolis - Casco urbano de Melgar)..... | 57 |

| | |
|---|-----|
| Figura 38 - Perfil de Elevación - Tramo 6..... | 57 |
| Figura 39 - Gráfico - Matriz multicriterio, Selección del tramo..... | 61 |
| Figura 40 - Google Earth Pro - Ubicación del tramo PR-2-1701 a PR-4-1701..... | 63 |
| Figura 41 - Panel de 150 Wp..... | 66 |
| Figura 42- Disposición unilateral de luminarias en alumbrado vial..... | 68 |
| Figura 43 - Uniformidad mínima del poste..... | 68 |
| Figura 44 - Luminaria led de distribución tipo II..... | 69 |
| Figura 45 - Poste metálico (MS-9-510 kgf) CELSIA S.A. E.S.P..... | 76 |
| Figura 47 - Curva fotométrica Luminaria Led 4000K - 110W..... | 83 |
| Figura 48 - Diagrama eléctrico unifilar..... | 86 |
| Figura 49- Ubicación postes tramo (PR-2-1701 a PR-4-1701)..... | 87 |
| Figura 51 - Porcentaje de costo instalación por ítem..... | 114 |
| Figura 52 - Costo Instalación sistema fotovoltaico vs sistema convencional..... | 115 |
| Figura 53 - Consumo acumulado y generación acumulada..... | 123 |
| Figura 54 - Modelo sistema fotovoltaico en DIALux..... | 146 |
| Figura 55 - Disposición de postes - DIALux..... | 147 |
| Figura 56- Luminarias utilizadas en simulación DIALux..... | 148 |
| Figura 57 - Parámetros de instalación utilizados en la simulación DIALux..... | 149 |
| Figura 58 - Mapa de isolux obtenido en DIALux..... | 150 |
| Figura 59 - Líneas de isolux obtenido en DIALux..... | 151 |
| Figura 60 - Resultados obtenidos para campo de evaluación DIALux..... | 152 |
| Figura 61 - Costos de tarifa de energía..... | 154 |

Lista de Tablas

| | |
|--|-----|
| Tabla 1 - Límites municipio de Melgar, Tolima..... | 36 |
| Tabla 2 - Límites municipio de Carmen de Apicalá, Tolima..... | 37 |
| Tabla 3 - Criterios de evaluación para la selección del tramo vial..... | 59 |
| Tabla 4 - Matriz multicriterio para selección del tramo vial..... | 61 |
| Tabla 5 - Alumbrado público existente..... | 65 |
| Tabla 7- Requisitos fotométricos por clase de iluminación para tráfico motorizado..... | 68 |
| Tabla 7 - Condiciones de servicio requerido para postes metálicos..... | 71 |
| Tabla 8 - Norma: NTC 2663..... | 72 |
| Tabla 9 - Características Dimensionales Del poste metálico (9 metros y 12 metros)..... | 73 |
| Tabla 10 - Dimensiones de las secciones del poste (9 metros y 12 metros)..... | 74 |
| Tabla 11 - Características mecánicas del poste (9 metros y 12 metros)..... | 75 |
| Tabla 12 - Ficha tecnica bateria LiFePO4..... | 79 |
| Tabla 13 - Especificaciones módulo fotovoltaico..... | 80 |
| Tabla 14 - Especificaciones Controlador de carga solar..... | 81 |
| Tabla 15 - Especificaciones Banco de baterías..... | 82 |
| Tabla 16 - Especificaciones Luminaria led vial..... | 83 |
| Tabla 17 - Detalle de las cargas por poste..... | 86 |
| Tabla 18 - Coordenadas ubicación de postes - UTM 18N..... | 89 |
| Tabla 19 - Ángulo del eje del panel fotovoltaico con respecto al eje del poste..... | 98 |
| Tabla 20- Presupuesto detallado por poste con sistema fotovoltaico..... | 111 |
| Tabla 21 - Presupuesto detallado por poste con sistema convencional..... | 113 |
| Tabla 23 - Cronograma de actividades..... | 127 |
| Tabla 24 - Diagrama de Gantt..... | 129 |
| Tabla 25 -Comparativo preventivo y correctivo..... | 130 |
| Tabla 26 - Ahorro anual estimado..... | 156 |
| Tabla 27 - Costo unitario del sistema fotovoltaico por punto de luz..... | 170 |
| Tabla 28 - Escenarios tarifarios y ahorro anual..... | 172 |
| Tabla 29 - Flujo de caja simplificado (20 años)..... | 174 |
| Tabla 30 - Tiempo de retorno simple (Payback)..... | 175 |

Resumen

Este proyecto tiene como objetivo mejorar la *seguridad vial*, reducir costos energéticos y promover la sostenibilidad en la carretera que conecta los municipios de Carmen de Apicalá y Melgar, en el departamento del Tolima. La zona presenta un alto índice de accidentes nocturnos debido a la carencia de un sistema de iluminación adecuado, lo cual representa un riesgo para conductores y peatones. La implementación de un sistema de iluminación alimentado por *energía fotovoltaica* permitirá incrementar la visibilidad en este corredor vial, generando un entorno más seguro y confiable. Asimismo, se plantea una solución *energéticamente eficiente* y económicamente viable a largo plazo, que sustituye la dependencia de fuentes no renovables por una alternativa limpia, gratuita e inagotable. El proyecto también contribuye a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de políticas nacionales e internacionales de *sostenibilidad*, aprovechando las condiciones climáticas favorables de la región, caracterizada por altos niveles de radiación solar. Además, la iniciativa fomenta el *desarrollo regional* mediante la generación de empleo en actividades relacionadas con la instalación y mantenimiento del sistema, así como mediante el ahorro energético que permitirá redirigir recursos municipales hacia otras áreas prioritarias. Esta propuesta se alinea con los objetivos de transición energética y desarrollo sostenible, integrando beneficios ambientales, sociales y económicos para la región.

Palabras clave:

Seguridad vial, energía fotovoltaica, sostenibilidad, eficiencia energética, desarrollo regional.

Abstract

This project aims to improve *road safety*, reduce energy costs, and promote sustainability along the highway connecting the municipalities of Carmen de Apicalá and Melgar, in the department of Tolima. The area has a high rate of nighttime accidents due to the lack of an adequate lighting system, posing a risk to drivers and pedestrians. Implementing a lighting system powered by *photovoltaic energy* will increase visibility in this road section, creating a safer and more reliable environment. The project also offers a long-term, *energy-efficient*, and economically viable solution that replaces dependence on non-renewable sources with a clean, free, and inexhaustible alternative. Additionally, it contributes to the reduction of greenhouse gas emissions and supports compliance with national and international *sustainability* policies by leveraging the region's favorable climatic conditions, characterized by high levels of solar radiation. The initiative also promotes *regional economic development* through job creation in installation and maintenance activities, and through energy savings that allow municipalities to redirect resources toward other priority areas. This proposal aligns with energy transition and sustainable development goals, integrating environmental, social, and economic benefits for the region.

Keywords:

Road safety, photovoltaic energy, environmental sustainability, energy efficiency, regional development.

Introducción

La iluminación vial constituye un componente esencial para la seguridad, la movilidad y la calidad del espacio público. En corredores intermunicipales con alta circulación vehicular y presencia de usuarios vulnerables, las deficiencias en el alumbrado incrementan los riesgos asociados a la conducción nocturna, reducen la percepción de seguridad y limitan el uso del territorio durante horas de baja visibilidad. Este es el caso del tramo Melgar-Carmen de Apicalá, donde la combinación de geometrías irregulares, intersecciones poco legibles y zonas con iluminación insuficiente evidencia la necesidad de una solución técnica que mejore las condiciones de tránsito y aporte continuidad al servicio.

La disponibilidad de recursos energéticos en la zona y las condiciones climáticas del corredor abren la posibilidad de implementar sistemas de alumbrado público alimentados por energía fotovoltaica. Estos sistemas han demostrado ventajas operativas en territorios con acceso limitado a la red, variabilidad en la calidad del servicio o costos crecientes de energía, al posibilitar la autogeneración, la autonomía energética y la reducción de intervenciones asociadas a cableado subterráneo. Sin embargo, su adopción requiere evaluar con rigor la viabilidad técnica, energética, ambiental, social y económica del sistema propuesto, de manera que su implementación responda a las necesidades reales del corredor y a las condiciones normativas vigentes.

Este trabajo desarrolla el diseño y la evaluación de un sistema de alumbrado público fotovoltaico para un tramo priorizado de la vía Melgar-Carmen de Apicalá, seleccionado mediante una matriz multicriterio que considera visibilidad, seguridad, accesibilidad y condiciones geométricas.

A partir de dicha selección, se modela el comportamiento lumínico con DIALux, se estima la generación y autonomía del sistema con base en datos climáticos locales, y se dimensionan los

componentes fotovoltaicos (módulos, baterías, controlador y luminarias) de acuerdo con los requisitos de desempeño establecidos en RETILAP y la normativa técnica aplicable.

El estudio integra adicionalmente un análisis de sostenibilidad ambiental y social, enfocado en el impacto del sistema sobre la seguridad de los usuarios, la percepción de movilidad nocturna y la afectación al entorno inmediato. Finalmente, se desarrolla un análisis costo-beneficio que contrasta la inversión inicial con los ahorros proyectados por sustitución energética y la reducción de costos de mantenimiento, complementado por un análisis de sensibilidad que permite evaluar la robustez del proyecto frente a variaciones en tarifas, costos de equipos y tasas de descuento.

Con ello, la monografía busca demostrar la pertinencia técnica y operativa de un sistema de alumbrado público fotovoltaico para el corredor estudiado, así como su contribución a la seguridad vial, la sostenibilidad ambiental, el desarrollo social y la continuidad del servicio en zonas con características similares.

Objetivos

Objetivo General

Elaborar una propuesta de iluminación fotovoltaica funcional para un tramo seleccionado en la vía que conecta el municipio de Melgar con el municipio de Carmen de Apicalá en el departamento del Tolima.

Objetivos Específicos

- Analizar las condiciones climáticas y geográficas de la vía Melgar-Carmen de Apicalá para determinar la viabilidad de la instalación de paneles solares fotovoltaicos.
- Aplicar un análisis comparativo entre varios tramos críticos de la vía Melgar-Carmen de Apicalá, con el fin de determinar cuál de ellos presenta las condiciones más desfavorables para priorizar su intervención.
- Determinar el consumo energético y las necesidades viales en el tramo seleccionado de la vía donde se presenta la mayor demanda energética e inseguridad por falta de iluminación.
- Identificar las condiciones óptimas para el diseño del sistema fotovoltaico de acuerdo a las condiciones de tráfico, uso de la vía, disposición de paneles y sistema de almacenamiento de energía.
- Realizar un análisis costo/beneficio para las fases de implementación, operación y sostenibilidad del sistema fotovoltaico.

Marco referencial

Planteamiento del problema

El corredor vial Melgar-Carmen de Apicalá presenta condiciones geométricas y operativas que exigen un sistema de iluminación confiable para garantizar la seguridad nocturna de sus usuarios. La caracterización inicial evidenció tramos con iluminación insuficiente, zonas en sombra y transiciones abruptas de luminancia que dificultan la percepción de calzada, bermas, accesos a predios e intersecciones. Estas condiciones incrementan la probabilidad de maniobras inesperadas y afectan la movilidad de peatones, ciclistas y motociclistas, quienes dependen en mayor medida de la visibilidad disponible durante la noche.

Adicionalmente, la continuidad del servicio de alumbrado público en áreas intermunicipales depende de infraestructura eléctrica expuesta a fallas, pérdidas y variaciones tarifarias. La incorporación de sistemas autónomos basados en energía fotovoltaica constituye una alternativa técnica adecuada para el corredor, dada la disponibilidad de recurso solar en la región, la posibilidad de garantizar operación incluso durante contingencias de red y la reducción de costos correctivos asociados al cableado subterráneo y a las interrupciones del sistema convencional.

El tramo priorizado (seleccionado mediante una matriz multicriterio que pondera visibilidad, geometría, volumen de tránsito y presencia de usuarios vulnerables) presenta una combinación de deficiencias lumínicas y exposición al riesgo que justifican la implementación de una solución integral. El uso de luminarias LED de bajo consumo, acopladas a sistemas fotovoltaicos con almacenamiento, permite mejorar la uniformidad lumínica y la legibilidad de la vía sin incrementar la demanda sobre la red eléctrica ni generar sobre iluminación que afecte el entorno.

Así, el desarrollo del diseño y la evaluación del sistema fotovoltaico para este tramo se justifica por la necesidad de:

- Mejorar las condiciones de seguridad vial nocturna.
- Asegurar la continuidad del servicio en un corredor con variabilidad operativa.
- Reducir costos de mantenimiento correctivo y dependencia de la red.
- Aportar una solución ambientalmente sostenible y compatible con las exigencias normativas vigentes.

En este contexto, se plantea la siguiente pregunta:

¿Cómo la implementación de un sistema de energía fotovoltaica en la vía entre los municipios de Carmen de Apicalá y Melgar puede mejorar la seguridad vial, reducir los costos energéticos y promover la sostenibilidad ambiental en la región?

Antecedentes

El estudio de Soares y Wang (2023) analiza la implementación de barreras fotovoltaicas para la generación de energía renovable en autopistas sostenibles. En la investigación se evaluaron diversas configuraciones de diseño, como el montaje superior inclinado, los sistemas bifaciales y las tejas fotovoltaicas integradas, mediante un estudio de caso desarrollado en Nueva Jersey. Asimismo, se propuso un marco de toma de decisiones para la selección de ubicaciones, considerando factores económicos, ambientales y sociales. Los modelos de negocio analizados incluyen esquemas de propiedad directa y asociaciones público-privadas, cada uno con diferentes implicaciones financieras. Finalmente, el estudio también aborda diversos desafíos técnicos y de implementación, como el riesgo de accidentes, la acumulación de suciedad en los paneles y el impacto en la absorción de ruido.

Guo et al. (2023) investigan el impacto del tipo de panel fotovoltaico en el tamaño óptimo de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica. En el estudio se compararon paneles monocristalinos, policristalinos y de película delgada dentro de un sistema híbrido solar-eólico. Los resultados mostraron que los paneles policristalinos resultaron ser los más rentables, con un costo total del sistema 7.7 % más bajo que los monocristalinos y 19.1 % más bajo que los de película delgada. Asimismo, se evidenció que la eficiencia de los paneles influye significativamente en los costos del sistema, y que la reducción del costo de las baterías puede disminuir el costo total del sistema (TCOS) hasta en un 81.77 %.

Por otro lado, Yakovenko (2012) propone un método novedoso para la conversión de energía fotovoltaica mediante el uso de ondas acústicas superficiales en semiconductores piezoeléctricos. Este método permite una segregación espacial activa de electrones y huecos fotogenerados, los cuales se transportan de manera eficiente hacia los electrodos. La investigación sugiere que este enfoque puede mejorar significativamente la eficiencia de los dispositivos fotovoltaicos, superando los diseños convencionales. Además, plantea la posibilidad de aplicar este principio en materiales de menor costo, lo que podría hacer más viable su implementación en dispositivos portátiles y de pequeño tamaño.

Chaparro et al. (2017), abordan la problemática del aumento de la demanda energética y la necesidad de transición hacia fuentes de energía renovable. El estudio se centra en la implementación de carreteras solares como solución sostenible, utilizando infraestructura ya existente (carreteras y caminos) para captar energía solar sin afectar su función principal. De este modo, comparan la tecnología con los paneles solares convencionales, destacando que, aunque su eficiencia puede ser inferior debido a la falta de inclinación, las superficies disponibles para su instalación son mucho más amplias.

También, abordan aspectos técnicos como la resistencia mecánica, la necesidad de mantenimiento y las posibles aplicaciones, incluyendo la carga de vehículos eléctricos en movimiento mediante transmisión inductiva. Asimismo, analizan proyectos comerciales como Solar Roadways y SolaRoad, que han probado la viabilidad de esta tecnología a pequeña escala.

Chaparro et al. (2017) presentan una reflexión sobre el potencial de las carreteras solares como una solución sostenible en el ámbito de la infraestructura vial, con base en la revisión de más de 30 artículos científicos y trabajos de tesis relacionados con la tecnología fotovoltaica aplicada a pavimentos viales. Se discuten las ventajas de las carreteras solares, como la generación de energía renovable a partir de superficies ya existentes, y se analizan proyectos implementados en diversas partes del mundo, como SolaRoad en los Países Bajos y Wattway en Francia.

El diseño de sistemas fotovoltaicos para aplicaciones de infraestructura vial y recarga de vehículos eléctricos es cada vez más relevante en el contexto de la transición hacia energías limpias. Un estudio reciente utilizó el software DIALux para evaluar y garantizar los niveles de iluminación en vías rurales conforme a los estándares establecidos. Además, el sistema propuesto incorpora la posibilidad de carga para vehículos eléctricos livianos, lo cual contribuye a mitigar la problemática de la limitada autonomía de estos vehículos y facilita un uso más confiable. La evaluación del recurso energético mediante el método Glover y McCulloch permitió plantear una solución eficiente y multipropósito, reduciendo además las emisiones de dióxido de carbono en comparación con los vehículos que utilizan combustibles fósiles (Cuji & Villarreal, 2024).

Otro proyecto relevante abordó el diseño y evaluación económica de un sistema fotovoltaico destinado a las áreas administrativas y de acceso de una industria nacional. Este trabajo se centró en la optimización del servicio eléctrico de la industria mediante el uso de energía solar, buscando cumplir con las normas y especificaciones vigentes a nivel nacional e internacional.

Su análisis económico mostró la factibilidad del sistema, considerando una potencial disminución de costos de equipos y el impacto positivo en la reducción de la contaminación ambiental (Alarcón, 2010).

Las carreteras solares también representan una alternativa viable y sostenible para la infraestructura vial. Un estudio post-positivista fundamentado en el análisis teórico documental destacó que los pavimentos solares pueden soportar las cargas dinámicas de un pavimento convencional, y su implementación podría reducir significativamente los impactos ambientales de las carreteras tradicionales. Este tipo de infraestructura se encuentra aún en desarrollo, aunque promete beneficios sostenibles al medio ambiente (Chaparro et al., 2022)

En el municipio de Carmen de Apicalá, Tolima, un proyecto diseñó y simuló un sistema de alumbrado público mediante paneles solares fotovoltaicos, considerando el potencial solar de la región. La iniciativa buscó mejorar la seguridad y la economía local, demostrando viabilidad técnica y financiera a pesar de condiciones climáticas adversas, y destacando los beneficios adicionales para el turismo local (Holguín, 2020).

Finalmente, en el corregimiento de Santa Helena de Upia, se diseñó un sistema fotovoltaico para abastecer 62 viviendas, con el fin de paliar los cortes de energía recurrentes y mejorar la calidad de vida de los habitantes. El proyecto incluyó cinco fases, desde estudios previos hasta gestión del proyecto, y se espera que proporcione un suministro eléctrico estable y continuo, financiado por el sector hidrocarburos en un esfuerzo de inversión social (Cáceres et al., 2021).

Marco teórico

Energía Fotovoltaica

La energía fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad mediante células solares, proceso que se fundamenta en el efecto fotovoltaico descubierto por Edmond

Becquerel en 1839. Este fenómeno permite que ciertos materiales semiconductores produzcan electricidad al recibir luz solar. Con el tiempo, los avances tecnológicos han impulsado esta forma de energía gracias a la reducción de costos y el aumento de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, lo que la convierte en una alternativa crucial para disminuir la dependencia de combustibles fósiles y reducir el impacto ambiental. En el ámbito de la infraestructura vial, la energía fotovoltaica tiene el potencial de integrarse en componentes como paneles solares en carreteras o dispositivos diseñados para aprovechar la energía solar (Becquerel, 1839).

Infraestructura Vial y Sostenibilidad

La infraestructura vial desempeña un papel esencial en el desarrollo económico y social de las regiones, facilitando el transporte de bienes y personas. No obstante, su construcción y mantenimiento tienen un impacto ambiental considerable, derivado del uso de materiales no renovables y la alteración de ecosistemas naturales. El concepto de sostenibilidad en infraestructura vial busca mitigar estos impactos mediante prácticas más respetuosas con el medio ambiente. Esto incluye el uso de materiales reciclados, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en los procesos de construcción y operación, y la implementación de tecnologías que promuevan el uso eficiente de los recursos. La integración de energías renovables, como la fotovoltaica, en las carreteras, es un paso hacia la creación de una infraestructura vial más sostenible (Narváez, 2024).

Eficiencia Energética y Seguridad Vial

La eficiencia energética se refiere a la capacidad de un sistema para maximizar la cantidad de energía útil obtenida a partir de un recurso, minimizando las pérdidas energéticas. En el contexto de la infraestructura vial, esto puede aplicarse a aspectos como la iluminación de carreteras, donde la implementación de sistemas energéticamente eficientes puede reducir el consumo de

electricidad. Además, el uso de energía renovable, como la solar, puede ayudar a reducir la dependencia de fuentes no renovables. En cuanto a la seguridad vial, la eficiencia energética está relacionada con la implementación de tecnologías que no solo optimicen el consumo energético, sino que también mejoren las condiciones de visibilidad, comunicación y alerta en las carreteras, disminuyendo los riesgos de accidentes. Las carreteras solares pueden ofrecer soluciones innovadoras en este campo, proporcionando energía para la iluminación, semáforos y sistemas de alerta (Carpio, 2013).

Estudios Previos sobre Carreteras Solares

Los estudios sobre carreteras solares comenzaron a desarrollarse con mayor intensidad en las últimas dos décadas, impulsados por la necesidad de aprovechar de manera más eficiente las grandes extensiones de superficie disponibles en las vías públicas. En países como Francia, Estados Unidos y los Países Bajos, se han implementado proyectos piloto que exploran el potencial de los paneles solares integrados en la calzada. Estos estudios han examinado aspectos como la durabilidad de los paneles, la eficiencia energética obtenida, y la viabilidad económica de su implementación a gran escala.

Sin embargo, los desafíos relacionados con el costo, el mantenimiento y la resistencia de los materiales siguen siendo barreras que se están investigando. A pesar de estos retos, la posibilidad de generar electricidad directamente desde las carreteras representa una innovación prometedora que podría transformar la manera en que se concibe la infraestructura vial en el futuro (Chaparro et al., 2022).

Gestión de Impactos Ambientales en Infraestructuras Viales

El manejo de los impactos ambientales en la construcción y mantenimiento de redes viales terciarias es un aspecto clave en la búsqueda del desarrollo sostenible. Según Villalba (2017), en los

proyectos ejecutados en el departamento del Tolima, se identifican varios impactos ambientales negativos relacionados con malas prácticas de ingeniería, escaso control normativo y una limitada conciencia ambiental en las comunidades involucradas. Los principales efectos observados incluyen la contaminación del aire, del agua superficial, la degradación del suelo y la generación de conflictos sociales, principalmente derivados de una deficiente aplicación de las normas ambientales vigentes.

Villalba (2017) subraya la necesidad de implementar mejores prácticas de ingeniería, así como un mayor control en la gestión de los residuos y en la aplicación de la normativa ambiental. El fortalecimiento de estas áreas es fundamental para mitigar los impactos generados durante la ejecución de los proyectos viales, promoviendo un enfoque que favorezca el desarrollo sostenible de las comunidades rurales, especialmente en redes viales terciarias, que son esenciales para mejorar la conectividad y el desarrollo económico en zonas apartadas.

Geografía de Melgar y su Relación con la Infraestructura Vial y Energética

El municipio de Melgar, en el departamento del Tolima, posee una ubicación estratégica en el centro del país, conectando el altiplano cundiboyacense con el sur del territorio nacional a través de importantes vías de comunicación. Esta característica geográfica lo convierte en un punto clave para la implementación de proyectos de infraestructura orientados a mejorar la conectividad y el desarrollo regional. Según Dávila (2017), Melgar destaca por su importancia en términos de movilidad, lo cual ha favorecido el crecimiento del turismo y el comercio en la región.

En este contexto, la implementación de sistemas de energía fotovoltaica en la infraestructura vial de la ruta que conecta Melgar con Carmen de Apicalá podría aprovechar las condiciones geográficas favorables, como el clima cálido y la alta irradiación solar. Esto contribuiría a un suministro energético más sostenible y eficiente, reduciendo la dependencia de fuentes no renovables. La región de Melgar tiene un potencial solar significativo debido a su latitud y

características topográficas, lo que la convierte en un lugar ideal para la generación de energía limpia y renovable, alineándose con los objetivos de sostenibilidad y eficiencia energética que promueve el uso de tecnología fotovoltaica en carreteras.

Iluminación vial y seguridad en corredores intermunicipales

La iluminación vial es un elemento determinante para la percepción del entorno, la anticipación de maniobras y la reducción de incidentes nocturnos. En corredores intermunicipales, donde confluyen velocidades medias y altas, accesos irregulares a predios, curvas sucesivas y presencia de usuarios vulnerables, la ausencia de una iluminación uniforme incrementa el riesgo de deslizamientos laterales, invasión de carril, atropellos y maniobras bruscas.

La literatura técnica señala que la visibilidad disponible condiciona la distancia de reacción y la detección temprana de obstáculos, especialmente en escenarios donde la geometría y el entorno vegetal generan sombras profundas o variaciones abruptas de luminancia (Comisión Internacional de Iluminación [CIE], 2010).

Para este tipo de vías, la iluminación no solo debe permitir la identificación de la calzada, sino también la lectura de bermas, accesos, paraderos e intersecciones. La relación entre iluminación y seguridad fundamenta el uso de criterios objetivos para priorizar tramos críticos, donde la ausencia de uniformidad lumínica, la presencia de curvas cerradas o la interacción entre diferentes tipos de usuarios justifican la intervención.

Parámetros luminotécnicos fundamentales según RETILAP

El diseño de alumbrado vial se rige por parámetros definidos en el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP), que establecen criterios cuantitativos de desempeño.

Los principales son:

- **Iluminancia (E):** cantidad de luz incidente sobre la superficie de la vía, expresada en lux. Permite evaluar visibilidad básica y seguridad peatonal.
- **Luminancia (L):** cantidad de luz reflejada hacia el observador. Es el parámetro principal para evaluar la legibilidad vial en conductores de vehículos.
- **Uniformidad global (U_0):** relación entre la iluminancia mínima y la media. Indica la estabilidad lumínica del tramo.
- **Uniformidad longitudinal (U_l):** relación entre puntos consecutivos a lo largo del eje de la vía, relevante para evitar “huecos de luz”.
- **Deslumbramiento (TI - Threshold Increment):** establece cuánto afecta la luminaria la capacidad del conductor para detectar objetos.

Módulos fotovoltaicos

Los módulos monocristalinos utilizados en proyectos viales presentan eficiencias entre 18 % y 21 %, comportamiento estable a elevadas temperaturas y vida útil superior a 20 años. Su desempeño está regulado por:

IEC 61215: calificación de diseño y pruebas de envejecimiento.

IEC 61730: requisitos de seguridad eléctrica.

Baterías de fosfato de hierro y litio (LiFePO_4)

La tecnología LiFePO_4 se recomienda en aplicaciones de alumbrado autónomo por su estabilidad térmica, baja probabilidad de fuga térmica y alta ciclabilidad. Entre sus fundamentos técnicos destacan:

- Ciclos de vida: >5.000 ciclos al 80 % DoD.
- Eficiencia de carga/descarga: cercana al 95 %.
- Rango de operación: adecuado para intemperie con sistemas de gestión BMS

Sistemas fotovoltaicos autónomos para alumbrado público

Un sistema fotovoltaico autónomo está compuesto por módulos solares, controlador de carga, baterías, protecciones eléctricas y la luminaria LED. Su propósito es generar y almacenar la energía necesaria para operar la iluminación sin depender de la red eléctrica.

Los fundamentos teóricos relevantes incluyen:

- **Irradiancia solar:** energía emitida por el sol sobre la superficie del panel solar (W/m^2), variable según condiciones climáticas, época del año y geometría local.
- **Energía diaria generada:** función del tamaño del módulo, la irradiancia disponible y las pérdidas del sistema.
- **Coefficiente de rendimiento:** coeficiente que resume pérdidas por temperatura, inclinación, cableado, controladores y eficiencia del sistema.
- **Autonomía energética:** número de días que la batería puede suministrar energía sin reabastecerse, relacionado con la profundidad de descarga (DoD) y la eficiencia del sistema.

Controladores MPPT

Los controladores MPPT (Maximum Power Point Tracking) permiten que el módulo opere en el punto de máxima potencia, optimizando la transferencia energética. Su relevancia teórica se relaciona con:

- Seguimiento en tiempo real de curvas IV.
- Mayor aprovechamiento energético frente a PWM (10-25 % adicional).
- Eficiencias superiores al 95 %.

La presencia de MPPT es indispensable para compensar variaciones en irradiancia y temperatura características de Melgar y Carmen de Apicalá.

Luminarias LED para alumbrado vial

El diseño fotométrico se fundamenta en la curva de distribución de la luminaria, la uniformidad resultante y la capacidad de evitar sobre iluminación o deslumbramientos. La selección de luminarias para este proyecto responde a la necesidad de iluminar calzada y bermas con potencia contenida y uniformidad adecuada.

Las luminarias LED ofrecen:

- Alta eficacia luminosa (lm/W).
- Control preciso de distribución fotométrica.
- Vida útil prolongada.
- Menor potencia instalada.

Marco normativo

La implementación de sistemas fotovoltaicos en Colombia está regulada por un conjunto de normas técnicas, legales y regulatorias, las cuales garantizan la seguridad eléctrica, la eficiencia del sistema y la legalidad de su instalación.

Ley 1715 de 2014

La Ley 1715 de 2014 establece el marco legal para fomentar la incorporación de fuentes no convencionales de energía al sistema energético colombiano, incluyendo la energía solar. Esta normativa promueve incentivos tributarios, arancelarios y contables para incentivar el desarrollo de proyectos de generación con energías renovables, constituyéndose en un respaldo importante para

la implementación de sistemas fotovoltaicos, especialmente en zonas donde el acceso a la red eléctrica es limitado (Congreso de la República de Colombia, 2014).

Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE

El RETIE, expedido mediante la Resolución 90708 de 2013 y posteriormente modificado por la Resolución 40042 de 2015, establece los lineamientos de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas en Colombia.

Este reglamento aplica a sistemas solares autónomos cuya tensión supere los 60 V en corriente continua (VDC) o cuya potencia total instalada sea superior a 12 kW. El cumplimiento del RETIE garantiza que los proyectos eléctricos cumplan condiciones de seguridad y puedan ser objeto de certificación (Ministerio de Minas y Energía, 2013, 2015).

Resolución CREG 030 de 2018

Esta resolución se enfoca en autogeneradores conectados a red; sin embargo, es clave para comprender los lineamientos de conexión eléctrica en Colombia. Resulta útil como referencia normativa general, aunque el sistema propuesto en este trabajo corresponde a un sistema fotovoltaico autónomo (Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], 2018).

Normas Técnicas Colombianas - NTC 2050

La NTC 2050, basada en el National Electrical Code, constituye la norma técnica aplicable al diseño e instalación segura de sistemas eléctricos en Colombia. Su aplicación resulta recomendable en diseños simulados como el desarrollado en el presente estudio, ya que permite garantizar condiciones de operación, eficiencia y seguridad acordes con los estándares técnicos establecidos (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación [ICONTEC], 2021).

RETILAP

El RETILAP establece los requisitos técnicos para el diseño, instalación y operación de sistemas de alumbrado público en Colombia, incluyendo criterios relacionados con los niveles de iluminación, uniformidad y eficiencia energética. Aunque su aplicación no es estrictamente obligatoria en ejercicios de simulación, proporciona parámetros de referencia útiles para evaluar el desempeño visual y funcional de los sistemas de iluminación propuestos (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

Aspectos metodológicos

Enfoque y tipo de estudio

La investigación se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, descriptivo y aplicado, orientado al diseño y evaluación técnica, energética, ambiental, social y económica de un sistema de alumbrado público fotovoltaico para un tramo específico del corredor Melgar-Carmen de Apicalá. El estudio combina análisis documental, levantamiento de información secundaria, modelación computacional y dimensionamiento técnico según normativa.

Procedimiento metodológico general

Recolección y organización de información

Se recopilan insumos provenientes de:

- Registros climáticos y radiación solar de estaciones IDEAM cercanas al corredor.
- Imágenes satelitales y mapas base del corredor vial Melgar-Carmen de Apicalá.
- Información geométrica, elementos viales, accesos, intersecciones y estado del alumbrado existente.
- Fichas técnicas de luminarias, módulos fotovoltaicos, controladores MPPT y baterías LiFePO₄.

Esta información se organiza para su posterior análisis en el capítulo Caracterización de área de estudio.

Caracterización del corredor y selección del tramo

La caracterización se realiza a partir de:

- Análisis de geometría vial.
- Visibilidad nocturna.
- Condiciones de iluminación.
- Continuidad de la traza.
- Sinuosidad.
- Cobertura vegetal.
- Proximidad a zonas pobladas

Posteriormente, la selección del tramo se ejecuta mediante una matriz multicriterio, cuya aplicación y resultados se presentan en el capítulo de Caracterización del caso de estudio.

Modelación luminotécnica

El diseño lumínico se realiza empleando el software DIALux EVO, siguiendo estos pasos metodológicos:

- Construcción geométrica del tramo seleccionado.
- Asignación de luminarias LED, alturas y espaciamientos.
- Verificación de requisitos RETILAP: iluminancia, uniformidad global, uniformidad longitudinal y deslumbramiento.
- Ajustes iterativos hasta alcanzar los valores exigidos.

Los resultados se presentan en el capítulo de Modelación de la instalación fotovoltaica.

Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se basa en:

- La demanda energética diaria de la luminaria.
- La irradiancia registrada por el IDEAM y WeatherSpark.
- Las pérdidas totales del sistema.
- La eficiencia de los componentes del sistema.
- Los rangos operativos de la batería propuesta.

El proceso metodológico incluye:

- Cálculo de energía requerida por punto de luz.
- Estimación de energía generada por el panel en condiciones locales.
- Dimensionamiento del banco de baterías según autonomía objetivo y profundidad de descarga (DoD).
- Validación de operación continua (1.5 a 2 días).

Las ecuaciones y resultados se desarrollan en el capítulo de Diseño basado en la normativa técnica para la implementación de energía fotovoltaica.

Evaluación ambiental y social

La metodología para determinar impactos ambientales y sociales se centra en:

- Identificación de posibles afectaciones durante operación.
- Análisis del ciclo de vida de los componentes.
- Estimación de beneficiarios mediante áreas de influencia.
- Evaluación de riesgo social y percepción de seguridad.

Estos elementos se detallan y cuantifican en el capítulo de análisis y discusión de resultados.

Análisis económico-financiero

El análisis económico considera:

- Estimación del costo total del sistema (CAPEX).
- Costos de operación y mantenimiento (OPEX).
- Ahorro anual por sustitución de energía de red.
- Flujo de caja proyectado.
- Retorno de inversión (Payback).
- Análisis de sensibilidad por variación en costos y tarifas.

Estos elementos se detallan y cuantifican en el capítulo de Análisis costo-beneficio del sistema fotovoltaico.

Herramientas utilizadas

Para el desarrollo de los diferentes puntos propuestos se utilizaron las siguientes herramientas:

- DIALux EVO (modelación luminotécnica).
- Hojas de cálculo (dimensionamiento FV y análisis económico).
- Imágenes satelitales (Google Earth Pro).
- Normativa técnica: RETILAP, RETIE, NTC 2050 y CELSIA S.A.
- Fichas técnicas certificadas IEC de los equipos.
- Bases de datos IDEAM y WeatherSpark para radiación y clima.

Validación de resultados

Para realizar la validación de resultados, la tesis emplea los siguientes mecanismos:

- Contraste de los resultados lumínicos con los parámetros de RETILAP.
- Verificación de energía generada vs. energía consumida en un periodo mensual.
- Comprobación de autonomía mediante cálculos derivados de la capacidad útil de las baterías.
- Revisión de compatibilidad técnica entre luminaria, panel, controlador y batería.
- Coherencia interna entre resultados, diseño y análisis económico.

Caracterización de área de estudio

Ubicación geográfica y características del corredor vial

Ubicación geográfica Melgar, Tolima

Figura 1

Ubicación Melgar, Tolima



Nota: Tomado de Google Earth.

Tabla 1

Límites municipio de Melgar, Tolima

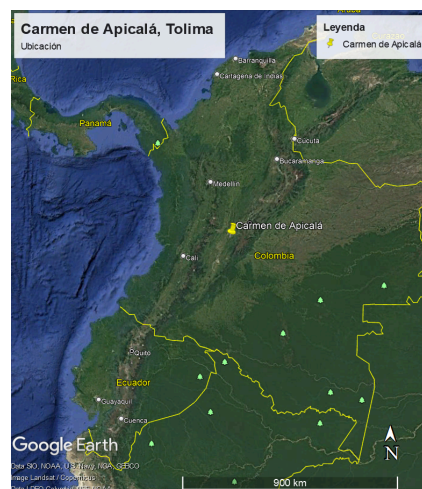
| Límites del municipio de Melgar, Tolima | |
|--|--------------------------|
| <i>Norte</i> | <i>Cundinamarca</i> |
| <i>Sur</i> | <i>Cunday</i> |
| <i>Oriente</i> | <i>Icononzo</i> |
| <i>Occidente</i> | <i>Carmen de Apicalá</i> |

Nota: Elaboración Propia

Ubicación geográfica Carmen de Apicalá, Tolima

Figura 2

Ubicación Carmen de Apicalá, Tolima



Nota: Tomado de Google Earth.

Tabla 2

Límites municipio de Carmen de Apicalá, Tolima

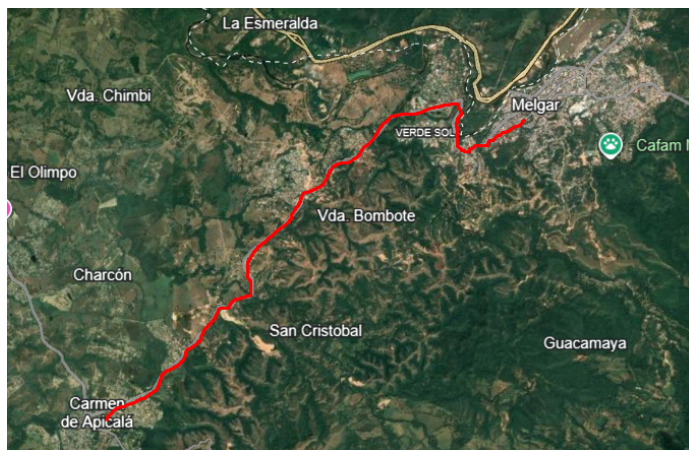
| Límites del municipio de Carmen de Apicalá, Tolima | |
|--|---------------------|
| Norte | Melgar/Cundinamarca |
| Sur | Cunday |
| Oriente | Melgar/Cunday |
| Occidente | Suarez |

Nota: Elaboración Propia

Caracterización corredor vial Melgar - Carmen de Apicalá, Tolima

Figura 3

Ubicación corredor vial Melgar - Carmen de Apicalá, Tolima



Nota: Tomado de Google Earth.

Tipo de vía

Es una carretera secundaria o departamental. Generalmente es de calzada sencilla, es decir, un carril por cada sentido de circulación.

Pavimentación

Gran parte de la vía se encuentra pavimentada. Sin embargo, algunos usuarios han reportado variaciones en la calidad del pavimento en ciertas zonas del corredor vial.

Estado actual

La vía ha presentado tramos con deterioro notable, incluyendo baches, agrietamientos y desgaste general del pavimento.

Mantenimiento

La vía ha sido objeto de intervenciones para su mejoramiento y pavimentación. Por ejemplo, se han desarrollado proyectos de pavimentación en tramos cercanos, como la vía El Paso - Carmen de Apicalá, que impactan positivamente en la movilidad de municipios como Melgar y Carmen de Apicalá.

Reportes frecuentes

Es común encontrar quejas de usuarios tanto locales como turistas, sobre el estado regular a malo de la vía, mencionando la necesidad de reparaciones más profundas y de nueva iluminación. Sin embargo, hay tramos en mejor estado que otros.

Distancia

La distancia entre el casco urbano de Melgar y el de Carmen de Apicalá por esta vía es aproximadamente entre 10 y 13 kilómetros.

Tiempo de recorrido

En condiciones ideales (poco tráfico y buen estado de la vía), el recorrido puede tomar entre 15 y 25 minutos. Sin embargo, debido al estado variable del pavimento y al tráfico (especialmente en fines de semana o puentes festivos), este tiempo puede aumentar considerablemente.

Uso e importancia

Este corredor vial es esencial para el turismo local, ya que facilita el acceso a diversas atracciones en ambos municipios. Melgar es reconocido por sus centros vacacionales y recreativos, mientras que Carmen de Apicalá se beneficia del flujo turístico que transita por esta vía. La mejora en la infraestructura vial ha incentivado el desarrollo económico local, incrementando el comercio y la inversión en la región.

Tráfico

El volumen de tráfico varía significativamente. Durante días laborales y temporada baja es moderado, pero aumenta drásticamente durante los fines de semana, puentes festivos y temporadas de vacaciones (Semana Santa, mitad de año, Receso escolar de Octubre, fin de año), debido al alto flujo de turistas hacia los condominios y centros recreacionales de Carmen de Apicalá.

Trazado y geografía

El trazado de la vía atraviesa una topografía variada, incluyendo zonas planas y montañosas, con pendientes moderadas que no superan el 15% regularmente.

La carretera cruza áreas de bosque y es atravesada por varias quebradas, entre ellas la quebrada La Apicalá, que fluye de sur a norte hasta desembocar en el río Sumapaz

Peajes

En el corredor vial entre Melgar y Carmen de Apicalá no hay peajes.

Seguridad vial

Aunque la vía ha experimentado mejoras, es fundamental mantener medidas de seguridad vial, especialmente en tramos con alta siniestralidad. La implementación de sistemas de iluminación adecuados y señalización clara contribuyen a reducir accidentes y mejorar la experiencia de los usuarios.

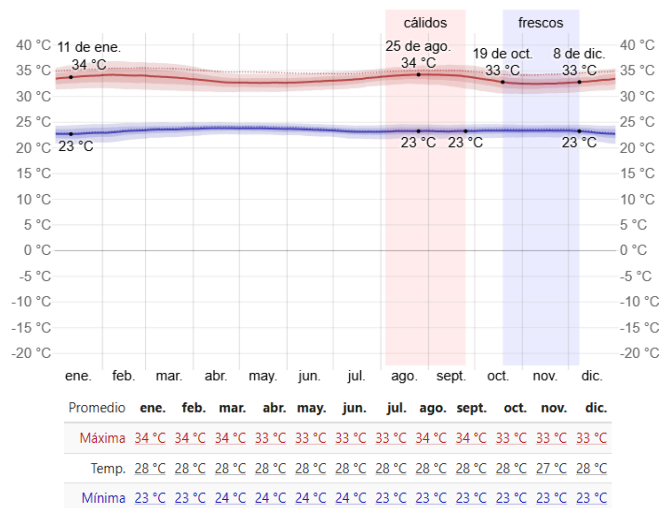
Caracterización climática de Melgar, Tolima

Se investigan los datos climáticos más relevantes para el caso de estudio en Melgar. Esta investigación se basa en datos del IDEAM y de la página WeatherSpark.

Temperatura promedio mensual

Figura 4

Temperatura máxima y mínima promedio en Melgar

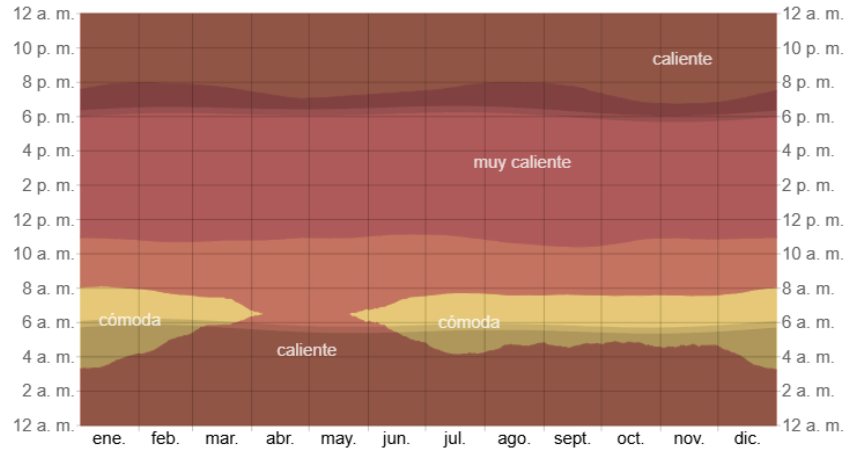


Nota: Tomado de Temperatura promedio en Melgar, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Temperatura promedio por hora

Figura 5

Temperatura promedio por hora en Melgar

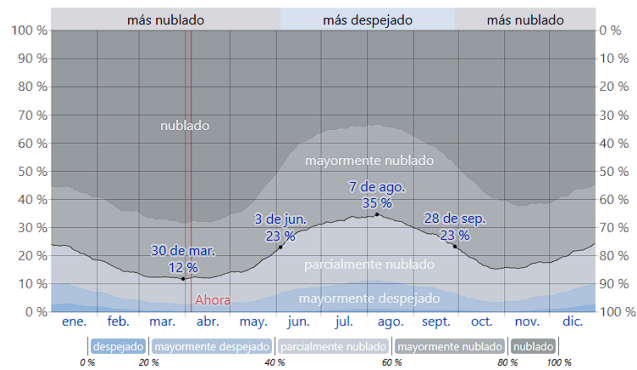


Nota: Tomado de Temperatura promedio por hora en Melgar, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Nubosidad

Figura 6

Nubosidad en Melgar

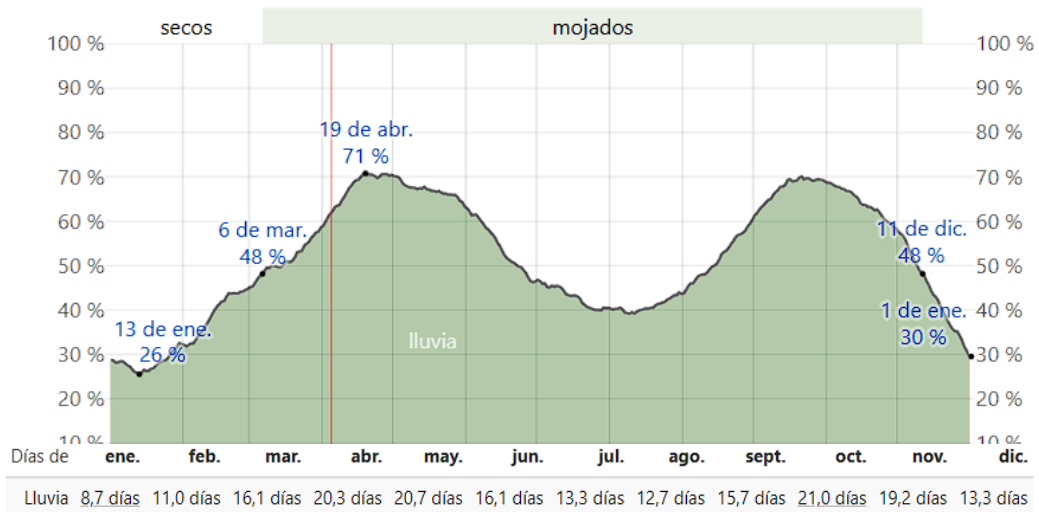


Nota: Tomado de Nubosidad, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Precipitación y Lluvia

Figura 7

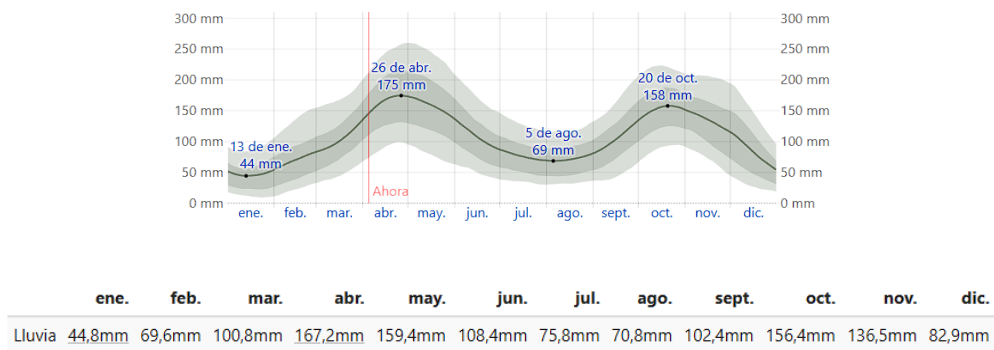
Precipitación en Melgar



Nota: Tomado de Precipitación anual en Melgar, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Figura 8

Lluvia en Melgar (mm)

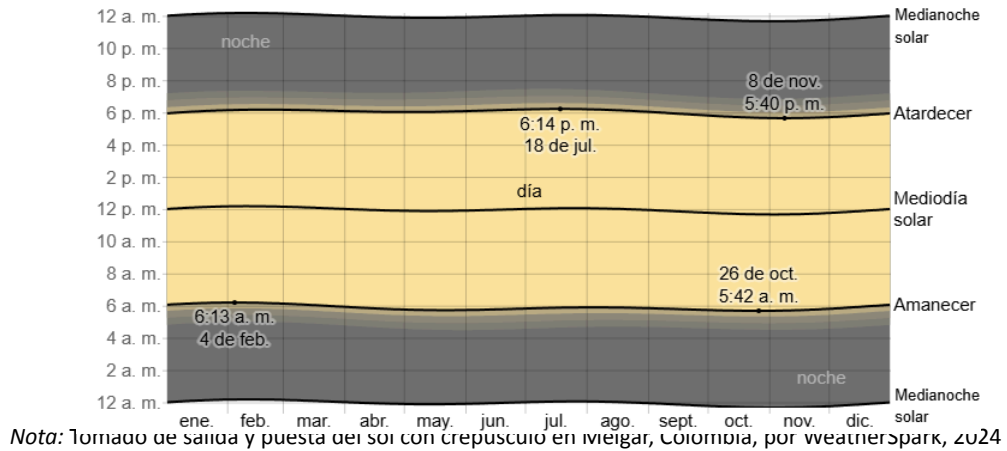


Nota: Tomado de Lluvia en mm en Melgar, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Salida del sol y puesta del sol

Figura 9

Salida y puesta del sol con crepúsculo en Melgar



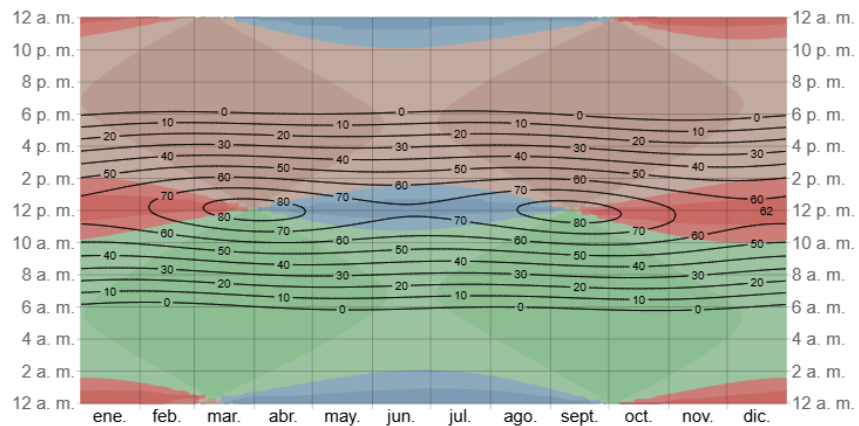
Nota: Tomado de salida y puesta del sol con crepusculo en melgar, Colombia, por weatherspark, 2024

[\(https://es.weatherspark.com/\)](https://es.weatherspark.com/).

Elevación solar y acimut

Figura 10

Elevación solar y acimut en Melgar

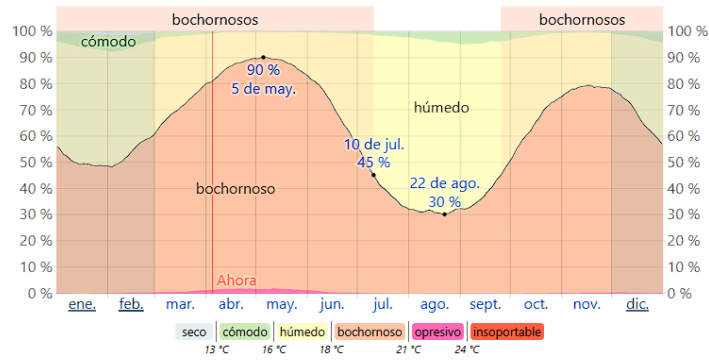


Nota: Tomado de Elevación solar y acimut en Melgar, Colombia, por WeatherSpark, 2024 [\(https://es.weatherspark.com/\)](https://es.weatherspark.com/).

Humedad

Figura 11

Niveles de comodidad de la humedad en Melgar



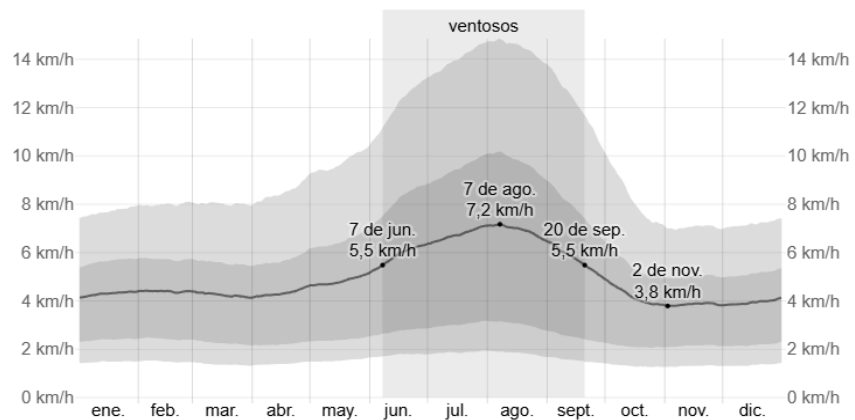
Nota: Tomado de Niveles de comodidad de la humedad en Melgar, Colombia, por WeatherSpark, 2024

(<https://es.weatherspark.com/>).

Viento

Figura 12

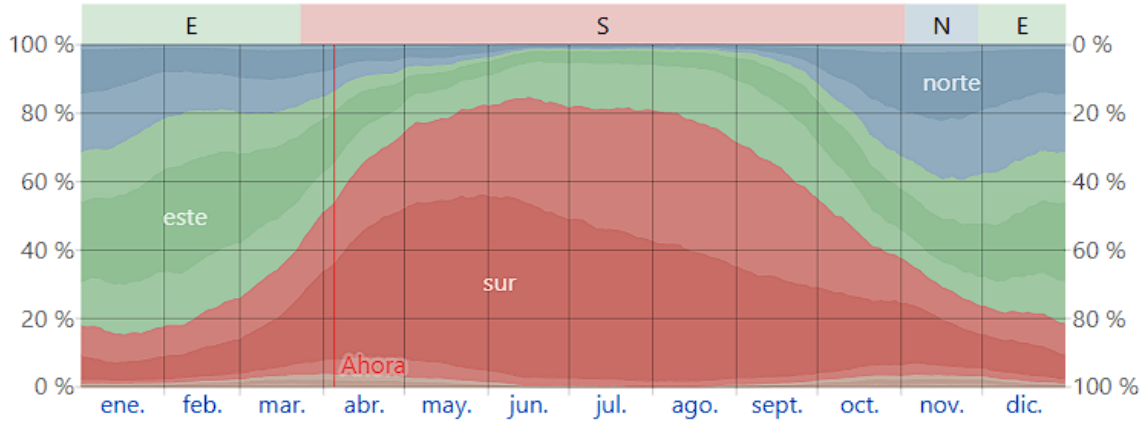
Velocidad promedio del viento en Melgar



Nota: Tomado de Velocidad Promedio del viento en Melgar, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Figura 13

Dirección del viento en Melgar

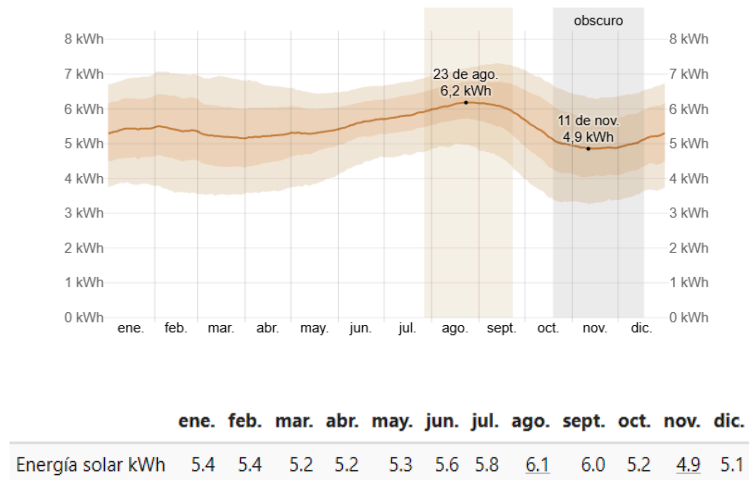


Nota: Tomado de Dirección del viento en Melgar, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Irradiación solar

Figura 14

Energía solar de onda corta incidente diaria en Melgar



Nota: Tomado de Energía solar de onda corta incidente diaria en Melgar, Colombia, por WeatherSpark, 2024

(<https://es.weatherspark.com/>).

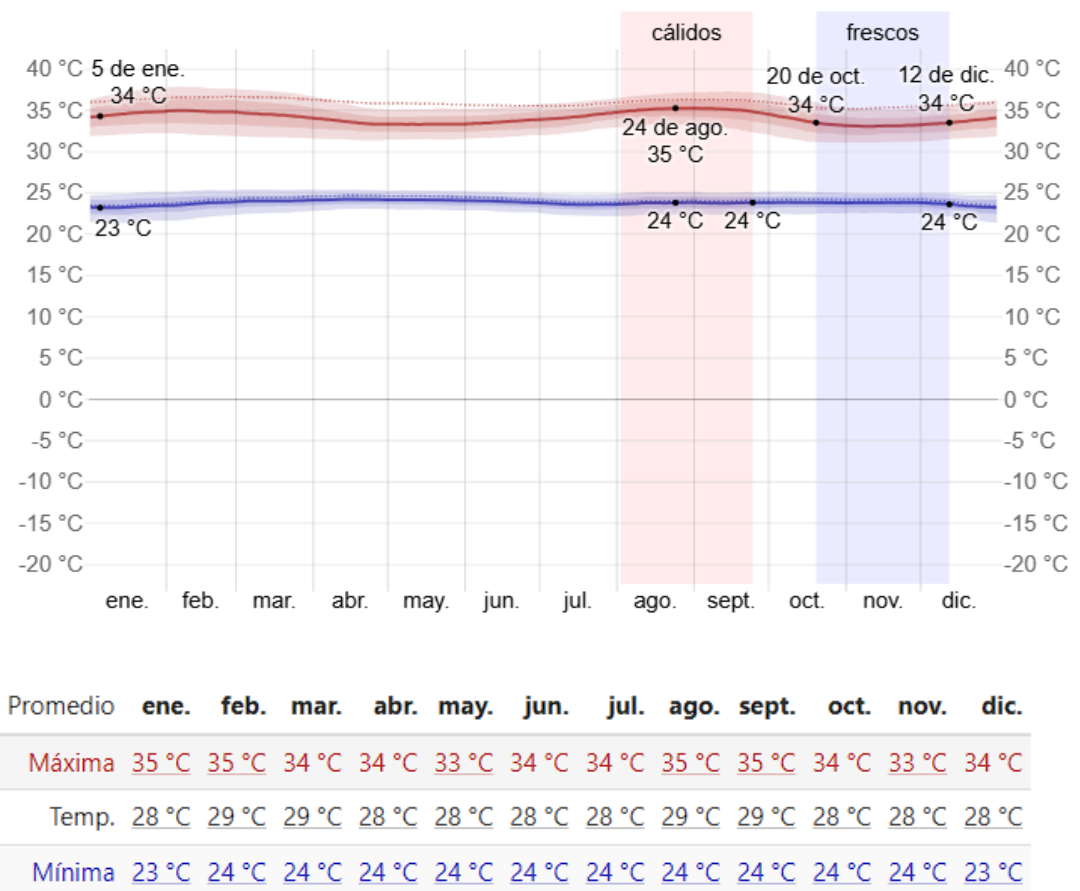
Caracterización climática de Carmen de Apicalá, Tolima

Se investigan los datos climáticos más relevantes para el caso de estudio en Carmen de Apicalá. Esta investigación se basa en datos del IDEAM y de la página WeatherSpark.

Temperatura promedio mensual

Figura 15

Temperatura máxima y mínima promedio en Carmen de Apicalá



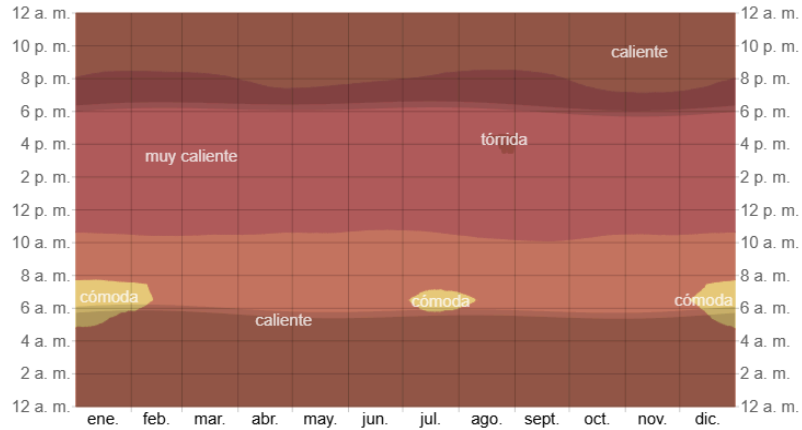
Nota: Tomado de Temperatura Promedio en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024

(<https://es.weatherspark.com/>).

Temperatura promedio por hora

Figura 16

Temperatura promedio por hora en Carmen de Apicalá



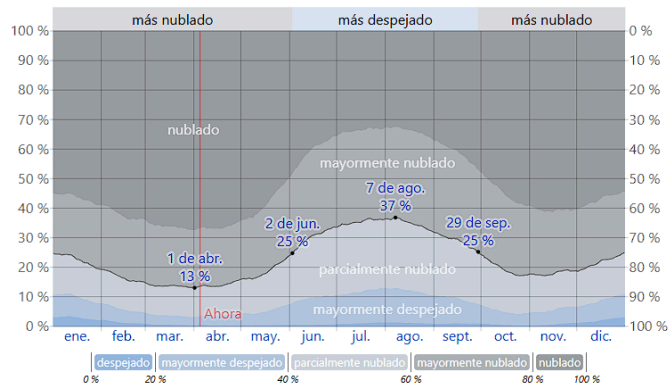
Nota: Tomado de Temperatura promedio por hora en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024

(<https://es.weatherspark.com/>).

Nubosidad

Figura 17

Nubosidad en Carmen de Apicalá

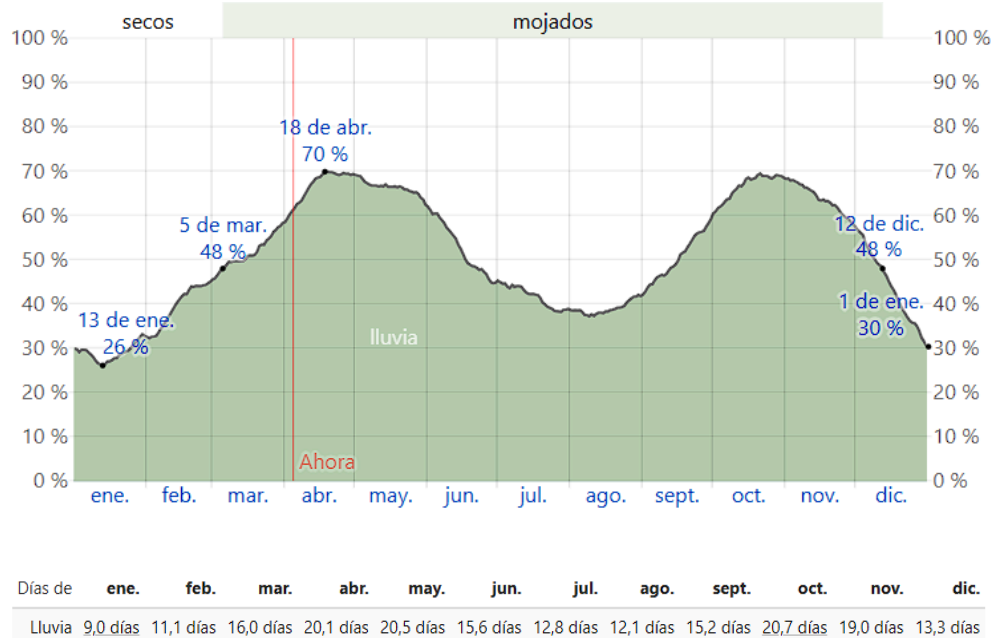


Nota: Tomado de Nubosidad en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Precipitación y Lluvia

Figura 18

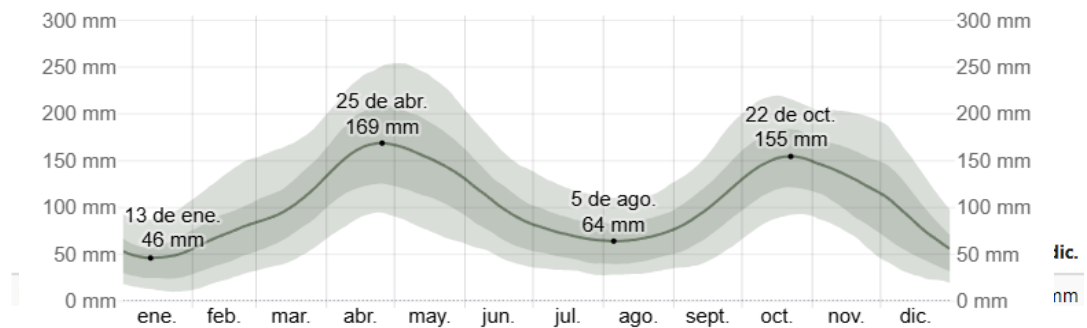
Precipitación en Carmen de Apicalá



Nota: Tomado de Precipitación anual en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Figura 19

Lluvia en Carmen de Apicalá (mm)

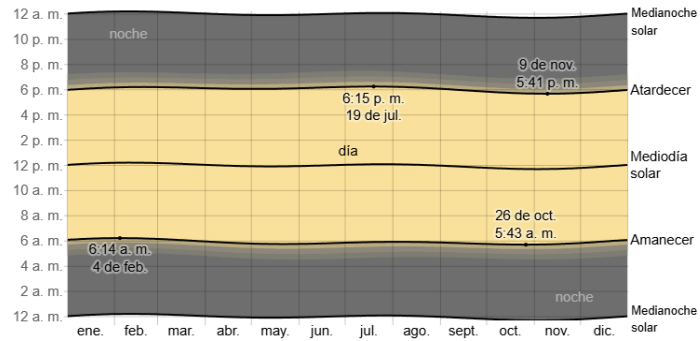


Nota: Tomado de Lluvia en mm en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Salida del sol y puesta del sol

Figura 20

Salida y puesta del sol con crepúsculo en Carmen de Apicalá



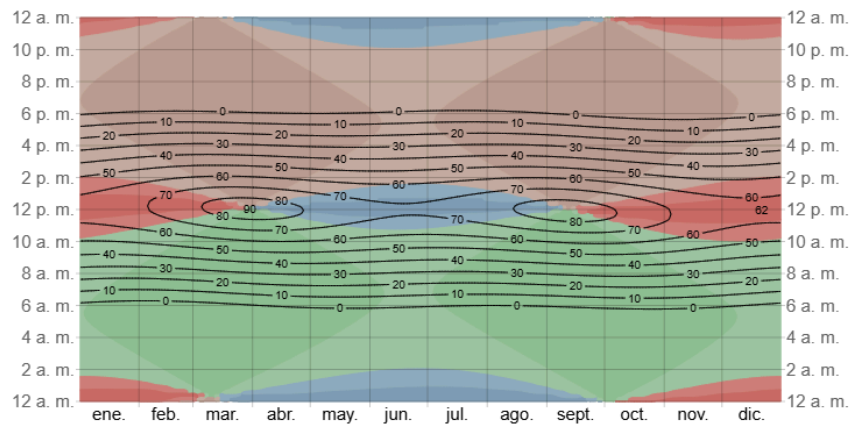
Nota: Tomado de Salida y puesta del sol en crepúsculo en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024

(<https://es.weatherspark.com/>).

Elevación solar y acimut

Figura 21

Elevación solar y acimut en Carmen de Apicalá



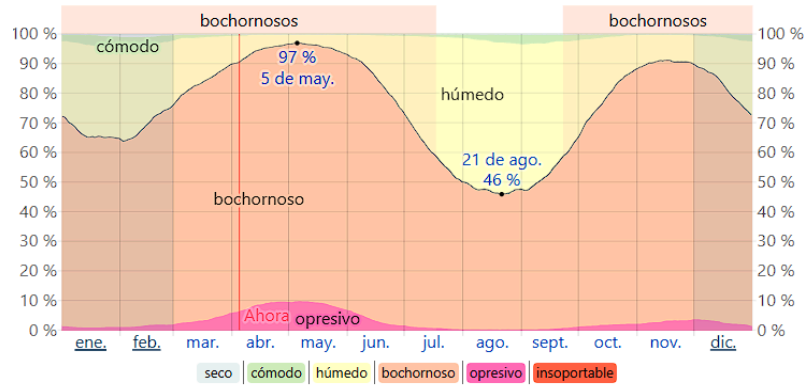
Nota: Tomado de Elevación solar y acimut en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024

(<https://es.weatherspark.com/>).

Humedad

Figura 22

Niveles de comodidad de la humedad en Carmen de Apicalá



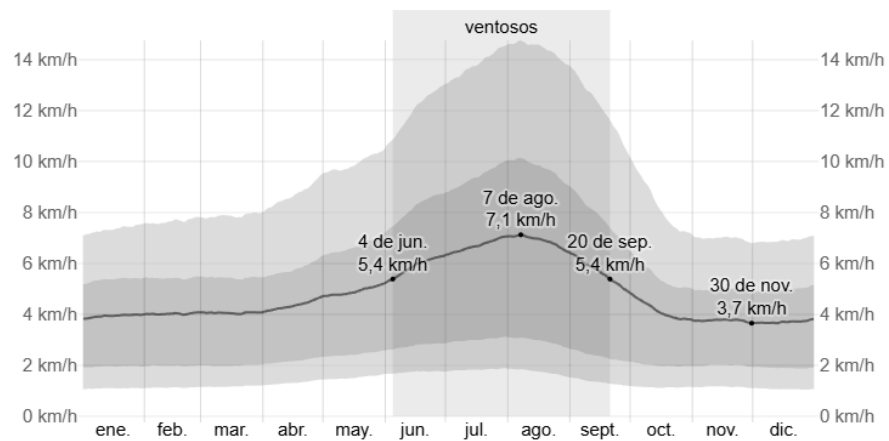
Nota: Tomado de Temperatura promedio por hora en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024

(<https://es.weatherspark.com/>).

Viento

Figura 23

Velocidad promedio del viento en Carmen de Apicalá

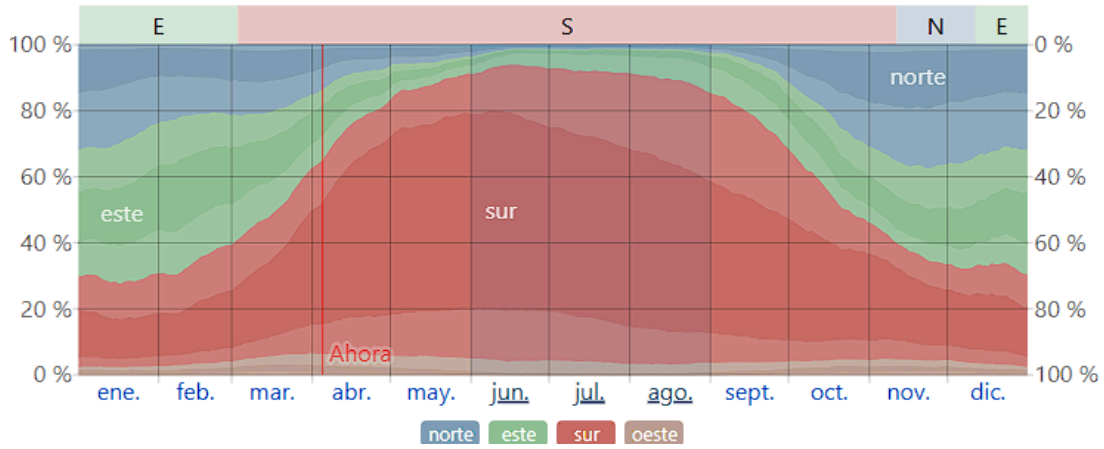


Nota: Tomado de Velocidad promedio del viento en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024

(<https://es.weatherspark.com/>).

Figura 24

Dirección del viento en Carmen de Apicalá

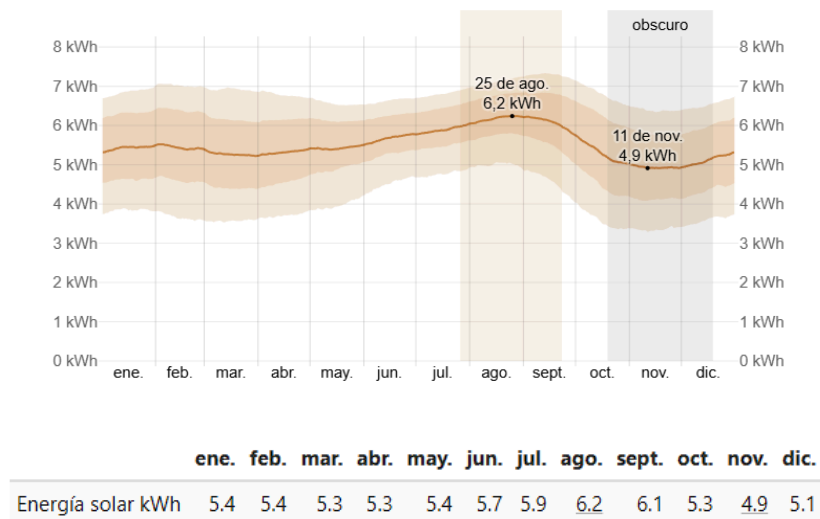


Nota: Tomado de Dirección del viento en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024 (<https://es.weatherspark.com/>).

Irradiación solar

Figura 25

Energía solar de onda corta incidente diaria en Carmen de Apicalá



Nota: Tomado de Energía solar de onda corta incidente diaria en Carmen de Apicalá, Colombia, por WeatherSpark, 2024

(<https://es.weatherspark.com/>).

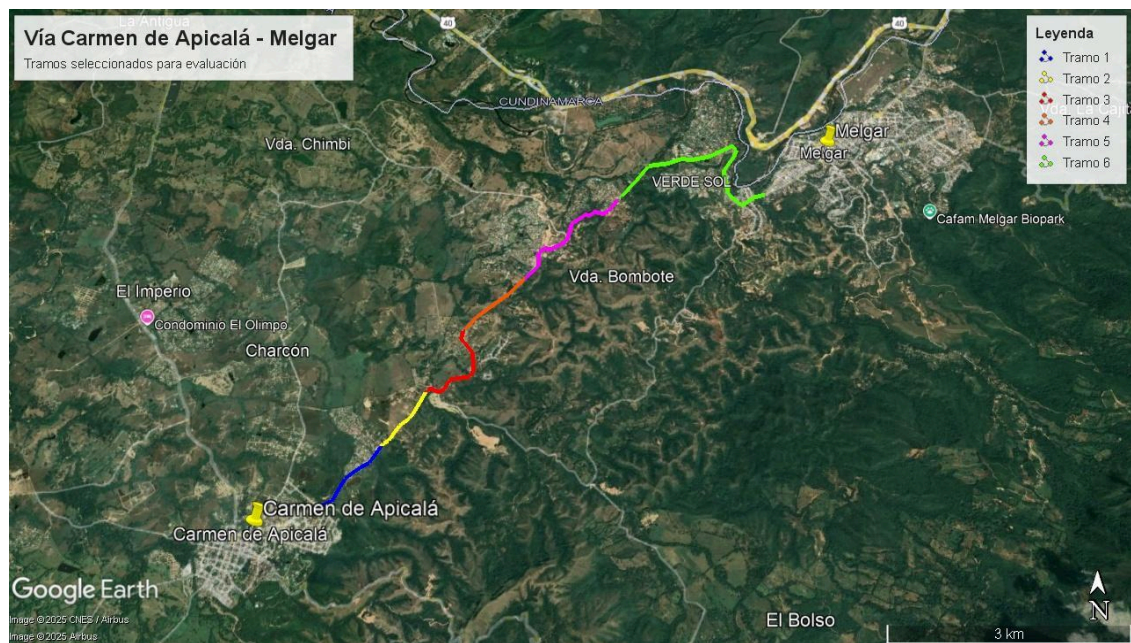
Selección del tramo vial para caso de estudio

Tramos seleccionados para evaluación

Para el desarrollo del estudio, se realizó una selección estratégica de tramos dentro del corredor vial que conecta los municipios de Carmen de Apicalá y Melgar, con el fin de evaluar su viabilidad para la implementación de un sistema de energía fotovoltaica y seleccionar el tramo crítico. La elección de estos tramos se basó en criterios técnicos como condiciones de visibilidad nocturna, riesgo de accidentalidad, flujo vehicular y peatonal, estado de la infraestructura vial y potencial de captación solar. Esta selección permitió enfocar el análisis en zonas representativas que presentan necesidades específicas de intervención y que ofrecen condiciones propicias para aplicar soluciones sostenibles en el contexto de la infraestructura vial regional.

Figura 26

Tramos seleccionados para caso de estudio



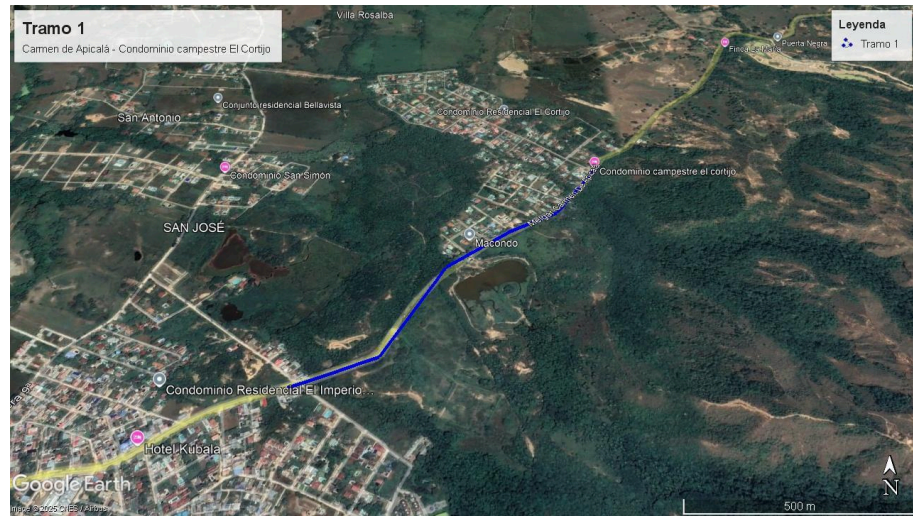
Tramo 1:

Ubicación: Casco Urbano de Carmen de Apicalá - Condominio Campestre El Cortijo

Longitud: 1.28 Kilómetros

Figura 27

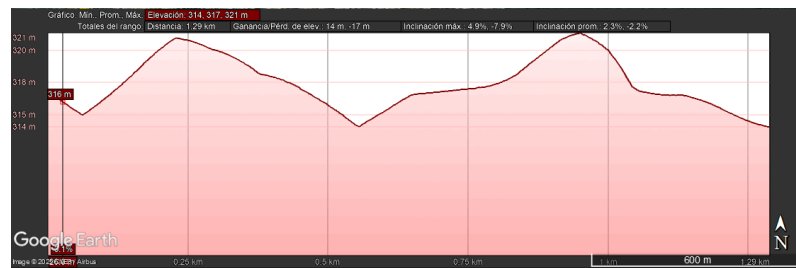
Tramo 1 (Casco Urbano de Carmen de Apicalá - Condominio Campestre El Cortijo)



Nota: Tomado de Google Earth.

Figura 28

Perfil de Elevación - Tramo 1



Nota: Tomado de Google Earth.

Tramo 2:

Ubicación: Condominio Campestre El Cortijo - Finca La María

Longitud: 1.0 Kilómetros

Figura 29

Tramo 2 (Condominio Campestre El Cortijo - Finca La María)

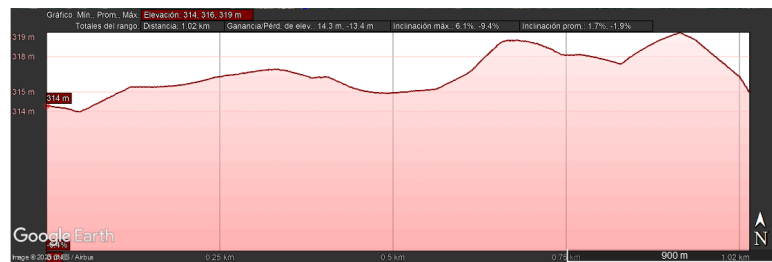


Nota:

Tomado de Google Earth.

Figura 30

Perfil de Elevación - Tramo 2



Nota: Tomado de Google Earth.

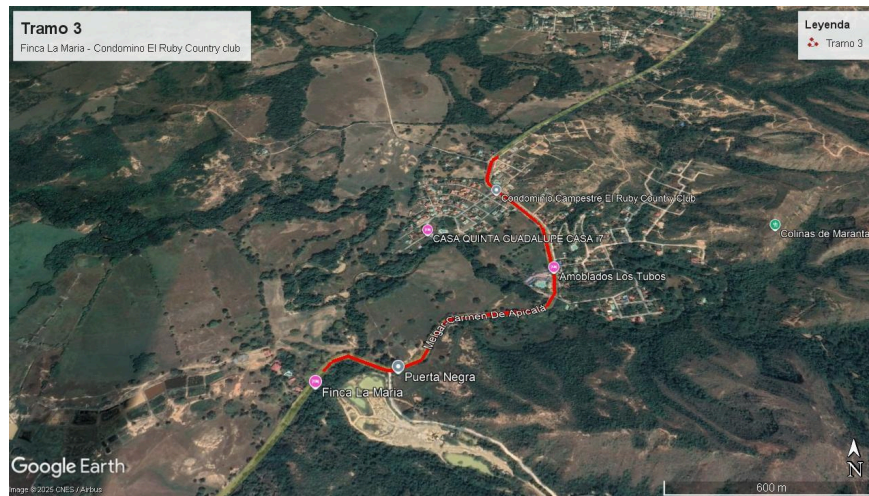
Tramo 3:

Ubicación: Finca La María - Condominio El Ruby Country Club

Longitud: 2 Kilómetros

Figura 31

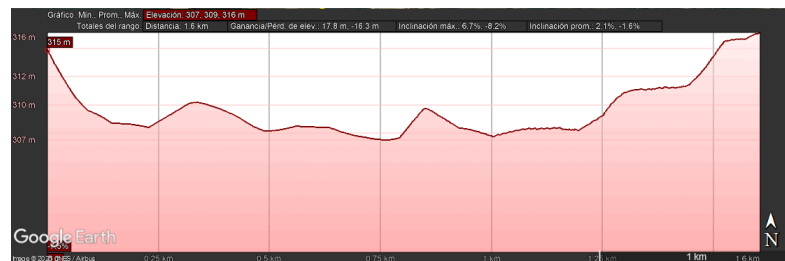
Tramo 3 (Finca La María - Condominio El Ruby Country Club)



Nota: Tomado de Google Earth.

Figura 32

Perfil de Elevación - Tramo 3



Nota: Tomado de Google Earth.

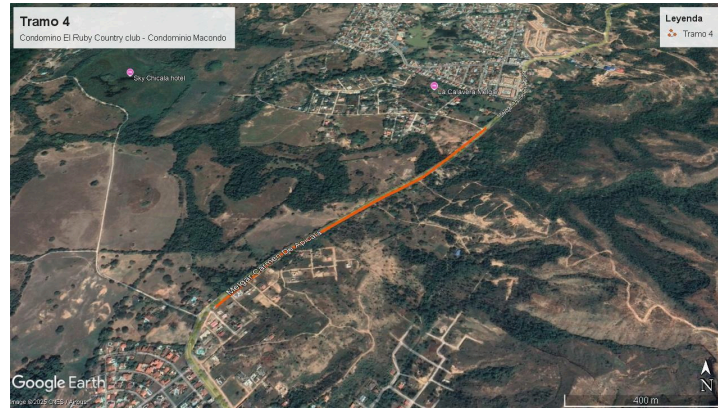
Tramo 4:

Ubicación: Condominio El Ruby Country Club - Condominio Macondo

Longitud: 1.22 Kilómetros

Figura 33

Tramo 4 (Condominio El Ruby Country Club - Condominio Macondo)



Nota: Tomado de Google Earth.

Figura 34

Perfil de Elevación - Tramo 4



Nota: Tomado de Google Earth.

Tramo 5:

Ubicación: Condominio Macondo - Condominio Residencial Heliópolis

Longitud: 2.26 Kilómetros

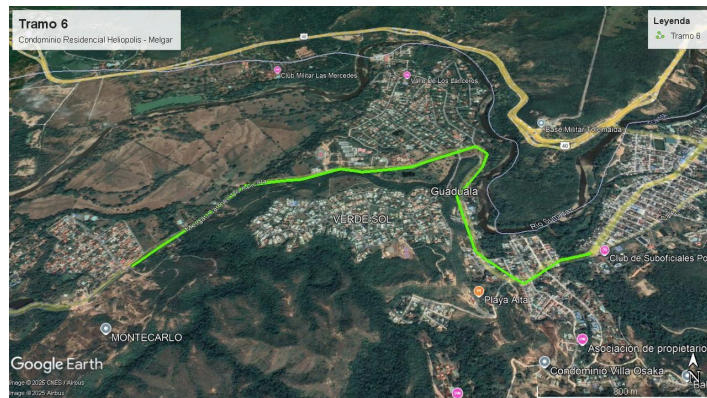
Tramo 6:

Ubicación: Condominio Residencial Heliópolis - Casco urbano de Melgar

Longitud: 3.86 Kilómetros

Figura 37

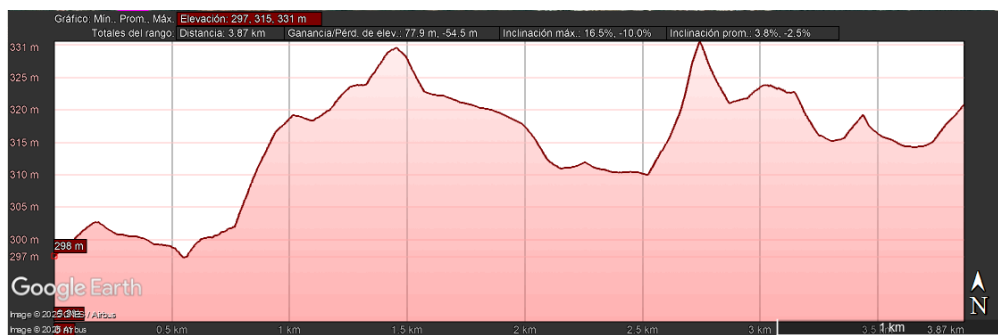
Tramo 6 (Condominio Residencial Heliópolis - Casco urbano de Melgar)



Nota: Tomado de Google Earth.

Figura 38

Perfil de Elevación - Tramo 6



Nota: Tomado de Google Earth.

Matriz Multicriterio para Selección de Tramo

Para apoyar la selección del tramo más adecuado para el estudio, se definieron criterios técnicos observables mediante Google Earth. Esta plataforma permite analizar características como pendientes, trazado vial, cobertura vegetal, y cercanía a zonas pobladas, factores clave para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Cada criterio se califica en una escala de 1 a 5, donde 1 indica condiciones poco favorables y 5 condiciones óptimas. La siguiente tabla resume los criterios definidos y su escala de valoración.

Tabla 3

Criterios de evaluación para la selección del tramo vial

| Criterio | Descripción | Escala de Evaluación (1-5) |
|--|--|---|
| Pendiente promedio del terreno | Inclinación del terreno a lo largo del tramo. Evaluado con el perfil de elevación. | 1 = Muy empinada (>12%) 3 = Moderada (6-12%) 5 = Plana o leve (<6%) |
| Sinuosidad del trazado (curvas) | Grado de curvatura de la vía observada. | 1 = Trazado recto 3 = Curvas suaves 5 = Curvas cerradas frecuentes |
| Cobertura vegetal o sombreamiento | Presencia de árboles o sombras que bloquean la radiación solar. | 1 = Sombra continua 3 = Parcial 5 = Despejado |

| | | |
|--|--|--|
| Proximidad a zonas pobladas | Cercanía visible a barrios, conjuntos o zonas residenciales. | 1 = Tramo aislado 3 = Semiurbano 5 = Urbano/poblado |
| Ancho del derecho de vía (ROW) | Espacio disponible a los lados de la vía para instalación. | 1 = Estrecho (<5 m) 3 = Medio (5-8 m) 5 = Amplio (>8 m) |
| Tipo de superficie vial visible | Estado visual de la vía (pavimento, trocha, deterioro). | 1 = Vía pavimentada 3 = Pavimento deteriorado 5 = Trocha o sin pavimento |
| Orientación solar del tramo | Dirección del trazado respecto al recorrido solar. | 1 = Norte-Sur 3 = Diagonal 5 = Este-Oeste |
| Visibilidad nocturna indirecta | Presencia de elementos urbanos que indican visibilidad nocturna. | 1 = Buena infraestructura nocturna 3 = Parcial o deteriorada 5 = Sin infraestructura visible |

Nota: Elaboración Propia

Tabla 4

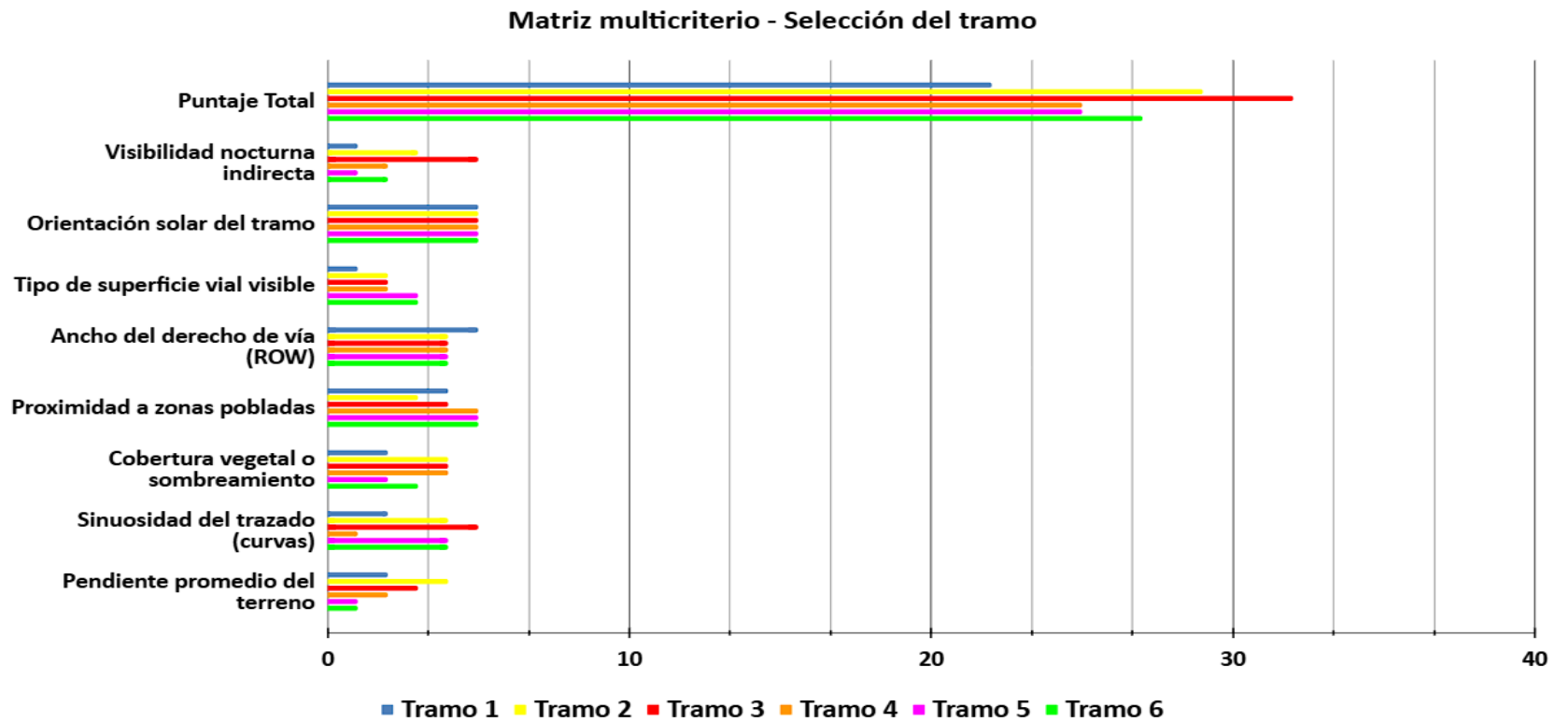
Matriz multicriterio para selección del tramo vial

| Matriz Multicriterio- Selección del tramo | | | | | | | | | |
|--|---------------------|--------------------|----------------------|-------------------|-------------------|---------------------|------------------|--------------------|----------------------|
| Tramo | Pendiente | Sinuosidad | Cobertura | Proximidad | Ancho del | Tipo de | Orientaci | Visibilidad | Puntaje Total |
| | Promedio del | del trazado | vegetal o | a zonas | derecho de | superficie | ón solar | nocturna | |
| | terreno | (curvas) | sombreamiento | pobladas | vía (ROW) | vial visible | del tramo | indirecta | |
| | 2 | 2 | 2 | 4 | 5 | 1 | 5 | 1 | 22 |
| Tramo 2 | 4 | 4 | 4 | 3 | 4 | 2 | 5 | 3 | 29 |
| Tramo 3 | 3 | 5 | 4 | 4 | 4 | 2 | 5 | 5 | 32 |
| Tramo 4 | 2 | 1 | 4 | 5 | 4 | 2 | 5 | 2 | 25 |
| Tramo 5 | 1 | 4 | 2 | 5 | 4 | 3 | 5 | 1 | 25 |
| Tramo 6 | 1 | 4 | 3 | 5 | 4 | 3 | 5 | 2 | 27 |

Nota: Elaboración Propia

Figura 39

Gráfico - Matriz multicriterio, Selección del tramo



Nota: Elaboración Propia

Los resultados obtenidos mediante la matriz multicriterio permiten identificar con claridad los tramos que presentan las condiciones más apropiadas para la implementación del sistema fotovoltaico en el corredor vial Melgar - Carmen de Apicalá. El Tramo 3, con un puntaje total de 32 puntos, destaca como el más viable, al combinar características técnicas favorables como buena orientación solar, baja pendiente, proximidad a zonas pobladas y ausencia de cobertura vegetal significativa.

En contraste, el Tramo 1 obtuvo el puntaje más bajo (22 puntos), debido principalmente a su estrechez, menor accesibilidad y presencia de condiciones menos óptimas para captación solar y distribución de infraestructura. Este resultado no implica necesariamente su exclusión futura, pero sí sugiere que presenta mayores restricciones para una implementación eficiente y rentable.

El gráfico también permite identificar de forma visual las fortalezas y debilidades de cada tramo en relación con los criterios evaluados. Esta representación facilita el análisis comparativo y ayuda a evidenciar por qué ciertos sectores deben priorizarse sobre otros. Con base en estos resultados, se cuenta con una herramienta clara para orientar futuras decisiones sobre el diseño y localización del sistema fotovoltaico, concentrando el diseño en el tramo que realmente ofrece mejores condiciones para su implementación.

Caracterización tramo seleccionado

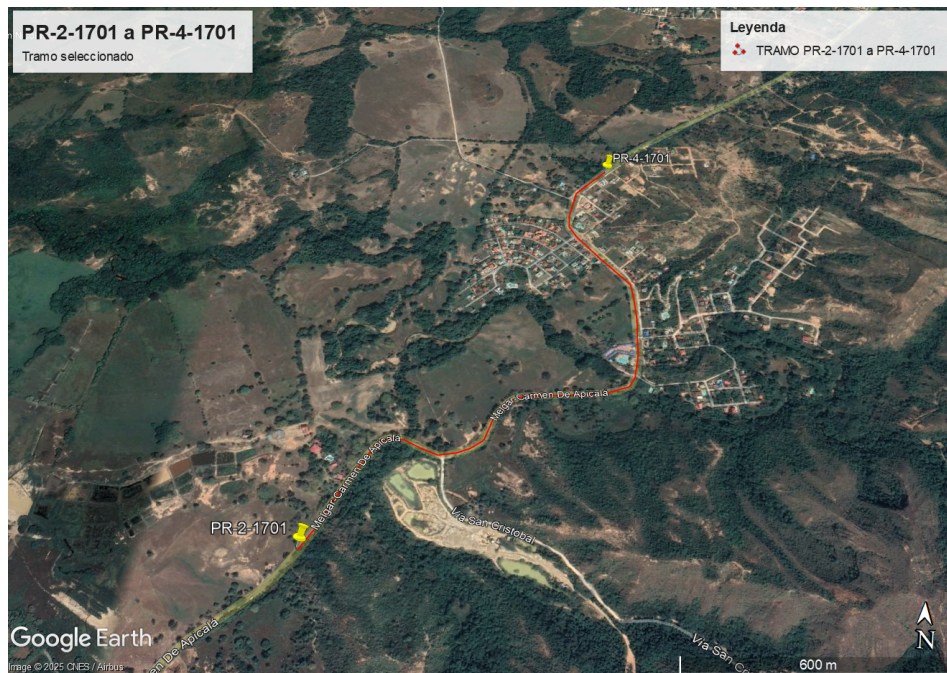
Descripción del tramo seleccionado (PR-2-1701 a PR-4-1701):

Una vez finalizado el análisis multicriterio y la caracterización de los tramos críticos de la vía Melgar - Carmen de Apicalá, se identificó como prioritario para la intervención el Tramo 3, comprendido entre los puntos **PR-2-1701** y **PR-4-1701**.

Este segmento presenta condiciones topográficas, de visibilidad y aislamiento que lo hacen susceptible a incidentes durante la noche, lo cual justifica la necesidad de implementar un sistema autónomo de iluminación alimentado mediante energía fotovoltaica.

Figura 40

Google Earth Pro - Ubicación del tramo PR-2-1701 a PR-4-1701



Nota: Tomado de Google Earth.

El tramo en cuestión se extiende a lo largo de una sección rural con baja cobertura de alumbrado público y limitada conexión a redes eléctricas. Su ubicación geográfica lo hace altamente expuesto a condiciones de sombra parcial por vegetación lateral, lo que deberá ser considerado en el diseño del sistema.

Adicionalmente, su uso frecuente por parte de vehículos particulares y motociclistas, especialmente en horas nocturnas, acentúa la urgencia de dotarlo de una solución energética que no dependa de la red convencional.

Identificación de postes de alumbrado público existentes en el tramo PR-2-1701 a PR-4-1701

El presente reconocimiento de postes de alumbrado público tiene como finalidad identificar y caracterizar el estado actual del sistema de iluminación a lo largo del recorrido comprendido entre el punto inicial (PR-2-1701) al punto final (PR-4-1701). Este trayecto, de importancia vial y peatonal, constituye un eje clave para la movilidad y la seguridad de los habitantes y visitantes de la zona. Por ello, se busca evaluar aspectos como la ubicación, tipo de luminaria, condiciones físicas de los postes, y el funcionamiento general del sistema de alumbrado, con el fin de detectar deficiencias y proponer acciones de mejora que contribuyan al bienestar de la comunidad y a la eficiencia energética del corredor vial analizado.

Tabla 5*Alumbrado público existente*

| <i>Alumbrado público existente</i> | |
|---|----------------------|
| <i>Tipo de alumbrado</i> | <i>Conteo</i> |
| <i>Postes de alumbrado público</i> | <i>13</i> |
| <i>Postes sin luminaria</i> | <i>5</i> |
| <i>Postes con transformador</i> | <i>2</i> |

Nota: Elaboración Propia.

Diseño basado en la normativa técnica para la implementación de energía fotovoltaica

El presente diseño tiene como finalidad proponer un sistema autónomo de iluminación solar para el tramo vial **(PR-2-1701 a PR-4-1701)**, priorizando la eficiencia energética, la seguridad operativa y el cumplimiento normativo. La propuesta se fundamenta en el análisis de variables como la radiación solar disponible, la demanda lumínica del tramo, la autonomía operativa requerida y las condiciones estructurales del entorno.

Para su desarrollo, se adoptan los lineamientos técnicos establecidos en el RETILAP, RETIE, NTC 2050, normas IEC y especificaciones técnicas de CELSIA (Empresa de energía en el tramo), que regulan aspectos relacionados con la seguridad eléctrica, los niveles mínimos de iluminancia y los criterios de instalación de sistemas eléctricos autónomos.

En ese sentido, el diseño incluye la distribución adecuada de luminarias, la selección de tecnología LED eficiente, el dimensionamiento de los componentes fotovoltaicos y la configuración eléctrica de cada unidad, garantizando una solución funcional, sostenible y técnicamente viable.

Radiación solar disponible (Promedio anual)

Según los datos obtenidos previamente respecto a la puesta de sol tanto en Melgar como para el Carmen de Apicalá presentan una irradiación media diaria aproximada de 5,5 kWh/m²/día, con valores estables durante el año. Este valor permite estimar una producción energética diaria de:

- Energía diaria estimada = $P_{max} \times \text{horas sol efectivas}$
- Con un panel de 400 Wp: $400 \text{ W} \times 5,5 \text{ h} = 2200 \text{ Wh/día}$

Figura 41

Panel de 400 Wp.



Nota: Tomado de 400 Watt Mono Solar Panel, por EcoDirect, 2024 (<https://www.ecodirect.com/>).

- Se aplica un factor de corrección del 30% por pérdidas: $2200 \text{ Wh} \times 0,7 \approx 1540 \text{ Wh útiles/día}$

Requerimientos de iluminación vial (RETILAP)

De acuerdo con el RETILAP (Resolución 180540 de 2010), vías de acceso controlado y vías rápidas ($45 \leq V < 80$) requieren:

- Clase de iluminación:

Tabla 6

Clasificación de vías según niveles de iluminación vial

| Clase de Iluminación | Descripción vía | Velocidad de circulación (km/h) | | Tránsito de vehículos T (Veh/h/carril) | |
|----------------------|--|---------------------------------|----------|--|------------|
| | | | | | |
| M1 | Autopistas y carreteras | Extra alta | V>=80 | Muy importante | T>1000 |
| M2 | Vías de acceso controlado y vías rápidas. | Alta | 45<=V<80 | Importante | 1000>T>700 |
| M3 | Vías principales y ejes viales. | Media | 40<=V<45 | Media | 700>T>500 |
| M4 | Vías primarias o colectoras | Reducida | 30<=V<40 | Reducida | 500>T>300 |
| M5 | Vías secundarias en barrios | Muy reducida | 20<=V<30 | Muy reducida | 300>T>150 |
| M6 | Vías dentro de conjuntos residenciales cerrados y condominios. | Muy reducido | V<20 | Muy reducido | T<150 |

Nota: Tomado de CIE 115: Lighting of roads for motor and pedestrian traffic, por International Commission on Illumination (CIE), 2010.

- Niveles de iluminancia mínima:

Tabla 7

Requisitos fotométricos por clase de iluminación para tráfico motorizado

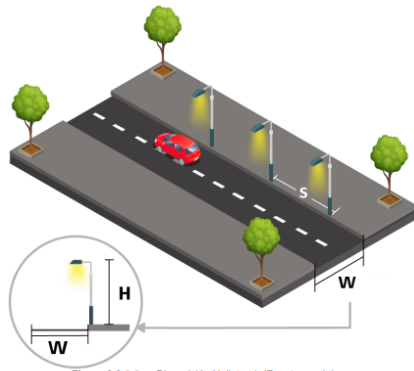
| Clase de iluminación | Superficie de la carretera | | | | | Ciclorrutas adyacentes | | | | En andenes adyacentes | | | |
|----------------------|--|--------------------------|--------------|-----|--------------------------------|------------------------|-----------------------|---|---|-----------------------|-----------------------|---|---|
| | Estado seco | | | | | Emed (lux) | Punto min. Emin (lux) | Ilumin. Vertical mínima (E _{vmin} , lux) | Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc _{min} , lux) | Emed (lux) | Punto min. Emin (lux) | Ilumin. Vertical mínima (E _{vmin} , lux) | Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc _{min} , lux) |
| | Luminancia promedio o L _{prom} (cd/m ²) | U ₀ (min/med) | UL (min/max) | ITI | Relación de entorno mínimo EIR | | | | | | | | |
| M1 | 2.0 | 0.4 | 0.7 | 10 | 0.35 | 15 - 22.5 | 3 | 5 | 3 | 15 - 22.5 | 2 | 3 | 2 |
| M2 | 1.5 | 0.4 | 0.7 | 10 | 0.35 | 15 - 22.5 | 3 | 5 | 3 | 15 - 22.5 | 2 | 3 | 2 |
| M3 | 1.0 | 0.4 | 0.6 | 15 | 0.30 | 10 - 15 | 2 | 3 | 2 | 10 - 15 | 2 | 3 | 2 |
| M4 | 0.75 | 0.4 | 0.6 | 15 | 0.30 | 5 - 7.5 | 1 | 1.5 | 1 | 5 - 7.5 | 1 | 1.5 | 1 |
| M5 | 0.50 | 0.35 | 0.4 | 15 | 0.30 | 5 - 7.5 | 1 | 1.5 | 1 | 5 - 7.5 | 1 | 1.5 | 1 |
| M6 | 0.30 | 0.35 | 0.4 | 20 | 0.30 | 3 - 4.5 | 1 | 1 | 0.6 | 3 - 4.5 | 1 | 1 | 0.6 |

Nota: Tomado de CIE 115: Lighting of roads for motor and pedestrian traffic, por International Commission on Illumination (CIE), 2010.

- Uniformidad mínima: 0, 4: La uniformidad mínima en postes de alumbrado público se refiere a la relación entre la iluminación más baja y la más alta en un área determinada.
- Disposición de postes: se maneja una disposición unilateral cumpliendo con el siguiente requerimiento; “El diseñador debe utilizar la luminaria más apropiada que cumpla con los requisitos fotométricos exigidos.” (RETILAP).

Figura 42

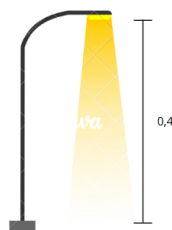
Disposición unilateral de luminarias en alumbrado vial



Nota: Tomado del Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP), por el Ministerio de Minas y Energía, 2024.

Figura 43

Uniformidad mínima del poste



Nota: Elaboración Propia.

Para cumplir con esta exigencia:

- Se seleccionan luminarias LED de distribución tipo II.

Figura 44

Luminaria led de distribución tipo II



Nota: Tomado de DIALUX, Elaboración Propia.

Especificaciones técnicas de los postes

La elección de los materiales de los postes se realiza siguiendo las especificaciones técnicas de Celsia S.A. E.S.P. siendo este el ente regulador de energía en el departamento de Tolima.

En el documento Especificación técnica - Postes metálicos en secciones se indica que el poste puede ser metálico si cumple con los requisitos de la siguiente tabla:

Tabla 7

Condiciones de servicio requerido para postes metálicos

| Condiciones Ambientales | | | |
|--|---------------|----------------------------|---------------|
| Condición | Requerida | Melgar - Carmen de Apicalá | |
| Altura sobre el nivel del mar (msnm) | 0 - 3 000 | 323 | CUMPLE |
| Ambiente tropical | Contaminación | Contaminación | CUMPLE |
| | Normal | Normal | |
| Humedad relativa Máxima / Promedio (%) | 96 / 90 | 90 / 70 | CUMPLE |
| Temperaturas: Mín. / Prom. / Máx. (°C) de 0 - 1 000 msnm | 15 / 26 / 40 | 23 / 28 / 34 | CUMPLE |
| Temperaturas: Mín. / Prom. / Máx. (°C) de 1 000 - 2 000 msnm | 10 / 20 / 35 | N/A | CUMPLE |
| Temperaturas: Mín. / Prom. / Máx. (°C) de 2 000 - 3 000 msnm | 5 / 15 / 30 | N/A | CUMPLE |
| Velocidad máxima del viento (km/h) | 100 | 7, 1 | CUMPLE |
| Velocidad máxima promedio de viento (km/h) | 60 | 5, 4 | CUMPLE |

Nota: Elaboración Propia.

Norma: NTC 2663

CELSIA S.A. E.S.P. define que para apoyos metálicos se debe aplicar la norma NTC 2663 siguiendo las siguientes especificaciones:

Tabla 8

Norma: NTC 2663

| Norma: NTC 2663 | |
|---|-------------------|
| Tipo de material | Acero Estructural |
| Norma de calidad | A36 |
| Norma de galvanizado | NTC 2076 |
| Espesor min.galvanizado platina (μmm) | 79 |
| Espesor prom.galvanizado platina (μmm) | 86 |

Nota: Elaboración Propia.

Características dimensionales del poste metálico

Según la especificación técnica de CELSIA S.A. E.S.P. Se pueden utilizar postes de 9 metros y de 12 metros, para este diseño se eligen los postes de 9 metros, puesto que se considera que los postes de 12 metros estarían sobredimensionados.

Tabla 9

Características Dimensionales del poste metálico (9 metros y 12 metros)

| Características Dimensionales | | |
|--------------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Características Dimensionales | Poste de 9 metros | Poste de 12 metros |
| Longitud total (m) | 9 | 12 |
| Diámetro de la cima (mm) | 115 | 115 |
| Diámetro de la base (mm) | 230 | 265 |
| Diámetro de orificios (mm) | 17, 5 | 17, 5 |
| Distancia entre orificios (mm) | 203 | 203 |
| Conicidad (cm/m) | 1, 5 | 1, 5 |
| Altura de empotramiento (m) | 1, 5 | 1, 8 |

Nota: Elaboración Propia.

Tabla 10

Dimensiones de las secciones del poste (9 metros y 12 metros)

| Dimensiones de las Secciones | | |
|-------------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Referencia de partes | Poste de 9 metros | Poste de 12 metros |
| L(m) | 9 | 12 |
| L1(mm) | 3333 | 3250 |
| L2(mm) | 23333 | 3250 |
| L3(mm) | 3333 | 3250 |
| L4(mm) | 0 | 3250 |
| C(mm) | 115 | 115 |
| B(mm) | 230 | 265 |
| E1(mm) | 27-35 | 32-37 |
| E2(mm) | 21-33 | 27-36 |
| E3(mm) | 0 | 22-30 |

Nota: Elaboración Propia.

Características mecánicas

Según la especificación técnica de Celsia S.A. E.S.P. Se elige la denominación de poste

MS-9-510, con una carga de trabajo de 204 kgf y carga de rotura de 510 kgf.

Tabla 11

Características mecánicas del poste (9 metros y 12 metros)

| Dimensiones de las Secciones | | | |
|-------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Denominación | Carga de trabajo kgf (daN) | Carga de rotura kgf (daN) | Coefficiente de seguridad |
| m-kgf | | | |
| MS 9 - 510 | 204 (200) | 510 (500) | 2, 5 |
| MS 9 - 750 | 300 (294) | 750 (735) | 2, 5 |
| MS 12 - 510 | 204 (200) | 510 (500) | 2, 5 |
| MS 12 - 750 | 300 (294) | 750 (735) | 2, 5 |
| MS 12 - 1050 | 420 (412) | 1050 (1030) | 2, 5 |
| MS 14 - 1050 | 420 (412) | 1050 (1030) | 2, 5 |

Nota: Elaboración Propia.

Certificaciones

Los apoyos metálicos deben cumplir con las certificaciones ISO 9001, ISO 14001 y con el certificado de conformidad RETIE.

Embalaje

“Los postes MS deberán suministrarse limpios, libres de grasas y de daños ocasionados durante el transporte. Su almacenamiento debe ser en recintos cubiertos y libres de polvo, humedad y corrientes de aire que puedan llevar residuos a su interior.” (CELSIA, 2020, p. 2).

Marcas

Los postes MS deben incluir una placa con las siguientes marcas:

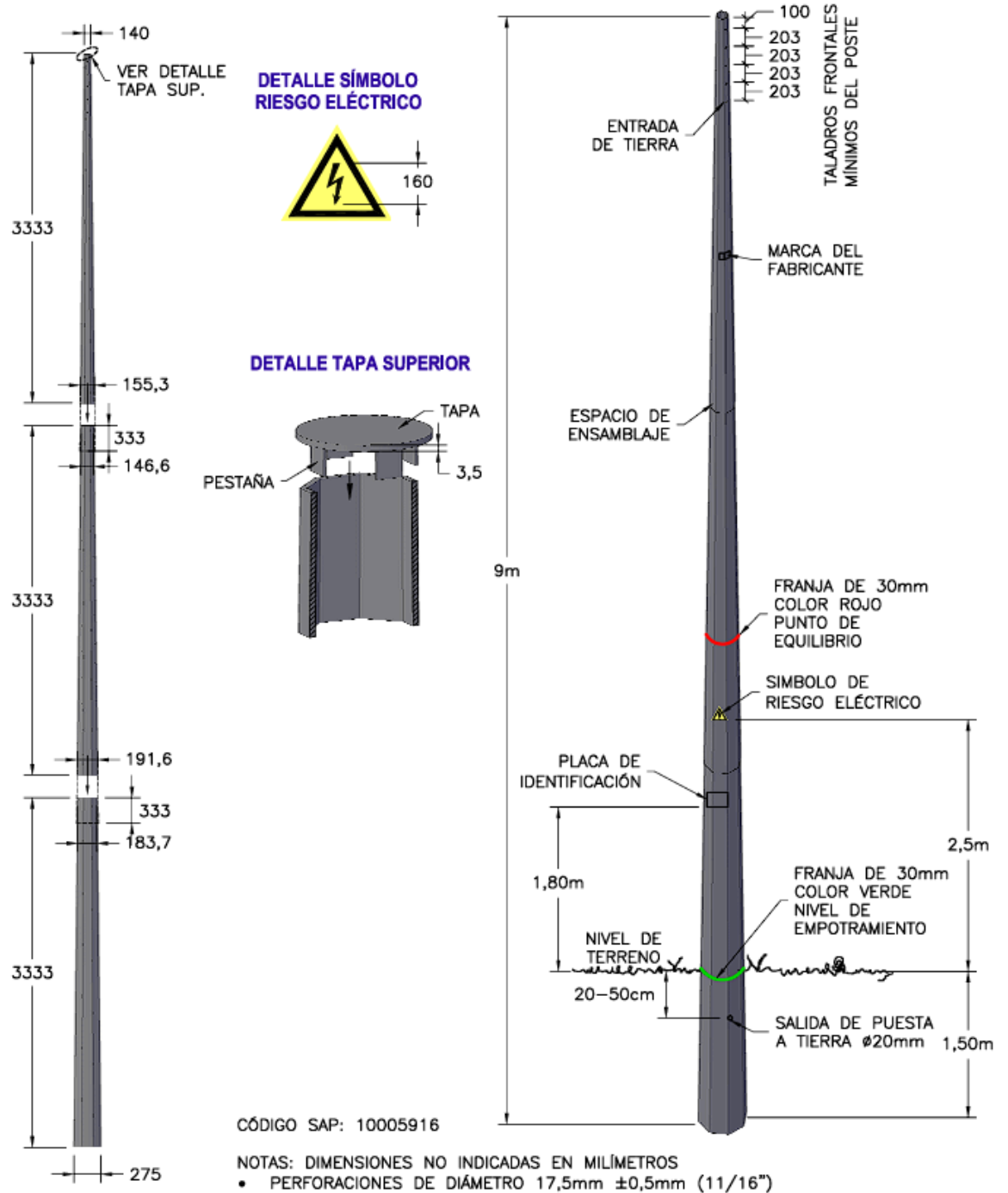
- Nombre o anagrama del fabricante.
- Número de lote de fabricación.
- Longitud del poste en metros.
- Fecha de fabricación, año, mes, día.
- Carga de trabajo en daN.
- Nombre de CELSIA.

Esta placa se ubicará a 2 metros sobre la sección del empotramiento y debe ser de 90 x 60 mm aproximadamente. Además deberá tener dos marcas adicionales:

- Nivel de empotramiento (franja de 30 mm color verde).
- Margen centro de gravedad (franja de 30 mm color rojo).

Figura 45

Poste metálico (MS-9-510 kgf) CELSIA S.A. E.S.P.



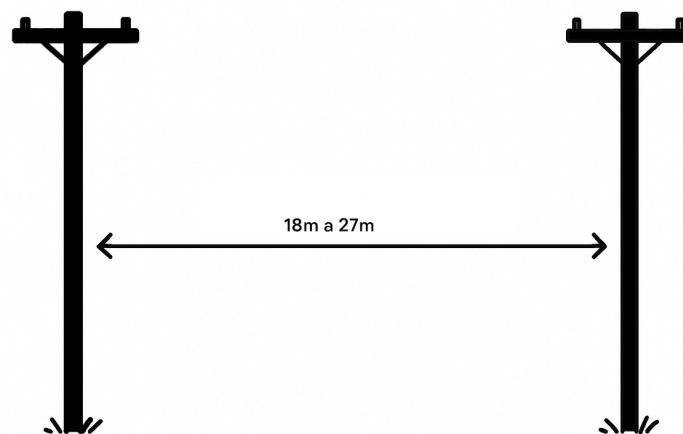
Nota: Tomado de especificaciones técnicas para postes metálicos, por Celsia, 2020.

Espaciamiento entre postes

Se calcula un espaciamiento de 18 m a 27 m entre postes. (Según la normativa el espaciamiento debe ser de 2 a 3 veces la altura del poste) (*RETILAP Cap. 5.5.2 y Tabla 11*).

Figura 46

Espaciamientos entre postes



Nota: Elaboración Propia.

Autonomía y funcionamiento

El sistema debe operar 12 h diarias durante 1.5 a 2 días consecutivos sin recarga solar:

- Demanda energética diaria luminaria: $110 \text{ W} \times 12 \text{ h} = 1320 \text{ Wh}$
- Demanda total para 1.5 días: $1320 \text{ Wh} \times 1.5 = 1980 \text{ Wh}$

Se considera 80% de DOD (Depth of Discharge) para baterías LiFePO4:

- Capacidad útil requerida: $1980 \text{ Wh} \div 0,8 = 2475 \text{ Wh}$

Tabla 12

Ficha tecnica bateria LiFePO4

| <i>Parámetro</i> | <i>Valor</i> |
|----------------------------|---|
| <i>Tipo</i> | <i>Batería LiFePO₄</i> |
| <i>Voltaje nominal</i> | <i>12.8 V</i> |
| <i>Capacidad nominal</i> | <i>205 Ah</i> |
| <i>Energía útil total</i> | <i>2100 Wh - 2600 Wh</i> |
| <i>Ciclos de vida</i> | <i>>6000 ciclos (80% DOD)</i> |
| <i>Peso estimado</i> | <i>24 kg</i> |
| <i>Protección interna</i> | <i>BMS (Battery Management System)</i> |
| <i>Grado de protección</i> | <i>IP65 (recomendado para exteriores)</i> |
| <i>Normas</i> | <i>NTC 5001, IEC 62619, UN38.3</i> |

Nota: Elaboración propia con base en NTC 2050, art. 690.10 y RETIE, numeral 2.4.3.4.

Componentes del sistema fotovoltaico

Módulo fotovoltaico

A continuación, se presentan las especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado para el sistema, el cual cumple con los requisitos de eficiencia y compatibilidad establecidos por las normativas IEC 61215 - IEC 61730. Este componente es fundamental para garantizar el aprovechamiento adecuado de la radiación solar en el tramo vial.

Tabla 13

Especificaciones módulo fotovoltaico

| Parámetro | Valor Técnico |
|------------------|---------------------------|
| Tipo | Monocrystalino |
| Potencia nominal | 400 Wp |
| Eficiencia | 18-20% |
| Dimensiones | 1722 mm x 1134 mm x 35 mm |
| Voltaje en Vmp | 24 V |
| Corriente en Imp | 13.84 A |
| Normas | IEC 61215, IEC 61730 |

Nota: Elaboración Propia.

Controlador de carga solar

El controlador de carga solar constituye un componente esencial en el sistema fotovoltaico, ya que regula el flujo de energía entre el módulo y la batería, protegiendo ambos elementos frente a sobrecargas o descargas profundas. En la siguiente tabla se detallan sus principales características técnicas, las cuales aseguran un rendimiento eficiente y seguro, conforme con la normativa vigente.

Tabla 14

Especificaciones Controlador de carga solar

| Parámetro | Valor Técnico |
|----------------------|--------------------------------------|
| Tipo | MPPT |
| Voltaje entrada máx. | 100 VDC |
| Corriente de carga | 10 A mínimo |
| Eficiencia | > 95% |
| Funciones | Carga, descarga, protección múltiple |
| Normas | NTC 2050 Cap. 690 |

Nota: Elaboración Propia.

Banco de Baterías

El banco de baterías es el encargado de almacenar la energía generada por el sistema fotovoltaico, permitiendo el suministro continuo durante periodos sin radiación solar. La siguiente tabla presenta las características técnicas del sistema de almacenamiento seleccionado, que incluye baterías de litio-ferrofosfato (LiFePO₄), destacadas por su eficiencia, durabilidad y cumplimiento normativo.

Tabla 15

Especificaciones Banco de baterías

| Especificación | Detalle Técnico |
|--------------------|---|
| Tipo | Litio-Ferrofosfato (LiFePO ₄) |
| Capacidad | 12.8 V - 205 Ah = 2.6 kWh |
| Energía útil (80%) | 2.1 |
| Contenedor | Caja de paso metálica, montaje a 2 m |
| Gestión | BMS integrado |
| Normas | NTC 5001, 5833; RETIE artículo 15 |

Nota: Elaboración Propia.

Luminaria led vial

La luminaria LED vial constituye el elemento final del sistema fotovoltaico, siendo responsable de proporcionar iluminación eficiente y segura en el tramo seleccionado. La siguiente tabla presenta las especificaciones técnicas del modelo, el cual garantiza alto rendimiento lumínico, larga vida útil y cumplimiento con los estándares de calidad exigidos por RETILAP e IEC.

Tabla 16*Especificaciones Luminaria led vial*

| Especificación | Valor Técnico |
|-----------------------|-------------------------|
| Potencia | 110 W |
| Eficiencia | ≥ 153 lm/W |
| Tono | 4000 K |
| Distribución | Tipo II |
| Vida útil | > 50.000 horas |
| Encendido | Fotocelda o programador |
| Normas | RETILAP, IEC 62722-2-1 |

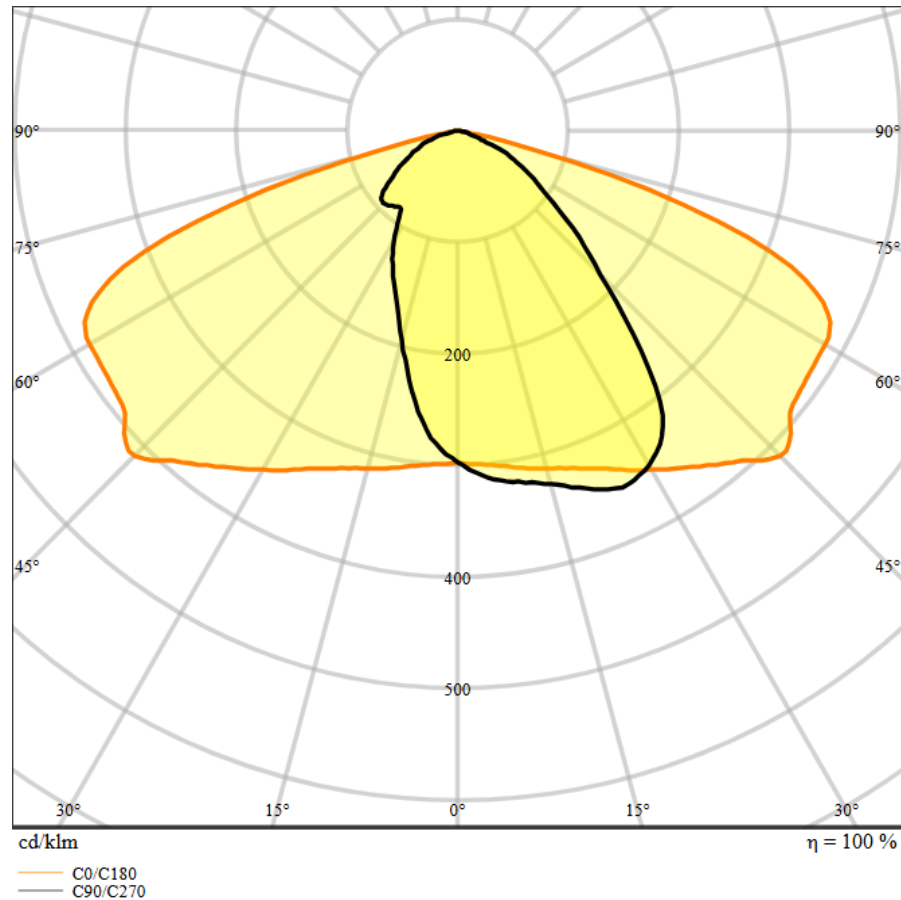
Nota: Elaboración Propia.

Curva fotométrica luminaria led

La siguiente figura muestra la curva fotométrica correspondiente a la luminaria LED seleccionada (4000K, 110 W), la cual evidencia una distribución Tipo II. Esta distribución está diseñada para aplicaciones viales, permitiendo una cobertura óptima del ancho de la vía con una adecuada uniformidad y nivel de iluminación, aspectos fundamentales para la seguridad y eficiencia del sistema.

Figura 47

Curva fotométrica Luminaria Led 4000K - 110W



Nota: Curva fotométrica de la luminaria (cd/klm). Tomado de ficha técnica generada en DIALux.

Diseño de distribución e instalación**Análisis de cargas por poste**

Para el presente diseño se ha definido una profundidad de descarga del 80 %, considerando que el sistema utiliza baterías de litio ferrofosfato (LiFePO_4), una tecnología que permite trabajar con niveles de descarga elevados sin afectar significativamente su vida útil ni el rendimiento general.

Además, se incorpora un sistema de gestión de batería (BMS) que actúa como mecanismo de protección frente a condiciones adversas como sobrecargas, sobredescargas, variaciones de temperatura y desbalance entre celdas. Este control permite operar el banco de baterías dentro de un rango seguro, optimizando su desempeño y garantizando su durabilidad a lo largo del tiempo.

Tabla 17

Detalle de las cargas por poste

| Componente | Potencia/ Corriente | Tiempo de uso diario | Consumo diario (Wh/Ah) | Observaciones |
|--------------------------|----------------------------|-----------------------------|------------------------------------|------------------------------|
| Luminaria LED | 110W | 12 h | 1320 Wh | Carga principal |
| Controlador MPPT | 0, 5- 1W (autoconsumo) | 24 h | 12- 24Wh | Eficiencia > 95% |
| Pérdidas por cableado | 2% de 1320 Wh | - | ≈ 26 Wh | Estimación |
| Reserva autonomía 1.5 | - | - | 1980 Wh (Requiere 2475 Wh con 80%) | Batería debe cubrir 1.5 días |
| Corriente de consumo LED | ~3, 33 A (a 12 V) | 12 h | ~ 110 Ah/día | Banco a 24 V |
| Total demanda diaria | - | - | ≈ 1370 Wh / ≈ 112 Ah | Energía útil |

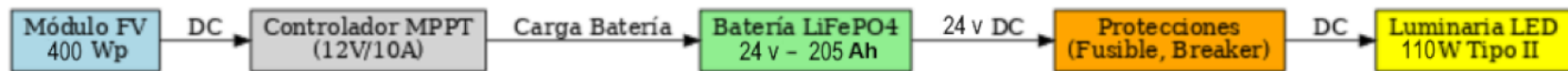
Nota: Elaboración Propia.

Diagrama eléctrico unifilar

La Figura 48 representa el diagrama eléctrico unifilar del sistema fotovoltaico propuesto. En él se visualiza la conexión secuencial de los principales componentes: desde el módulo fotovoltaico de 400 Wp que capta la energía solar, pasando por el controlador de carga MPPT que regula la transferencia hacia la batería LiFePO₄, hasta la luminaria LED de 110 W Tipo II, la cual proporciona la iluminación final. El sistema incluye protecciones intermedias como fusibles y breakers, garantizando seguridad operativa y cumplimiento normativo. Esta disposición asegura un flujo eficiente de energía en corriente continua (DC), optimizando el rendimiento del sistema autónomo de alumbrado.

Figura 48

Diagrama eléctrico unifilar.

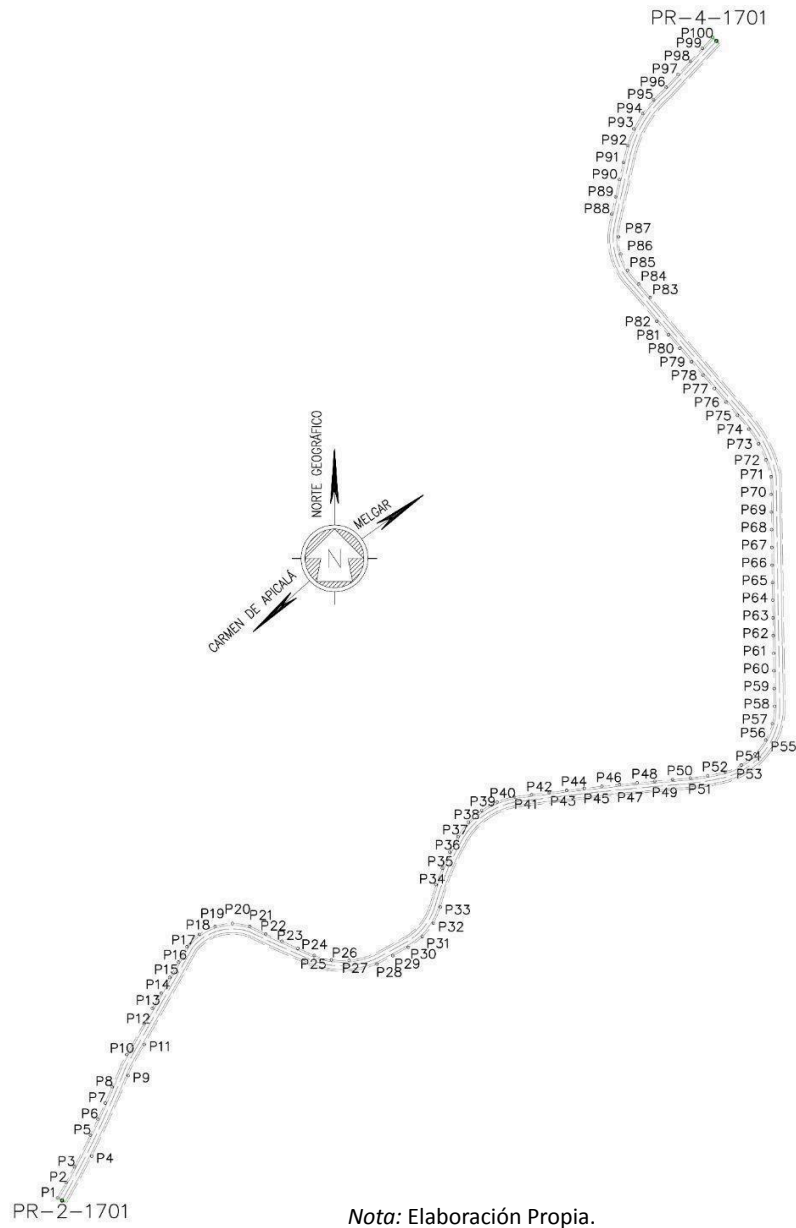


Nota: Elaboración Propia

Ubicación general de los postes en el tramo seleccionado (PR-2-1701 a PR-4-1701)

Figura 49

Ubicación postes tramo (PR-2-1701 a PR-4-1701)



Nota: Elaboración Propia.

Coordenadas ubicación de postes en el tramo seleccionado (PR-2-1701 a PR-4-1701)

La siguiente tabla presenta las coordenadas UTM 18N de ubicación de los postes en el tramo seleccionado.

Tabla 18

Coordenadas ubicación de postes - UTM 18N

| POSTE | X | Y |
|-------|-------------|-------------|
| P1 | 533257, 983 | 460459, 343 |
| P2 | 533267, 711 | 460476, 818 |
| P3 | 533277, 137 | 460494, 457 |
| P4 | 533296, 706 | 460506, 322 |
| P5 | 533295, 072 | 460530, 209 |
| P6 | 533303, 576 | 4660548, 31 |
| P7 | 533311, 768 | 460566, 556 |
| P8 | 533319, 645 | 460584, 939 |
| P9 | 533337, 742 | 460597, 482 |
| P10 | 533335, 937 | 460621, 399 |
| P11 | 533356, 126 | 460632, 935 |

| POSTE | X | Y |
|--------------|-------------|-------------|
| P12 | 533355, 444 | 460656, 32 |
| P13 | 533365, 197 | 460673, 781 |
| P14 | 533374, 95 | 460691, 242 |
| P15 | 533384, 704 | 460708, 702 |
| P16 | 533394, 457 | 460726, 163 |
| P17 | 533404, 21 | 460743, 623 |
| P18 | 533417, 991 | 460757, 903 |
| P19 | 533435, 737 | 460766, 95 |
| P20 | 533455, 406 | 460770, 091 |
| P21 | 533475, 086 | 460767, 022 |
| P22 | 533493, 079 | 460758, 323 |
| P23 | 533511, 167 | 460749, 8 |
| P24 | 533529, 432 | 460741, 651 |
| P25 | 533547, 696 | 460733, 502 |
| P26 | 533566, 998 | 460728, 486 |

| POSTE | X | Y |
|--------------|-------------|-------------|
| P27 | 533586, 95 | 460728, 062 |
| P28 | 533618, 497 | 460723, 901 |
| P29 | 533636, 165 | 466733, 254 |
| P30 | 533653, 705 | 460742, 862 |
| P31 | 533669, 66 | 460754, 83 |
| P32 | 533682, 034 | 460700, 472 |
| P33 | 533690, 004 | 460788, 754 |
| P34 | 533685, 159 | 460813, 893 |
| P35 | 533692, 261 | 460832, 586 |
| P36 | 533700, 495 | 460850, 809 |
| P37 | 533709, 83 | 460868, 493 |
| P38 | 533721, 577 | 460884, 628 |
| P39 | 533736, 529 | 460897, 851 |
| P40 | 533753, 965 | 460907, 57 |
| P41 | 533773, 077 | 460913, 332 |

| POSTE | X | Y |
|--------------|-------------|-------------|
| P42 | 533792, 912 | 460915, 85 |
| P43 | 533812, 764 | 460918, 278 |
| P44 | 533832, 617 | 460920, 705 |
| P45 | 533852, 484 | 460923, 006 |
| P46 | 533872, 364 | 460925, 188 |
| P47 | 533892, 257 | 460927, 252 |
| P48 | 533912, 163 | 460929, 198 |
| P49 | 533932, 079 | 460931, 025 |
| P50 | 533952, 006 | 460932, 734 |
| P51 | 533971, 93 | 460934, 463 |
| P52 | 533991, 724 | 460937, 299 |
| P53 | 534011, 277 | 460948, 68 |
| P54 | 534029, 563 | 460949, 439 |
| P55 | 534045, 212 | 460961, 804 |
| P56 | 534057, 188 | 460977, 753 |

| POSTE | X | Y |
|--------------|-------------|-------------|
| P57 | 534064, 697 | 460996, 23 |
| P58 | 534067, 015 | 461016, 014 |
| P59 | 534066, 691 | 461036, 011 |
| P60 | 534066, 367 | 461056, 009 |
| P61 | 534066, 043 | 461076, 006 |
| P62 | 534065, 719 | 461096, 003 |
| P63 | 534065, 395 | 461116 |
| P64 | 534065, 071 | 461135, 998 |
| P65 | 534064, 747 | 461155, 995 |
| P66 | 534064, 423 | 461175, 993 |
| P67 | 534064, 108 | 461195, 99 |
| P68 | 534063, 855 | 461215, 988 |
| P69 | 534063, 602 | 461235, 987 |
| P70 | 534063, 35 | 461255, 985 |
| P71 | 534063, 097 | 461275, 984 |

| POSTE | X | Y |
|--------------|-------------|-------------|
| P72 | 534057, 347 | 461295, 009 |
| P73 | 534048, 894 | 461313, 208 |
| P74 | 534038, 031 | 461329, 981 |
| P75 | 534025, 269 | 461345, 375 |
| P76 | 534012, 285 | 461360, 588 |
| P77 | 533999, 302 | 461375, 8 |
| P78 | 533986, 318 | 461391, 013 |
| P79 | 533973, 333 | 461406, 224 |
| P80 | 533960, 329 | 461421, 42 |
| P81 | 533947, 325 | 461436, 615 |
| P82 | 533934, 321 | 461451, 81 |
| P83 | 533926, 984 | 461478, 839 |
| P84 | 533913, 98 | 461494, 035 |
| P85 | 533901, 43 | 461509, 551 |
| P86 | 533893, 515 | 461527, 843 |

| POSTE | X | Y |
|--------------|-------------|-------------|
| P87 | 533891, 14 | 461547, 631 |
| P88 | 533883, 283 | 461573, 443 |
| P89 | 533887, 664 | 461592, 957 |
| P90 | 533892, 046 | 461612, 471 |
| P91 | 533896, 427 | 461631, 985 |
| P92 | 533901, 214 | 461651, 397 |
| P93 | 533908, 496 | 461670, 005 |
| P94 | 533918, 388 | 461686, 367 |
| P95 | 533930, 683 | 461703, 12 |
| P96 | 533944, 809 | 471717, 261 |
| P97 | 533958, 414 | 461731, 92 |
| P98 | 533972, 019 | 461746, 58 |
| P99 | 533985, 624 | 461761, 24 |
| P100 | 533997, 126 | 461773, 634 |

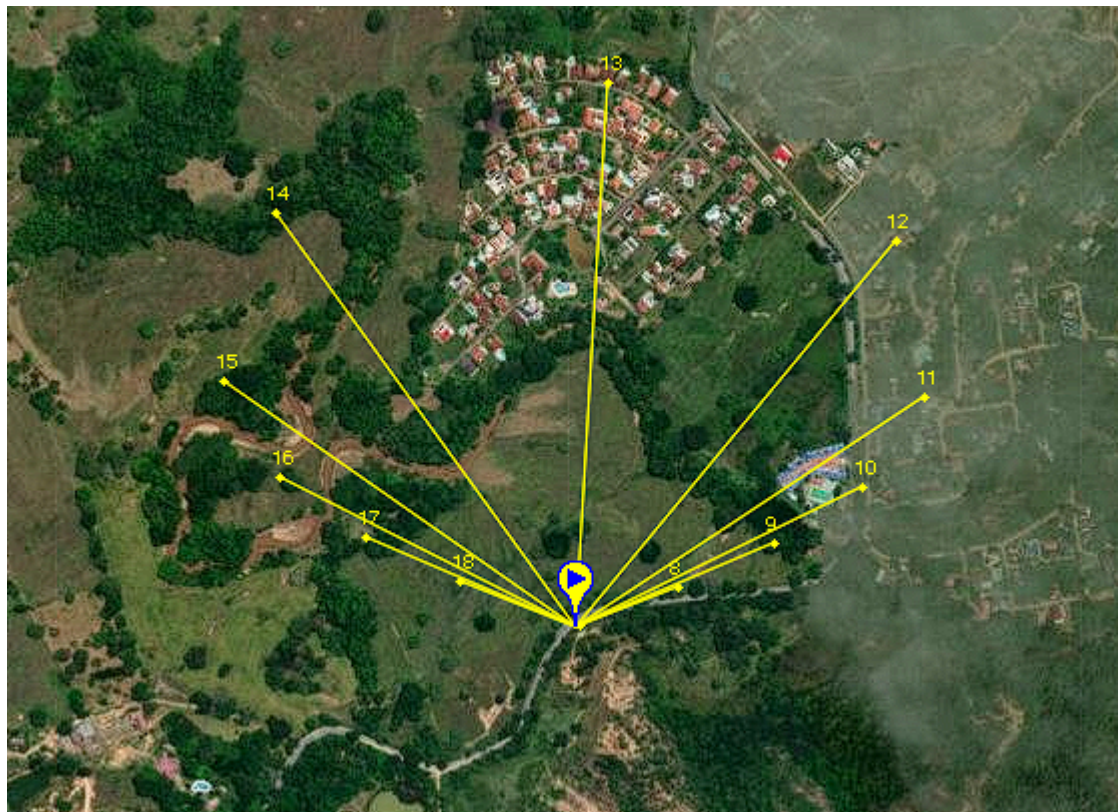
Nota: Elaboración Propia.

Posición del sol en el tramo seleccionado (PR-2-1701 a PR-4-1701)

Para la correcta ubicación de los paneles solares en el tramo se tiene en cuenta la ubicación de los rayos solares según la hora del día, para esto se utiliza la herramienta sun earthtools.

Figura 50

Posición de rayos solares según hora del día en el tramo seleccionado



Nota: Posición de rayos solares según hora del día en el tramo seleccionado. **Tomado de** SunEarthTools, s.f.

(<https://www.sunearthtools.com/>).

Ubicación de panel fotovoltaico según rayos del sol

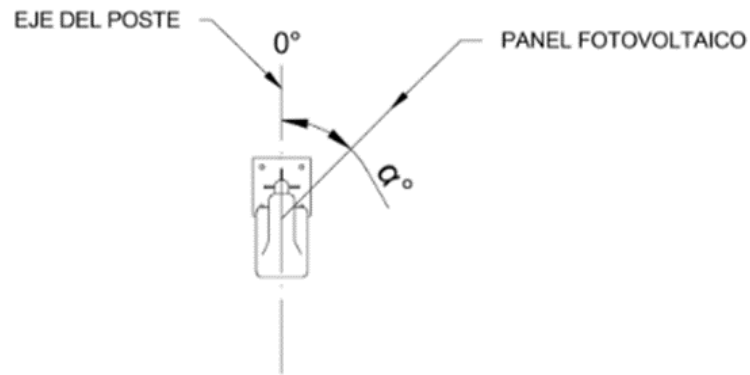
Para maximizar la captación de energía solar, la orientación de los paneles fotovoltaicos se definió en función de la incidencia solar predominante entre las 12:00 y 13:00, considerando este intervalo como el momento de mayor irradiación directa. En consecuencia, se determinó el ángulo óptimo de orientación de cada panel respecto al eje del poste, asegurando que la superficie del módulo esté alineada perpendicularmente a los rayos solares en dicho horario. Esta estrategia permite optimizar la eficiencia energética del sistema, ajustando la posición del panel según la disposición geométrica de cada poste en el trazado vial. La siguiente figura y tabla presentan los ángulos correspondientes.

Los siguientes criterios definen la forma en que se asignó el ángulo de orientación de los paneles solares con respecto al eje del poste, tomando como referencia la trayectoria solar observada en campo entre las 12:00 y 13:00 h:

- Se tomó como referencia la posición del sol entre las 12:00 m y 13:00 h, periodo de mayor radiación directa.
- El ángulo de orientación se definió a partir de la dirección del sol en ese horario, tomando como base el eje longitudinal del poste.
- La medición del ángulo se realizó utilizando imágenes satelitales, observando la trayectoria solar y su incidencia sobre la vía.
- Se procuró que la superficie del panel quedara lo más perpendicular posible a los rayos solares en ese momento del día.

Tabla 19

Ángulo del eje del panel fotovoltaico con respecto al eje del poste



POSTE

ÁNGULO (α°)

1

90°

2

3

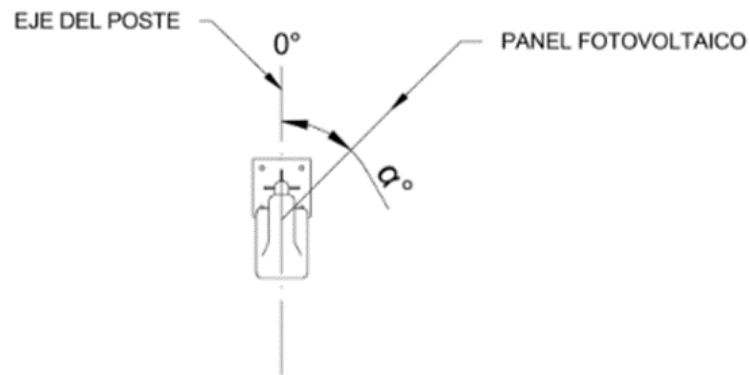
4

270°

5

90°

6



7

8

9

270°

10

100°

11

280°

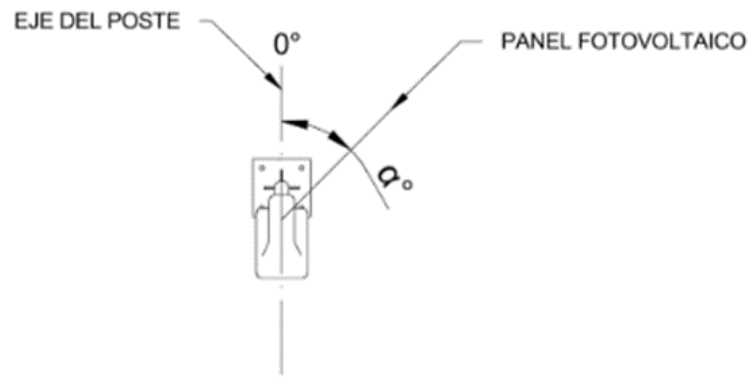
12

100°

13

14

15



16

17

18

20°

19

20

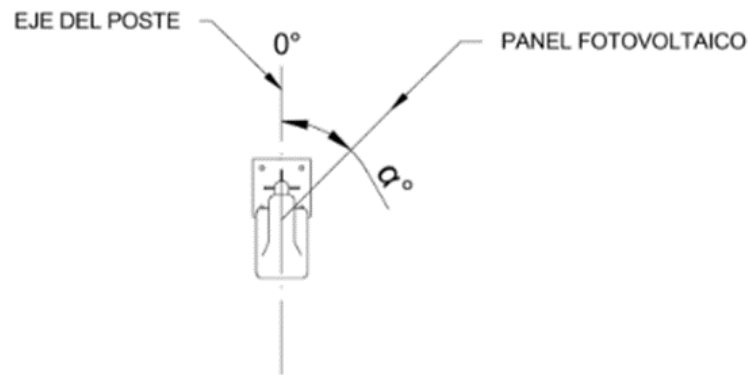
21

0°

22

23

24



25

26

20°

27

250°

28

29

30

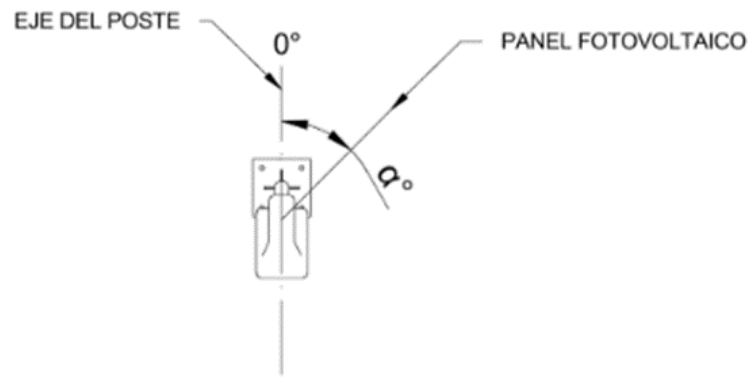
31

32

260°

33

270°



34

100°

35

36

37

38

39

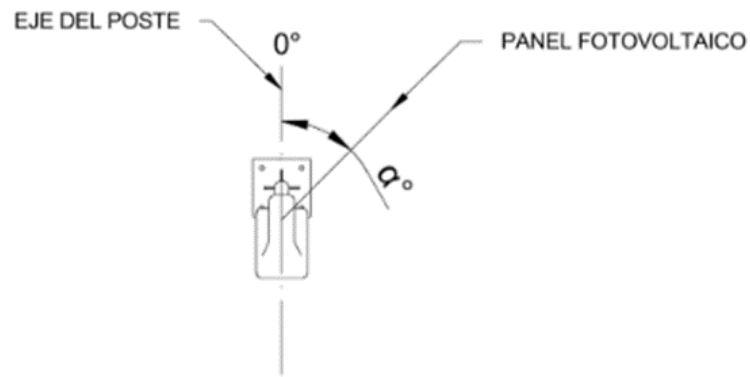
20°

40

41

30°

42



43

44

45

46

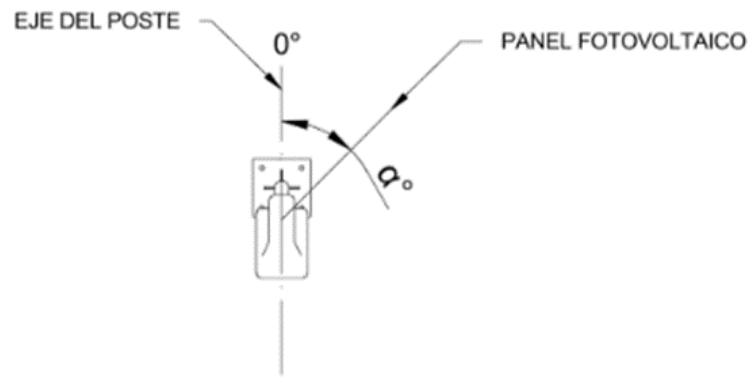
47

48

49

50

51



52

53

20°

54

55

56

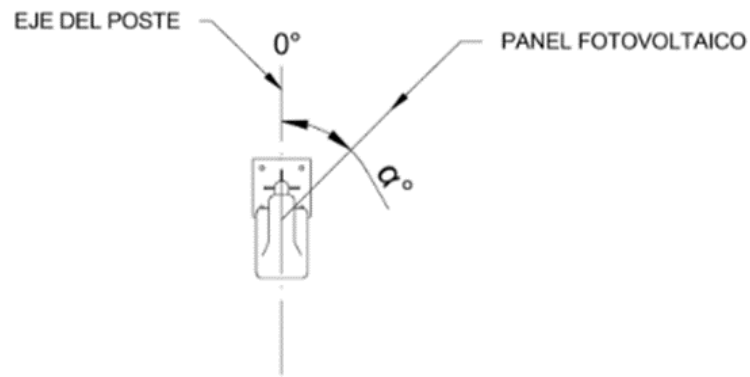
95°

57

58

59

60



61

62

63

64

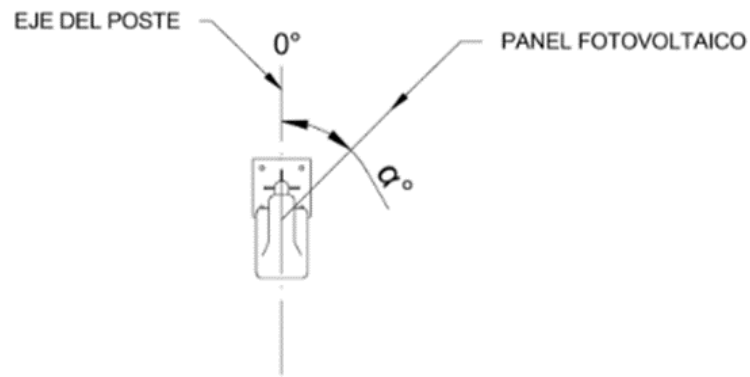
65

66

67

68

69



70

71

72

120°

73

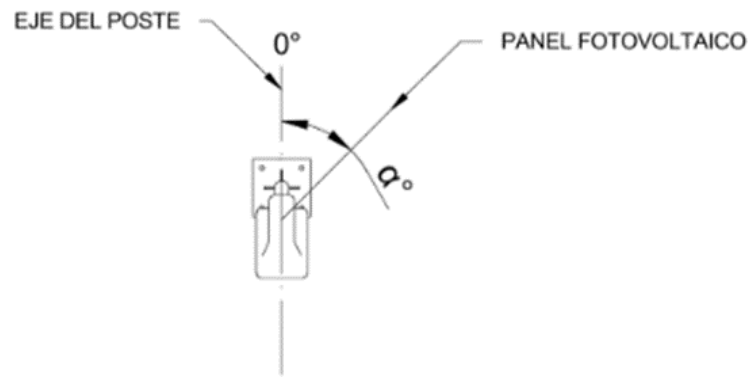
74

75

76

77

78



79

80

81

82

83

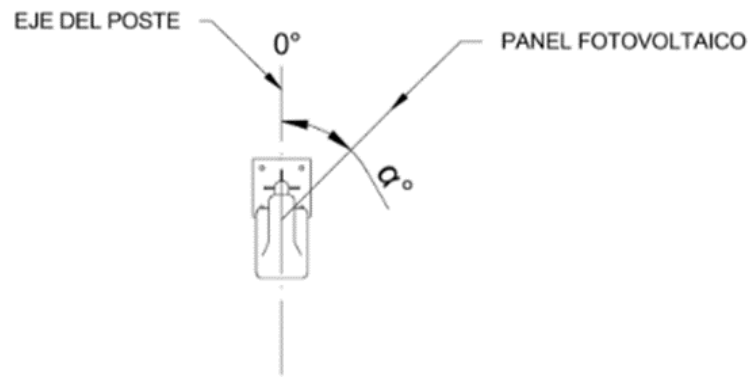
0°

84

85

86

87



88

100°

89

90

91

92

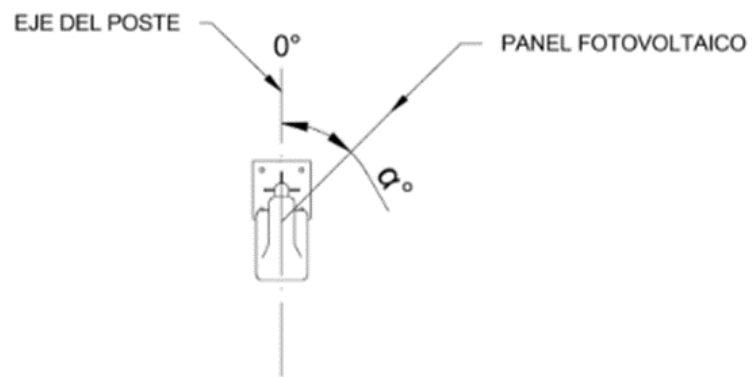
93

94

120°

95

96



97

98

99

100

Nota: Elaboración Propia.

Análisis y Discusión de Resultados

Presupuesto instalación de poste con sistema fotovoltaico

A continuación, se presenta el presupuesto aproximado para la instalación del sistema de iluminación solar. Se incluyen los materiales, mano de obra, equipos y actividades necesarias, organizadas por capítulos según su función dentro del diseño. Los valores corresponden a precios de referencia actualizados y se suma un porcentaje por costos indirectos y utilidad, con el fin de representar un valor cercano al real por cada unidad instalada.

Tabla 20

Presupuesto detallado por poste con sistema fotovoltaico.

| Capítulo | Ítem | Unidad | Cantidad | Precio Unitario (COP) | Subtotal (COP) |
|----------------------|-----------------------------|--------|----------|-----------------------|-----------------|
| Obra Civil | Cimentación de concreto | m3 | 1 | \$ 507.146,00 | \$ 507.146,00 |
| | Poste metálico galvanizado | | | | |
| Obra Civil | (9m) | Und | 1 | \$ 1.960.200,00 | \$ 1.960.200,00 |
| Obra Civil | Anclajes y fijaciones | Und | 1 | \$ 106.556,00 | \$ 106.556,00 |
| Obra Civil | Soporte de panel inclinable | Und | 1 | \$ 30.000,00 | \$ 30.000,00 |
| Sistema Fotovoltaico | Módulo solar 400 W | Und | 1 | \$ 426.500,00 | \$ 426.500,00 |
| | Caja metálica de paso con | | | | |
| Sistema Fotovoltaico | cableado | Und | 1 | \$ 53.550,00 | \$ 53.550,00 |
| Sistema Fotovoltaico | Controlador MPPT 10A 12 V | Und | 1 | \$ 235.000,00 | \$ 235.000,00 |

| Capítulo | Ítem | Unidad | Cantidad | Precio Unitario (COP) | Subtotal (COP) |
|------------------------------------|-------------------------------------|--------|----------|-----------------------|-----------------|
| Sistema Fotovoltaico | Batería LiFePO4 12V-205Ah | Und | 1 | \$ 659.470,00 | \$ 659.470,00 |
| Sistema de iluminación | Luminaria LED 110W | Und | 1 | \$ 843.200,00 | \$ 843.200,00 |
| Sistema de iluminación | Fotocelda/ Programador | Und | 1 | \$ 27.850,00 | \$ 27.850,00 |
| Mano de obra e instalación | Instalación completa (mano de obra) | Und | 1 | \$ 700.000,00 | \$ 700.000,00 |
| COSTOS DIRECTOS | | | | | \$ 5.549.472,00 |
| COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDAD (15%) | | | | | \$ 832.420,80 |
| COSTO TOTAL | | | | | \$ 6.381.892,80 |

Nota: Elaboración Propia.

Presupuesto instalación de poste con sistema convencional

En esta sección se muestra el presupuesto aproximado para la instalación de un sistema de iluminación convencional conectado a la red eléctrica. Se detallan los materiales, mano de obra, equipos y actividades necesarias para su implementación, organizados por capítulos según su función en el proyecto. Los precios son valores de referencia actualizados y se incluye un porcentaje adicional para cubrir costos indirectos y utilidad, con el objetivo de reflejar un valor realista por cada punto de luz instalado.

Tabla 21

Presupuesto detallado por poste con sistema convencional

| Capítulo | ítem | Unidad | Cantidad | Precio Unitario (COP) | Subtotal (COP) |
|--------------------------------|------------------------------------|--------|----------|-----------------------|------------------|
| Obra Civil | Cimentación de concreto | m3 | 1 | \$ 507.146, 00 | \$ 507.146, 00 |
| Obra Civil | Poste metálico galvanizado (9m) | Und | 1 | \$ 1.960.200, 00 | \$ 1.960.200, 00 |
| Obra Civil | Anclajes y fijaciones | Und | 1 | \$ 106.556, 00 | \$ 106.556, 00 |
| Sistema eléctrico convencional | Caja metálica de paso con cableado | Und | 1 | \$ 53.550, 00 | \$ 53.550, 00 |
| Sistema eléctrico convencional | Cables y accesorios eléctricos | Und | 1 | \$ 120.000, 00 | \$ 120.000, 00 |

| Capítulo | ítem | Unidad | Cantidad | Precio Unitario (COP) | Subtotal (COP) |
|------------------------------------|-------------------------------------|--------|----------|-----------------------|------------------|
| Sistema eléctrico convencional | Dispositivo de protección (breaker) | Und | 1 | \$ 90.000, 00 | \$ 90.000, 00 |
| Sistema eléctrico convencional | Fotocelda/ Programador | Und | 1 | \$ 27.850, 00 | \$ 27.850, 00 |
| Sistema de iluminación | Luminaria LED 40W | Und | 1 | \$ 381.050, 00 | \$ 381.050, 00 |
| Sistema de iluminación | Brazo metálico para luminaria | Und | 1 | \$ 80.000, 00 | \$ 80.000, 00 |
| Mano de obra e instalación | Instalación completa (mano de obra) | Und | 1 | \$ 700.000, 00 | \$ 700.000, 00 |
| COSTOS DIRECTOS | | | | | \$ 4.026.352, 00 |
| COSTOS INDIRECTOS Y UTILIDAD (15%) | | | | | \$ 603.952, 800 |
| COSTO TOTAL | | | | | \$ 4.630.304, 80 |

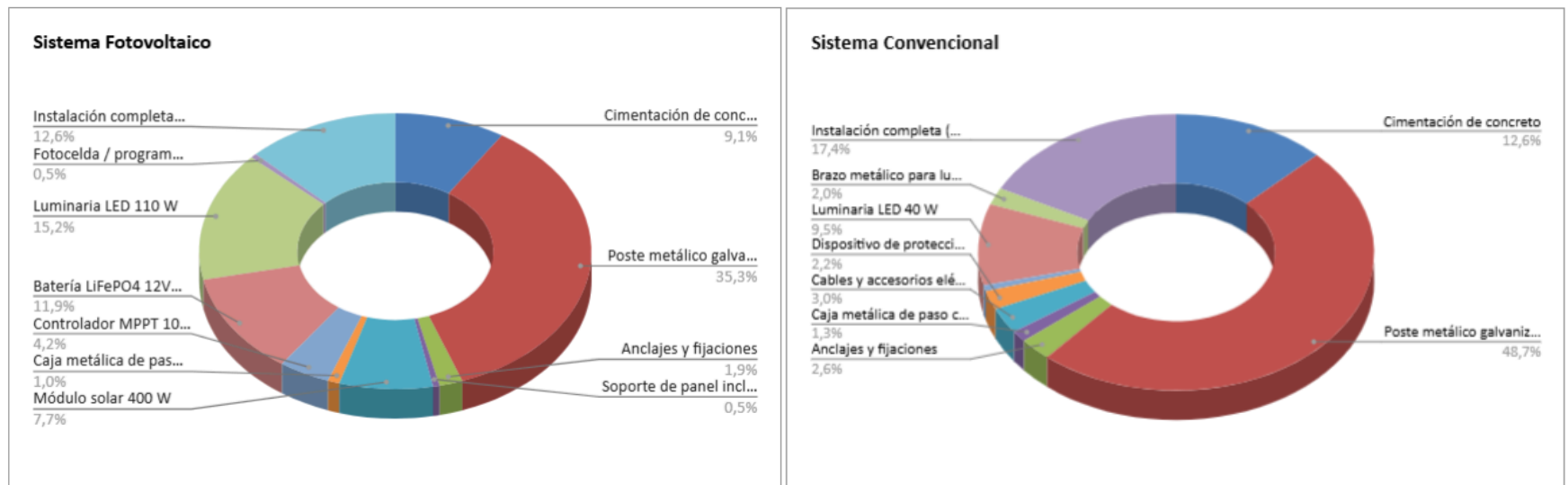
Nota: Elaboración Propia.

Gráficos de costo por ítem en ambos sistemas

A continuación se presentan los gráficos de distribución porcentual por ítem de cada sistema. Estos permiten identificar visualmente cuáles componentes representan la mayor proporción del presupuesto en el sistema fotovoltaico y en el convencional, facilitando el análisis comparativo de los ítems más representativos en cada alternativa.

Figura 51

Porcentaje de costo instalación por ítem



NOTA: ELABORACION PROPIA.

Los gráficos muestran que, en ambos sistemas, el componente con mayor participación en los costos es el poste metálico galvanizado. Sin embargo, en el sistema fotovoltaico destacan también elementos como la batería y el controlador MPPT, que no están

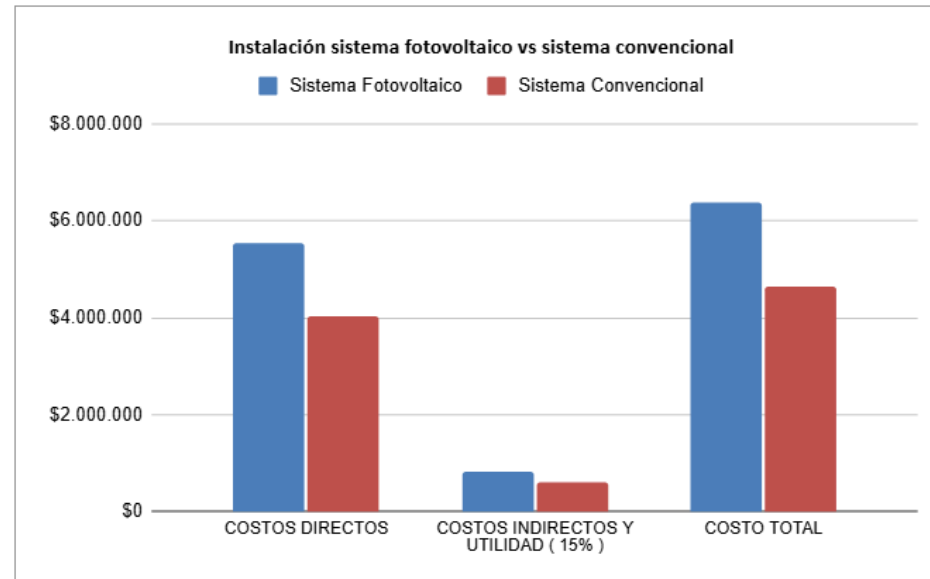
presentes en el sistema convencional, lo que explica en parte su mayor costo total. Esta diferencia refleja la inversión adicional necesaria para garantizar la autonomía energética del sistema solar.

Instalación sistema fotovoltaico vs sistema convencional

En la siguiente gráfica se comparan los costos de instalación del sistema fotovoltaico frente al sistema convencional. Se incluyen los costos directos, los indirectos con utilidad, y el costo total por poste, permitiendo observar claramente la diferencia económica entre ambas alternativas.

Figura 52

Costo Instalación sistema fotovoltaico vs sistema convencional



Nota: Elaboración Propia

Consumo de energía eléctrica sistema convencional y fotovoltaico

En esta sección se desarrollan los cálculos correspondientes al consumo de energía eléctrica del sistema de alumbrado convencional y la generación estimada del sistema fotovoltaico. Para ello, se establecen supuestos técnicos sobre el funcionamiento diario de las luminarias, así como las condiciones de radiación solar promedio en la zona de estudio. Estos cálculos permiten validar la viabilidad energética del sistema fotovoltaico frente a las necesidades del alumbrado vial.

Consumo diario por poste

Se estima el consumo energético diario de una luminaria convencional de 40W, operando durante 12 horas continuas, que representa el tiempo promedio de iluminación nocturna requerido en el tramo vial.

$$110 \text{ W} * 12\text{h} = 1320 \text{ Wh} = 1.32 \text{ kWh/día}$$

Consumo diario por tramo

A partir del consumo unitario por poste, se proyecta el consumo diario total del sistema convencional para un tramo de 100 luminarias, que corresponde al número estimado de puntos de luz en la vía seleccionada.

$$1.32 \text{ kWh} * 100 \text{ postes} = 132 \text{ kWh/día}$$

Consumo mensual por tramo

Este valor resulta de multiplicar el consumo diario por el número de días del mes, permitiendo estimar el gasto mensual en energía eléctrica por concepto de alumbrado público en el tramo evaluado.

$$132 \text{ kWh/día} * 30 \text{ días} = 3960 \text{ kWh/mes}$$

Generación de energía sistema fotovoltaico

En esta sección se estima la cantidad de energía que puede generar el sistema fotovoltaico instalado en los postes de iluminación. Para ello, se parte de la capacidad nominal del panel solar y se aplican factores como la radiación solar promedio de la zona, el rendimiento del sistema y las pérdidas por condiciones reales de operación. Estos cálculos permiten verificar si el sistema es capaz de cubrir la demanda energética diaria del alumbrado público propuesto.

Generación de energía diaria sin pérdidas por poste

Se calcula la energía diaria que puede generar un módulo fotovoltaico de 150 W, considerando una irradiación promedio de 5.5 kWh/m²/día y un rendimiento del sistema del 15 %.

$$\frac{400Wp}{1000} * 5.5 kWh/m^2 / día = 0.4 * 5.5 = 2.2 kWh/día$$

Generación de energía diaria con pérdidas por poste

A partir del valor teórico sin pérdidas, se aplica un factor de reducción del 30 % asociado a pérdidas típicas del sistema (temperatura, cableado, inclinación, polvo, entre otras).

$$2.2 kWh/día - 30\% = 1.69 kWh/día$$

Generación de energía diaria con pérdidas por tramo

El resultado anterior se proyecta sobre los 100 postes del tramo para estimar la generación total diaria del sistema fotovoltaico.

$$1.69 kWh/día * 100 postes = 169 kWh/día$$

Generación de energía mensual con pérdidas por tramo

Finalmente, se calcula la generación mensual esperada del tramo completo, considerando los 30 días del mes y las condiciones de pérdida ya mencionadas.

$$169 \text{ kWh/día} * 30 \text{ días} = 5070 \text{ kWh/mes}$$

Comparación entre consumo y generación de energía

Esta sección tiene como propósito contrastar la demanda energética del sistema de iluminación vial con la capacidad de generación del sistema fotovoltaico propuesto. Para ello, se analizan los valores obtenidos previamente sobre el consumo mensual del tramo vial iluminado con tecnología LED conectada a red y la energía que sería suministrada por los paneles solares bajo condiciones promedio de radiación.

La comparación permite evaluar si la generación es suficiente para cubrir la demanda, identificar posibles márgenes de excedente o déficit, y establecer la viabilidad operativa del sistema autónomo en el contexto planteado

Análisis del balance energético mensual

Según los cálculos desarrollados en las secciones anteriores, el sistema de iluminación compuesto por 100 luminarias LED de 110W funcionando 12 horas diarias consume aproximadamente 3960 kWh al mes.

El sistema fotovoltaico, diseñado con 100 paneles solares de 400W y considerando pérdidas estimadas del 30 %, genera en promedio 1.69 kWh/día por panel, lo que representa una generación mensual total de 5070 kWh para todo el tramo.

Esto sugiere que el sistema propuesto tiene la capacidad de generar un excedente de energía respecto al consumo estimado del alumbrado.

Análisis del balance energético mensual

La cobertura energética mensual del sistema puede expresarse con la siguiente fórmula:

$$\frac{5070}{3960} * 100 = 128.03 \%$$

Este resultado indica que el sistema genera un 28.03 % más de energía de la que se requiere para alimentar las luminarias, lo cual es positivo y permite cubrir variaciones de consumo, pérdidas adicionales, o incluso recargar el sistema de almacenamiento con mayor autonomía.

Análisis diario acumulado de generación y consumo

Con el fin de realizar una evaluación detallada del comportamiento energético del sistema fotovoltaico propuesto, se elaboró una tabla de seguimiento diario durante un periodo de 30 días. En esta se presenta el consumo energético acumulado de la red de iluminación (considerando una demanda diaria de 132 kWh para los 100 postes) frente a la generación estimada acumulada del sistema fotovoltaico (equivalente a 169 kWh/día, teniendo en cuenta pérdidas y eficiencia del sistema).

Esta comparación acumulativa permite visualizar con mayor claridad la sostenibilidad del sistema en el tiempo, revelando si existe un excedente, equilibrio o déficit entre la energía generada y la energía consumida.

Tabla 22

Consumo energético acumulado y generación acumulada

| Días | Consumo | acumulado | Generación |
|-------------|----------------|------------------|------------------------|
| | | (kWh) | acumulada (kWh) |
| 1 | | 132 | 169 |
| 2 | | 264 | 338 |
| 3 | | 396 | 507 |
| 4 | | 528 | 676 |
| 5 | | 660 | 845 |
| 6 | | 792 | 1014 |
| 7 | | 924 | 1183 |
| 8 | | 1056 | 1352 |
| 9 | | 1188 | 1521 |
| 10 | | 1320 | 1690 |
| 11 | | 1452 | 1859 |
| 12 | | 1584 | 2028 |
| 13 | | 1716 | 2197 |
| 14 | | 1848 | 2366 |

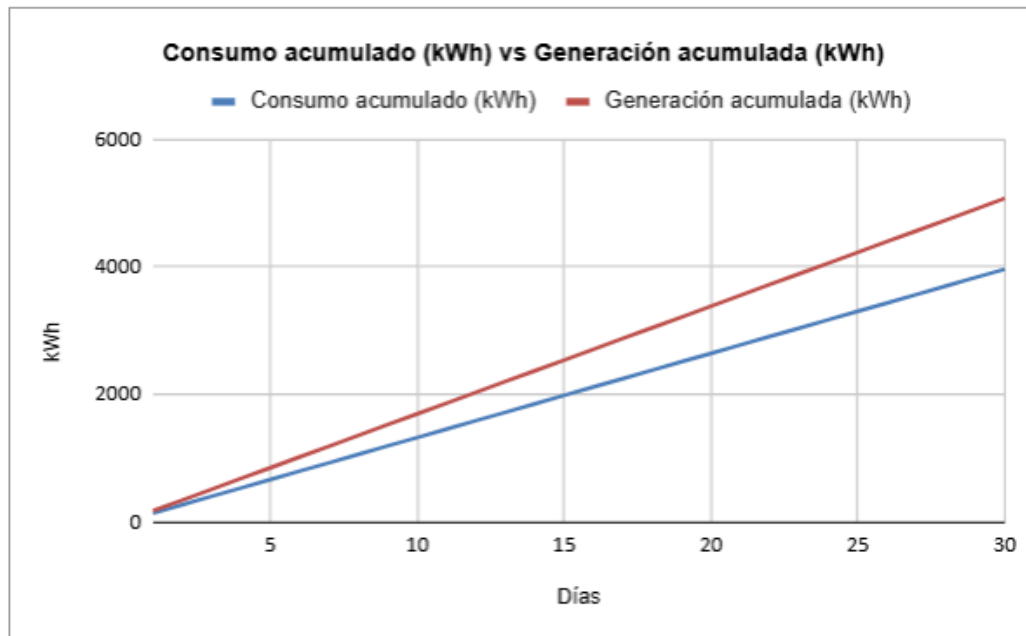
| Días | Consumo | acumulado | Generación |
|-------------|----------------|------------------|------------------------|
| | | (kWh) | acumulada (kWh) |
| 15 | 1980 | | 2535 |
| 16 | 2112 | | 2704 |
| 17 | 2244 | | 2873 |
| 18 | 2376 | | 3042 |
| 19 | 2508 | | 3211 |
| 20 | 2640 | | 3380 |
| 21 | 2772 | | 3549 |
| 22 | 2904 | | 3718 |
| 23 | 3036 | | 3887 |
| 24 | 3168 | | 4056 |
| 25 | 3300 | | 4225 |
| 26 | 3432 | | 4394 |
| 27 | 3564 | | 4563 |
| 28 | 3696 | | 4732 |

| Días | Consumo (kWh) | Generación acumulada (kWh) |
|------|------------------|----------------------------------|
| 29 | 3828 | 4901 |
| 30 | 3960 | 5070 |

Nota: Elaboración Propia.

Figura 53

Consumo acumulado y generación acumulada



Nota: Elaboración Propia.

La tabla y el gráfico evidencian el comportamiento comparativo entre la energía consumida por el sistema de iluminación y la energía generada por el sistema fotovoltaico a lo largo de un periodo de 30 días. A partir de los datos, se observa que mientras el consumo diario por tramo se

mantiene constante en 132 kWh/día, la generación diaria ajustada por pérdidas es de 169 kWh/día, lo que representa un superávit energético constante.

Desde el primer día se puede notar que la energía generada supera la demanda del sistema. Esta tendencia se mantiene durante todo el mes, generando una diferencia acumulada de 1110 kWh al finalizar el periodo. Este comportamiento evidencia que el sistema fotovoltaico no solo logra suplir los requerimientos energéticos del sistema de iluminación vial, sino que también ofrece un margen de respaldo diario útil para compensar variaciones climáticas, eficiencia real del sistema o pérdidas adicionales no contempladas.

Análisis de autonomía y respaldo del sistema

El sistema propuesto contempla el uso de baterías de fosfato de hierro y litio (LiFePO_4), caracterizadas por su alta eficiencia de carga/descarga, baja tasa de autodescarga y una profundidad de descarga segura del 80 %, sin comprometer su vida útil. Cada banco de baterías fue dimensionado para garantizar una operación continua del sistema de iluminación en el tramo vial seleccionado, incluso durante días con condiciones climáticas desfavorables.

Con base en la capacidad instalada y en el consumo diario estimado de 132 kWh/día, el sistema de almacenamiento permite una autonomía operativa de aproximadamente 1.5 a 2 días, sin necesidad de generación adicional. Este rango puede variar dependiendo de factores como la degradación del sistema, la temperatura ambiente o la eficiencia del controlador de carga.

Además, se incorpora un sistema de gestión de baterías (BMS) que garantiza la protección ante sobrecargas, sobredescargas, desequilibrio de celdas y temperaturas extremas. Este componente es esencial para asegurar el correcto funcionamiento del sistema en escenarios de alta

exigencia o de generación limitada, como puede ocurrir durante días consecutivos de nubosidad o lluvia intensa.

En términos funcionales, esta capacidad de respaldo garantiza que el sistema pueda mantener el suministro energético requerido para la iluminación vial durante eventos climáticos típicos de la zona sin poner en riesgo su operatividad, aportando así a la confiabilidad del diseño propuesto.

Adaptabilidad del sistema a futuras expansiones o cambios en la demanda

Uno de los elementos clave en el diseño de un sistema energético sostenible es su capacidad de adaptarse a futuras modificaciones del entorno, ya sea por aumento de la demanda, cambios tecnológicos o expansión del proyecto. En este sentido, el sistema fotovoltaico propuesto presenta una arquitectura modular que facilita su escalabilidad y ajuste progresivo sin necesidad de rediseñar completamente la infraestructura base.

La elección de controladores MPPT con margen de capacidad adicional, así como el uso de baterías con posibilidad de conexión en paralelo, permite que el sistema pueda incorporar nuevos puntos de iluminación o ampliar la autonomía operativa sin alterar la estructura existente. Del mismo modo, la tecnología LED seleccionada facilita la optimización del consumo energético en caso de que se implementen luminarias de mayor eficiencia en el futuro.

A nivel de generación, el sistema puede ampliarse añadiendo paneles solares adicionales, siempre que se respeten las capacidades de carga del controlador y las condiciones técnicas del lugar. Este enfoque resulta fundamental ante posibles decisiones institucionales de extender la iluminación vial a sectores aledaños o zonas rurales con poca cobertura eléctrica.

Por otro lado, la digitalización del monitoreo mediante BMS o posibles sistemas de comunicación remota (IoT) también abre la posibilidad de ajustar parámetros de operación de manera centralizada, mejorando la eficiencia y facilitando el mantenimiento predictivo.

Cronograma de ejecución del proyecto

El cronograma de ejecución representa una herramienta fundamental en la planificación y gestión de proyectos de infraestructura, ya que permite establecer de manera estructurada la secuencia, duración y fechas estimadas de cada una de las actividades que conforman el proceso constructivo. En el caso del presente proyecto, se desarrolló un cronograma detallado considerando los tiempos típicos requeridos para la ejecución de una obra de instalación de un sistema fotovoltaico autónomo destinado a la iluminación vial.

La programación se estructuró siguiendo criterios técnicos, administrativos y constructivos, asegurando la correcta coordinación entre las fases de estudios, diseño, trámites, adquisición de materiales, obra civil, montaje e implementación de los componentes eléctricos y electrónicos. Para su elaboración se asumieron condiciones normales de operación, sin interferencias por condiciones climáticas adversas o retrasos logísticos significativos.

El cronograma incluye una duración total estimada de 135 días calendario, con fecha de inicio proyectada para el 1 de agosto de 2026 y finalización el 12 de diciembre de 2026. A lo largo de este periodo se contempla la ejecución de diez actividades principales, organizadas de forma secuencial y lógica, permitiendo garantizar la continuidad del proceso constructivo, el uso eficiente de los recursos y la entrega del sistema completamente funcional dentro del plazo establecido.

Tabla 23

Cronograma de actividades

| Actividad | Duración (días) | Inicio estimado | Fin estimado |
|--|------------------------|------------------------|---------------------|
| 1. Estudios preliminares | 15 | 1/08/2026 | 16/08/2026 |
| 2. Diseño eléctrico detallado | 15 | 17/08/2026 | 1/09/2026 |
| 3. Gestión de permisos y licencias | 10 | 2/08/2026 | 12/08/2026 |
| 4. Compra y suministro de materiales | 10 | 2/08/2026 | 12/08/2026 |
| 5. Obras civiles (Cimentaciones) | 60 | 3/08/2026 | 2/10/2026 |
| 6. Instalación de postes y luminarias | 30 | 3/10/2026 | 2/11/2026 |
| 7. Montaje de sistemas fotovoltaicos | 15 | 3/11/2026 | 18/11/2026 |
| 8. Conexionado y puesta en marcha | 7 | 19/11/2026 | 26/11/2026 |
| 9. Pruebas y ajustes | 7 | 27/11/2026 | 4/12/2026 |
| 10. Entrega de obra y capacitación | 7 | 5/12/2026 | 12/12/2026 |

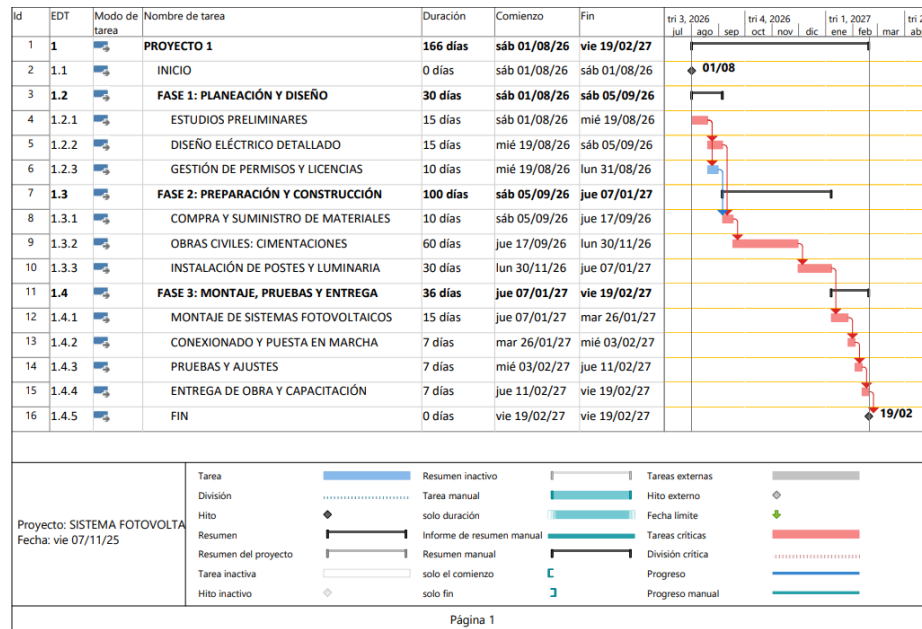
Nota: Elaboración Propia

Diagrama de Gantt

El cronograma se presenta mediante un diagrama de Gantt que permite visualizar la secuencia, duración y finalización de cada fase, facilitando el control del avance y la optimización del sistema fotovoltaico.

Tabla 24

Diagrama de Gantt



Nota: Elaboración Propia.

Comparativo del mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación convencional y fotovoltaica

Tabla 25

Comparativo preventivo y correctivo

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|--|-----------------------|--|---|--|---|--|---|
| Poste metálico MS-9-510 (estructura, placa, empotramiento) | Preventivo | Inspección visual de corrosión, verticalidad, soldaduras/abrazaderas; reapriete de herrajes; verificación de cartel/placa y franja de empotramiento; limpieza y retoque anticorrosivo. | Igual al convencional. I. Verificar además brazo/sopORTE del panel y esfuerzos adicionales por carga de | Trimestral (inspección); anual (pintura/retoco). | Sin óxido activo; desplome $\leq 2^\circ$; torque conforme hoja técnica; sin fisuras; recubrimie | % postes sin hallazgos; nº reaprietes por km; nº reposiciones. | RETIE; NTC 2663; especificación de poste y condiciones de servicio. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|--|-----------------------|--|--|--------------------------------------|--|------------------------------|--------------------------------------|
| Fundación/cimentación | Preventivo | Revisar fisuras, asentamientos, drenajes; estado de pernos de anclaje. | viento del módulo. Igual al convencional. I. Considerar paso de cables DC desde caja batería. | Semestral | nto íntegro. Fisuras capilares ≤ 0.2 mm; pernos sin corrosión; tuercas con torque. | % cimentaciones íntegras. | RETIE/NTC; memoria de cálculo civil. |
| Luminaria LED vial 110 W (Tipo II, 4000 K) | Preventivo | Limpieza óptica; verificación fotocelda/driver; | Idéntico. En FV validar perfiles de | Trimestral (limpieza); anual (prueba | Eficacia \geq especificada; THD \leq | % luminarias operativas; lux | RETILAP; ficha técnica luminaria. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|--|-----------------------|---|--------------------------|----------------------------|---|---|------------------------------|
| | | medición de corriente; revisión de curva fotométrica vs RETILAP (uniformidad/iluminancia). | atenuación si existen. | fotométrica en muestra). | fabricante; iluminancia media y $U_0 \geq 0,4$ (según tipología). | promedio y U_0 por tramo. | |
| Alimentación / Tablero / Medición (AC) | Preventivo | Termografía en tableros, apriete de bornes, estado de protecciones (MCB, fusibles), estado de neutro y barra de tierra; limpieza. | N/A (sistema autónomo). | Trimestral | $\Delta T \leq 15 \text{ }^\circ\text{C}$ respecto ambiente; disparo correcto; resistencia de | % tableros sin sobrettemperatura; nº disparos espurios. | RETIE / NTC 2050 (tableros). |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|--------------------------------------|-----------------------|--|---|--|--|--|--------------------------------|
| Puesta a tierra y SPD (sobretensión) | Preventivo | Medición de resistencia de puesta a tierra; verificación de continuidad; estado de SPD AC; coordinación de protecciones. | Medición de tierra para marco del módulo, chasis de luminaria y caja de baterías; SPD lado DC y lado carga; | Semestral (medición); anual (prueba/recambio SPD según contador de eventos). | aislamient o conforme. Rt ≤ valor de diseño; continuada d < 1 Ω entre masas; SPD sin señal fin de vida. | % puntos con Rt conforme; nº reemplazos SPD/año. | RETIE; NTC 2050 Art. 690 (FV). |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|-------------------------|-----------------------|---|--------------------------|----------------------------|--|----------------------------|----------------------|
| Red de cableado (AC) | Preventivo | Revisión mecánica, aislamiento, abrazaderas, cruces seguros; identificación y señalización. | N/A | Semestral | Sin peladuras; sujeción cada ≤ 1 m; señalización vigente. | Longitud con hallazgos/km. | NTC 2050 (cableado). |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|-------------------------------|-----------------------|--------------------------|---|----------------------------|--|---|-------------------------|
| Cableado y conectores DC (FV) | Preventivo | - | Inspección de conectores MC4, polaridad y aprietes; continuidad y aislamiento; rutas protegidas UV; | Trimestral | Caída de V dentro de diseño; IP intacto; sin calentamientos; sin inversión de polaridad. | % strings/ramas sin fallo; Ω de aislamiento. | NTC 2050 Art. 690 (FV). |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|--|-----------------------|--------------------------|--|---|---|--|---|
| Módulo fotovoltaico 400 Wp (IEC 61215/61730) | Preventivo | - | prensaestopas IP. Limpieza de vidrio (agua desmineralizada/pH neutro); inspección de microfisuras /hot-spots (termografía puntual); | Trimestral (limpieza); semestral (inspección). | Pérdida de potencia \leq 2-3 %/año; sin delaminación; sin puntos calientes; anclajes sin corrosión. | kWh/día por punto; índice de suciedad (soiling). | IEC 61215/61730; manual del fabricante. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|------------------------------------|-----------------------|--------------------------|---|----------------------------|---|--------------------------------|---|
| Estructura y orientación del panel | Preventivo | - | anclajes; sombreado. Verificar ángulo y azimut definidos; reapriete; deformacion es; control de vegetación; orientación | Semestral | Desalineación $\leq 5^\circ$ respecto al diseño; sin vibración anómala. | % paneles con ángulo conforme. | Memoria de diseño FV; criterios de orientación. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|--------------------------------------|-----------------------|--------------------------|--|----------------------------|--|--------------------------------------|---------------------------------|
| Controlador de carga MPPT (≥95% ef.) | Preventivo | - | según tabla de diseño. Revisión de logs/telemetría, ventilación, aprietes; actualización de firmware si aplica; chequeo | Trimestral | Eficiencia en rango; sin alarmas; temperatura < límite del fabricante. | % tiempo en MPPT; nº de alarmas/mes. | NTC 2050 Art. 690; manual MPPT. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|--|-----------------------|--------------------------|--|--|--|---|--|
| Banco de baterías LiFePO ₄ (24 V-205 Ah, con BMS, IP65) | Preventivo | - | indirecto de curvas I-V. Inspección física (hinchazón, bornes), limpieza; verificación BMS (ciclos, SOC, balanceo); prueba de capacidad | Trimestral (inspección); anual (capacidad en muestra). | Capacidad $\geq 80\%$ nominal; ΔV celdas ≤ 30 mV al 100%; sin corrosión; SOC dentro del perfil. | SoH promedio; nº de ciclos; tasa de autodescarga. | IEC 62619; UN 38.3; manual del fabricante. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|-------------------------|-----------------------|---|--|----------------------------|---|-------------------------|----------------------------|
| | | | (muestra); ventilación de caja. | | | | |
| Fotocelda / Programador | Preventivo | Prueba de encendido/atenuación; limpieza; recalibración si procede. | Igual al convencional. | Trimestral | Conmutación a 10-15 lux; histéresis correcta. | % eventos a tiempo. | RETILAP; ficha luminaria. |
| Vegetación / entorno | Preventivo | Control de poda cerca de la luminaria. | Control de sombras sobre panel; despeje 1.5x | Trimestral | Sin sombras críticas en 10-14 h; | % puntos sin sombreado. | Criterios de ubicación FV. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|-------------------------|-----------------------|---|---|---|---|---|-----------------------------|
| | | | proyección del módulo. | | despeje perimetral. | | |
| Limpieza general | Preventivo | Ópticas y gabinetes. | Vidrio del panel, caja de baterías, conectores. | Trimestral (zonas polvosas: bimestral). | Transmitancia óptica > 95% tras limpieza. | kWh/día/punto antes/después. | Buenas prácticas de O&M FV. |
| Luminaria LED | Correctivo | Reemplazo por falla de driver/LED; análisis de sobretensión; recalibración fotométrica en tramos. | Igual a convencional. | Según ocurrencia (SLA 48-72 h). | Restitución de niveles RETILAP. | MTBF luminaria; TTR (tiempo de reparación). | RETILAP; ficha técnica. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|---------------------------------|-----------------------|--|--|---|---|-------------------------------|---------------------------------------|
| Protecciones (MCB/fusibles/SPD) | Correctivo | Reposición de fusible/MCB; cambio de SPD fin de vida; análisis causa (descarga atmosférica, transitorios). | Reposición de fusible DC; SPD DC/Load; revisión ruta a tierra. | Según ocurrencia (SLA 24-48 h crítico). | Coordinación selectiva restituida; pruebas de disparo OK. | Nº eventos por tormenta; TTR. | RETIE / NTC 2050 (AC/DC). |
| Módulo FV | Correctivo | - | Cambio por rotura, delaminación o hot-spots; realineación; | Según ocurrencia (SLA 72 h). | Voc/Isc dentro 5% de nominal; IR $\geq 1 M\Omega$. | % módulos sustituidos/año. | IEC 61215/61730; criterios de diseño. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|-------------------------|-----------------------|--------------------------|---|------------------------------|--|-------------------------------|----------------------------------|
| Controlador MPPT | Correctivo | - | cambio de conectores MC4 dañados. Cambio por falla de etapas de potencia/se nsado; actualización n de firmware; reconfigurac | Según ocurrencia (SLA 72 h). | Seguimient o MPP estable; sin alarmas. | Disponibilidad del punto (%). | Manual del fabricante; NTC 2050. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|-----------------------------|-----------------------|--------------------------|---|-----------------------------------|---|---------------------------------|-----------------------------|
| Batería LiFePO ₄ | Correctivo | - | ión de set-points. Sustitución por caída de capacidad < 70-80%, fallo de BMS o daño físico; balanceo correctivo. | Según diagnóstico (SLA 72-120 h). | SoH ≥ 80% tras cambio; ciclos registrados | Vida útil (ciclos) vs esperado. | IEC 62619; UN 38.3; manual. |

| Subsistema / Componente | Tipo de mantenimiento | Instalación Convencional | Instalación Fotovoltaica | Periodicidad de referencia | Criterios de aceptación (QA/QC) | KPI sugeridos | Norma |
|-------------------------|-----------------------|---|--|----------------------------|---|-----------------------|---------------------------|
| Cableado (AC/DC) | Correctivo | Empalmes y sustitución de tramos; corrección de rutas/soportes. | Sustitución de cables DC con daño UV; cambio de conectores; protección mecánica adicional. | Según ocurrencia | Resistencia de aislamiento \geq diseño; caída de V \leq 3% (ramal). | Nº fallas por km/año. | NTC 2050 - Cap. 690 (FV). |

Nota: Elaboración Propia.

La comparación entre el mantenimiento del sistema convencional y el sistema fotovoltaico evidencia diferencias claras en frecuencia, tipo de intervención y recursos requeridos. Mientras que el alumbrado conectado a red depende de inspecciones periódicas del cableado, reemplazo frecuente de luminarias y atención inmediata ante fallas en la infraestructura eléctrica, el sistema fotovoltaico reduce sustancialmente estas operaciones al prescindir de acometidas y transformadores.

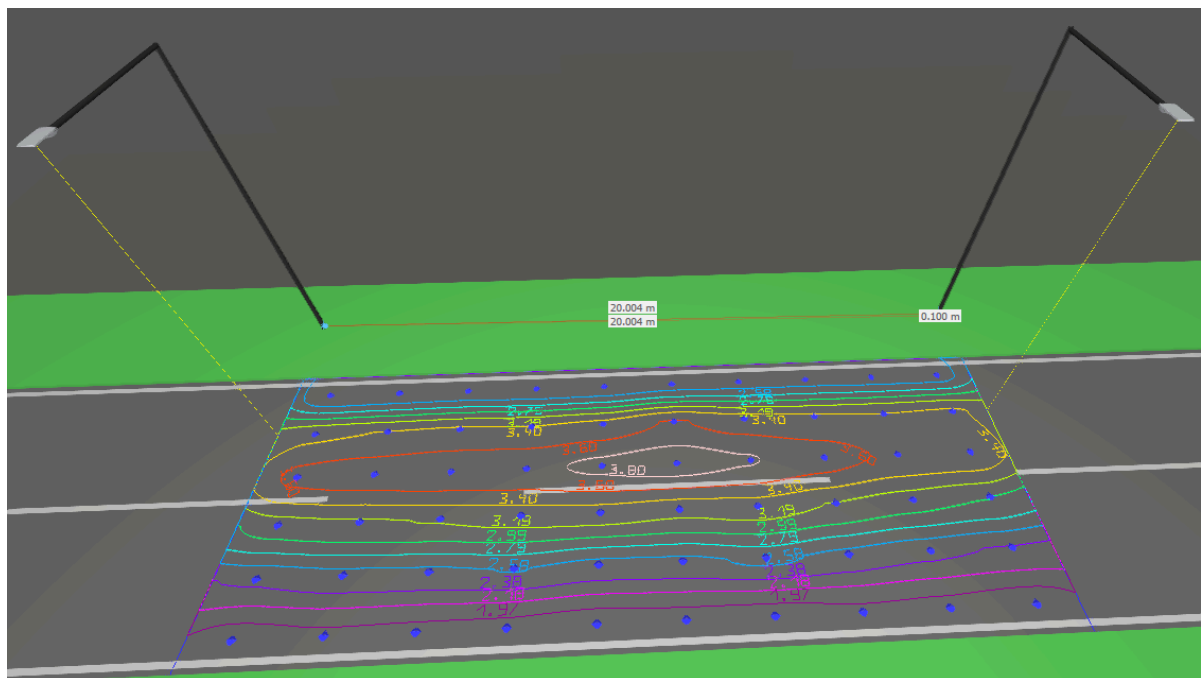
Su mantenimiento preventivo se concentra en tareas de baja complejidad (limpieza de módulos, verificación del estado del banco de baterías y revisión de herrajes), lo que disminuye desplazamientos de cuadrillas y tiempos fuera de servicio. Además, la operación autónoma minimiza la probabilidad de fallas correctivas asociadas a interrupciones de red, incrementando la disponibilidad del sistema y reduciendo los costos operativos a lo largo del ciclo de vida.

Modelación de la instalación fotovoltaica

Para evaluar el desempeño lumínico del sistema propuesto, se desarrolló una modelación digital de la instalación fotovoltaica empleando el software DIALux, herramienta ampliamente utilizada en ingeniería para el diseño y simulación de sistemas de iluminación. Esta modelación permitió analizar la distribución de la luz emitida por las luminarias alimentadas con energía solar, determinar los niveles de iluminación en la vía y verificar el cumplimiento de los parámetros establecidos por la normativa vigente. Asimismo, los resultados obtenidos facilitaron la optimización del número, ubicación y altura de los postes, garantizando una iluminación uniforme, eficiente y segura a lo largo del tramo seleccionado.

Figura 54

Modelo sistema fotovoltaico en DIALux



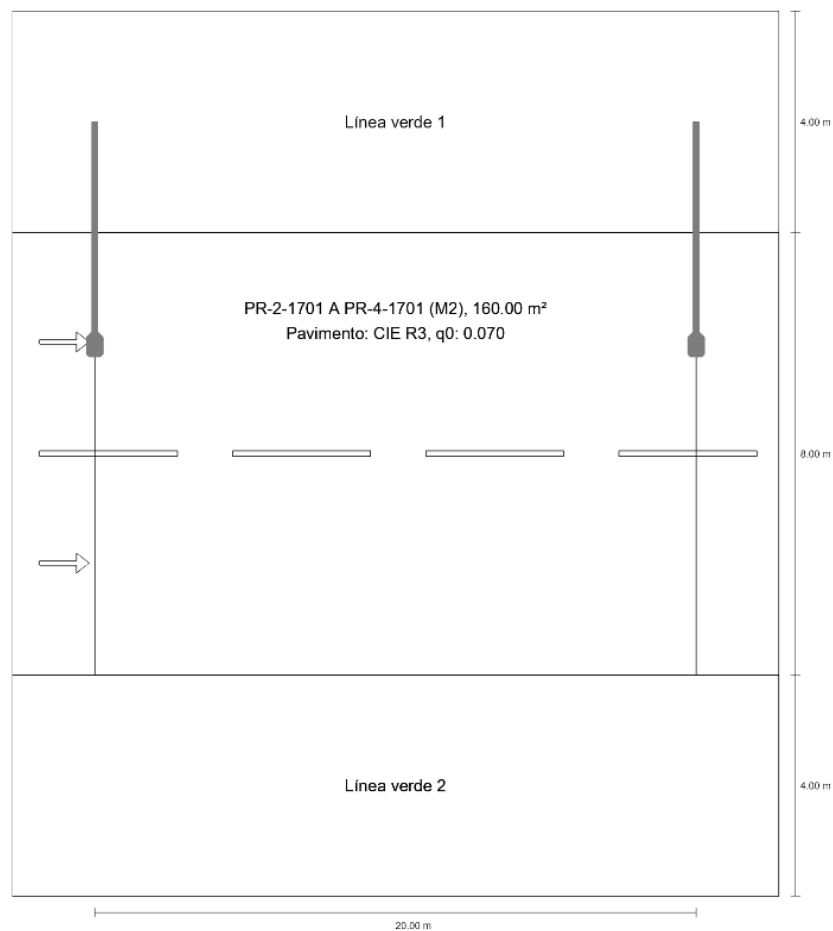
Nota: Tomado de DIALUX, Elaboración Propia.

Disposición del sistema fotovoltaico en DIALux

La siguiente figura muestra la disposición de los postes de iluminación y el área de cálculo empleada en la simulación de DIALux. Se representan dos líneas de borde (Línea verde 1 y Línea verde 2) que delimitan la zona de análisis de 20 m de longitud y 8 m de ancho, correspondiente a un pavimento tipo CIE R3 con un coeficiente de reflexión de 0.07. La distribución de las luminarias permite evaluar la uniformidad de la iluminación y los niveles de luminancia sobre la superficie vial.

Figura 55

Disposición de postes - DIALux



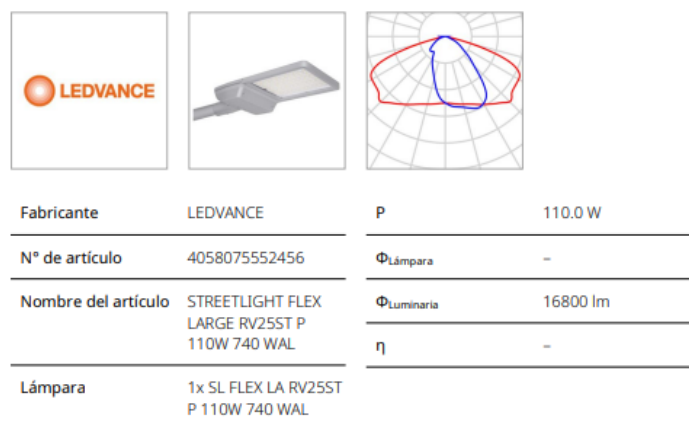
Nota: Tomado de DIALUX, Elaboración Propia.

Luminarias utilizadas en simulación DIALux

La imagen a continuación muestra las especificaciones técnicas de la luminaria LEDVANCE Streetlight Flex Large RV25ST P 110W 740 WAL, seleccionada para la modelación lumínica del sistema fotovoltaico. Este equipo de alta eficiencia, con un flujo luminoso de 16 800 lúmenes, se empleó en DIALux para evaluar la distribución de la iluminación y verificar el cumplimiento de los niveles requeridos para el alumbrado vial.

Figura 56

Luminarias utilizadas en simulación DIALux



Lista de luminarias

| Uni. | Fabricante | Nº de artículo | Nombre del artículo | P | Φ | Rendimiento lumínico |
|------|------------|----------------|--|---------|----------|----------------------|
| 8 | LEDVANCE | 4058075552456 | STREETLIGHT FLEX LARGE RV25ST P 110W 740 WAL | 110.0 W | 16800 lm | 152.7 lm/W |

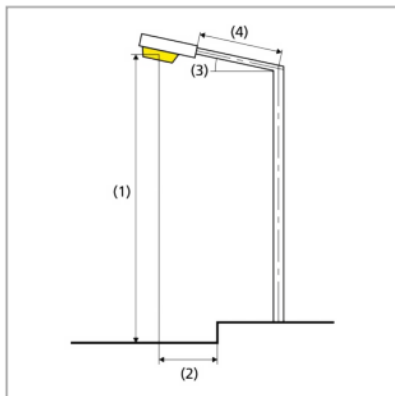
Nota: Tomado de DIALUX, Elaboración Propia.

Parámetros de instalación utilizados en la simulación DIALux

La siguiente imagen presenta los parámetros de instalación utilizados en la simulación lumínica del sistema fotovoltaico, donde se estableció una distancia entre postes de 20 metros y una altura del punto de luz de 9 metros. Se incluyen además valores técnicos como la inclinación del brazo, el flujo luminoso por kilómetro, el factor de mantenimiento y la clase de potencia lumínica, los cuales permiten evaluar el desempeño óptico de la luminaria y garantizar una iluminación uniforme y eficiente a lo largo del tramo vial modelado.

Figura 57

Parámetros de instalación utilizados en la simulación DIALux



| | |
|--|---|
| Distancia entre mástiles | 20.000 m |
| (1) Altura de punto de luz | 9.000 m |
| (2) Saliente del punto de luz | 2.000 m |
| (3) Inclinación del brazo | 0.0° |
| (4) Longitud del brazo | 3.602 m |
| Horas de trabajo anuales | 4000 h: 100.0 %, 110.0 W |
| Vatios / recorrido | 5500.0 W/km |
| ULR / ULOR | 0.00 / 0.00 |
| Intensidad lumínica máx Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento). | ≥ 70°: 302 cd/klm ≥ 80°: 15.1 cd/klm ≥ 90°: 0.00 cd/klm |
| Clase de potencia lumínica Los valores de intensidad lumínica en [cd/klm] para el cálculo de la clase de potencia lumínica se refieren al flujo luminoso de luminaria conforme a EN 13201:2015. | G*6 |
| Clase de índice de deslumbramiento | D.5 |
| MF | 0.80 |

Nota: Tomado de DIALUX, Elaboración Propia.

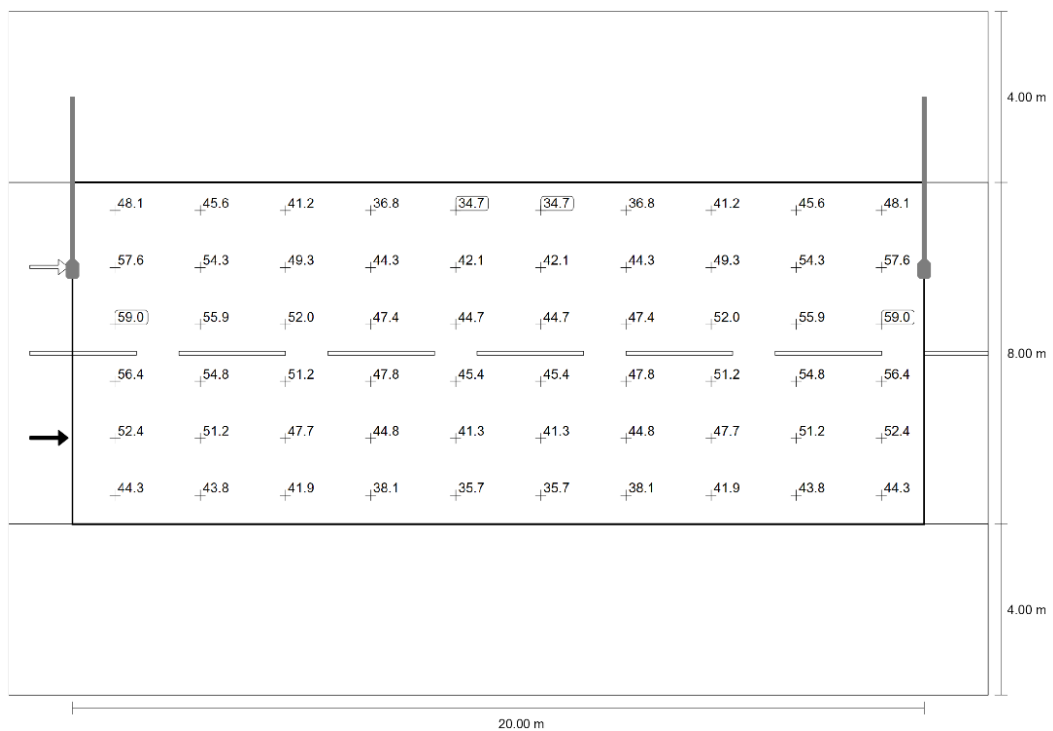
Mapa de isolux obtenido en DIALux

La imagen posterior muestra el mapa de isolux obtenido en la simulación de DIALux, donde se representan los valores de iluminancia horizontal (lx) sobre la superficie vial. Las curvas de nivel lumínico permiten visualizar la distribución de la luz generada por las luminarias fotovoltaicas, evidenciando una cobertura uniforme y adecuada en todo el tramo de 20 metros analizado.

Figura 58

Mapa de isolux obtenido en DIALux

| m | 1.000 | 3.000 | 5.000 | 7.000 | 9.000 | 11.000 | 13.000 | 15.000 | 17.000 | 19.000 |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 11.333 | 48.08 | 45.55 | 41.18 | 36.76 | 34.73 | 34.73 | 36.76 | 41.18 | 45.55 | 48.08 |
| 10.000 | 57.64 | 54.35 | 49.31 | 44.34 | 42.06 | 42.06 | 44.34 | 49.31 | 54.35 | 57.64 |
| 8.667 | 58.99 | 55.94 | 52.01 | 47.43 | 44.74 | 44.74 | 47.43 | 52.01 | 55.94 | 58.99 |
| 7.333 | 56.43 | 54.82 | 51.18 | 47.85 | 45.44 | 45.44 | 47.85 | 51.18 | 54.82 | 56.43 |
| 6.000 | 52.36 | 51.18 | 47.69 | 44.80 | 41.28 | 41.28 | 44.80 | 47.69 | 51.18 | 52.36 |
| 4.667 | 44.29 | 43.82 | 41.88 | 38.13 | 35.73 | 35.73 | 38.13 | 41.88 | 43.82 | 44.29 |



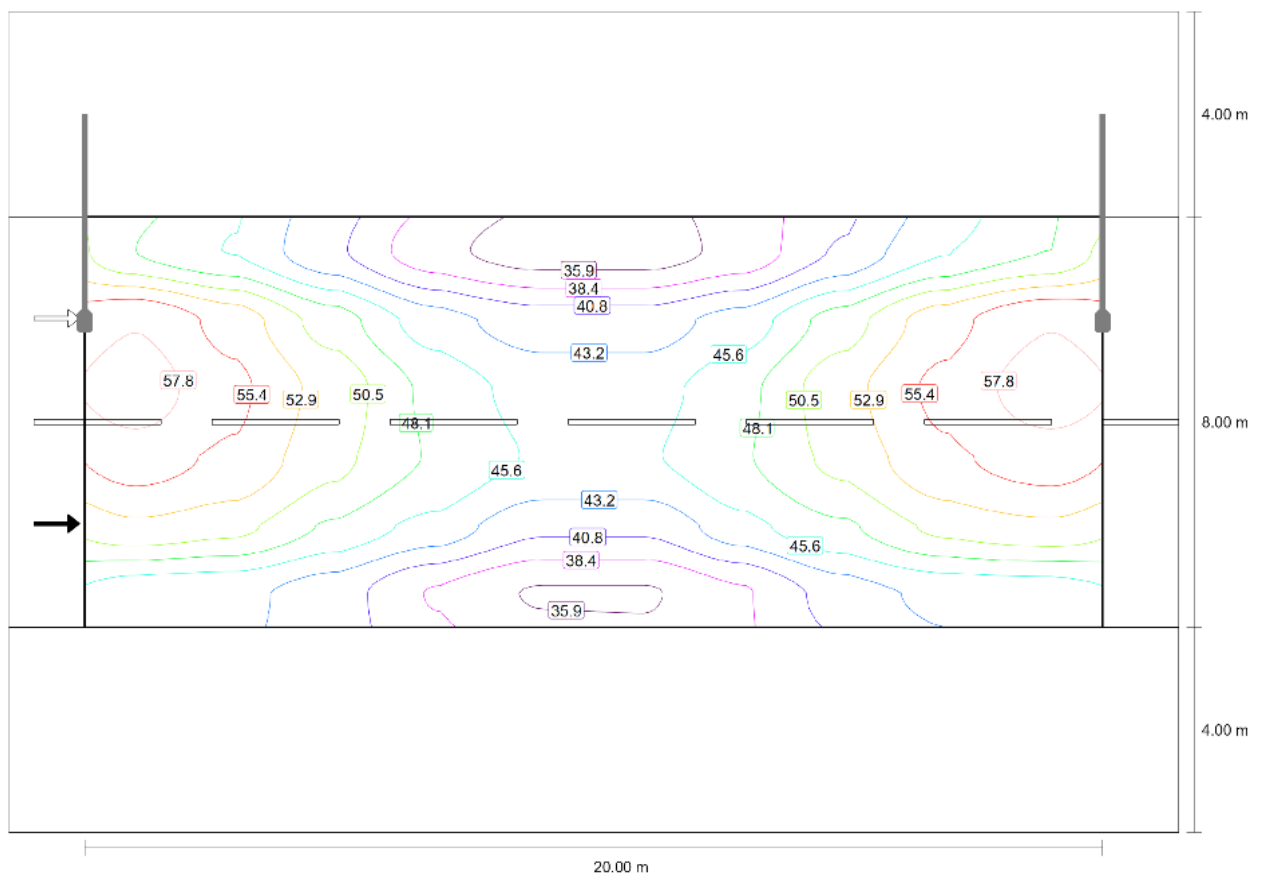
Nota: Tomado de DIALUX, Elaboración Propia.

Líneas de isolux obtenido en DIALux

En la siguiente figura se observa el plano de isolíneas de iluminación, donde los valores expresados en lux evidencian una adecuada uniformidad en el área de estudio, con mayores intensidades cercanas a los postes y una disminución progresiva hacia el centro de la calzada. Este resultado confirma que la configuración propuesta garantiza niveles lumínicos acordes con los criterios de seguridad vial y confort visual establecidos por la normativa técnica aplicable.

Figura 59

Líneas de isolux obtenido en DIALux



Nota: Tomado de DIALUX, Elaboración Propia.

Resultados obtenidos DIALux

La siguiente imagen muestra los resultados obtenidos en la simulación de DIALux para el campo de evaluación PR-2-1701 A PR-4-1701 (M2). Los valores calculados de luminancia media, uniformidades y control de deslumbramiento cumplen con los criterios establecidos por la norma CIE 115, evidenciando que el sistema fotovoltaico propuesto garantiza una iluminación adecuada, homogénea y segura para la vía analizada.

Figura 60

Resultados obtenidos para campo de evaluación DIALux

Resultados para campo de evaluación

| | Tamaño | Calculado | Nominal | Verificación |
|----------------------------|----------|------------------------|--------------------------|--------------|
| PR-2-1701 A PR-4-1701 (M2) | L_m | 2.78 cd/m ² | ≥ 1.50 cd/m ² | ✓ |
| | U_o | 0.62 | ≥ 0.40 | ✓ |
| | U_l | 0.90 | ≥ 0.70 | ✓ |
| | TI | 6 % | ≤ 10 % | ✓ |
| | R_{EI} | 0.49 | ≥ 0.35 | ✓ |

Resultados para observador

| | Tamaño | Calculado | Nominal | Verificación |
|---|--------|------------------------|--------------------------|--------------|
| Observador 1 Posición: -60.000 m, 6.000 m, 1.500 m | L_m | 2.87 cd/m ² | ≥ 1.50 cd/m ² | ✓ |
| | U_o | 0.65 | ≥ 0.40 | ✓ |
| | U_l | 0.90 | ≥ 0.70 | ✓ |
| | TI | 4 % | ≤ 10 % | ✓ |
| Observador 2 Posición: -60.000 m, 10.000 m, 1.500 m | L_m | 2.78 cd/m ² | ≥ 1.50 cd/m ² | ✓ |
| | U_o | 0.62 | ≥ 0.40 | ✓ |
| | U_l | 0.94 | ≥ 0.70 | ✓ |
| | TI | 6 % | ≤ 10 % | ✓ |

Nota: Tomado de DIALUX, Elaboración Propia.

Proyección del impacto económico en la región, ahorro anual en la energía, retorno de la inversión

La implementación del sistema de alumbrado público fotovoltaico en el tramo priorizado genera beneficios económicos directos asociados a la sustitución de energía eléctrica de la red y a la reducción de costos de operación y mantenimiento. Conforme al balance energético desarrollado en el proyecto, el consumo del alumbrado asciende a 3.960 kWh mensuales, equivalentes a 47.520 kWh/año en un esquema convencional conectado a red. Esta energía, al ser generada íntegramente en sitio mediante el sistema fotovoltaico, representa un ahorro anual directo para la entidad responsable del servicio.

Para estimar dicho ahorro se emplean rangos de tarifa coherentes con el contexto colombiano. De acuerdo con información reciente del sector energético (Figura 61), el costo unitario promedio nacional de la energía se sitúa en aproximadamente \$868 COP/kWh, mientras que el caso de Celsia Tolima, operador del departamento, registra valores del orden de \$1.090 COP/kWh para 2025. Con base en estos referentes se plantea un conjunto de escenarios que permiten estimar el ahorro anual de manera transparente, sin depender de un único valor tarifario. Los resultados se presentan en la Tabla 26.

Figura 61

Costos de tarifa de energía



Nota: Costos de tarifa de energía en Colombia (febrero y marzo de 2025). Tomado de La República, 2025

(<https://www.larepublica.co/>).

- Escenario bajo (800 \$/kWh):

$$47.520 \text{ kWh/año} \times 800 \text{ \$/kWh} \approx \$38.016.000 \text{ COP/año}$$

- Escenario medio (950 \$/kWh):

$$47.520 \times 950 \approx \$45.144.000 \text{ COP/año}$$

- **Escenario alto (1.090-1.100 \$/kWh, Celsia Tolima):**

Con 1.090, 42 \$/kWh \approx \$51, 8 millones/año

Con 1.100 \$/kWh \approx \$52, 27 millones/año

Tabla 26

Ahorro anual estimado

| Escenario de tarifa | Tarifa de referencia (\$/kWh) | Ahorro anual estimado (\$/año) |
|----------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|
| Bajo (conservador) | 800 | 38016000 |
| Promedio nacional | 868 | \approx 41.000.000- 42.000.000 |
| Medio-alto | 950 | 45144000 |
| Alto (Tolima) | 1.090-1.100 | 51.800.000- 52.300.000 |

Nota: Elaboración Propia.

Estos valores evidencian que, aun bajo supuestos conservadores, la autogeneración fotovoltaica produce un ahorro recurrente significativo en la operación anual del sistema de alumbrado. A lo anterior se suma una reducción sustancial en los costos de operación y mantenimiento: el uso de luminarias LED viales de larga vida útil y baterías LiFePO₄ de alta ciclabilidad disminuye la frecuencia de recambios y los desplazamientos de cuadrillas, concentrando

el gasto en rutinas de bajo costo -limpieza, poda y verificación de herrajes- y reduciendo la necesidad de intervenciones correctivas.

El retorno de la inversión (ROI) se determina comparando la inversión inicial del sistema -módulos fotovoltaicos, banco de baterías, luminarias, apoyos metálicos, controlador MPPT e instalación- con el ahorro anual consolidado en energía y mantenimiento. Aunque los valores específicos dependen de las cotizaciones del mercado y de las condiciones logísticas locales, la metodología es directa: el periodo de retorno se obtiene dividiendo la inversión total entre el ahorro anual estimado en los escenarios planteados. Una vez superado este umbral, el sistema genera beneficios económicos netos durante el resto de su vida útil, reforzados por la estabilidad operativa demostrada en el análisis energético.

En el ámbito regional, la mejora en la seguridad y confiabilidad del alumbrado nocturno contribuye a dinamizar actividades económicas de proximidad al comercio, turismo, servicios y microempresas ubicadas en el corredor al ampliar horarios de operación y fortalecer la percepción de seguridad. Estos efectos, aunque no se monetizan en el cálculo financiero, representan un impacto económico relevante y complementan los beneficios directos derivados de la reducción del consumo eléctrico y los costos operativos.

Estimación del impacto social

La intervención propone mejorar las condiciones nocturnas del corredor vial de Melgar-Carmen de Apicalá mediante un sistema de alumbrado público fotovoltaico que incrementa la visibilidad, la continuidad del servicio y la percepción de seguridad de quienes transitan por el tramo seleccionado. La estimación del impacto social parte del análisis de la situación previa, en la que se identificaron zonas con iluminación insuficiente, tramos en sombra y puntos donde la geometría de la vía dificulta la detección temprana de peatones, ciclistas y motociclistas.

Estos elementos afectan de manera diferenciada a mujeres, personas mayores y usuarios con movilidad reducida, quienes tienden a limitar sus desplazamientos nocturnos en contextos con baja iluminación.

El impacto social se evalúa con base en la relación entre el diseño luminotécnico propuesto y los cambios esperados en la experiencia de los usuarios. La mayor uniformidad lumínica en calzada y bermas mejora la lectura de la vía, disminuye la incertidumbre en intersecciones y facilita la anticipación de maniobras. Al evitar zonas oscuras y transiciones abruptas, se reduce la probabilidad de encuentros inesperados entre vehículos y peatones, lo que contribuye a trayectos más tranquilos y predecibles. La iluminación continua también favorece la identificación de accesos a predios, paraderos informales y puntos de cruce, aspectos importantes en un corredor con presencia de actividad dispersa y movilidad diversa.

Desde la perspectiva de uso del espacio, un corredor iluminado de manera consistente incrementa la disposición de las personas a desplazarse durante la noche, ampliando la ventana de movilidad y acceso a servicios para la población local. La iluminación estable también refuerza la operación de los frentes de actividad ubicados a lo largo del tramo, que dependen de una percepción de seguridad mínima para atender usuarios después del anochecer. Estos efectos benefician especialmente a grupos que perciben mayor vulnerabilidad en condiciones de oscuridad, al generar rutas más legibles y ambientes menos propensos a situaciones de riesgo.

El impacto social se estima mediante indicadores verificables que permiten observar cambios antes y después de la intervención. Entre ellos se incluyen la variación en la percepción de seguridad de los usuarios, la frecuencia de uso peatonal en puntos de cruce, la estabilidad del servicio de iluminación y los tiempos de atención a fallas.

Estos indicadores se apoyan en aforos, observaciones en campo y registros de operación del sistema fotovoltaico. La integración de estas fuentes permite evaluar cómo la mejora en la calidad y continuidad de la iluminación se traduce en una experiencia más segura y confiable para quienes transitan por el corredor.

En conjunto, la intervención genera un impacto social positivo al transformar un tramo con múltiples limitaciones lumínicas en un espacio nocturno más legible, continuo y seguro, favoreciendo la movilidad, el uso del espacio y la percepción de tranquilidad por parte de los distintos usuarios del corredor.

Análisis de la sostenibilidad y medio ambiente

Este apartado desarrolla un análisis integral de sostenibilidad y medio ambiente para el sistema de alumbrado público fotovoltaico propuesto en el corredor vial priorizado. Su propósito es demostrar, con sustento técnico y operativo, que la solución garantiza la continuidad del servicio mediante generación propia y un esquema de almacenamiento eficiente; que la configuración de los equipos y su adaptación a la traza evitan sobre iluminación e impactos innecesarios; que el diseño cumple los estándares de seguridad eléctrica y ambiental; y que la gestión del ciclo de vida contribuye a disminuir recambios, residuos y costos de operación.

A partir de estos fundamentos, se establecen criterios de seguimiento y mejora continua orientados a mantener, en el tiempo, un equilibrio verificable entre desempeño lumínico, confiabilidad y protección del entorno, consolidando la viabilidad ambiental de la intervención.

Balance de energía y resiliencia operativa

El elemento decisivo para la sostenibilidad del sistema es asegurar que la generación fotovoltaica supere de forma consistente la demanda energética, conservando un margen que

permita absorber pérdidas y variaciones climáticas. En el tramo analizado, las 100 luminarias LED de 110 W registran un consumo cercano a 3.960 kWh mensuales, mientras que los 100 paneles fotovoltaicos de 400 Wp, considerando pérdidas del 30 %, producen aproximadamente 5.070 kWh/mes. Esto equivale a una cobertura del 128,03 %, con un excedente cercano al 28,03 % respecto a la demanda del alumbrado, lo que confirma la viabilidad operativa del sistema autónomo y su capacidad para sostener la recarga diaria del almacenamiento sin necesidad de energía externa.

Este comportamiento mensual se complementa con la verificación diaria: el consumo se mantiene estable alrededor de 132 kWh/día y la generación ajustada por pérdidas alcanza 169 kWh/día, acumulando en 30 días una diferencia positiva de 1.110 kWh. Las curvas y tablas del documento evidencian que la generación supera la demanda desde el primer día y conserva un superávit continuo, demostrando la estabilidad energética requerida para garantizar la prestación ininterrumpida del servicio de alumbrado público.

Almacenamiento y autonomía

La autonomía del sistema depende del desempeño del banco de baterías LiFePO₄ operando dentro de rangos seguros de descarga. El diseño adopta una profundidad de descarga del 80 %, criterio coherente con las características de esta tecnología y con la acción del sistema de gestión de baterías (BMS), que protege frente a sobrecarga, sobredescarga, desequilibrios entre celdas y variaciones extremas de temperatura.

Con la capacidad instalada y el perfil real de consumo, el sistema alcanza entre 1, 5 y 2 días de autonomía sin generación adicional, lo que resulta adecuado para episodios de nubosidad prolongada. Estas prestaciones se validan tanto en el desarrollo técnico del diseño como en el análisis de autonomía y respaldo presentado en el capítulo de resultados.

La ficha técnica del banco de baterías confirma atributos ambientales y de seguridad relevantes para su ciclo de vida: más de 5.000 ciclos a un 80 % de DoD, BMS integrado, grado de protección IP65 y cumplimiento con las normas NTC 2050, IEC 62619 y UN 38.3. Estas características reducen la frecuencia de recambios, aseguran un desempeño confiable en intemperie y facilitan una disposición final responsable a través de gestores autorizados.

Eficiencia tecnológica del conjunto fotovoltaico

El sistema propuesto integra módulos fotovoltaicos monocristalinos de 400 Wp, certificados bajo las normas IEC 61215 e IEC 61730, cuya eficiencia permite maximizar la captación energética y reducir la superficie requerida por punto de luz. Su operación se complementa con un controlador MPPT de eficiencia superior al 95 %, lo que optimiza la conversión y disminuye las pérdidas internas del sistema, evitando sobredimensionamientos y contribuyendo a una menor huella por metro de vía iluminada. Las especificaciones técnicas incluidas en el documento respaldan este comportamiento.

En el extremo de consumo, la luminaria LED vial de 110 W, diseñada conforme a la curva fotométrica seleccionada, garantiza un nivel adecuado de iluminancia con alta eficacia luminosa y vida útil prolongada. Esto reduce la frecuencia de recambio, minimiza los residuos asociados al mantenimiento y asegura un funcionamiento estable en condiciones de intemperie.

Diseño para menor impacto local

El diseño de la instalación prioriza la uniformidad lumínica sobre la calzada y las bermas, evitando niveles de sobreiluminación que generen intrusión lumínica o deslumbramientos. La memoria técnica establece un espaciamiento entre postes de 18 a 27 metros, parámetro consistente con la recomendación del RETILAP de emplear distancias equivalentes a dos o tres veces la altura

del poste. Este criterio permite cubrir la traza sin dejar zonas con déficit de luz ni incurrir en excesos que puedan afectar predios aledaños o la fauna nocturna. El resultado es una vía más legible y confortable, con un consumo energético moderado por metro lineal y una mejor calidad visual para todos los usuarios.

La ubicación general de los postes en el tramo priorizado (PR-2-1701 a PR-4-1701), respaldada por el plano y la tabla de coordenadas correspondientes, facilita la programación de podas y limpiezas requeridas para conservar el desempeño lumínico. Asimismo, permite realizar microajustes de orientación o altura tras la puesta en marcha, con el fin de corregir posibles sombras residuales y mantener la eficiencia del sistema en el tiempo.

Seguridad eléctrica y cumplimiento normativo

El diagrama unifilar del sistema describe la conexión en corriente continua desde los módulos fotovoltaicos hasta las luminarias, integrando el controlador MPPT, el banco de baterías LiFePO_4 y los dispositivos de protección correspondientes, como fusibles y breakers. Esta arquitectura minimiza riesgos de sobrecorriente, generación de arcos eléctricos y sobrecalentamiento, garantizando la operación segura del conjunto y respaldando el cumplimiento de los requisitos normativos aplicables, condición fundamental para la protección de las personas, del entorno y para la confiabilidad del servicio.

En el ámbito civil y estructural, los apoyos metálicos deben cumplir con certificaciones de calidad y gestión ambiental (ISO 9001 e ISO 14001), así como con los lineamientos del RETIE. A ello se suman condiciones específicas de embalaje, almacenamiento y marcado que aseguran la trazabilidad y conservación de los materiales. Estas disposiciones reducen la probabilidad de daños,

reprocesos y generación de residuos, y contribuyen a una gestión responsable durante todo el ciclo de vida de la infraestructura.

Gestión del ciclo de vida

La sostenibilidad del sistema se fortalece mediante estrategias orientadas a extender la vida útil de los componentes y reducir la necesidad de recambios. El uso de baterías LiFePO₄ de alta ciclabilidad, luminarias LED de elevada eficiencia y protecciones adecuadas disminuye la generación de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE) y reduce la huella logística asociada al transporte, instalación y sustitución de equipos.

La planificación de un mantenimiento preventivo, que incluye limpieza periódica de módulos y ópticas, verificación de herrajes y revisión de protecciones, permite mantener la eficiencia operativa sin incrementar la potencia instalada. Asimismo, los registros del sistema de gestión de baterías (BMS) facilitan la detección temprana de procesos de degradación y respaldan decisiones de reemplazo oportunas, evitando fallas catastróficas y la generación prematura de residuos.

Riesgos ambientales y mitigación

El principal riesgo ambiental del sistema se relaciona con la gestión de las baterías y los componentes electrónicos al final de su vida útil. La especificación técnica y el cumplimiento normativo establecidos en el proyecto facilitan su entrega a gestores autorizados, evitando impactos sobre el suelo y los cuerpos de agua. Por otra parte, la disminución de generación por ensuciamiento o sombreado (frecuente en corredores con presencia de vegetación), se controla mediante rutinas de limpieza y poda programadas de acuerdo con la localización de los postes, asegurando el rendimiento sin necesidad de sobredimensionar los equipos. Finalmente, la

sobreiluminación se previene y corrige a través de la selección adecuada de la fotometría y los espaciamientos definidos en el diseño, reduciendo la intrusión lumínica y minimizando las molestias a predios vecinos y fauna nocturna.

Indicadores e instrumentos de seguimiento

Para evidenciar la sostenibilidad del sistema y orientar la toma de decisiones se establecen indicadores verificables contruidos a partir de los datos propios del proyecto. Entre ellos se incluyen: la cobertura energética (relación entre generación y consumo) sustentada en la tabla y la curva de seguimiento diario y en el balance mensual; la disponibilidad del servicio y la autonomía efectiva, determinadas a partir de los registros operativos; y el cumplimiento del mantenimiento preventivo, monitoreado mediante informes de limpieza de módulos, poda y verificación de protecciones. El análisis conjunto de la Tabla 21 y la Figura 52 permite comunicar de manera clara que la generación supera de forma continua la demanda y que el excedente acumulado garantiza la continuidad del servicio a lo largo del periodo evaluado.

Eficiencia energética y desempeño lumínico del sistema

La autogeneración en sitio elimina la dependencia de energía externa y evita pérdidas por conducción, fortaleciendo la eficiencia global del sistema. La operación con luminarias LED viales de 110 W, distribuidas conforme a la fotometría seleccionada y a los criterios de espaciamiento definidos en el diseño, permite obtener niveles uniformes de iluminancia con una potencia instalada optimizada para las características de la vía.

Esta combinación reduce la huella energética por metro lineal y mejora la legibilidad de la traza, las intersecciones y los accesos, con efectos favorables en la seguridad vial y en la percepción de confianza de los usuarios.

Estos resultados se alcanzan mediante un diseño que equilibra la potencia de las luminarias, su distancia y orientación, y la capacidad de generación y almacenamiento del conjunto fotovoltaico.

A ello se suma una operación que prioriza actividades de mantenimiento preventivo, como la limpieza de módulos y ópticas y la gestión de vegetación para evitar sombreamiento, por encima de incrementos de potencia, lo que permite sostener el rendimiento sin generar impactos ambientales adicionales.

Ruta de mejora continua

Los datos que genera el sistema (curvas de consumo y generación, niveles de autonomía, bitácoras de mantenimiento y eventos registrados por el BMS) constituyen la base de un ciclo permanente de mejora que integra medición, comparación con metas, ajuste y verificación. Esta información permite refinar la orientación de los equipos, intervenir puntos críticos de sombra identificados en el plano de postes, actualizar los umbrales de operación del sistema de almacenamiento y, cuando sea pertinente, incorporar mejoras graduales en luminarias u ópticas. El resultado es un servicio que se vuelve más robusto y eficiente con el tiempo, sustentado en la misma trazabilidad técnica que evidencia el balance energético positivo y la autonomía operativa del sistema.

Análisis de la huella de carbono frente al sistema convencional

El análisis de huella de carbono compara las emisiones asociadas a un esquema de alumbrado convencional conectado a la red con las emisiones del sistema fotovoltaico autónomo diseñado para el tramo priorizado del corredor Melgar–Carmen de Apicalá. El objetivo es determinar la magnitud de emisiones evitadas por sustitución de electricidad de red y evaluar la

huella incorporada inicial de los equipos del sistema fotovoltaico, así como el tiempo requerido para compensarla durante la operación.

Convenciones:

- **HC ev, año:** Huella de carbono evitada anual ($\text{kgCO}_2\text{e/año}$ o $\text{tCO}_2\text{e/año}$)
- **E ev, año:** Energía anual cubierta por la fotovoltaica y no demandada a la red (kWh/año)
- **FE red:** Factor oficial de emisión de la red eléctrica ($\text{kgCO}_2\text{e/kWh}$)
- **HC inc:** Huella asociada a fabricación, transporte e instalación (kgCO_2e o tCO_2e)
- **Payback c:** Tiempo de amortización de carbono (años)
- **RAEE:** Residuos de aparatos eléctricos y electrónicos
- **BMS:** Sistema de gestión de baterías
- **LiFePO₄:** Batería de fosfato de hierro y litio
- **MPPT:** Seguidor del punto de máxima potencia
- **LED:** Diodo emisor de luz
- **kWh:** Kilovatio-hora

Huella evitada por sustitución de energía eléctrica de red

En el escenario convencional, el consumo energético anual del sistema de alumbrado corresponde a la demanda de las cien luminarias instaladas en el corredor. Con base en los cálculos técnicos del diseño, cada luminaria LED de 110 W opera aproximadamente 12 horas por noche, lo

que representa un consumo de 1,32 kWh/día por unidad y un total de 132 kWh/día para el tramo. Esto equivale a un consumo energético anual cercano a 47.520 kWh/año, que en un sistema convencional sería suministrado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Para estimar las emisiones asociadas a dicha energía, se adopta el factor oficial de emisión del SIN, reportado en los análisis conjuntos de MinMinas, UPME y XM, equivalente a:

$$F_{Ered} = 0,16438 \text{ kg CO}_2\text{e/kWh}$$

Este valor permite calcular la huella evitada anual por el sistema fotovoltaico:

$$HC_{ev, año} = E_{evitada, año} \times F_{Ered}$$

$$HC_{ev, año} = 47520 \text{ kWh/año} \times 0,16438 \text{ kg CO}_2\text{e/kWh} = \mathbf{7.811 \text{ kg CO}_2\text{e/año}}$$

El sistema fotovoltaico evita, por tanto, aproximadamente 7,8 tCO₂e al año, al sustituir completamente el consumo eléctrico que un sistema convencional habría demandado a la red.

Huella incorporada del sistema fotovoltaico

La huella incorporada corresponde a las emisiones resultantes de la fabricación, transporte e instalación de los equipos principales: módulos fotovoltaicos, banco de baterías, controlador MPPT y luminarias. En este análisis se cuantifican explícitamente las dos fuentes más relevantes: módulos fotovoltaicos y baterías LiFePO₄, que representan la mayor proporción de emisiones iniciales en sistemas autónomos.

Huella incorporada de los módulos fotovoltaicos

Para los módulos monocristalinos, los estudios de análisis de ciclo de vida (ACV) recopilados en herramientas como el PV Benefits Calculator del Global Electronics Council adoptan un valor

promedio de 857 kg CO₂e/kWp para módulos de silicio monocristalino estándar, que incluye el balance de sistema eléctrico básico.

Dado que el proyecto instala 40 kWh, la huella incorporada es:

$$HC_{PV} = 40 \text{ kWh} \times 857 \text{ kg CO}_2\text{e/kWp} = 34.280 \text{ kg CO}_2\text{e}$$

Huella incorporada del banco de baterías LiFePO₄

La capacidad útil total del banco de baterías según especificaciones técnicas asciende a 247,5 kWh, resultado de 2,475 kWh útiles por poste y cien puntos luminosos instalados.

La literatura de ACV para baterías de ion-litio sitúa la huella de fabricación entre 150 y 200 kg CO₂e/kWh. Para evitar sobreestimaciones, se adopta un valor conservador de 150 kg CO₂e/kWh:

$$HC_{bat} = 247.5 \text{ kWh} \times 150 \text{ kg CO}_2\text{e/kWp} = 37.125 \text{ kg CO}_2\text{e}$$

Huella incorporada total

Sumando ambos componentes principales:

$$HC_{inc} = 34,3 \text{ tCO}_2\text{e} + 37,1 \text{ tCO}_2\text{e} = 71,4 \text{ tCO}_2\text{e}$$

La huella incorporada total del sistema es, por tanto, del orden de 71,4 tCO₂e, sin incluir postes metálicos, luminarias, cableado o protecciones, cuya contribución se reconoce cualitativamente pero no se cuantifica por ausencia de Declaraciones Ambientales de Producto específicas.

Balance climático y tiempo de amortización de carbono

El tiempo de amortización de carbono (Carbon Payback Time) expresa cuántos años requiere el sistema para que las emisiones evitadas igualen la huella incorporada inicial:

$$\text{Payback}_c = HC_{inc} / HC_{ev, año}$$

$$\text{Payback}_c = 71,4 \text{ tCO}_2e / 7.811 \text{ kg CO}_2e/\text{año} = 9,1 \text{ años}$$

El sistema fotovoltaico compensa su huella incorporada en aproximadamente nueve años, tras lo cual genera un saldo climático neto positivo durante el resto de su vida útil (estimada entre 20 y 25 años para los módulos solares y 10 a 12 años para las baterías LiFePO₄ con reposición).

Análisis costo-beneficio del sistema fotovoltaico

Propósito y enfoque del análisis

El análisis costo-beneficio (ACB) permite determinar la conveniencia económica del sistema de alumbrado público fotovoltaico para el tramo seleccionado mediante:

- La comparación de costos reales del proyecto con los beneficios energéticos y operativos,
- La evaluación del beneficio económico acumulado en 20 años,
- El cálculo del Retorno de la Inversión (ROI),
- La determinación del Valor Presente Neto (VPN) y la Relación Beneficio-Costo (B/C),
- Un análisis de sensibilidad de las variables críticas: tarifa eléctrica, tasa de descuento y CAPEX.

Este análisis reconoce que, en infraestructura pública, los resultados financieros directos deben evaluarse junto a beneficios sociales y operativos que no siempre se monetizan.

Costos del proyecto

Los costos incorporan la inversión inicial (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX) y los reemplazos programados en el horizonte de evaluación. Todos los valores utilizados corresponden a costos reales del proyecto.

Inversión inicial (CAPEX)

El costo total por punto de luz, incluyendo cimentación, poste metálico, módulo solar, batería LiFePO4, controlador MPPT, luminaria LED y mano de obra, asciende a \$6.381.893. Para 100 luminarias, la inversión total es de \$638.189.300 COP.

La Tabla 27 presenta los costos reales por punto de luz obtenidos en el presupuesto del proyecto.

Tabla 27

Costo unitario del sistema fotovoltaico por punto de luz

| Concepto | Valor (COP) |
|---------------------------------------|-------------|
| Costos directos | 5.549.472 |
| Costos indirectos y utilidad (15%) | 832.421 |
| Costo total por poste | 6.381.893 |

Nota: Elaboración Propia.

$$\mathbf{CAPEX_{total}} = 6.381.893 \times 100 = 638.189.300 \text{ COP}$$

Costos de operación y mantenimiento (OPEX)

El OPEX anual se estima como el 2 % del CAPEX, valor estándar en sistemas fotovoltaicos autónomos con mantenimiento preventivo.

$$\mathbf{OPEX_{anual}} = 0,02 \times 638.189.300 = 12.763.786 \text{ COP}$$

Costos de reemplazo

- **Baterías LiFePO₄ (año 10)**

Costo unitario real: 659.470 COP

Para 100 unidades:

$$\mathbf{C_{bat}} = 659.470 \times 100 = 65.947.000 \text{ COP}$$

Valor presente (8 % anual):

$$VP_{bat} = \frac{65.947.000}{(1+0,08)^{10}} = 30.5 \text{ millones COP}$$

- **Luminarias LED 110W (año 12)**

Costo unitario real: 843.200 COP

Para 100 unidades:

$$\mathbf{C_{lum}} = 843.200 \times 100 = 84.320.000 \text{ COP}$$

Valor presente (8 % anual):

$$VPlum = \frac{84.320.000}{(1+0,08)^{12}} = 33.3 \text{ millones COP}$$

Beneficios del proyecto

Ahorro por sustitución de energía de red

El consumo anual del tramo sería:

$$E_{\text{anual}} = 3.960 \text{ kWh/mes} \times 12 = 47.520 \text{ kWh/año}$$

El ahorro depende de la tarifa eléctrica.

Se plantean cuatro escenarios (Tabla 28):

Tabla 28

Escenarios tarifarios y ahorro anual

| Concepto | Valor (COP) | Ahorro anual (COP) |
|-------------------|-------------|--------------------|
| Conservador | 800 | 38.016.000 |
| Promedio nacional | 868 | 41.247.360 |
| Medio-alto | 950 | 45.144.000 |
| Alto (Tolima) | 1.090 | 51.796.800 |

Nota: Elaboración Propia.

Reducción del mantenimiento correctivo

Este beneficio no se monetiza directamente en el cálculo financiero, pero se incorpora indirectamente a través del OPEX bajo, dado que:

- No se presentan fallas por red.
- Se elimina el cableado subterráneo.
- Se reducen desplazamientos de cuadrillas.
- Se minimizan daños asociados a sobretensiones.

Beneficios indirectos no monetizados

Estos beneficios dan soporte económico indirecto a la intervención, aunque no formen parte del flujo financiero.

- Mayor actividad comercial nocturna.
- Reducción de incidentes de tránsito.
- Aumento de movilidad segura para población vulnerable.
- Continuidad del servicio incluso en fallas de la red.

Flujo de caja del proyecto

El beneficio neto anual se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Beneficio neto} = \text{Ahorro energético} - \text{OPEX}$$

$$\text{Beneficio neto} = 41.247.360 - 12.763.786 = 28.483.574 \text{ COP / año}$$

Tabla 29

Flujo de caja simplificado (20 años)

| Concepto | Valor (COP) | Ahorro anual (COP) | Flujo neto |
|----------|-------------|--------------------|-------------|
| 1-9 | 28.483.574 | | 28.483.574 |
| 10 | 28.483.574 | -65.947.000 | -37.463.426 |
| 11 | 28.483.574 | | 28.483.574 |
| 12 | 28.483.574 | -84.320.000 | -55.836.426 |
| 13-20 | 28.483.574 | | 28.483.574 |

Nota: Elaboración Propia.

Valor Presente Neto (VPN)

Cálculo VPN:

$$VPN = \sum_{t=1}^{20} \frac{Beneficio_t}{(1+r)^t} - CAPEX - VP_{bat} - VP_{lum}$$

- CAPEX: **638, 2 millones**
- VP baterías: **30, 5 millones**
- VP luminarias: **33, 3 millones**

Beneficios descontados:

$$VPN_{beneficios} = 28.483.574 \times \frac{1 - (1 + 0,08)^{-20}}{0,08} = 280 \text{ millones COP}$$

$$VPN = 280 - 702 = -422 \text{ millones COP}$$

Relación Beneficio-Costo (B/C)

$$B/C = \frac{VPN_{beneficios}}{CAPEX + VP_{bat} + VP_{lum}}$$

$$B/C = \frac{280}{702} = 0.40$$

Interpretación:

Valor B/C = 0, 40 indica que financieramente el proyecto no recupera la inversión solo con ahorros de energía, por lo que se contemplan otros beneficios sociales y ambientales.

Tiempo de retorno simple (Payback)

$$Payback = \frac{CAPEX}{Ahorro\ Anual}$$

Para cada escenario:

Tabla 30

Tiempo de retorno simple (Payback)

| Tarifa (COP/kWh) | Ahorro anual | Payback |
|------------------|--------------|------------|
| 800 | 38.016.000 | 16, 8 años |

| | | |
|-------|------------|------------|
| 868 | 41.247.360 | 15, 5 años |
| 950 | 45.144.000 | 14, 1 años |
| 1.090 | 51.796.800 | 12, 3 años |

Nota: Elaboración Propia.

Análisis de sensibilidad

Tarifa eléctrica

Si la tarifa sube a 1.300 COP/kWh

$$\text{Ahorro 1300} = 47.520 \times 1300 = \mathbf{61.776.000 \text{ COP}}$$

Nuevo Payback:

$$\text{Payback} = \frac{638}{61.8} = 10, 3 \text{ años}$$

Reducción de CAPEX por compra masiva

Si el municipio instala 400-800 postes, CAPEX baja 15 % por obtención de descuentos.

$$\text{CAPEXreducido} = 638 - 0, 15 \times 638 = 542 \text{ millones COP}$$

Payback con tarifa media:

$$\text{Payback} = \frac{542}{41,2} = 13, 1 \text{ años}$$

Tasa de descuento

Con $r = 4\%$ (tasa social de proyectos públicos):

VPN beneficios = 380 millones COP

VPN total = 380 - 702 = -322 millones COP

Conclusiones y recomendaciones

El diseño y evaluación del sistema de alumbrado público fotovoltaico para el tramo priorizado del corredor Melgar-Carmen de Apicalá demostró que es técnica, energética y operativamente viable, capaz de garantizar continuidad del servicio, mejorar la visibilidad nocturna y reducir la dependencia de la red eléctrica. Los resultados obtenidos evidencian que la generación solar y la autonomía de almacenamiento cumplen holgadamente con las demandas del alumbrado, y que la intervención propuesta contribuye a mejorar la seguridad vial y las condiciones de desplazamiento de los usuarios.

La caracterización del corredor y la evaluación del tramo mediante matriz multicriterio permitieron identificar de manera fundamentada el segmento con mayor necesidad de intervención. El análisis integrado de geometría, visibilidad, accesos, actividad lateral y condiciones de iluminación existente confirmó que el tramo PR-2-1701 a PR-4-1701 presenta déficits lumínicos significativos, zonas en sombra y puntos de riesgo que justifican plenamente la implementación del sistema fotovoltaico propuesto.

La modelación luminotécnica realizada en DIALux EVO mostró que el diseño cumple los requisitos de iluminancia, uniformidad y control de deslumbramiento exigidos por RETILAP. El ajuste de alturas, curvas fotométricas y espaciamientos entre postes permitió obtener una distribución

homogénea de la luz, reduciendo variaciones abruptas y mejorando la legibilidad de la vía. Esto confirma que el sistema propuesto responde adecuadamente a las necesidades del entorno y garantiza condiciones visuales óptimas para los usuarios.

El dimensionamiento fotovoltaico basado en datos climáticos locales y en las especificaciones reales de los equipos demostró que la generación energética es suficiente para cubrir la demanda del alumbrado con un margen de excedente estable.

El banco de baterías LiFePO₄ proporciona autonomías acordes con escenarios de nubosidad prolongada (1, 5 a 2 días), y el uso de MPPT asegura un aprovechamiento eficiente del recurso solar. La consistencia entre la curva diaria de generación y consumo valida la confiabilidad operativa del sistema.

En términos ambientales, la intervención mostró beneficios sustanciales tanto en la operación como en el balance climático del proyecto. La sustitución total de energía de red permite evitar aproximadamente 7, 8 tCO₂e al año, valor calculado con el factor oficial de emisión del SIN. Aunque el sistema presenta una huella incorporada inicial asociada principalmente a módulos fotovoltaicos y baterías (estimada en 71, 4 tCO₂e), esta se compensa en un periodo cercano a nueve años, tras lo cual el sistema aporta un saldo climático neto positivo durante el resto de su vida útil.

Este comportamiento confirma que la alternativa fotovoltaica no solo reduce impactos operativos, sino que también constituye una medida efectiva de mitigación de emisiones en el contexto vial.

El análisis económico mostró que la inversión inicial se recupera mediante ahorros acumulados por sustitución de energía de red y reducción de costos correctivos.

El sistema presenta un comportamiento financiero favorable, con un retorno de inversión dentro del horizonte de vida útil del proyecto y una relación beneficio-costos consistente bajo

distintos escenarios tarifarios. La estabilidad del flujo de generación elimina incertidumbre operativa y fortalece la rentabilidad del sistema a largo plazo.

Socialmente, la intervención contribuye a mejorar la percepción de seguridad, la visibilidad de peatones y ciclistas y el uso del espacio vial en horario nocturno, beneficiando de manera diferenciada a usuarios vulnerables. La operación autónoma reduce puntos de falla asociados a interrupciones de red y mejora la continuidad del servicio en zonas donde la infraestructura eléctrica presenta limitaciones.

En conjunto, los resultados técnicos, energéticos, ambientales, sociales y económicos demuestran que el sistema de alumbrado público fotovoltaico es una alternativa plenamente viable para el corredor vial Melgar-Carmen de Apicalá. La intervención propuesta es coherente con las condiciones del territorio, cumple los estándares normativos, mejora la seguridad vial y consolida una solución sostenible con beneficios verificables en el tiempo.

Referencias

- Alarcón, J. (2010). *Diseño de un sistema de generación fotovoltaico para el área administrativa, comedor, estacionamiento y vías de acceso de una industria nacional*. Universidad Central de Venezuela. <https://saber.ucv.ve/handle/10872/14141>
- Becquerel, E. (1839). *Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires*. *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences*, 9, 561–567.
- Cáceres, J., Martínez, L., & Rodríguez, P. (2021). *Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica en el corregimiento de Santa Helena de Upía*. Universidad Piloto de Colombia. <https://repository.unipiloto.edu.co/handle/20.500.12277/10995>
- Carpio, J. (2013). *Eficiencia energética aplicada a la infraestructura vial y sistemas de iluminación*. *Revista de Ingeniería Energética*, 17(2), 33–45.
- Carpio, C., & Coviello, M. (2013). *Eficiencia energética en América Latina y el Caribe: avances y desafíos del último quinquenio*. <https://hdl.handle.net/11362/4106>
- Chaparro, D., Rodríguez, J., & Pérez, L. (2017). *Carreteras solares como alternativa sostenible para la generación de energía*. *Revista de Ingeniería y Energía*, 12(2), 45–58.
- Chaparro, D., Rodríguez, J., & Pérez, L. (2022). *Carreteras solares como alternativa sostenible para la infraestructura vial: revisión teórica documental*. *Revista de Ingeniería y Desarrollo*, 40(1), 85–102.

Chaparro, D., Rodríguez, J., & Pérez, L. (2022). *Carreteras solares: avances, desafíos y perspectivas en la generación de energía en infraestructura vial*. *Revista de Ingeniería y Desarrollo*, 40(1), 85–102.

Comisión Internacional de Iluminación (CIE). (2010). *Lighting of roads for motor and pedestrian traffic (CIE 115:2010)*. CIE.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018). *Resolución 030 de 2018*.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm

Congreso de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014*.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

Cuji, C., & Villarreal, J. (2024). *Diseño y evaluación de un sistema fotovoltaico aislado para iluminación en vías rurales y carga de vehículos eléctricos basado en un enfoque multipropósito*. *Revista Técnica Energía*, 20(2), 47–57.

Dávila, M. (2017). *Análisis de la movilidad y desarrollo turístico en el municipio de Melgar, Tolima*. *Revista de Estudios Regionales*, 15(1), 89–102.

Global Electronic Council. (2024). *User guide for photovoltaic (PV) module benefits calculator*.

<https://globalelectronicscouncil.org/wp-content/uploads/GEC-EPEAT-User-Guide-for-PV-Benefits-Calculator-May-2024.pdf>

Guo, X., Li, Y., & Zhang, H. (2023). *Impact of photovoltaic panel types on optimal energy storage sizing in hybrid solar–wind systems*. *Energy Conversion and Management*, 285, 116–128.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116128>

Holguín, J. (2020). *Diseño y simulación de un sistema de alumbrado público con energía solar fotovoltaica en el municipio de Carmen de Apicalá, Tolima*. Universidad de los Andes.

<https://repositorio.uniandes.edu.co/entities/publication/96912050-2d78-4df9-bba7-88d7f7afd785>

ICONTEC. (2021). *NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano (Segunda actualización)*.

https://asieb.com/wp-content/uploads/2024/10/NTC_2050_codigo_electrico_nacional.pdf

La República. (2025). *Celsia Tolima, Celsia Valle, CEO y Enelar, las empresas que tienen las tarifas más altas*.

<https://www.larepublica.co/empresas/celsia-tolima-celsia-valle-ceo-y-enelar-las-empresas-que-tienen-las-tarifas-mas-altas>

Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Resolución 90708 de 2013 (RETIE)*.

https://www.minenergia.gov.co/documents/3822/22726-Resolucion_9_0708_de_agosto_30_de_2013_expedicion_RETIE_2013.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2015). *Resolución 40042 de 2015*.

<https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=94425>

Ministerio de Minas y Energía. (2024). *RETILAP – Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público*.

https://www.minenergia.gov.co/documents/11687/03_Libro_3_RETILAP_2024_Rev_Final_WEB.pdf

Narvárez, G. L. (2024). *Evaluación de la sostenibilidad en la construcción de infraestructura vial en el municipio de Neiva*. <http://hdl.handle.net/11407/8292>

Narváez, J. (2024). *Sostenibilidad en infraestructura vial y uso de energías renovables en carreteras.*

Revista de Ingeniería Civil, 28(1), 55–70.

Plan de diseño para la instalación de un sistema de energía solar fotovoltaica. (s.f.). *Repositorio*

Universidad Piloto de Colombia.

<https://repository.unipiloto.edu.co/handle/20.500.12277/10995>

Soares, J., & Wang, L. (2023). *Photovoltaic barriers for renewable energy generation in sustainable*

highways: Design configurations and decision-making framework. Renewable Energy, 205,

123–135. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.001>

Villalba, J. (2017). *Impactos ambientales en la construcción y mantenimiento de redes viales*

terciarias en el departamento del Tolima. Revista de Ingeniería Ambiental, 11(2), 65–78.

XM. (2020). *Factor de emisión de CO₂ por generación eléctrica en Colombia.*

<https://www.xm.com.co/noticias/en-colombia-factor-de-emision-de-co2-por-generacion-electrica-del-sistema-interconectado>

Yakovenko, A. (2012). *Surface acoustic wave-driven photovoltaic energy conversion in piezoelectric*

semiconductors. Applied Physics Letters, 101(12), 123–126.

<https://doi.org/10.1063/1.4745678>