



Escuela de Ciencias e
Ingeniería

ESTUDIO TÉCNICO, EVALUACIÓN FINANCIERA Y DE GESTIÓN DE RIESGOS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN EL COLEGIO INSTITUTO MURGAS VALLEDUPAR, CESAR.

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Andres Alfonso Peñaranda Lara

Dirección:

Jesús Antonio Vega Uribe

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

DEDICATORIA

Doy gracias a Dios, por ser la luz que me ha guiado en cada paso del camino, gracias por darme la fuerza y fortaleza necesaria para afrontar cada momento, la sabiduría para tomar cada decisión, y la fe para no rendirme. A mi madre (Francia Lara Díaz), por su amor incondicional, su ejemplo de lucha diaria. Tu apoyo ha sido el pilar fundamental para poder lograr este proceso. A mi abuela (Modestina Díaz de Lara), quien está en el cielo, gracias por tu amor eterno, tus enseñanzas y por seguir iluminando mi camino desde lo alto. Siempre vivirás en mi corazón y en cada uno de mis logros. A mi hermana (Lilia Peñaranda), quien ha estado siempre a mi lado, su ejemplo de vida demuestra que con trabajo y esfuerzo se pueden lograr muchas cosas.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a la Universidad del Rosario, por abrirme las puertas de una institución que resalta los valores, la excelencia académica, la formación ética como profesional y el compromiso con la sociedad. Esta universidad me brindó un amplio conocimiento, pero también, una visión integral, me siento profundamente honrado por formar parte de esta comunidad académica. Gracias al profesor (Jesús Vega), por su dedicación, paciencia y compromiso, orientando como Director de tesis, el cual fue fundamental para el desarrollo de este proyecto y para el crecimiento durante toda la maestría. Gracias a la profesora (María Fernanda Gómez), por haberme orientado en la formación académica y animarme a trabajar. También a cada uno de los profesores y compañeros de la maestría, quienes aportaron un granito de conocimiento desde su experiencia haciendo este camino enriquecedor y llevadero.

RESUMEN

Este trabajo presenta el estudio técnico, evaluación financiera y de gestión de riesgos asociados al diseño de un sistema fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar, con el propósito de garantizar la sostenibilidad energética del Colegio, esto ayudará a reducir su dependencia del sistema eléctrico.

La metodología utilizada se estructuró en tres fases: (1) la primera fase consistió en la elaboración técnica del sistema fotovoltaico, donde se analizó el perfil de consumo energético, la disponibilidad del recurso solar y la selección de los componentes óptimos para su funcionamiento, además, se validó utilizando el software PVsyst, (2) la segunda fase incluyó la evaluación financiera, orientada a determinar mediante la identificación de costos, beneficios y proyecciones de ahorro, (3) en la tercera fase se desarrolló un modelo integrado de gestión de riesgos basado en las normas ISO 31000 y en la metodología del Project Management Institute (PMI), que permitió identificar, clasificar y priorizar los riesgos técnicos, financieros, operativos, ambientales y regulatorios.

Este estudio demuestra que implementar un sistema fotovoltaico en la institución educativa es una alternativa viable que ayuda a lograr la eficiencia energética, se reducen los costos de operación y es una pieza clave para fomentar la cultura de sostenibilidad ambiental. Este estudio puede ser replicable en entornos similares contribuyendo al progreso y fortalecimiento del uso de energías renovables en Colombia.

ABSTRACT

This paper presents the technical study, financial evaluation, and risk management analysis associated with the design of a photovoltaic system at the Instituto Murgas School in Valledupar, Cesar, with the aim of ensuring the school's energy sustainability and reducing its dependence on the electrical grid.

The methodology used was structured in three phases: (1) the first phase consisted of the technical development of the photovoltaic system, where the energy consumption profile, the availability of solar resources, and the selection of optimal components for its operation were analyzed. This was also validated using PVsyst software; (2) the second phase included the financial evaluation, focused on determining costs, benefits, and savings projections through the identification of costs; (3) in the third phase, an integrated risk management model was developed based on ISO 31000 standards and the Project Management Institute (PMI) methodology, which allowed for the identification, classification, and prioritization of technical, financial, operational, environmental, and regulatory risks.

This study demonstrates that implementing a photovoltaic system in educational institutions is a viable alternative that helps achieve energy efficiency, reduces operating costs, and is a key element in fostering a culture of environmental sustainability. This study can be replicated in similar settings, contributing to the progress and strengthening of renewable energy use in Colombia.

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo 1 Introducción	11
Capítulo 2 Objetivos.....	13
Objetivo General	13
Objetivos Específicos	13
Capítulo 3 Problema y Justificación	14
Capítulo 4 Marco Teórico y Estado del Arte	18
4.1 Marco Teórico.....	18
4.1.1 Cambio climático y Sostenibilidad ambiental.....	18
4.1.2 Energías Renovables	18
4.1.3 Energía Solar Fotovoltaica	18
4.1.4 Instalaciones Fotovoltaicas	19
4.1.5 Seguridad Energética.....	20
4.1.6 Riesgos	21
4.1.7 Evaluación Financiera	21
4.1.7.1 Inversión.....	22
4.1.7.2 Activos Fijos.....	22
4.1.7.3 Estados Financieros.....	22
4.1.7.4 Flujo de Caja (FC).....	22
4.1.7.5 Tasa de Descuento (d).....	22
4.1.7.6 Valor Actual (VA).....	22
4.1.7.7 Tasa Interna de Oportunidad (TIO).....	22
4.1.7.8 Valor Actual Neto (VAN).....	23
4.1.7.9 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	23
4.1.7.10 Relación Beneficio Costo (B/C).....	23
4.1.7.11 Retorno de la Inversión (ROI).....	23
4.1.7.12 Plazo de Recuperación (Payback).....	23
4.1.7.13 Índice de Rentabilidad (IR).....	23
4.1.7.14 Índice de Precios del Productor (IPP).....	24
4.1.8 Normativa.....	24

4.1.8.1 Normativa Colombiana	24
4.1.8.2 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).....	24
4.1.8.3 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).....	25
4.1.8.4 Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)	25
4.1.9 Importancia de los Conceptos para los Objetivos de la Tesis	26
4.2 Estado del Arte	26
Capítulo 5. Metodología.....	28
Capítulo 6. Resultados y Discusión.....	36
6.1 Elaboración Técnica del Sistema Fotovoltaico	36
6.1.1 Caracterización de la Carga Utilizada	36
6.1.2 Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico	38
6.1.2.1 Ubicación y Caracterización del Área de Estudio.....	39
6.1.2.2 Orientación e Inclinación de los Paneles.....	41
6.1.2.3 Disponibilidad del Recurso Solar y Cálculo de las Horas Solares Pico (HSP).....	41
6.1.2.4 Dimensionamiento Final del Sistema Fotovoltaico.....	44
6.1.2.5 Análisis y Evaluación Técnica para la Selección del Panel Solar	47
6.1.2.6 Selección y Cálculo para Determinar el Número de Paneles Necesarios.....	52
6.1.2.7 Selección del Inversor.....	52
6.1.2.8 Arreglo del Sistema Fotovoltaico.....	54
6.1.2.9 Estructura y Lastrado para la Instalación de los Paneles.....	57
6.1.3 Validación del Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Utilizando el Software PVsyst	60
6.2 Determinar la Viabilidad del Proyecto Mediante una Evaluación Financiera	64
6.2.1 Escenario I.....	64
6.2.2 Escenario II.....	71
6.2.3 Escenario III.....	75
6.2.4 Escenario IV.....	78
6.2.5 Análisis de la Inversión.....	80
6.3 Diseñar un Modelo Integrado de Gestión de Riesgos para el Sistema Fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar	82

6.3.1 Establecimiento de los Procesos del modelo Integrado de Gestión de Riesgos para el Sistema Fotovoltaico.....	82
6.3.2 Formatos de Documentación.....	90
6.3.3 Plan de Ejecución del Modelo Integrado de Gestión de Riesgos para el Sistema Fotovoltaico.....	92
6.3.4 Ejecución.....	92
Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones	95
Referencias	98
Apéndice	105105
Apéndice 1	105105
Apéndice 2	108108
Apéndice 3	110110
Apéndice 4	115115
Apéndice 5	115
Apéndice 6... ..	115
Apéndice 7... ..	115
Apéndice 8... ..	115
Apéndice 9... ..	116

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Metodología Para la Elaboración Del Modelo Integrado de Gestión de Riesgos.....	34
Tabla 2. Consumo Mensual.....	36
Tabla 3. Hora Solar Pico Obtenido de la Base de Datos de PVGIS-ERA5 y NASA POWER VIEWER del Año 2012 al Año 2023.....	42
Tabla 4. Promedio Anual unificado de las Bases de Datos.....	43
Tabla 5. Análisis Comparativo Entre Inversores.....	53
Tabla 6. Datos del Sistema.....	54
Tabla 7. Indicadores y Criterios Financieros Aplicados para el Escenario I del Proyecto.....	69
Tabla 8. Evaluación de los Indicadores y los Criterios Financieros Aplicados para el Escenario II del Proyecto.....	73
Tabla 9. Indicadores y Criterios Financieros Aplicados para el Escenario II del Proyecto.....	75
Tabla 10. Indicadores y Criterios Financieros Aplicados para el Escenario III del Proyecto.....	76
Tabla 11. Evaluación de los Indicadores y los Criterios Financieros Aplicados para el Escenario III del Proyecto.....	77
Tabla 12. Calificación del Riesgo.....	85
Tabla 13. Actividades de Monitoreo y Revisión.....	87
Tabla 14. Cronograma de Monitoreo y Revisión.....	88
Tabla 15. Formato de Registro de Riesgos.....	91
Tabla 16. Formato de Seguimiento y Control de Medidas de Mitigación.....	91
Tabla 17. Cronograma de Ejecución del Plan.....	94

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de la Elaboración Técnica del Sistema Fotovoltaico... ..	28
Figura 2. Diagrama de la Evaluación Financiera para el Sistema Fotovoltaico... ..	33
Figura 3. Gráfica del consumo Mensual... ..	38
Figura 4. Ubicación Geográfica Colegio Instituto Murgas (Google Earth).....	39
Figura 5. Plano del Levantamiento del Área del Colegio Instituto Murgas.....	40
Figura 6. Comparación del Promedio Mensual de Irradiación del Año 2012 al Año 2023.....	43
Figura 7. Evolución de la Potencia Estimada de Cada uno de los Paneles a lo Largo de 30 Años...49	
Figura 8. Gráfica de Ingreso Anual vs Año... ..	50
Figura 9. Gráfica de Potencia vs Eficiencia.....	51
Figura 10. Arreglo del Sistema Fotovoltaico... ..	56
Figura 11. Arreglo del Sistema Fotovoltaico... ..	57
Figura 12. Diagrama de Flujo de Pérdidas del Sistema Fotovoltaico (PVsyst)... ..	61
Figura 13. Simulación del Sistema Fotovoltaico (PVsyst)... ..	62
Figura 14. Gráfica del Flujo de Caja Escenario I.....	66
Figura 15. Gráfica del Flujo de Caja Escenario I.....	71

Capítulo 1

Introducción

La transición energética global se convirtió en un tema de gran relevancia en la última década, ha sido impulsada por la necesidad de reducir la dependencia de distintas fuentes de energía no renovables para mitigar al máximo los efectos provocados por el cambio climático (Agencia Internacional de Energía IEA, 2023). A nivel mundial, las distintas energías renovables, pero en especial la solar y la eólica, han ganado un fuerte protagonismo en la matriz de generación de electricidad, consagrando a la energía solar fotovoltaica como una de las tecnologías más destacadas. Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, 2024), la capacidad fotovoltaica que se ha instalado a nivel mundial ha tenido un crecimiento exponencial, lo que refleja la efectividad en la generación de esta tecnología en términos de costos y sostenibilidad. Este fenómeno ha sido favorecido por la reducción de los costos en la producción y fabricación de paneles solares, lo que permite que la implementación en proyectos sea cada vez más accesible para instituciones educativas y comunidades.

En este contexto, Colombia tiene una ventaja significativa por su ubicación tiene un alto nivel de radiación solar, convirtiendo al país en un escenario idóneo para el desarrollo de distintos proyectos fotovoltaicos a pequeña escala o gran escala. Muchos de los centros educativos, como es el caso del Colegio Instituto Murgas en Valledupar, Cesar, enfrentan diversas dificultades relacionadas con el suministro de energía, debido a interrupciones frecuentes en la red convencional y un alto aumento en las tarifas de electricidad por temas relacionados con la costa colombiana (Cámara Colombiana de Energía, 2024). Ante esta situación, la implementación de un sistema fotovoltaico en instituciones educativas no solo se presenta como una solución técnica y financiera, sino también como una oportunidad para promover la sostenibilidad ambiental en el país.

Este proyecto se enfoca en el "Estudio técnico, evaluación financiera y de gestión de riesgos asociados al diseño de un sistema fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar". Se empleó una metodología estructurada que inicia con un estudio técnico para el diseño de un sistema fotovoltaico que sea capaz de satisfacer todas las necesidades energéticas de la institución, para garantizar la eficiencia y sostenibilidad a largo plazo. Para ello, se lleva a cabo una evaluación

detallada de la disponibilidad del recurso solar (irradiación) en la ubicación específica, incluyendo el análisis de las horas solares pico (HSP), determinando la orientación e inclinación óptima de los módulos solares y la selección de cada uno de los componentes adecuados, como paneles e inversores.

La evaluación financiera resulta indispensable antes de desarrollar un modelo integrado de gestión de riesgos, permite cuantificar costos, ingresos y posibles pérdidas económicas, lo que facilita priorizar los riesgos de acuerdo con su impacto real en la viabilidad del proyecto, favoreciendo la capacidad de la organización para absorber imprevistos sin comprometer su sostenibilidad. Para ello, se realizó la evaluación con un enfoque cuantitativo que permitió estimar su rentabilidad y viabilidad. Se identificaron las variables como el CAPEX, OPEX, vida útil del sistema, tasa de descuento, porcentaje de energía cubierta, tarifa eléctrica y el IPC anual. Se construyó el flujo de caja proyectado que incorpora ingresos, egresos y ahorros. A partir de ese flujo se calcularon los indicadores financieros principales (VAN, TIR, payback, relación B/C y ROI). La interpretación de estos resultados facilita una conclusión sobre la capacidad del proyecto para generar valor y mantenerse financieramente sostenible durante su vida útil.

Finalmente, se desarrolla un modelo integrado para la gestión de riesgos, se emplea una metodología estructurada en tres fases: Documentación o revisión bibliográfica, desarrollo del modelo y creación de formatos para documentar la información requerida y planificación para la implementación del modelo. Este objetivo busca mitigar los riesgos de la implementación del sistema, a través de un enfoque sistemático y proactivo, relacionadas en las prácticas relacionadas a la implementación del sistema. La metodología empleada incluye tanto un análisis cuantitativo como uno cualitativo, lo que garantiza un diseño robusto y eficiente.

Capítulo 2

Objetivos

Objetivo General

Evaluación Técnica, Evaluación Financiera y de Gestión de Riesgos asociados al diseño de un sistema fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar.

Objetivos Específicos

Elaboración técnica del sistema fotovoltaico para el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar.

Determinar la viabilidad mediante una evaluación financiera para el sistema fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar.

Diseñar un modelo integrado de gestión de riesgos para el sistema fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar.

Capítulo 3

Problema y Justificación

A nivel global, la generación de energía sigue siendo dominada por combustibles fósiles, con emisiones de gases de efecto invernadero cercanas al 30% (World Energy Outlook, 2024). La disponibilidad de electricidad es un problema crucial (Iorio, P., & Sanin, M. E, 2019), sin embargo, la transición energética no avanza al ritmo requerido, la International Energy Agency (IEA), advierte que no se alcanzarán los objetivos de triplicar la generación de energía renovable para el 2030, concentrando solo el 75% del aumento en energía solar y eólica de la expansión prevista (IEA, 2024). Por otro lado, la matriz energética en Colombia, según datos reportados por el operador del Sistema Interconectado Nacional (XM), al cierre del 2024 la capacidad instalada alcanzó el 62% de generación hidroeléctrica, el gas natural aportó el 14%, el carbón 10%, la generación solar el 9%, el petróleo el 4%, los biocombustibles representaron el 3%, la generación eólica representa el 0,1 teniendo en cuenta la producción real sin tener en cuenta la capacidad instalada, biomasa representa el 0,1% y la cogeneración el 0,9% (XM, 2024). Las cifras presentadas reflejan la dependencia a la generación hidroeléctrica en Colombia, dejando vulnerable la generación eléctrica a eventos climáticos adversos como el fenómeno del Niño, durante este fenómeno natural disminuyen las lluvias y aumenta la temperatura generando graves impactos en la cadena energética, por lo cual, se activa el protocolo de respaldo a través de centrales térmicas que requieren carbón, gas u otro combustible lo que hace más costosa (Enel, 2023).

El sector eléctrico en la región Caribe de Colombia afronta una problemática histórica relacionada con la prestación ineficiente del servicio de energía y el sobre costo. Esta problemática inició por la distribuidora Colombiana Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P (ElectriCaribe), filial de la española Gas Natural SDG S.A, la cual prestaba los servicios de distribución en los departamentos del cesar, atlántico, magdalena, guajira, córdoba y sucre. Esta región se caracteriza por sus tarifas las cuales superan en promedio entre un 30% y 35% a las tarifas del resto del territorio Nacional (El Espectador, 2024). ElectriCaribe asegura que el robo de energía por parte de los usuarios causó la inviabilidad financiera, hoy siete departamentos de la región Caribe presentan cortes continuos y las bajas en la tensión causan la restricción del servicio. Esta empresa fue liquidada por el Gobierno Nacional debido a sus problemas financieros en octubre del 2020, la región se dividió en dos nuevos operadores Afinia (Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre) y Aire

(Atlántico, Magdalena y La Guajira). Aunque el gobierno abrió la puerta a negociaciones y la entrada de nuevas compañías, adjudicando proyectos que superan los tres billones de pesos; sin embargo, estas mejoras no han cambiado el panorama. La empresa afirma que el sobrecosto a la tarifa de energía se debe al no pago de las facturas, conexiones ilegales y alteración de los equipos de medición (Jorge Vence Pareja y Melkis Kammerer, 2016).

Esta problemática, generada por las altas tarifas de energía eléctrica, afecta directamente al Instituto Murgas, clasificado como usuario residencial estrato 3. Los costos asociados al consumo mensual incrementaron de manera considerable. Durante el año 2024, las tarifas de energía para la institución presentaron un comportamiento marcado por incrementos sostenidos en el primer semestre, para el segundo semestre tuvo volatilidad (El apéndice 6 contiene las tarifas mensuales para el año 2024 presentadas por la empresa prestadora del servicio Afinia). En los primeros seis meses, se observa una tendencia ascendente, el valor para enero fue de 901,92 COP/kWh, alcanzando el punto máximo en mayo con 959,11 COP/kWh, esto representa un aumento del 6,3% para este periodo. En junio se registró una disminución llegando al valor de 916,52 COP/kWh, pero en julio la tarifa se elevó llegando a 953,74 COP/kWh, de agosto a septiembre tuvo una caída significativa llegando al valor de 846,31 COP/kWh, siendo el valor más bajo del año. Para los meses restantes se mantuvo entre 863,79 COP/kWh y 893,69 COP/kWh, cerrando el año con un valor de 851,51 COP/kWh. Esta dinámica de alzas progresivas como también las fluctuaciones, es el reflejo de la inestabilidad del mercado eléctrico para la región Caribe. Para la institución educativa, representa una carga económica considerable y difícil de sostener, la solución a corto plazo es desviar recursos destinados para la infraestructura y el sostenimiento de los procesos educativos hacia el pago del servicio eléctrico, esto compromete seriamente la sostenibilidad financiera y, en consecuencia, la afectación a la calidad de la enseñanza.

La formulación e implementación de proyectos para la generación de energía fotovoltaica enfrenta diversos riesgos, fluctuaciones en los precios de componentes, condiciones climáticas adversas y posibles cambios normativos (Comisión de Regulación de Energía y Gas). Sin embargo, como cualquier proyecto, estos riesgos deben ser identificados, evaluados y mitigados para garantizar su éxito. En Colombia, la implementación de sistemas fotovoltaicos en instituciones educativas y comunidades ha experimentado un gran crecimiento (FENOGE, Min Energía & Min Educación, 2024). La implementación de sistemas fotovoltaicos sin un modelo estructurado para

identificar y evaluar riesgos incrementa significativamente la vulnerabilidad para enfrentar cualquier condición adversa del sistema, ocasionando fallas técnicas e incluso la pérdida total del mismo. La ausencia de una gestión de riesgos adecuada compromete la viabilidad técnica, financiera y operativa del proyecto, ya que, la planificación puede derivar en sobrecostos y retrasos en la ejecución. Esta problemática se acentúa en instituciones educativas, donde no cuentan con procesos formales para la gestión de riesgos y al ser comunidades o instituciones que carecen de recursos suficientes para la contratación de un técnico especializado les toca asumir la operación, mantenimiento y reparación del sistema por sí mismos, lo que conlleva a fallas prematuras y a la inoperatividad del sistema (Universidad del Norte, 2016). En consecuencia, el mantenimiento es realizado por el personal de la institución, aumentando la probabilidad de errores operativos y fallas críticas que afectan la salud de la persona, así como la integridad del sistema fotovoltaico.

La prioridad para Colombia es lograr la diversificación de la matriz energética, a través de nuevas fuentes de energías (Congreso de Colombia, 2014). En respuesta a cada uno de los desafíos energéticos, se implementa la Ley 2099 del 2021 de transición energética actualmente vigente, la cual busca aumentar la participación de energías renovables modernizando la legislación energética y promover el uso de fuentes no convencionales de energía garantizando, el desarrollo sostenible y la reducción de gases de efecto invernadero (Ley 2099, 2021). Esta medida representa avances significativos en cada uno de los esfuerzos para diversificar su matriz energética y adoptar fuentes de energía sostenible. Por consiguiente, dada la posición geográfica ventajosa de Colombia presenta un índice de radiación solar del 60% (Unidad de Planeación Minero Energética, 2005), superior al promedio en el mundo, siendo la península de la Guajira la zona con mayor radiación solar en Colombia, alcanzando máximos en el mes de julio con promedios que superan las 650 cal/cm²/día, estos niveles disminuyen de forma progresiva hasta llegar a un mínimo de 530 cal/cm²/día en diciembre (UPME, 2005).

La mejor opción para combatir la problemática que presenta la institución derivada de las tarifas de energía altas, fluctuaciones y cortes de energía, es la generación eléctrica mediante energía solar, ya que esta es un 29% inferior en costo y eficiencia, en comparación con cualquier opción basada en combustibles fósiles (IRENA, 2023). Por consiguiente, resulta necesario el estudio técnico, evaluación financiera y de gestión de riesgos, que permitirá dar solución a cada

uno de los problemas anteriormente mencionados, para garantizar la viabilidad, seguridad y sostenibilidad energética.

Se definirá cada uno de los parámetros técnicos para el diseño del sistema fotovoltaico para garantizar una mayor independencia energética y dar un aporte significativo al uso de energías renovables, los resultados obtenidos servirán como base para la implementación del sistema. Realizar un análisis financiero es esencial para la gestión de riesgos, debido a que permite evaluar la viabilidad económica del proyecto, en donde se tienen en cuenta los costos de implementación, operación y mantenimiento, cada uno de los riesgos asociados al sistema fotovoltaico deriva en impactos económicos (Liliana Ortega y Sebastián Medina, 2021). Al ser una institución educativa, los recursos económicos suelen ser limitados y sujetos a planeación presupuestal, por lo cual, este análisis financiero adquiere una mayor relevancia, y al no incluirlo, la gestión de riesgos no podrá evitar fallas técnicas, interrupciones del servicio, sobrecostos o la pérdida total del sistema fotovoltaico. Se propone un modelo integrado de gestión de riesgos para la institución con un enfoque holístico y proactivo, el cual busca identificar, evaluar y mitigar los riesgos asociados al sistema fotovoltaico. Este modelo se basa principalmente en la idea, en donde, la gestión de riesgos es un proceso continuo que requiere la participación y compromiso en todos los niveles de la organización. Este enfoque, optimizará el uso de los recursos al prevenir cada uno de los costos imprevistos, así como asegurar la calidad y seguridad del sistema mediante la implementación de ciertas medidas preventivas y correctivas, alineadas con los estándares establecidos. Diversas investigaciones han mostrado que la implementación de procesos para la gestión de riesgos basados en estándares de Project Management Professional (PMP), permite mitigar imprevistos asegurando el éxito de proyectos solares (Institute of Project Management, 2023). Adicionalmente, aunque el alcance del proyecto es para el Colegio Instituto Murgas, este trabajo podrá ser replicable en proyectos similares, extendiendo su trazabilidad más allá, aportando directamente al fortalecimiento de capacidades para el diseño y gestión de sistemas fotovoltaicos, así mismo, servir como referencia para futuras investigaciones y aplicaciones prácticas en el ámbito académico y profesional.

Capítulo 4

Marco Teórico y Estado del Arte

4.1 Marco Teórico

Este marco teórico abordará los fundamentos teóricos sobre sostenibilidad ambiental, seguridad energética, cambio climático, energías limpias. Además, describe de manera general la planificación técnica del sistema y la gestión en el análisis de los riesgos, especialmente en este tipo de proyectos.

4.1.1 Cambio climático y Sostenibilidad ambiental

El cambio climático, provocado principalmente por las actividades humanas, ha incrementado la temperatura global entre 0.8 °C y 1.2 °C desde la era preindustrial, con la posibilidad de alcanzar un aumento de hasta 1.5 °C entre 2030 y 2052 (IPCC, 2021). Este cambio ha provocado eventos climáticos extremos, el deshielo de los glaciares y un aumento en el nivel del mar, afectando gravemente a diversas regiones del mundo (IPCC, 2021). La sostenibilidad ambiental hace referencia a la capacidad de satisfacer las necesidades actuales sin comprometer a las futuras generaciones (Brundtland, 1987).

4.1.2 Energías Renovables

Las energías limpias como la solar, hidroeléctrica y eólica son fundamentales para combatir el cambio climático y asegurar la sostenibilidad en la generación energética (Departamento Nacional de Planeación, 2024). Colombia cuenta con alta radiación solar, aumentando el potencial para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos a gran escala (Fajardo Celis, J. S, 2016). La energía fotovoltaica convierte la radiación solar (irradiación) en electricidad, proporcionando una fuente limpia y renovable que ayuda a reducir la dependencia de los combustibles fósiles (Hernández, Moro & Martínez, Duart, 2013).

4.1.3 Energía solar Fotovoltaica

La energía fotovoltaica se genera mediante la conversión de la luz solar (irradiación) en electricidad usando diversos paneles solares (U.S. Department of Energy, 2023). Esta tecnología,

basada en el efecto fotoeléctrico, permite que ciertos materiales absorban fotones (partículas de luz), liberando electrones que generan corriente eléctrica. Los paneles solares pueden fabricarse con silicio policristalino, monocristalino o amorfo, cada uno con diferentes niveles de eficiencia (Autosolar, 2023). Los paneles monocristalinos tienen una eficiencia promedio de entre el 15% y el 22%, mientras que los de silicio policristalino tienen una eficiencia de entre el 13% y el 17% (Damia Solar, 2023).

4.1.4 Instalaciones Fotovoltaicas

Las instalaciones fotovoltaicas se clasifican en conectadas a la red o independientes (autónoma), en ambos casos la instalación está conformada por generador fotovoltaico (módulos y cableado), potencia (MPPT y conversión CC/CA), protecciones del sistema y un sistema de monitorización de desempeño (Damia Solar, 2023). La evaluación técnica, el indicador de referencia es el performance ratio (PR), este relaciona la energía útil entregada con la energía solar disponible, permitiendo comparar el comportamiento real frente a condiciones estándar o modelos simulados, una monitorización adecuada del PR y de los rendimientos parciales como pérdidas por temperatura, suciedad, sombreado, lluvias y rendimiento del inversor, resulta necesario para la detección temprana de fallas (Andy Walker, 2021).

Los sistemas conectados a la red (on-grid) son aquellos que permiten la inyección directa de energía al sistema interconectado sin necesidad de almacenamiento. Esto es posible gracias a inversores que sincronizan la tensión, frecuencia y la fase con la red, esto es esencial para el consumo propio o la venta de excedentes (SENA, 2022). Este sistema puede ser centralizado o descentralizado, los sistemas centralizados son las grandes centrales fotovoltaicas ubicadas lejos de centros de consumo que se conectan a la red de transmisión o su transmisión, sin embargo, requieren infraestructuras robustas y grandes extensiones de terrenos. Los sistemas descentralizados (distributed generation), están compuestos por instalaciones de menor escala cerca del punto de consumo como techos residenciales, pequeños comercios o industrias. Estos reducen las pérdidas por transmisión, mejorando la confiabilidad del sistema, se usa principalmente para promover la autogeneración de energía (prosumidor), este modelo está ganando relevancia debido a los incentivos de autoconsumo y políticas (Daniel Ramírez, 2024). El sistema depende del tamaño, ubicación y la interacción con la red, la generación distribuida plantea serios desafíos técnicos como el flujo de la potencia bidireccional (reverse power flow), la variabilidad rápida de

la tensión (ramp rates) y en especial la complejidad de las protecciones en la red de distribución diseñadas para el flujo unidireccional.

Los sistemas autónomos llamados off-grid operan de manera independiente al Sistema Interconectado Nacional (SIN), su configuración incluye módulos solares, inversores, banco de baterías y sistema de acondicionamiento de potencia (controladores de carga, PWM o MPPT). Los usos de este sistema están diseñados para garantizar la autonomía energética en zonas remotas, basándose en criterios técnicos para el perfil de carga, días de autonomía, la profundidad de descarga (Depth of Discharge, DoD) y la eficiencia de conversión para cada subsistema (IEC, 2010). Adicionalmente tienen la opción de incluir generadores de respaldo como turbinas eólicas, micro hidroeléctricas o cualquier otra fuente de generación según las necesidades. El sistema autónomo centralizado (stand-alone -grid) incluye infraestructura híbrida que integra la generación fotovoltaica y el almacenamiento de mediana a gran capacidad. Este sistema incluye un controlador central de micro red el cual regula la tensión, frecuencia y el despacho de carga garantizando la estabilidad dinámica durante variaciones de irradiancia y demanda.

4.1.5 Seguridad Energética

La seguridad energética hace referencia al acceso confiable y continuo a diferentes fuentes de energía a bajos precios (Agencia Internacional de la Energía, 2023). Según el Consejo Mundial de Energía (2013), es un componente principal para el desarrollo económico como también a la estabilidad social. La Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023) plantea un concepto que no solo abarca la disponibilidad de recursos, sino también la resiliencia frente a crisis externas, sumadas las variaciones de precios durante eventos climáticos extremos. En este sentido la seguridad energética se convierte en un pilar fundamental para la estabilidad económica y social de una nación, el déficit de la energía genera impactos negativos afectando directamente la competitividad, la calidad de vida, productividad y el desarrollo sostenible.

En el caso de Colombia, la seguridad energética está vinculada a la estructura de la matriz de generación, esta depende en gran medida a la generación hidroeléctrica, de acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2022), cerca del 65% de la electricidad proviene de estas centrales hidroeléctricas, reflejando una alta dependencia de energías renovables. Si bien, esto reduce la huella de carbono y posiciona a Colombia como líder regional en generación limpia,

también es un riesgo significativo durante fenómenos climáticos extremos como el fenómeno del Niño, que genera sequías reduciendo la capacidad de los embalses disminuyendo la generación eléctrica. El uso de carbón, gas natural y petróleo plantea diferentes riesgos para la generación eléctrica, ya que, aunque su generación es poca y en su mayoría se tienen como reservas, los riesgos de agotamiento y fluctuaciones de precios hacen necesario diversificar las fuentes de energía hacia opciones sostenibles (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

4.1.6 Riesgos

El riesgo se define como el efecto de la incertidumbre sobre un objeto, este se manifiesta en forma de desviación positiva o negativa (ISO 31000,2018). El riesgo no se limita a sucesos adversos, también incluye ciertas oportunidades que pueden llegar a generar beneficios si se gestionan adecuadamente. En el contexto de sistemas fotovoltaicos, los riesgos se pueden clasificar en diversas categorías, ya sea riesgos técnicos asociados a las fallas en los módulos, fallas en los inversores, fallas en el cableado o la estructura de soporte. También se tienen los riesgos ambientales provenientes de factores adversos como cambios en la radiación, acumulación de sucio o polvo, altas temperaturas, clima variable (granizo, huracanes, tormentas). En cuanto a los riesgos financieros, son aquellos que dependen de la variación en los precios de los equipos, el costo para realizar los mantenimientos, la inflación, fluctuaciones y problemas para la recuperación de la inversión. (Navarrete Chaparro, G. M., Cáceres Toloza, D. J., & Peñuela Gómez, J. F, 2024). Los procesos deben ser gestionados de manera eficiente para minimizar riesgos, especialmente en proyectos que implican la implementación de nuevas tecnologías, como en el caso de los sistemas fotovoltaicos (Palma, R. J. C., Merizalde, C. K. B., & Flores, F. M. F, 2018).

4.1.7 Evaluación Financiera

La evaluación financiera es un proceso que reúne, examina y analiza la información contable y operativa de una organización para evaluar su desempeño. Esto se logra a través del uso de indicadores, porcentajes y tendencias, lo cual permite evaluar la situación financiera para facilitar la toma de decisiones. Este procedimiento requiere tener un conocimiento profundo de los estados financieros y sus limitaciones (Ortiz Anaya, 2011).

4.1.7.1 Inversión. La inversión es la acción de destinar recursos para obtener un beneficio. En términos financieros, estos recursos están asociados a los costos que pueden incluir tierras, tiempo, trabajo y capital. Invertir implica asumir costos de oportunidad, renunciando de inmediato a recursos con la expectativa de una ganancia a futuro, pero de cierta manera es algo incierto. Para realizar esta inversión es indispensable contar con ingresos previos y generar ahorros que permitan la financiación (López, 2018).

4.1.7.2 Activos Fijos. Son los bienes tangibles que pueden usarse en el proyecto. Dentro de estos tenemos terrenos, edificaciones y toda la maquinaria utilizada. Estos activos fijos se clasifican en activos fijos depreciables, activos fijos agotables y activos fijos no depreciables (Campos & Garcia, 2021).

4.1.7.3 Estados Financieros. Muestra la estructura financiera de una empresa al detallar los recursos que posee, las obligaciones que mantiene y el capital aportado por sus propietarios (Ortiz Anaya, 2011).

4.1.7.4 Flujo de Caja (FC). Es un informe contable que detalla los movimientos de entrada y salida de dinero en una empresa dentro de un periodo específico.

4.1.7.5 Tasa de Descuento (d). Corresponde al costo del capital utilizado para calcular el valor presente de un monto que se recibirá en el futuro. Se emplea con frecuencia en la evaluación de proyectos de inversión, ya que permite conocer el valor actual del dinero frente a un ingreso futuro (Burguillo, 2015).

4.1.7.6 Valor Actual (VA). Es un método para determinar el valor de un activo mediante el descuento de los flujos de efectivo futuros, utilizando como referencia una tasa de rentabilidad equivalente a la que ofrecen inversiones similares, conocida como costo de capital o tasa mínima (Broseta, 2021).

4.1.7.7 Tasa Interna de Oportunidad (TIO). Es el porcentaje mínimo empleado para calcular el valor presente neto de los flujos de efectivo futuros de un proyecto, representando la rentabilidad mínima requerida para considerar viable la inversión.

4.1.7.8 Valor Actual Neto (VAN). Es un método de evaluación de inversiones que consiste en actualizar los ingresos y egresos de un proyecto para determinar la ganancia o pérdida que generará. Para ello, los flujos de caja se llevan al valor presente aplicando una tasa de descuento específica. El Valor Actual Neto permite identificar la viabilidad de una inversión y comparar alternativas en términos de rentabilidad absoluta (Velayos, 2014).

4.1.7.9 Tasa Interna de Retorno (TIR). Es un indicador financiero que permite medir la rentabilidad de un proyecto. Representa la tasa de descuento que iguala el valor actual de los flujos de caja con la inversión inicial, es decir, el punto en el que el Valor Actual Neto (VAN) es igual a cero.

4.1.7.10 Relación Beneficio Costo (B/C). Es una herramienta empleada por Organismos financieros para analizar la viabilidad de un proyecto, ya que muestra la relación existente entre los ingresos y los egresos generados por una inversión. Su cálculo se obtiene al dividir la suma del valor presente de los ingresos entre la suma del valor presente de los egresos.

4.1.7.11 Retorno de la Inversión (ROI). Es un indicador financiero que permite estimar, de manera simple, la rentabilidad obtenida en relación con la inversión realizada, mostrando si el proyecto genera ganancias o pérdidas respecto al capital invertido. No obstante, presenta la limitación de no considerar el horizonte temporal durante el cual el inversor mantiene su capital, por lo que resulta más útil cuando se analiza junto con otros indicadores financieros (Romero, 2018).

4.1.7.12 Plazo de Recuperación (Payback). Es una medida financiera que indica el período necesario para recuperar la inversión inicial de un proyecto. Incorpora el valor del dinero en el tiempo, calculando la recuperación con base en los flujos de caja actualizados.

4.1.7.13 Índice de Rentabilidad (IR). Es una medida financiera que expresa la relación entre el valor presente de los flujos de efectivo futuros y la inversión inicial requerida para llevar a cabo un proyecto.

Índice de precios al consumidor (IPC) Este indicador “mide la evolución del costo promedio de una canasta de bienes y servicios representativa del consumo final de los hogares, expresado en relación con un período base (BANREP, s. f.-a).

4.1.7.14 Índice de Precios del Productor (IPP). Es un indicador que refleja la variación de los precios de venta establecidos por los productores en el primer nivel de comercialización o distribución de los bienes dentro de la economía. Mientras el IPP mide la evolución de los precios al productor, el IPC se enfoca en los cambios del costo de una canasta de bienes y servicios de consumo final (BANREP, s. f.-b).

4.1.8 Normativa

4.1.8.1 Normativa Colombiana. La legislación colombiana establece la Transición Energética (Ley 2099 de 2021), esta Ley, fue aprobada por el Congreso, fomentando la eficiencia y competitividad del sistema eléctrico, para lograrlo se busca el acceso a energías renovables (Congreso de la República de Colombia, 2021). Con esta Ley, se busca reducir cada una de las emisiones de gases contaminantes y cerrar todas las brechas energéticas para así alcanzar una cobertura eléctrica Nacional diversificada. Asimismo, promueve la adopción de la gestión de riesgos asociados a su implementación.

De acuerdo con la norma ISO 9001, un Sistema de Gestión de Calidad (SGC) se enfoca en garantizar la calidad de los productos o servicios de una organización. Los procesos, según la ISO 9000:2000, son actividades que utilizan recursos para producir resultados, y deben ser identificados y gestionados adecuadamente para garantizar la calidad. La estandarización, tal como la describe la norma ISO 9000:2015, busca establecer procedimientos y normas uniformes que aseguren la calidad del producto o servicio, contribuyendo a la satisfacción del cliente. La norma ICONTEC NTC ISO 50001, establece un marco para administrar la energía en la totalidad de las organizaciones, estas pueden ser (instalaciones comerciales, industriales, institucionales y gubernamentales), impulsando el buen uso de la energía y el manejo de los recursos naturales (NTC 2050, 2024).

4.1.8.2 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). La resolución UPME N. 520 de 2007, establece que los proyectos deben ser registrados los proyectos de generación y cogeneración de energía eléctrica para operar en el Sistema Interconectado Nacional. Resolución UPME 0281 de 2015, define el máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala. Resolución UPME 245 de 2016, establece el procedimiento para la certificación a proyectos FNACER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable), permitiendo acceder a incentivos

tributarios Ley 1715. Resolución UPME 143 de 2016, establece cada uno de los procedimientos para la gestión de proyectos de eficiencia energética y modifica la normativa relacionada con el registro de proyectos para la generación eléctrica.

4.1.8.3 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). La CREG fue creada a través de la ley 142 y ley 143 de 1994, con el fin de regular los servicios públicos domiciliarios de energía y gas. Adoptó funciones para regular los monopolios, promover la libre competencia, establecer los esquemas de la tarifa, establecer normas de calidad, absolver consultas generales y dar conceptos de legalidad de contratos de condiciones uniformes. La CREG 038 de 2014, “código de medida” establece cada uno de los requisitos técnicos que deben cumplir los sistemas de medición de energía (activa y reactiva), también incluye la exactitud, certificación, instalación, calibración y clasificación de las fronteras comerciales, la cuales corresponden a generación, transmisión distribución y comercialización. La CREG 114 de 2018, establece los principios y condiciones generales para nuevos mecanismos de comercialización, los cuales permiten gestionar riesgos de ingresos.

La resolución CREG 075 de 2021 modernizó los procedimientos para facilitar que los generadores y usuarios se conecten al Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo cual promueve el acceso a los proyectos renovables. Resolución CREG 101- 072, expedida el 6 de abril de 2025, establece el marco regulatorio para la integración de comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional de Colombia, clasificándolas como asociaciones de personas naturales o jurídicas. Estas mediante acuerdos voluntarios, pueden desarrollar proyectos de autogeneración colectiva (AGRC) y generación distribuida colectiva (GDC). Fija un límite de 5 MW de potencia instalada, y exige que los usuarios pertenezcan al mismo mercado de comercialización y al mismo sistema de distribución local (SDL), permitiendo la remuneración de excedentes energéticos para todo el grupo según las reglas de autogeneración y generación distribuida vigentes. Modifica a la CREG 091 de 2007, 038 de 2018 y 174 de 2021.

4.1.8.4 Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). La resolución 90708 de 2013, sentó las bases para el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en Colombia, regula las exigencias de seguridad, calidad y confiabilidad para las instalaciones eléctricas. Esta resolución fue derogada por la resolución 40117 de 2024, emitida por el Ministerio de Minas y Energía, la cual, establece las disposiciones transitorias para la aplicación gradual de los nuevos

requisitos a productos, instalaciones y personas. También facilita la formalización de instalaciones menores, y amplía la participación del personal calificado. La NTC 2050 del Código Eléctrico Colombiano, complementa el RETIE, es de cumplimiento obligatorio, en sus primeros 7 capítulos, los cuales está enfocados en instalaciones eléctricas. Establece ciertos requisitos, entre ellos uno que exige que los paneles solares deben contar con un certificado de conformidad emitido por el organismo acreditado, conforme el RETIE, y la instalación de sistemas FV debe seguir los parámetros establecidos en la NTC 2050 y RETIE.

4.1.9 Importancia de los Conceptos para los Objetivos de la Tesis

El cambio climático, la sostenibilidad energética, la energía fotovoltaica y la gestión de riesgos son fundamentales para el desarrollo de este proyecto de tesis. Cada uno de estos temas contribuye a alcanzar los objetivos: diseñar un sistema fotovoltaico para el Colegio Instituto Murgas que no solo proporcione energía confiable y limpia, sino que también considere los riesgos asociados a su implementación y operación. El marco teórico y los conceptos expuestos en este capítulo servirán como base para la planificación técnica, el análisis de riesgos y la integración de soluciones sostenibles para la institución educativa.

4.2 Estado del Arte

La implementación de sistemas fotovoltaicos en Colombia ha sido abordada desde muchos enfoques, desde la mejora de la eficiencia hasta la evaluación de los riesgos y la sostenibilidad financiera. El trabajo realizado por Linares Rojo (2022), analiza los efectos de la temperatura y como esta reduce la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, como también revisa las tecnologías de refrigeración como agua, aire, nanofluidos, tubos de calor y PCM. Establece parámetros para determina las afectaciones de la temperatura en el voltaje del circuito abierto y como la eficiencia mejora significativamente al implementar tecnologías de enfriamiento. Este análisis es útil para el proyecto, ya que, Valledupar, Cesar, es una zona con altas temperaturas, lo que permite anticipar afectaciones térmicas y diseñar estrategias pasivas o activa para garantizar una eficiencia sostenida del sistema. Por otro lado, Petrel Higueta, C. D. (2021). Diseño un sistema fotovoltaico aislado para una zona no interconectada ubicada en Turbo, Antioquia. Este estudio incluye el análisis detallado de la demanda energética, el dimensionamiento del sistema y los cálculos técnicos que garantizan la autonomía energética para las comunidades rurales. Este enfoque es esencial para caracterizar el

consumo energético del Colegio Instituto Murgas y el uso de herramientas como PVsyst para validar el dimensionamiento y comportamiento del sistema en condiciones reales. En cuanto a la eficiencia operativa bajo condiciones ambientales variables, la investigación de Ocampo Salazar, O. E. (2020). Propone un sistema de monitoreo remoto IoT para analizar como el polvo, la lluvia y el sombreado afecta la eficiencia de los módulos solares. Este estudio se basa en distintos experimentos controlados y modelos estadísticos. Concluye que los factores mencionados reducen significativamente el rendimiento de los paneles y propone estrategias de mantenimiento. Los resultados de este estudio son fundamentales para el proyecto en Valledupar, Cesar, dado a factores ambientales que reducen la eficiencia del sistema.

Para la gestión de riesgos, Castaño Cárdenas, H. M. (2018). Propone un sistema de monitoreo remoto IoT para analizar como el polvo, la lluvia y el sombreado afecta la eficiencia de los módulos solares. Este estudio se basa en distintos experimentos controlados y modelos estadísticos. Concluye que los factores mencionados reducen significativamente el rendimiento de los paneles y propone estrategias de mantenimiento. Esta investigación establece una base que puede utilizarse para el proyecto del Colegio Instituto Murgas, ya que, se puede aplicarse técnicas como el Analytic Hierarchy Process (AHP) para la priorización de riesgos técnicos, financieros, operativos y regulatorios, lo que permitió una planificación efectiva. Además de los trabajos mencionados, se destaca la implementación del proyecto "Energía Solar para la Educación" en la institución Etnoeducativa de Nazareth, en La Guajira, liderado por el Ministerio de Educación y FENOGGE (2022), este proyecto dotó a la escuela de un sistema fotovoltaico autónomo. Este proyecto no solo mejoró la cobertura energética, sino que también promovió prácticas sostenibles dentro del currículo educativo. Su éxito sirvió de ejemplo para demostrar la factibilidad técnica y el impacto social positivo que este tipo de soluciones puede tener en comunidades educativas del Caribe colombiano. En conjunto estos estudios y experiencias fortalecen la propuesta técnica y estratégica, para el desarrollo del proyecto en el Colegio Instituto Murgas, demostrando que el diseño de un sistema fotovoltaico no debe limitarse al aspecto técnico, sino que debe incorporar elementos de sostenibilidad financiera, monitoreo ambiental y gestión proactiva de riesgos para asegurar la viabilidad a largo plazo.

Capítulo 5

Metodología

5.1 Elaboración Técnica del Sistema Fotovoltaico

El siguiente diagrama (figura 1), describe cada una de las etapas de la elaboración técnica del sistema fotovoltaico:

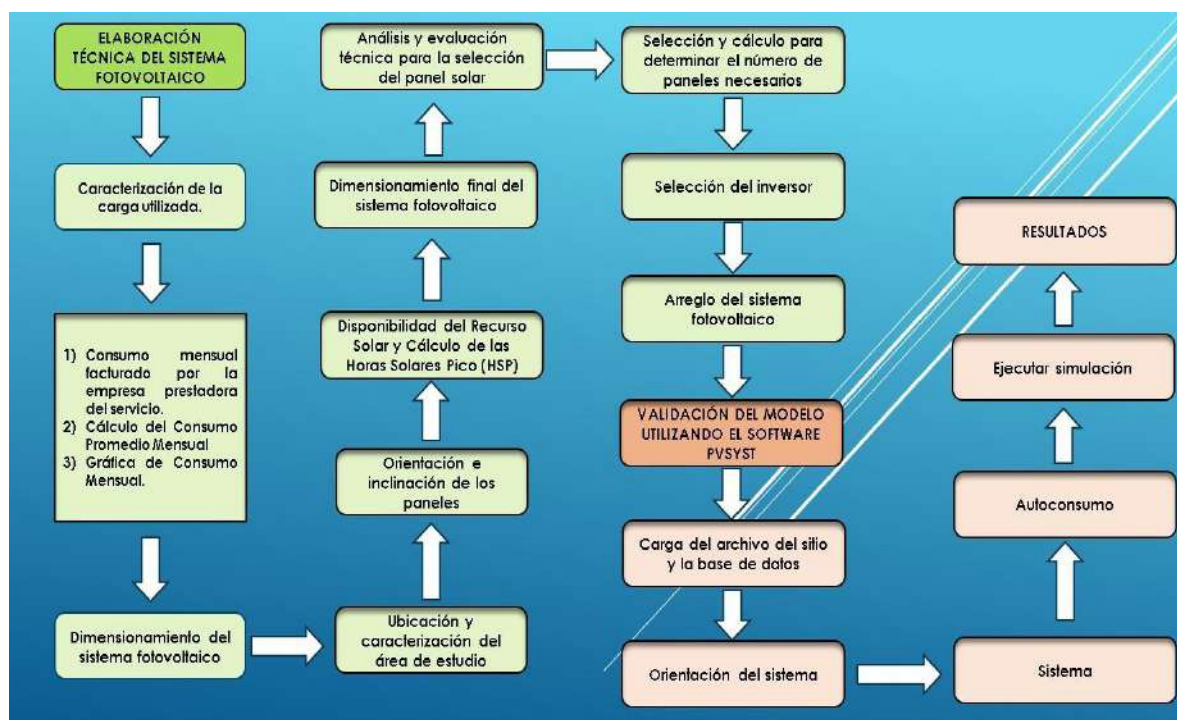


Figura 1. Diagrama de la elaboración técnica del sistema fotovoltaico

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

5.1.1 Caracterización de la Carga Utilizada

Se analizará el consumo, con el fin, de caracterizar el perfil de carga eléctrica utilizada en el sitio donde se piensa instalar el sistema fotovoltaico, para dimensionar correctamente el sistema asegurando que satisfaga todas las necesidades energéticas. Para ello se tomarán los datos de facturación mensual de electricidad durante el periodo de un año lo que permitirá identificar correctamente los patrones de consumo energético. Luego se diseñarán tablas con los cálculos, esto permitirá registrar y analizar los datos de consumo que se ven reflejados en los recibos de electricidad mensuales por parte de la empresa prestadora del servicio, se calcula el consumo promedio y las variaciones estacionales, lo que refleja de manera precisa el perfil de consumo, esto

permitirá ajustar y optimizar el diseño del sistema fotovoltaico según todas las necesidades energéticas reales. Este enfoque se facilita la toma de decisiones a la hora de hacer el dimensionamiento del sistema fotovoltaico logrando maximizar la eficiencia y rendimiento.

5.1.2 Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico

Lograr un dimensionamiento óptimo del sistema fotovoltaico es crucial para garantizar que la energía generada sea suficiente para satisfacer la demanda energética del Colegio Instituto Murgas en Valledupar, Cesar. Este proceso optimizará la eficiencia considerando factores claves como la irradiación solar, la inclinación del techo o superficie y todas las pérdidas inherentes del sistema.

5.1.2.1 Ubicación y Caracterización del Área de Estudio. Se define la ubicación del sitio en donde se hará la instalación del sistema fotovoltaico. Se utilizarán herramientas de ubicación geográfica como Google Maps, lo cual permitirá determinar la ubicación exacta y precisa del área de estudio, obteniendo datos de latitud, longitud y altitud para establecer el contexto geográfico, lo cual es necesario para los cálculos de irradiación solar. Adicionalmente, se realizará un plano de levantamiento del área de instalación, para calcular el área disponible en metros cuadrados y determinar las limitaciones físicas de la superficie.

5.1.2.2 Orientación e Inclinación de los Paneles. Se determinará la orientación e inclinación exacta para maximizar la captación solar. Para ello se tendrá en cuenta la posición geográfica del sitio en relación con la línea ecuatorial. Es fundamental tomar los valores del azimut y de la inclinación recomendada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

5.1.2.3 Disponibilidad del Recurso Solar y Cálculo de las Horas Solares Pico (HSP). Se determinará la cantidad de energía solar disponible para su conversión a energía eléctrica. Para ello se utilizarán las coordenadas geográficas del proyecto para obtener los datos de radiación solar mediante el software PVGIS, este proporcionará la información detallada de la irradiación solar. Partir de los datos obtenidos se calcularán las horas solares pico (HSP), esta representa el equivalente en horas de radiación solar a plena potencia (1000 W/m^2), lo cual es un dato clave para poder dimensionar el sistema fotovoltaico.

5.1.2.4 Dimensionamiento Final del Sistema Fotovoltaico. Se determinará la cantidad de paneles solares, inversores y otros componentes clave para el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico. Para ello, teniendo las horas solares pico (HSP) y la caracterización del consumo energético (Demanda), se calcula cuántos kilovatios pico (kWp) son necesarios para generar la energía suficiente para satisfacer la demanda, también se deben considerar las pérdidas del sistema como las del inversor, cableado y otros factores. Posteriormente, se selecciona el panel adecuado obteniendo su ficha técnica para considerar factores como su eficiencia, potencia nominal y la tolerancia a variaciones a la temperatura. Una vez elegido el panel se seleccionará un inversor, por lo cual se calculará su capacidad en términos de potencia, voltaje y corriente. También se considerarán el número de salidas MPPT disponibles para la configuración. Por último, utilizando la ficha técnica del inversor, se determinará cuántos paneles se conectarán en serie y en paralelo para alcanzar el voltaje requerido.

5.1.2.5 Análisis y Evaluación Técnica para la Selección del Panel Solar. Para la selección del panel solar, se realizará un comparativo de tipo técnico, económico y de rendimiento considerando los módulos recomendados para la región. Se tomarán tres paneles, se evaluará la ficha técnica para analizar cada uno de sus parámetros. Posteriormente, se proyectará la potencia estimada, ingresos anuales y la relación entre potencia y eficiencia durante un periodo de 30 años, para este punto de utilizarán los datos de irradiación del sitio y el precio promedio de la energía.

5.1.2.6 Selección y Cálculo para Determinar el Número de Paneles Necesarios. Una vez, se realiza el análisis y evaluación técnica para la selección del panel solar, se evalúan los parámetros eléctricos, térmicos y eficiencia para determinar el panel óptimo, luego, se realiza el cálculo de dimensionamiento relacionando la potencia total requerida del sistema fotovoltaico y la potencia nominal unitaria del módulo seleccionado, con el fin de determinar el número de paneles necesarios para que la capacidad instalada logre cubrir la demanda energética proyectada.

5.1.2.7 Selección del Inversor. Para la selección del inversor, se realiza un análisis técnico y económico, donde se comparan tres modelos de inversores para identificar el equipo adecuado teniendo en cuenta las condiciones de operación del sistema fotovoltaico. Este proceso considera criterios de compatibilidad eléctrica como potencia nominal, voltaje máximo de entrada, rango operativo MPPT y corriente por entrada. Además, eficiencia de conversión, confiabilidad, protección ambiental, comunicación y garantía del fabricante. Se verifica la disponibilidad

comercial y como se adapta el equipo a las condiciones climáticas locales. En base a esta información técnica se toma la ficha técnica de cada modelo y se elabora una tabla comparativa para evaluar el desempeño y la relación beneficio/costo, esto permitirá seleccionar el inversor que ofrecerá el mejor equilibrio técnico y financiero.

5.1.2.8 Arreglo del Sistema Fotovoltaico. Se realizará un dimensionamiento eléctrico para seleccionar la configuración óptima entre los módulos y el inversor seleccionado. Se tendrá en cuenta la cantidad de paneles en serie y en paralelo, esto garantiza que el voltaje y corriente resultante se mantenga dentro del rango operativo del inversor, especialmente dentro de los límites MPPT y el voltaje máximo de entrada. Este procedimiento consiste en calcular el voltaje total del string aplicando una multiplicación del voltaje en el punto de máxima potencia por el número de módulos en serie, y la corriente total se calculará mediante la suma de las corrientes de los string en paralelo. Una vez, finalizado este proceso se determina la posición específica de los módulos en el área disponible, también, permitirá optimizar el rendimiento energético del sistema y asegurar la eficiencia.

5.1.2.9 Estructura para la Instalación de los Paneles. Se realizará un análisis estructural para determinar el tipo de estructura para la instalación del sistema fotovoltaico. Se consideran las condiciones de instalación, los esfuerzos generados por el viento, como el peso propio de los componentes, aplicando principios de ingeniería y factores de seguridad para el cálculo de anclajes y las cargas. Este procedimiento incluye determinar las fuerzas de succión cargas resistentes y la distribución de esfuerzos, lo que, permitirá definir una configuración segura y eficiente.

5.1.3 Validación del Modelo Utilizando el Software Pvsyst

Partimos de la ventana inicial de PVSyst en donde se crea un nuevo proyecto conectado a la red, una vez se realizado ese paso, se procede a cargar el archivo del sitio en donde se seleccionará la ubicación exacta, se carga el archivo meteonorm 8.0 el cual es fundamental para realizar simulaciones precisas, este contiene los datos climáticos y meteorológicos de la ubicación específica del sitio de instalación, se debe definir la orientación del panel solar por lo cual se establece la inclinación del plano y el azimut esto permitirá determinar el rendimiento de irradiación anual. Se procede a determinar el sistema, se selecciona el panel escogido lo cual permitirá determinar el inversor, el siguiente paso es establecer las pérdidas detalladas, terminado

el paso anterior sigue uno de los pasos esenciales y determinantes para el proyecto en el cual se establece el autoconsumo, en este punto se caracteriza la carga utilizada, por lo cual se analiza el consumo energético identificando el perfil de carga, en donde se toman los valores para obtener los picos de la demanda lo que hace posible la gestión de la energía con base a esos resultados se continua con la etapa final en la cual se ejecuta la simulación del sistema para obtener los datos detallados como el rendimiento y la validación del diseño técnico.

5.1.4 Resultados

Esta metodología garantiza que el Sistema Fotovoltaico sea diseñado y validado de manera óptima teniendo en cuenta cada uno de los cálculos lo que asegurará una alta eficiencia y cumplimiento normativo.

- Descripción: Documentación del diseño del sistema en su escenario.
- Herramientas: Cálculos, planos levantamiento del área y Software PVsyst.
- Recolección y validación de datos: Reportes basados en resultados validados, comparando datos esperados y reales.

5.2 Determinar La Viabilidad del Proyecto Mediante una Evaluación Financiera

La evaluación financiera se orienta a determinar la viabilidad económica del proyecto mediante el análisis de indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Retorno sobre la Inversión (ROI). Estos indicadores permiten evaluar la rentabilidad del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil. De esta manera, la evaluación financiera constituye una herramienta fundamental para establecer si el proyecto es económicamente factible y sostenible en el tiempo.

NOTA: La evaluación económica, entendida como el análisis de impactos macroeconómicos o de costos y beneficios sociales, no se consideró necesaria para el desarrollo del presente proyecto, dado que se trata de una iniciativa a menor escala y de carácter puntual. En este contexto, se determinó que la evaluación financiera resulta pertinente, ya que, permite analizar de manera directa la viabilidad del sistema fotovoltaico mediante indicadores como el VAN, la TIR y el ROI,

enfocados en la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto desde la perspectiva del inversionista o la institución beneficiaria.

Teniendo en cuenta lo anterior, la metodología utilizada para la evaluación financiera del proyecto se basa en un enfoque cuantitativo, se definen las entradas, esta incluye variables como el porcentaje de energía cubierta por los paneles solares, la tarifa eléctrica, los costos de inversión (CAPEX), los costos de operación (OPEX), la vida útil del sistema, la tasa de descuento y finalmente el IPC anual. Teniendo en cuenta lo anterior, se construye el flujo de caja, el cual permite proyectar todos los ingresos, egresos, ahorros. Luego se calculan los beneficios fiscales que se obtienen al aplicar este tipo de proyectos. Determinada cada una de las variables se procede a calcular los indicadores financieros como el valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), periodo de recuperación de la inversión (Payback), relación beneficio/costo (B/C), y el retorno de la inversión (ROI). Finalmente, se realiza el análisis de los resultados, interpretando cada uno de los indicadores obtenidos, lo cual, permitirá determinar la viabilidad financiera del proyecto y la capacidad para generar valor a lo largo de la vida útil. A continuación, se muestra el respectivo diagrama de procesos (Figura 2):

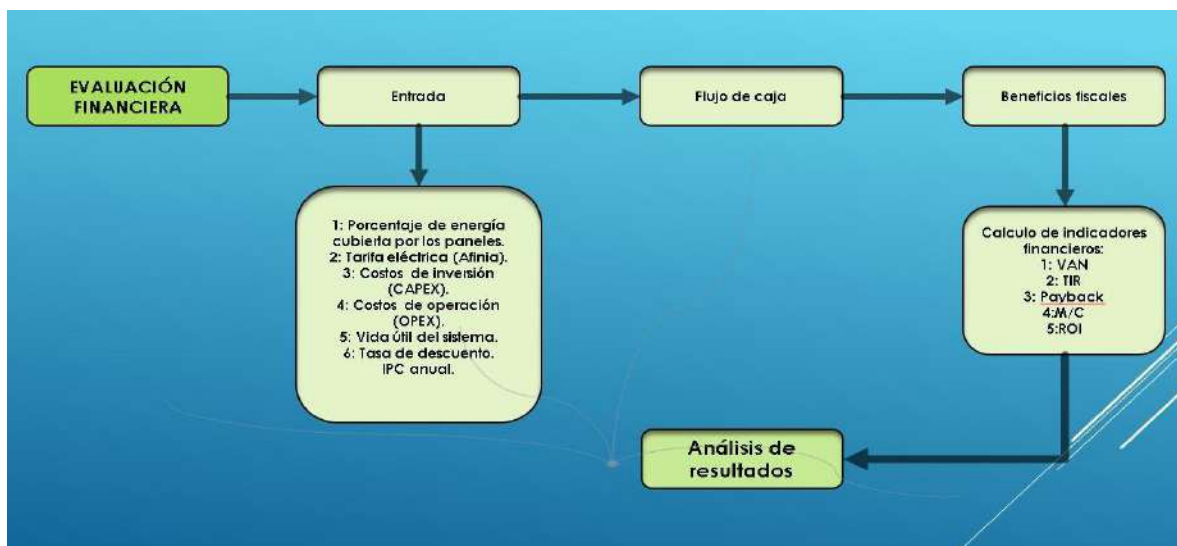


Figura 2. Diagrama de la evaluación financiera para el sistema fotovoltaico

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

5.3 Desarrollar un Modelo Integrado de Gestión de Riesgos

Después de definir el alcance, todos los criterios de aplicación, definir los objetivos, caracterizar los indicadores, plantear iniciativas y el seguimiento del Sistema Integrado de Gestión, se definen los instrumentos necesarios para asegurar la calidad. Estos instrumentos también servirán para mitigar y gestionar los riesgos que puedan comprometer poner en peligro el cumplimiento de la política de calidad. La tabla 1, especifica cada una de las etapas metodológicas.

Tabla 1. Metodología para la elaboración del modelo integrado de gestión de riesgos

Etapa metodológica	Actividades	Objetivo	Herramienta
1. Documentación o Revisión bibliográfica	<ul style="list-style-type: none"> • Investigar distribución de generación eléctrica aplicada en Colombia y eventos importantes en su historia. • Examinar Proyectos de generación fotovoltaica actualmente en desarrollo en Colombia y a nivel mundial. • Reunir una amplia información bibliográfica acerca de riesgos frecuentemente en proyectos de generación fotovoltaica. 	Determinar Los componentes fundamentales de cada una de las metodologías disponibles, así como sus ventajas y desventajas, cómo podrían complementarse e identificar cuáles metodologías se adaptan mejorando los proyectos en la generación de energías renovables fotovoltaicas.	Fuentes de datos (Base de datos) y sitios web. Bases de datos, documentos y fuentes de información oficial de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética).
2. Desarrollo del modelo Creación de formatos para	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer los procesos o fases del modelo. • Determinar los elementos del procesos y etapas. • Reconocer riesgos habituales como posibles respuestas. 	• Delimitar el conjunto de procedimientos, fases y otros elementos en el modelo.	Información obtenida a través de fuentes bibliográficas, reportes de proyectos y distintos diagramas.

documentar información requerida	la •Crear formatos para documentar la información esencial.	<ul style="list-style-type: none"> • Caracterizar la relación de los diferentes elementos estipulados en el modelo. •Especificar los riesgos y las posibles estrategias en la respuesta de naturaleza genérica. •Suministrar formularios y documentos clave necesarios para la implementación del modelo. 	
3.(Plan para la Implementación del modelo).	•Desarrollar un plan para ejecutar la implementación del modelo una vez diseñado	Definir secuencias de pasos requeridos que aseguren una implementación adecuada del modelo planteado.	Matrices y cuadros(tablas).

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

Capítulo 6

Resultados y Discusión

6.1 Elaboración Técnica del Sistema Fotovoltaico

6.1.1 Caracterización de la Carga Utilizada

La tabla 2, establece el consumo mensual facturado en el año 2023, en el sitio del proyecto por la empresa prestadora del servicio eléctrico (Afinia). El consumo de energía se expresa en kWh, en donde se incluyen las fechas exactas de facturación para cada periodo. Este dato es fundamental para dimensionar el sistema fotovoltaico, ya que, permite determinar la demanda energética promedio anual para el correcto funcionamiento del Colegio Instituto Murgas.

Tabla 2. Consumo mensual

Mes	Consumo de energía (kWh)	Fecha de facturación
Enero	539	13/01/2023
Febrero	593	12/02/2023
Marzo	2.424	24/03/2023
Abril	1.756	24/04/2023
Mayo	1.794	11/05/2023
Junio	3.335	26/06/2023
Julio	1.485	11/07/2023
Agosto	2.743	11/08/2023
Septiembre	3.989	8/09/2023

Octubre	3.445	10/10/2023
Noviembre	2.896	11/11/2023
Diciembre	2.334	12/12/2023
Total	27.333	12 meses

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

De acuerdo con la tabla 2, el mes con mayor consumo es el mes de septiembre con un consumo de 3.989 kWh. Para los meses de enero y febrero, los valores atípicos se deben a la baja actividad académica, un factor es el periodo de vacaciones que reduce el uso de equipos. Otro factor importante es el receso de actividades del área administrativa, los cuales, no tienen actividades para estas fechas. Los meses de junio y diciembre se realizan actividades tanto administrativas como educativas por lo cual el consumo se mantiene.

Tomando los valores de la tabla 2, se procede a calcular el consumo promedio mensual, este se realizó de un año debido a la falta de información solo se contaba con un año, estudios realizados por la International Renewable Energy Agency (IRENA, 2019), como también, la metodología utilizada por el software de simulación PVsyst, se considera que la disponibilidad de datos de consumo de un año es adecuada para poder establecer la línea base de la demanda eléctrica, a continuación se calcula el consumo promedio mensual:

$$\text{Consumo Promedio} = \frac{27.333 \text{ kWh}}{12} \quad (1)$$

$$\text{Consumo Promedio} = 2.227 \text{ kWh}$$

A partir de la tabla 2, se realizó la gráfica de consumo mensual, como se aprecia en la figura 3.

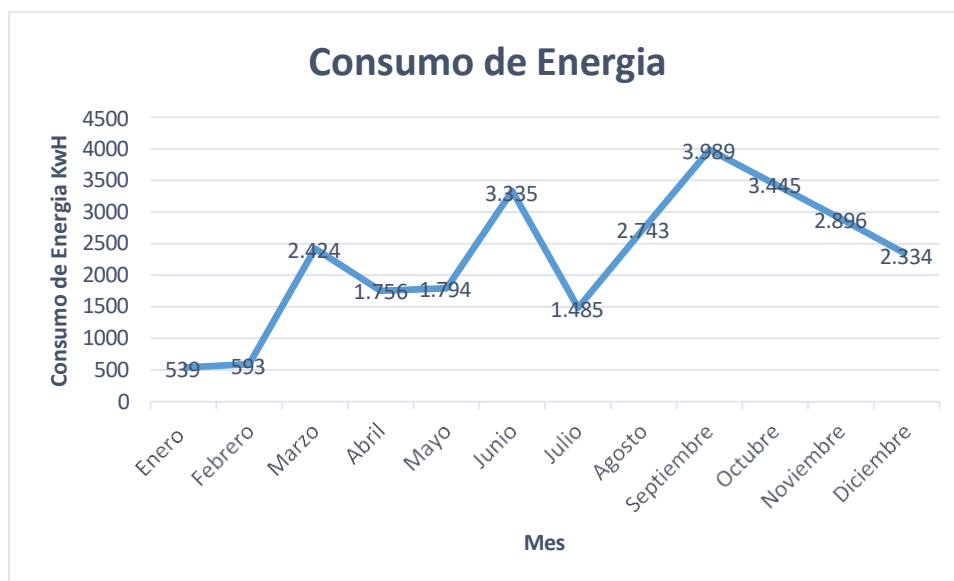


Figura 3. Gráfica del consumo mensual

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

Se observa una variación significativa en el consumo mensual de energía en el Colegio Instituto Murgas durante el año 2023. Esto puede deberse a factores operativos del Colegio, lo cual contrasta con el calendario estudiantil, actividades extracurriculares y periodos de vacaciones, los meses con menor consumo son enero y febrero, lo cual es coherente con estos periodos. Se registra un consumo total de 27.333 kWh, lo cual permitió calcular el consumo promedio mensual del 2.227 kWh, como se muestra en la ecuación (1), este valor promedio es esencial para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, debido a que proporciona una base representativa para establecer la capacidad de generación requerida para cubrir la demanda energética del Colegio.

6.1.2 Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico

Se utilizará un sistema on-grid, debido a que estas instalaciones permiten la inyección directa de energía al sistema interconectado, como también, permite consumir energía de la red en momentos donde la generación de energía este por debajo del consumo debido a fenómenos naturales o cualquier afectación que pueda suceder. No utilizar almacenamiento de energía por medio de baterías reducirá de manera significativa el costo del sistema requiriendo una menor inversión, operación y mantenimiento. Por otro lado, este tipo de sistemas facilitan la

sincronización de la tensión, fase con la red y frecuencia, asegurando la continuidad del servicio eléctrico optimizando el autoconsumo. En periodos de baja demanda como recesos o vacaciones, el excedente puede ser entregado a la red favoreciendo la eficiencia y sostenibilidad del proyecto (SENA, 2022).

Para el Colegio Instituto Murgas, la implementación de un sistema fotovoltaico on-grid, resulta ser la opción más viable técnica y económicamente, ya que, teniendo en cuenta el perfil de consumo, el funcionamiento de las instalaciones inicia de 7 am y finaliza a las 2 pm, por lo cual, no es necesario incorporar un sistema de almacenamiento, dado que la mayor parte del consumo eléctrico ocurre en horas donde el sistema fotovoltaico será suficiente para cubrir la demanda eléctrica. Por otro lado, el almacenamiento solo se justifica en casos donde es necesario el suministro en horarios nocturnos, en un Colegio cuya operación no se extiende en estos horarios y contando con una red pública, el respaldo es garantizado sin necesidad de incurrir en costos adicionales. De esta manera resulta más eficiente y viable no contar con almacenamiento (SENA, 2022).

6.1.2.1 Ubicación y Caracterización del Área de Estudio. El Instituto Murgas se encuentra en la ciudad de Valledupar, Cesar, utilizando Google Maps, las coordenadas geográficas del sitio del proyecto son las siguientes: Longitud: $73^{\circ}14'43.79''\text{O}$ y Latitud: $10^{\circ}27'20.16''\text{N}$. A partir de esto, se determinan los valores de radiación solar y las horas solares pico (HSP) de la zona. La Figura 4, muestra la vista superior (Zoom) del Colegio Instituto Murgas tomada de Google Earth, la cual permite identificar el área para la instalación del sistema fotovoltaico.



Figura 4. Ubicación geográfica Colegio Instituto Murgas (Google Earth).

Mediante el uso de plano de levantamiento del área, se lograron obtener las dimensiones precisas del área disponible para la instalación del sistema fotovoltaico. Este proceso permitió calcular con precisión el área total en metros cuadrados (m^2) del techo del Instituto Murgas. Al contar con las medidas exactas, se optimiza el uso del espacio, se garantiza una distribución adecuada de los módulos y se maximizan los rendimientos del sistema, ajustándolo a las características específicas del lugar y a las necesidades energéticas del proyecto. La Figura 5, muestra el plano de levantamiento del área del Colegio Instituto Murgas:

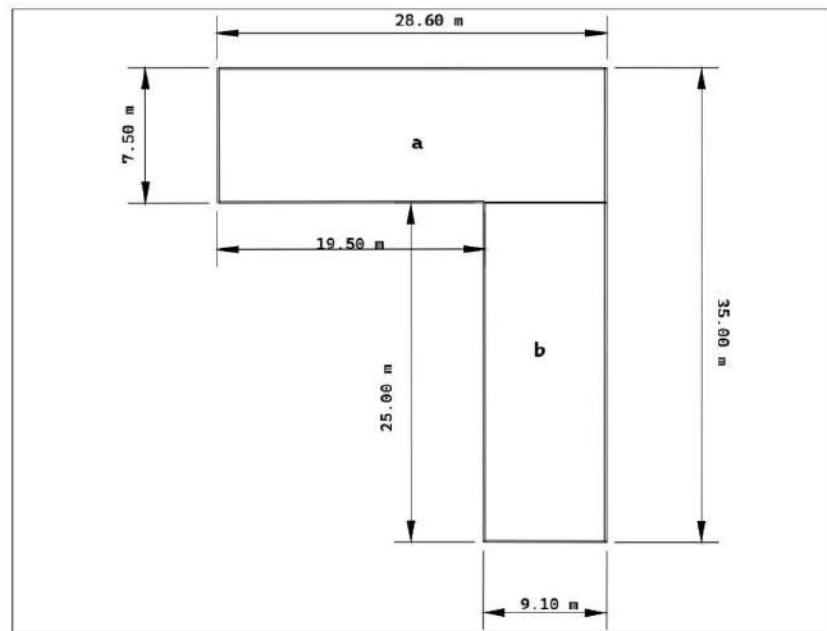


Figura 5. Plano del levantamiento del área del Colegio Instituto Murgas

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

Teniendo en cuenta las medidas y el área de la superficie, a continuación, se realiza el cálculo del área total:

$$\text{Area } a = 28,60 \text{ m} * 7,50 \text{ m}$$

$$\text{Area } a = 214,50 \text{ m}^2$$

$$\text{Area } b = 25,00 \text{ m} * 9,10 \text{ m} \quad (2)$$

$$Area\ total = 214,50\ m^2 + 227,50\ m^2$$

$$Area\ total = 442,00\ m^2$$

El techo o lugar en donde se instalarán los paneles consta de una superficie plana sin ninguna construcción u objetos en su área, teniendo en cuenta lo anterior y el cálculo realizado se cuenta con un área de 442,00 m² para la instalación de los paneles. No se puede disponer del 100 % del área calculada, debido a que se debe garantizar la zona de tránsito, ya sea, para instalación o mantenimientos, por lo cual, es necesario brindar seguridad a los técnicos que estarán encargados del proyecto. Teniendo en cuenta lo anterior se utilizar el 85 % del área total, debido a factores técnicos y de seguridad. En primer lugar, es necesario dejar espacios de separación entre las filas de los módulos esto evitará el sombreado mutuo y permitirá la circulación del aire. En segundo lugar, es necesario tener áreas de acceso y de mantenimiento. Así el área útil será:

$$Area\ util = 442,00\ m^2 * 0,85 \quad (3)$$

$$Area\ util = 375,80\ m^2$$

Teniendo en cuenta el resultado se determina que el área útil para la instalación de los paneles será de 375,80 m².

6.1.2.2 Orientación e Inclinación de los Paneles. La orientación de los paneles solares con respecto al sol está determinada por la posición en relación con el ecuador. Dado que Colombia se encuentra al norte del ecuador o en el hemisferio norte, la orientación óptima o el azimut de los módulos debe ser de 0°. Además, se ha establecido que la inclinación óptima de los paneles (β) es de 10.5° (PVsyst), lo que maximiza su rendimiento al captar la mayor cantidad de radiación solar como lo establece la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

6.1.2.3 Disponibilidad del Recurso Solar y Cálculo de las Horas Solares Pico (HSP). Determinar la disponibilidad el recurso solar es un aspecto fundamental para el diseño y evaluación de proyectos fotovoltaicos (Dazhi YANG, Wenting WANG, Xiang'ao XIA, 2021), ya que, permite determinar con precisión el recurso energético y aprovecharlo en la generación de electricidad. Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se emplearon las coordenadas del Colegio Instituto Murgas, luego, se procedió a descargar las bases de datos PVGIS-ERA5 y NASA POWER

VIEWER. La práctica para la evaluación de recursos solares indica que no es confiable usar un solo año, por lo cual, se debe usar una serie histórica larga para obtener datos estadísticos robustos (Manajit Sengupta, Aron Habte, Stefan Wilbert, Christian Gueymard, Jan Remund4, 2021). Expertos como NREL Y IEA, aceptan el uso de series más cortas de 10 a 15 años. Teniendo esto en cuenta se concluye que doce (12), años de datos, cubren suficientes ciclos climáticos y variaciones interanuales que permiten caracterizar las fluctuaciones que llegan a ser relevantes para proyectos fotovoltaicos y reducir la incertidumbre. Se analizaron los datos de irradiación solar desde el año 2012 hasta el año 2023, al usar doce (12) años de datos reduce el riesgo de tener sesgos de un año atípico, permitiendo utilizar la variabilidad interanual de la irradiación. Los datos de irradiación solar obtenidos a través de PVGIS-ERA5 y NASA POWER VIEWER, permitieron determinar la irradiación solar promedio. Se analizaron los datos, desglosados mes a mes, para obtener un promedio mensual y calcular las horas solares pico (HSP). Una vez obtenido este resultado, se determinó el promedio anual de cada base de datos. Posteriormente, estos promedios anuales fueron integrados en un único promedio, con el objetivo de unificar las dos bases de datos y garantizar una mayor veracidad y confiabilidad en la estimación del recurso solar (Los procedimientos de cálculos de las bases de datos empleadas se detallan en el Apéndice 4). La tabla 3, presenta el resultado de datos obtenidos a partir de la base de datos se PVGIS-ERA5 y NASA POWER VIEWER.

Tabla 3. Hora solar pico obtenido de la base de datos de PVGIS-ERA5 y NASA POWER VIEWER del año 2012 al año 2023.

MES	PVGIS-ERA5	NASA data viewer
	HORA SOLAR PICO	HORA SOLAR PICO
Enero	5,98	5,51
Febrero	5,77	5,96
Marzo	5,93	5,64
Abril	4,93	5,20
Mayo	4,59	5,10
Junio	4,53	5,37
Julio	4,94	5,60
Agosto	4,97	5,45

Septiembre	4,73	5,17
Octubre	4,70	4,88
Noviembre	4,69	4,72
Diciembre	5,69	5,25
PROMEDIO	5,12	5,32

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

La figura 6, presenta la comparación del promedio mensual de irradiación del año 2012 al año 2023.

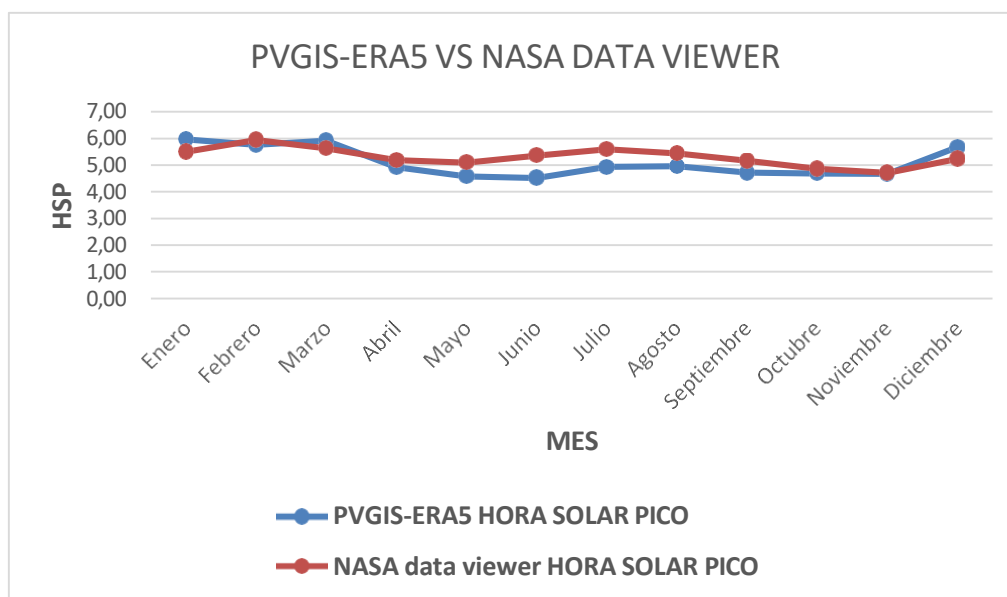


Figura 6. Comparación del promedio mensual de irradiación del año 2012 al año 2023

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

La tabla 4, muestra el resultado del promedio anual unificado de las bases de datos del año 2012 al año 2023:

Tabla 4. Promedio anual unificado de las bases de datos.

Mes	Hora solar pico
-----	-----------------

Enero	5,98
Febrero	5,86
Marzo	5,79
Abril	5,06
Mayo	4,85
Junio	4,95
Julio	5,27
Agosto	5,21
Septiembre	4,95
Octubre	4,79
Noviembre	4,70
Diciembre	5,47
PROMEDIO	5,24

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

El mes con menor radiación solar fue noviembre, con un valor de 4,70 HSP y el mes con mayor valor fue enero con 5,98 HSP, lo que permite optimizar la captación de energía en los periodos más favorables. Se determinó que el valor promedio de las horas solares pico (HSP) es de 5,24, este valor representa la cantidad promedio diaria de horas en las que la irradiación solar alcanza un nivel óptimo, lo que indica que, el sistema solar tiene más de cinco horas diarias de irradiación suficiente para generar energía eléctrica a su máxima capacidad.

6.1.2.4 Dimensionamiento Final del Sistema Fotovoltaico. Teniendo en cuenta los datos de la radiación solar (HSP), se procede a dimensionar el sistema solar fotovoltaico. El primer paso es tomar el consumo energético anual el cual es de 27.333 *kWh/año* y convertirlo a consumo diario, se utiliza la siguiente formula:

$$\text{Consumo diario} = 27,333 \text{ kWh/año}$$

$$\text{Consumo diario} = \frac{27,333 \text{ kWh}}{365 \text{ dias}} \quad (4)$$

$$\text{Consumo diario} = 74,86 \text{ kWh/dia}$$

Para determinar la energía generada por kWp instalado, se utiliza las HSP del área del proyecto el cual es de 5,24 horas solares pico por día y se multiplica por la energía que un sistema de 1kWp puede generar.

$$\begin{aligned}
 EkWp &= HSP * 1kWp \\
 EkWp &= 5.24 * 1kWp \\
 EkWp &= 5,24 \frac{kWh}{dia}
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

El coeficiente de rendimiento (PR), constituye una de las magnitudes más importantes para evaluar la efectividad de una instalación fotovoltaica, en concreto, expresa la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teórico posible. Este aporta la información de la eficiencia energética y la fiabilidad de la instalación fotovoltaica. Cuanto más cercano al 100% sea el coeficiente de rendimiento, mayor será la efectividad de la instalación fotovoltaica. No obstante, no es posible en la realidad lograr el 100% de efectividad, puesto que durante la operación del sistema se producen pérdidas inevitables, sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas eficientes alcanzan un coeficiente de rendimiento del 80% (SMA Solar Technology AG, 2016).

El factor de pérdidas es importante (PR, performance Ratio), para la eficiencia del sistema fotovoltaico. Diversas literaturas establecen un promedio de pérdidas del sistema aproximadamente del 20% (Caldera Sudano, L. A. (2023), en donde, se establecen las siguientes pérdidas:

- Pérdidas del inversor 3%.
- Pérdidas por cableado y conexiones 2%.
- Pérdidas mismatches entre paneles 1%.
- Pérdidas por temperatura y coeficiente térmico 8% (SciePublish, 2023).
- Pérdidas por orientación y ángulo de incidencia 2%.
- Pérdidas por sombras 2%.
- Margen de seguridad y degradación 1%.
- Otras pérdidas 1%.

Teniendo en cuenta la suma total de las pérdidas, se debe considerar un factor de seguridad el cual será del 20%, lo cual compensará directamente a esas pérdidas como cualquier otro posible factor.

Las pérdidas se multiplican de forma acumulativa para obtener el factor de rendimiento.

Inversor

$$= 100\% - 3\% = 97\% \rightarrow 0,97$$

Cableado y conexiones

$$= 100\% - 2\% = 98\% \rightarrow 0,98$$

Mismatches entre paneles

$$= 100\% - 1\% = 99\% \rightarrow 0,99$$

Temperatura y coeficiente térmico

$$= 100\% - 8\% = 92\% \rightarrow 0,92$$

Orientación y ángulo de incidencia

$$= 100\% - 2\% = 98\% \rightarrow 0,98$$

Margen de seguridad y degradación

(6)

$$= 100\% - 1\% = 99\% \rightarrow 0,99$$

Sombras

$$= 100\% - 2\% = 0,98\% \rightarrow 0,98$$

Otras pérdidas

$$= 100\% - 1\% = 0,99\% \rightarrow 0,99$$

Factor de rendimiento

$$= 0,97 * 0,98 * 0,99 * 0,92 * 0,98 * 0,99 * 0,98 * 0,99$$

Factor de rendimiento

$$= 0,80$$

Se calcula la energía útil generada por kWp instalado, por lo cual se ajusta la generación energética multiplicándola por el factor de rendimiento.

$$E_{util} = HSP * 0,80$$

$$E_{util} = 5,24 \frac{kWh}{dia} * 0,80 \quad (7)$$

$$E_{util} = 4,19 kWh \text{ por kWp}$$

Para lograr cubrir el consumo diario promedio, se determina la potencia del sistema, por lo cual se divide el consumo diario entre la energía útil generada.

$$potencia\ requerida = \frac{\text{consumo diario } \left(\frac{kWh}{dia}\right)}{\frac{Energia\ util}{74.86 \left(\frac{kWh}{dia}\right)}} \quad (8)$$

$$Potencia\ requerida = \frac{4,19kWh}{dia} \text{ por kWp}$$

$$Potencia\ requerida = 17,86 kWp$$

Una vez realizado el cálculo como resultado tenemos que la potencia del sistema que puede generar el sistema para cubrir el consumo eléctrico será de 17,87 kWp. Este cálculo es necesario, ya que, permitirá dimensionar el número de paneles necesarios y el inversor adecuado para el sistema, lo cual asegurará que el suministro sea eficiente.

6.1.2.5 Análisis y Evaluación Técnica para la Selección del Panel Solar. Para la selección del panel, se realizará una comparación de módulos fotovoltaicos utilizando una metodología basada en comparación técnica, económica y de desempeño. Para la selección de los

paneles se tendrá en cuenta cuales son los paneles más utilizados o recomendados para la región. Se analizarán las fichas técnicas (Potencia nominal, eficiencia, coeficiente de temperatura, degradación y configuración eléctrica). La elección de los paneles será de la gama de 600W, esto se debe a razones técnicas, operativas y económicas que se muestran a continuación:

- Cuenta con mayor densidad de potencia por área, lo cual es un factor crítico para sitios con limitación de superficie para maximizar el kW instalado por área.
- Reducción del potencial LCOE y BOS, para disminuir la cantidad de módulos, estructura y conexiones.
- Mejora la relación rendimiento/precio, teniendo en cuenta el mercado colombiano.
- Es compatible con configuraciones modernas de V, para optimizar el costo de inversores y el respectivo cableado.

El procedimiento consiste en recopilar datasheets y manuales de los modelos seleccionados, los cuales, fueron el panel ZXMR-UPLDD132 de 600 W, el panel TMB-600W y el panel Vertex TSM-NEG19RC.20 de 605 W, se identifican sus parámetros claves como P_{max} , I_{mp} , V_{mp} , eficiencia, degradación y las características bifaciales. Una vez analizados los paneles se comparan factores como potencia estimada vs año, ingreso anual vs año y potencia vs eficiencia, todo esto teniendo en cuenta el rendimiento esperado según el fabricante bajo condiciones de irradiación del lugar en donde se realizará el proyecto.

El módulo ZXMR-UPLDD132 series de 600W, según el fabricante, cuenta con tecnología N-type de alta densidad, su diseño es de 132 células y variantes bifaciales/ doble para lograr ganancia potencial en sitios favorables, tiene una eficiencia de 22.95%, buena resistencia PID, baja degradación anual. Teniendo en cuenta sus características técnicas, es un panel óptimo al lograr menor LCOE (Levelized Cost of Energy) por Wp instalado cuando se dispone de un área limitada, como también, reduce costos BOS por Wp instalado, es decir, menor costos en estructuras y menos trackers por kW instalado.

El módulo TMB-600W, según el fabricante, ofrecen valores de V_{mp}/I_{mp} que facilita el diseño de strings a 1500 V y su eficiencia de módulos giran en torno al 22,32%, cuenta con garantía lineal de rendimiento lo que es típico para el sector. La ventaja que este ofrece radica en un

equilibrio entre potencia nominal y los parámetros eléctricos que son amigables con inversores y configuración residencial e industrial, además, tiene una oferta comercial que facilita la adquisición en el mercado local. Un punto clave son sus parámetros que permite realizar un diseño sencillo de cadenas para lograr costos competitivos por Wp generado.

El módulo Vertex TSM-NEG19RC.20 de 605 W, es ampliamente documentado para uso industrial y datasheets oficiales según el fabricante, presenta tecnología multibusbar y N-type para lograr una eficiencia de 22,4% y presenta versión bifacial (Vertex N). Sus datasheets presentan baja degradación anual de 0,40, es compatible con instalaciones de 1500 V y presenta un rendimiento alto por unidad de superficie, por lo cual, reduce el LCOE y el BOS. Todo esto le da un respaldo de confianza técnica y económica para diversos proyectos industriales o residenciales.

El apéndice 5, presenta un documento en formato Excel que contiene la información técnica y comparativa de cada uno de los modelos de paneles seleccionados. En cada hoja se detallan sus características principales utilizadas, tal como, fabricante, modelo, potencia y otros parámetros para el análisis. Adicionalmente, el archivo cuenta con una hoja denominada como resultados, en la cual, se consolidan cada una de las proyecciones de potencia estimada por año, los ingresos anuales esperados y la relación entre potencia y eficiencia, permitiendo evaluar el desempeño técnico y económico de cada módulo. La figura 7, muestra la gráfica de la potencia estimada en W vs el año.

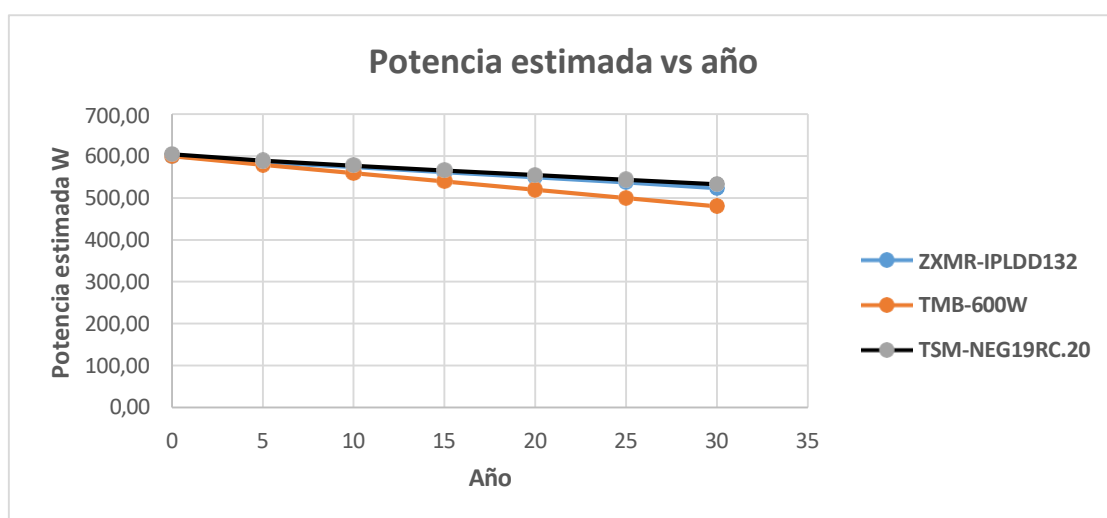


Figura 7. Evolución de la potencia estimada de cada uno de los paneles a lo largo de 30 años

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

La figura 7, muestra la evolución de la potencia estimada de cada uno de los paneles a lo largo de 30 años, se puede observar una tendencia descendente esto se debe a la degradación anual. Por su parte el panel TMB-600W presenta la mayor pérdida de potencia, llegando a 480 W al año por su degradación anual de 0,66, el panel ZXMR-IPLDD132 alcanza valores de 524 W por su degradación de 0,40, y el panel TSM-NEG19RC.20 alcanza valores de 533,21 W. En conclusión, el panel TSM-NEG19RC.20 muestra un mejor desempeño manteniéndose por encima en el mismo periodo de tiempo, lo que indica que, aunque todos los equipos sufren de degradación este es más eficiente a largo plazo. No obstante, el panel ZXMR-IPLDD132 presenta valores similares, por lo cual, cualquiera de los dos puede ser una gran opción. La figura 8, muestra la gráfica de ingreso anual vs año.

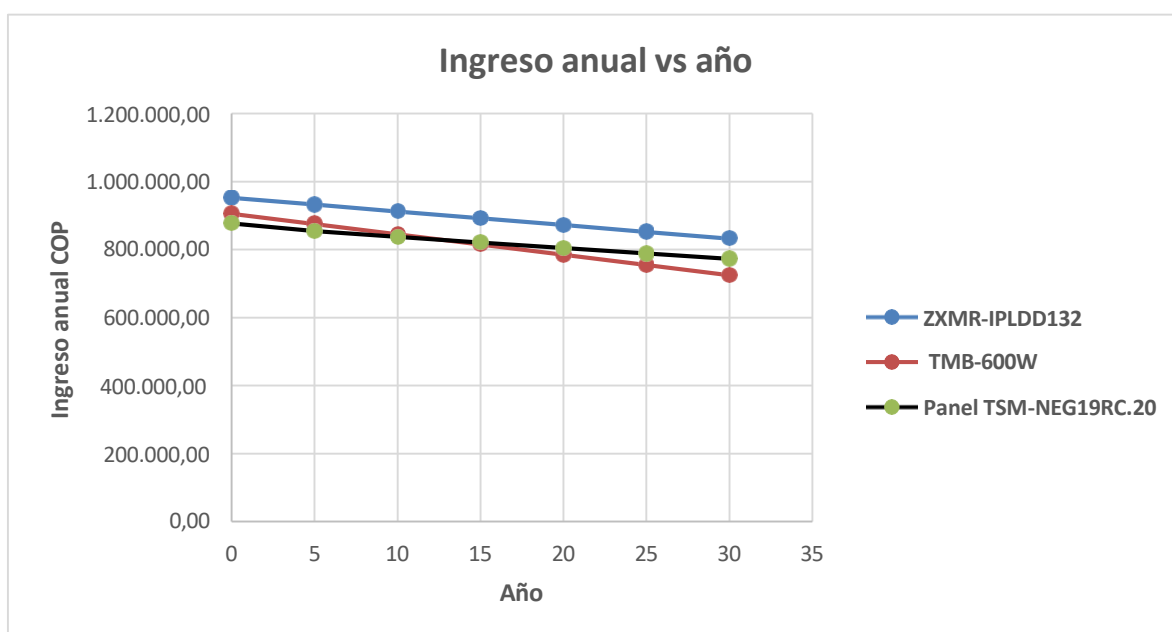


Figura 8. Gráfica de ingreso anual vs año

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

En la figura 8, se observa una disminución progresiva de ingresos a lo largo de 30 años en pesos colombianos, cabe aclarar, que se utilizó el promedio anual del precio de energía reportado por la empresa prestadora del servicio (Apéndice 6), el panel ZXMR-IPLDD132 mantiene consistentemente los ingresos más altos, comenzando cerca de 952.000 COP en el año 0 y descendiendo a aproximadamente 832.890 COP en el año 30. El panel TSM-NEG19RC.20 se mantiene intermedio, partiendo de 877.873 COP y llega al valor de 773.727 COP en el año 30. Por

último, el panel TMB-600W inicia con 906.478 COP, lo cual, es un buen desempeño, pero a lo largo del tiempo pierde valor económico llegando a 773.727 COP en el año 30. En conclusión, aunque los tres paneles presentan pérdidas debido a la degradación de sus componentes a lo largo del tiempo, el panel ZX MR-IPLDD132 resulta ser el más rentable en términos de ingresos. La figura 9, muestra como la reducción de la eficiencia impacta directamente a la potencia generada (kWh/año).

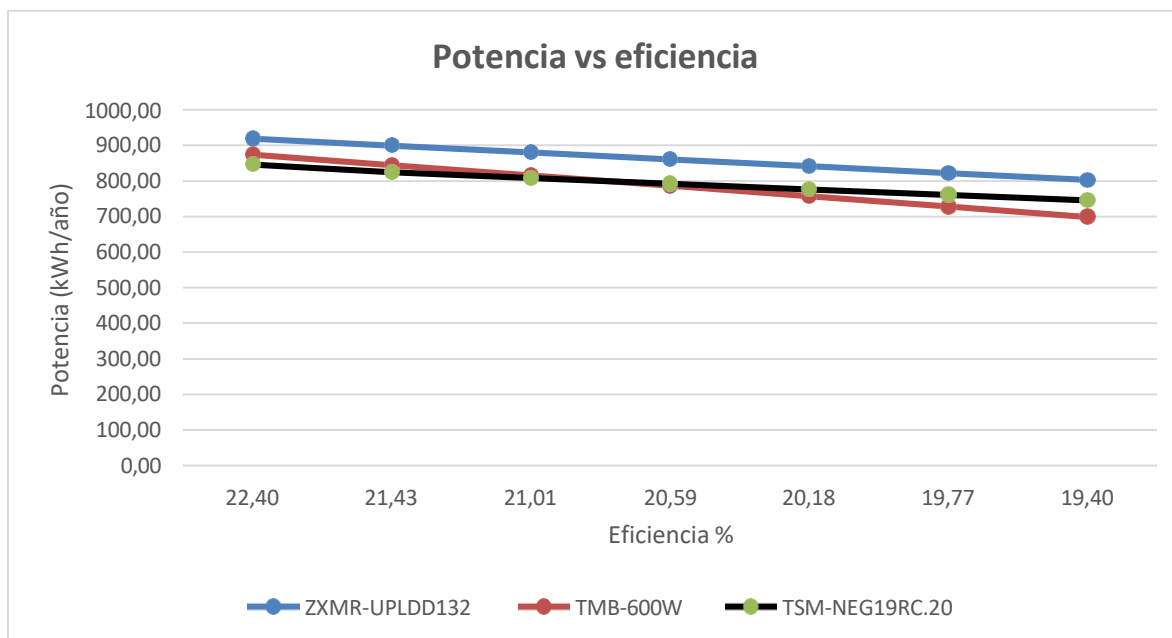


Figura 9. Gráfica de potencia vs eficiencia

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

El panel ZXMR-UPLDD132, presenta el mejor desempeño a lo largo de los años, inicia con una eficiencia de 22,95% y una potencia de 919,40 (kWh/año), al año 30 desciende a una eficiencia de 20,06% y una potencia de 803,60 (kWh/año). El panel TSM-NEG19RC.20 (kWh/año), presenta menores valores inicia con una eficiencia del 22,40% y una potencia de 847,00, llegando al año 30 a una eficiencia de 19,40% y una potencia de 746,50 (kWh/año). Finalmente, el panel TMB-600W obtiene el menor rendimiento, aunque inicia en un punto intermedio con una eficiencia de 22,32% y una potencia de 874,6 (kWh/año), llega al año 30 a una eficiencia de 17,86% y una potencia de 699,68 (kWh/año) por debajo de los demás modelos. En conclusión, el análisis de potencia vs eficiencia demuestra la pérdida de rendimiento en un periodo de 30 años, determinando que, aunque sea normal la disminución de estos valores debido a la

degradación, la mejor opción es el panel ZXMR-UPLDD132, al ser la opción más estable y con mayor producción dentro del rango evaluado.

6.1.2.6 Selección y Cálculo para Determinar el Número de Paneles Necesarios.

Teniendo en cuenta el análisis y evaluación técnica realizada, se determinó que la mejor opción para el sistema fotovoltaico es el panel solar ZXMR-UPLDD132 series de 600W (Ficha técnica en el apéndice 1). El panel cuenta con una potencia de 600 Wp y una eficiencia del 22.95%. Este panel cuenta con un buen comportamiento térmico en zonas con clima tropical, este cuenta con un coeficiente de temperatura de potencia de $-0.34\%/^{\circ}\text{C}$, logrando que minimice las pérdidas por eficiencia en altas temperaturas. Todas estas características logran un rendimiento estable y confiable para todo el año. El diseño físico y las especificaciones eléctricas como la tensión de circuito abierto de 49.65 V y corriente de cortocircuito de 13.96 A, resultan compatibles con inversores de alta eficiencia para lograr una integración segura. En conclusión, el panel solar no solo maximiza la producción de energía, si no también, asegura que el sistema tenga una viabilidad técnica y económica.

Seleccionado el panel solar, realizamos el siguiente cálculo para determinar el número de paneles solares que requiere el sistema fotovoltaico, como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} & \textit{numero de paneles} \\ &= \frac{\textit{Potencia del sistema}}{\textit{Potencia del panel seleccionado}} \end{aligned} \tag{9}$$

$$\textit{numero de paneles} = \frac{17,860 \textit{ W}}{600 \textit{ W}}$$

$$\textit{numero de paneles} = 29,76 \approx 30$$

Como resultado del cálculo anterior tenemos que el sistema requiere un total de 30 paneles solares para cubrir la demanda total.

6.1.2.7 Selección del Inversor. Para la selección del inversor, se tiene en cuenta cada uno de los siguientes criterios técnicos y económicos.

- Compatibilidad del equipo con el sistema fotovoltaico, potencia nominal, voltaje máximo de entrada Voc y el rango operativo MPPT.
- Es importante la eficiencia de conversión para reducir pérdidas, lo cual, maximizara el rendimiento.
- Es necesario que el equipo tenga buena conectividad para monitorear de rendimiento.
- El equipo debe tener buena confiabilidad y garantía por parte del fabricante.
- Es fundamental que el equipo seleccionado este diseñado para operar en las condiciones ambientales del área de estudio, y garantizar la disponibilidad en el stock del proveedor.

El principal objetivo es garantizar que el equipo seleccionado cumpla con cada uno de los requerimientos técnico, económicos y tenga disponibilidad local en Valledupar, Cesar. Se escogió el inversor Solís S5-GR3P15K, el inversor Growatt MAC / MOD 15KTL3-X, y el inversor Huawei SUN2000-15KTL-M (Fichas técnicas en el Apéndice 2). Estos cumplen con cada uno de los requerimientos que el sistema fotovoltaico demanda, como eficiencia, rango de voltaje, garantía, soporte local y costo. A continuación, se realiza un análisis comparativo entre inversores (Tabla 5):

Tabla 5. Análisis comparativo entre inversores

Inversor	Solís S5-GR3P15K	Growatt MOD 15KTL3-X	Huawei SUN2000-15KTL-M5
Parámetro técnico			
Potencia nominal AC	15 kW	15 kW	15 kW
Potencia máxima DC	22.5 kW	22.5 kW	22,5 kW
Rango de voltaje MPPT	160–850 V	200–1000 V	200–1000 V
Voltaje máx. entrada DC	1000 V	1100 V	1100 V
Corriente máx. por MPPT	32 A	de 13 a 26 A	15 A
Eficiencia máxima	98.7 %	98.2 %	98.4 %

Número de MPPT	2	2	2
Comunicación	Wifi/LAN	Wifi	RS485/Wifi
Protección IP	IP66	IP65	IP65
Garantía	10 años	10 años	10 años
Precio aprox. (COP)	12 millones	9 millones	10 millones

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

Teniendo en cuenta lo anterior se seleccionó el inversor S5-GR3P15K, ya que, su capacidad nominal es de 15 kW, lo que cumple de manera óptima con la potencia generada por el sistema fotovoltaico, el cual es de 17,86 kWp, lo que representa una relación controlada entre la potencia del sistema y la capacidad del inversor, maximizando el rendimiento, hay que tener en cuenta que el sistema es para autoconsumo y en ciertos periodos de tiempos se inyectara a la red. Este inversor cuenta con dos salidas MPPT y una potencia FV máxima de entrada de 22.5 kW. Aunque, su precio es ligeramente mayor frente a los otros modelos, este ofrece mejores prestaciones técnicas y operativa para el área de estudio. Un punto en específico para tomar esta decisión se basó en la eficiencia máxima de operación de 98.7%, con una protección IP66 siendo superior a los otros equipos. Además, su mayor corriente máxima llega a MPPT 32A, esto permite adaptar cadenas de paneles de alta potencia optimizando el rendimiento del sistema fotovoltaico. En conclusión, las especificaciones técnicas de operación convierten a este inversor en la mejor opción económica viable, para que el sistema funciones de forma eficiente, confiable y óptima para aprovechar la generación energética del sistema.

6.1.2.8 Arreglo del Sistema Fotovoltaico. Seleccionado el panel y el inversor, realiza el arreglo e instalación que tendrá el sistema fotovoltaico. La tabla 6, muestra los datos claves del sistema:

Tabla 6. Datos del sistema

Panel seleccionado	Inversor seleccionado
(ZNSHINE ZXMR-UPLDD132-600W)	(Solís S5-GR3P15K)

Potencia 600 Wp	Potencia nominal : 15 kW
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp): 41.1 V	Potencia FV máxima de entrada: 22.5 kW
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp): 14.88 A	Rango MPPT: 160 V - 1000 V
Corriente de cortocircuito (Isc): 15.13 A	Voltaje de entrada máximo: 1100 V
Voltaje de circuito abierto (Voc): 49.0 V	Número de entradas MPPT: 2
	Cadenas máximas por MPPT: 2 (4 cadenas)
	Potencia requerida: 19.52 kWp
	Numero de paneles calculados: 30
	1 inversor

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

Se procede a calcular el arreglo del sistema fotovoltaico:

$$\frac{30 \text{ paneles}}{15 \text{ por strings}} = 2 \text{ strings} \sim \text{en paralelo} \quad (10)$$

Teniendo en cuenta el voltaje de un sistema strings en serie

$$V_{mp \text{ total}} = 15 * 41.1 \text{ V}$$

$$V_{mp \text{ total}} = 616.5 \text{ V}$$

$$V_{oc \text{ total}} = 15 * 49.0 \text{ V} \quad (11)$$

$$V_{oc} = 735 \text{ V}$$

Lo cual está dentro del rango del MPPT de inversor el cual es de (160-1000 V) y por debajo del límite máximo, el cual es de 1100 V. Se calcula la corriente total: Cada string aportara 14.88 A como son 2 string en paralelo.

$$\text{Corriente total} = I_{mp} = 2 * 14.88 \text{ A} \quad (12)$$

$$\text{Corriente total} = 29.76 \text{ A}$$

Lo cual está por debajo del límite de 32 A por cada MPPT. La configuración sugerida por el área útil será: 15 paneles en serie x 2 paneles en paralelo = 30 paneles. La figura 10, muestra el diagrama del arreglo del sistema fotovoltaico.

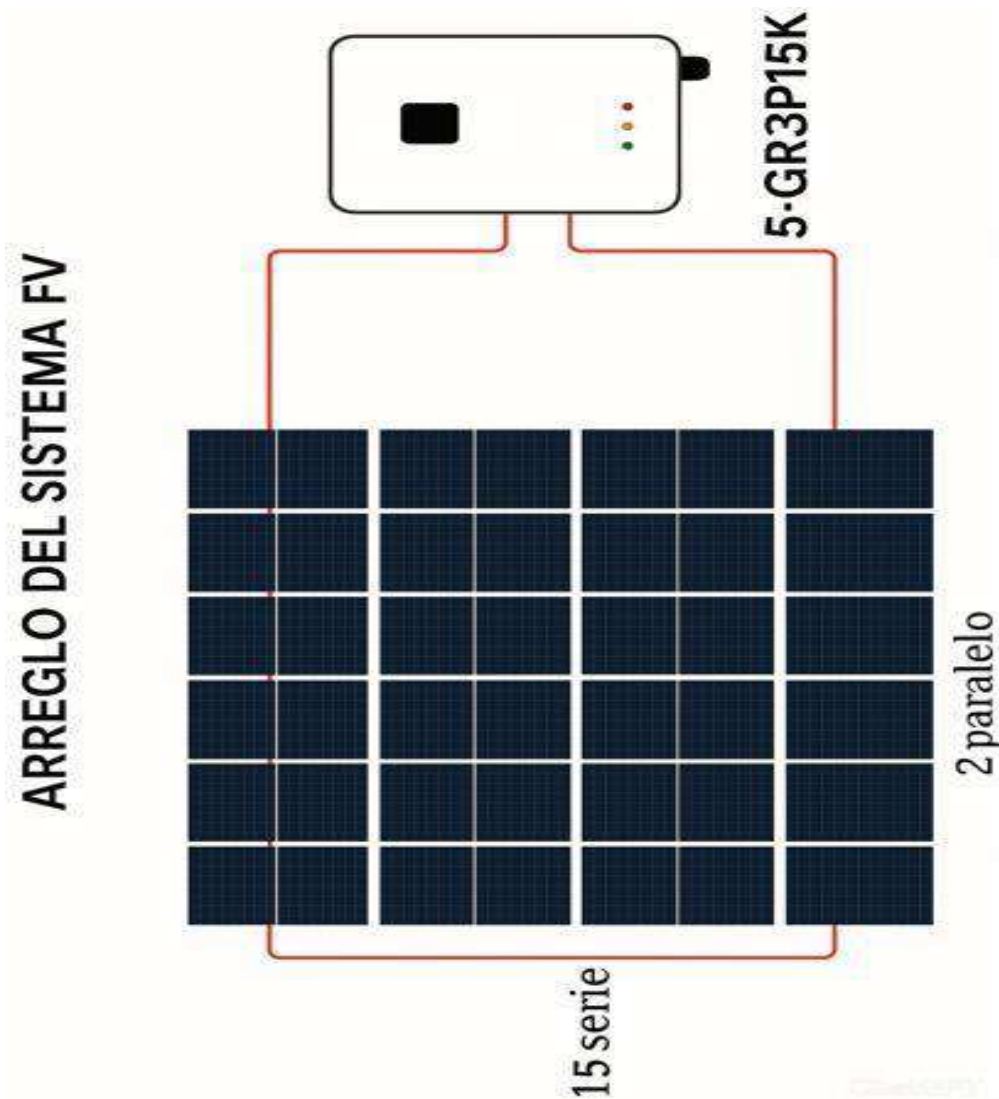


Figura 10. Arreglo del sistema fotovoltaico

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

La figura 11, describe el arreglo de los paneles sobre el plano del sitio del proyecto teniendo en cuenta el área de instalación y el efecto sombra (Víctor González Zamora, 2020).

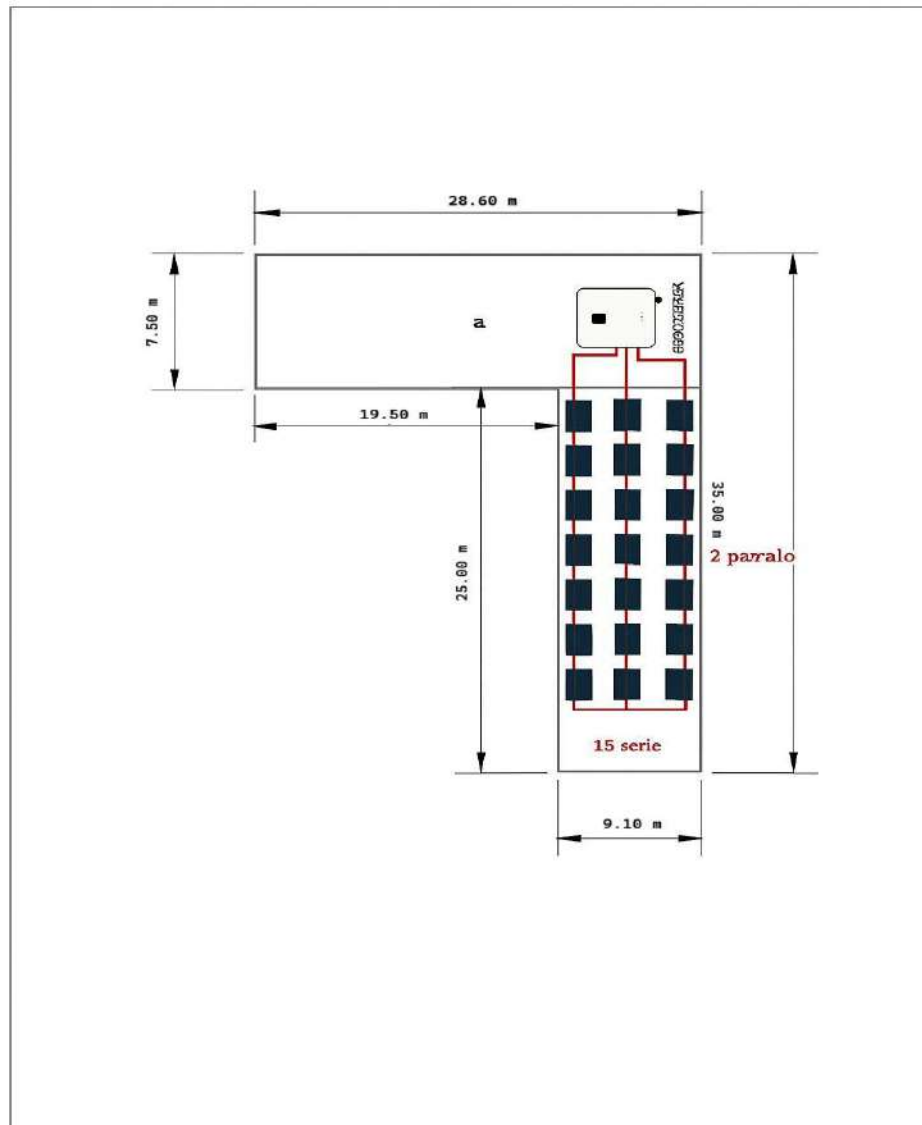


Figura 11. *Arreglo del sistema fotovoltaico*

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

6.1.2.9 Estructura y Lastrado para la Instalación de los Paneles. Teniendo en cuenta que el sistema estará ubicado en un tercer piso, se recomienda utilizar una estructura metálica anclada, por lo cual no será necesario el lastre, ya que, este se utiliza si se quiere evitar perforaciones o como complemento. Se usará un sistema rielado metálico de acero galvanizado tipo low-profile anclado con tornillería inoxidable. Esto minimizará la necesidad de lastre, además,

es la más segura estructuralmente. La disposición será de 5 filas por 6 paneles para un total de 30 paneles.

Panel: ZNSHINE 600 W, area por panel $A=2.599 \text{ m}^2$.

Densidad del aire: $\rho=1.225 \text{ kg/m}^3$.

Velocidad de diseño: $V=30 \text{ m/s}$.

Coefficiente aerodinámico de succión para montaje bajo inclinación baja: $C_{pe}=0.8$

Gravedad: $g=9.81 \text{ m/s}^2$.

Peso del panel 18 kg/panel .

Peso de la estructura metálica galvanizada: Masa resistente por panel = $18 + 30 = 48 \text{ kg/panel}$.

Configuración: 5 filas \times 6 paneles por fila (cada fila = 6 paneles en serie).

Factor de seguridad para diseño de anclajes:

$SF_{anc}=2.0$.

Número de anclajes por fila (hipótesis usada): 4 anclajes/fila (placa de reparto con 4 fijaciones).

Presión dinámica q :

$$q = \frac{1}{2} \rho V^2 = 0,5 * 1.225 * 30^2$$

$$q = 551,25 \frac{N}{m^2} \quad (13)$$

Fuerza de succión por panel F_{panel} :

$$F_{panel} = q * A * C_{pe}$$

$$F_{panel} = 551,25 * 2.599 * 0.8$$

$$F_{panel} = 1146.159 \text{ N} \quad (14)$$

Peso resistente por panel (panel + estructura): Masa resistente por panel $m_{res, p}=48$

Fuerza resistente por panel:

$$W_p = m_{res,p} * g = 48 * 9,81 \quad (15)$$

$$W_p = 470,88 \text{ N}$$

Uplift total por fila (6 paneles por fila):

$$U_{fila}=6*F_{panel}=6*1146.159 \quad (16)$$

$$U_{fila}=6876.954 \text{ N}$$

Peso (resistencia) por fila:

$$U_{fila} = 6 * W_p \quad (17)$$

$$U_{fila} = 6 * 470,88 = 2825,28 \text{ N}$$

Uplift neto que deben resistir los anclajes (por fila):

$$U_{neto} = U_{fila} - W_{fila}$$

$$U_{neto} = 6876.954 - 2825,28 \quad (18)$$

$$U_{neto} = 4051.674 \text{ N}$$

Aplicar factor de seguridad para diseño de anclaje:

$$T_{req,total} = U_{neto} * SF_{anc}$$

$$T_{req,total} = 4051.674 * 2,0 \quad (19)$$

$$T_{req,total} = 8103.348 \text{ N}$$

Carga requerida por ancla (4 anclajes/fila):

$$T_{por\ ancla} = \frac{T_{req,total}}{4}$$

$$T_{por\ ancla} = \frac{8103.348}{4} \quad (20)$$

$$T_{por\ ancla} = 2.026 \text{ kN}$$

Masa total de paneles + estructura (30 paneles):

$$m_{total} = 30 * 48 \quad (21)$$

$$m_{total} = 1.440 \text{ kg}$$

Área total ocupada:

$$A_{total} = 30 * 2.599 \quad (22)$$

$$A_{total} = 77,97\text{m}^2$$

Carga distribuida por masa (kg/m²):

$$Carga = \frac{1.440\text{kg}}{77,97\text{m}^2}$$

$$Carga = 18.47 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \quad (23)$$

Se recomienda usar rieles y soportes en acero galvanizado (perfiles y ménsulas), placas base de reparto (sugerencia: 200×200×6 mm o 250×250×6 mm según estado de losa), estas serán soldadas y atornilladas a la estructura, se utilizará tornillería inoxidable A2/A4 en zonas agresivas. Se utilizarán anclajes mecánicos con capacidad de extracción ≥ 2.5 kN por ancla, si se usan 4 anclajes por fila se tendrá un margen de 2.026 kN (si se quiere menor exigencia se puede aumentar a 6 anclajes por fila). Usar placas para repartir el esfuerzo y reducir la concentración sobre la losa es recomendable usar contraplaca. Se debe sellar las penetraciones con membrana y realizar la verificación estructural para comprobar la capacidad de la losa.

6.1.3 Validación del Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Utilizando el Software PVsyst

Con el fin de validar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se utiliza el software especializado PVsyst, que permite simular el comportamiento del sistema fotovoltaico bajo condiciones reales de operación. Siguiendo una serie de guías evaluadas durante el proceso de aprendizaje, inicialmente se creó un nuevo proyecto conectado a la red, en donde se ingresó la ubicación exacta del sitio de instalación, esto permitió usar la base de datos meteorológica

Meteonorm 8.0, la cual es reconocida por su confiabilidad tanto en proyectos educativos como comerciales, hecho lo anterior se procedió a importar datos climáticos los cuales son indispensables para la simulación. Posteriormente, se definió la orientación de los paneles en un Angulo de 10.5° , arrojando unas pérdidas del 0% para una orientación óptima, logrando el mayor aprovechamiento del recurso solar. Para la selección de los componentes, se optó por el panel solar ZXMR-UPLDD132 de 600 W del fabricante ZNSHINE SOLAR, el cual se agregó manualmente en el software mediante la importación del archivo en formato.PAN.TOCON, haciendo el mismo proceso se agregó el inversor Solís S5-GR3P15K, el cual se cargó mediante la importación del archivo con formato. OND. este sistema se configuro sin almacenamiento, por lo cual su operación será de autoconsumo. Un paso importante es la caracterización del consumo energético mensual (Demanda), lo que permite caracterizar el perfil de carga y dimensionar el sistema teniendo en cuenta las necesidades reales del Colegio. para culminar se ejecutó la simulación del sistema, lo cual permitió obtener los resultados de la producción energética, rendimiento específico, como también un análisis detallado del sistema. Procedimiento completo y detallado del dimensionamiento en PVsyst (Ver apéndice 3).

La figura 12, muestra el diagrama de flujo de pérdidas del sistema el cual es generado por PVsyst.

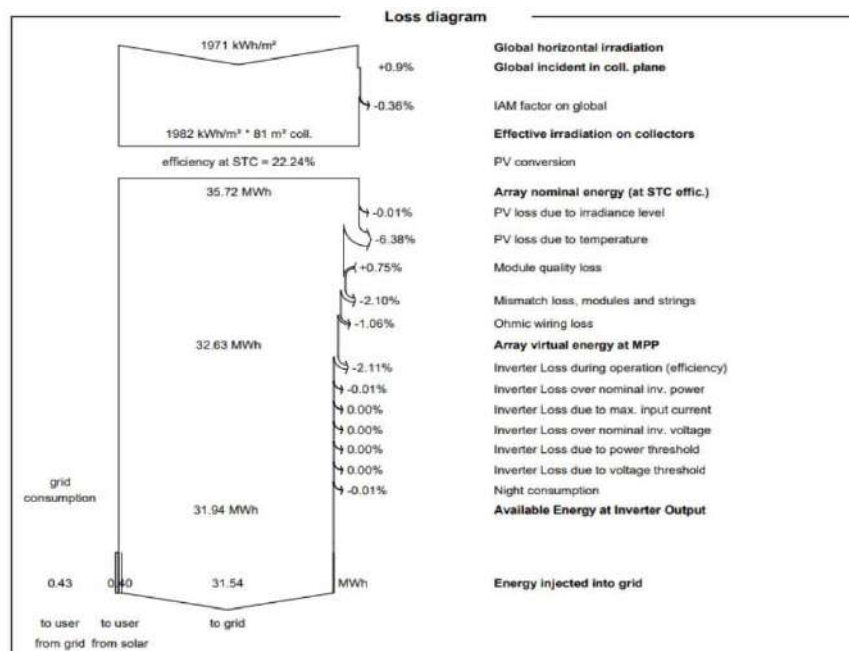


Figura 12. Diagrama de flujo de pérdidas del sistema fotovoltaico (PVsyst)

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

La figura 13, muestra el resultado del dimensionamiento fotovoltaico desarrollado en el software PVsyst, en donde se presentan los principales indicadores de rendimiento del sistema (Producción específica anual, proporción de rendimiento y pérdidas totales del sistema). Además, se puede visualizar los diagramas de entrada y salida diaria, la proporción mensual de rendimiento, la distribución de potencia de salida, la relación del conjunto fotovoltaico y la irradiación efectiva.

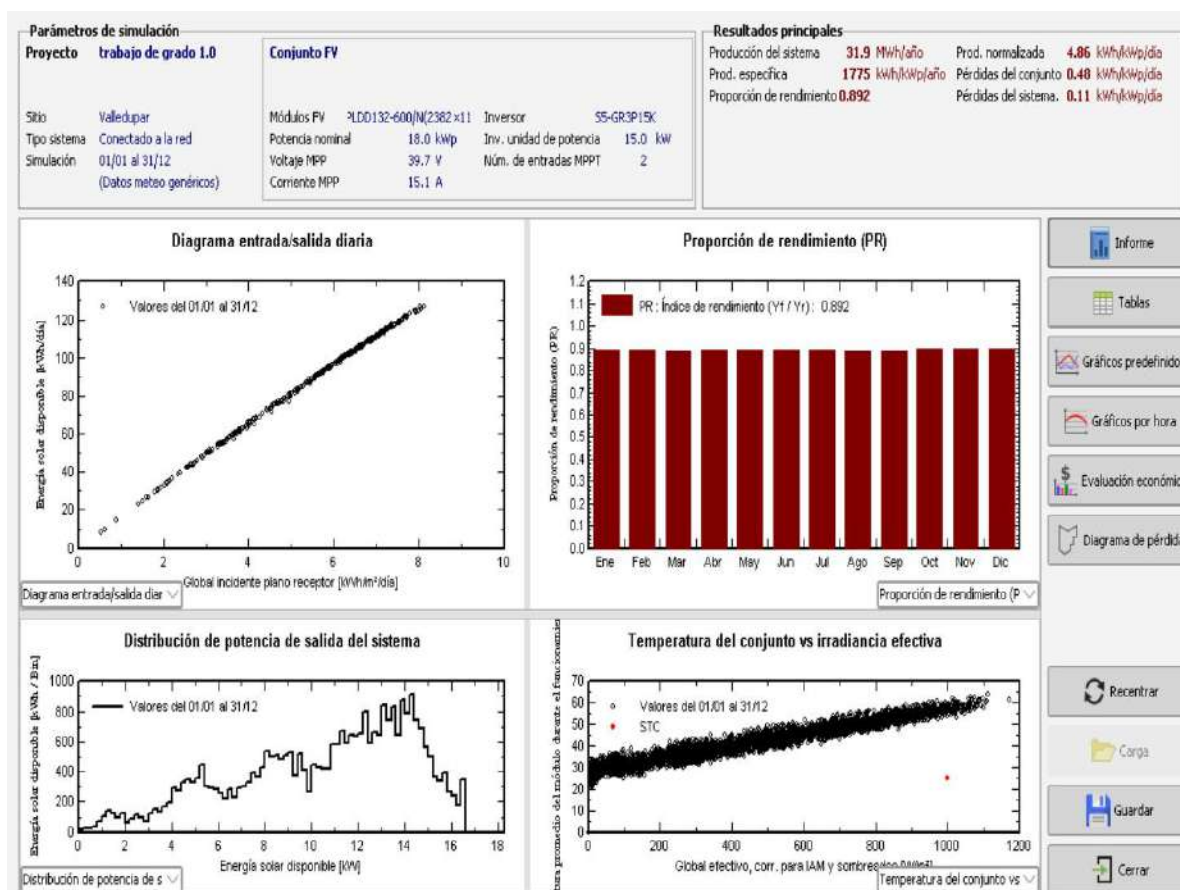


Figura 13. Simulación del sistema fotovoltaico (PVsyst)

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

El sistema fotovoltaico propuesto mediante el software PVsyst, presenta un potencial pico instalado de 3,64 kWp, una producción energética anual de 31,9 MWh, producción específica anual de 1.775 kWh/kWp/año. Esto es un reflejo del aprovechamiento eficiente de cada uno de los recursos solares disponibles en el sitio del proyecto. Teniendo en cuenta la proporción del rendimiento el cual es de 0,89, evidencia un desempeño y operación adecuado bajo las condiciones climáticas locales. Se registraron pérdidas del 20%, lo cual está dentro del rango aceptado para

instalaciones en ambientes tropicales. En cuanto al comportamiento mensual, el índice PR es estable durante todo el año, con leves fluctuaciones debido al cambio de irradiación y temperatura. Esto refuerza la constancia de la confiabilidad del sistema para responder a las variaciones climáticas. El resultado del diagrama de entrada vs salida diaria, aclara una correlación lineal entre la irradiación diaria y la generación generada por el sistema, esto demuestra la eficiencia del sistema bajo condiciones reales de operación. La distribución de la potencia de salida, confirma que el sistema opera dentro del rango de diseño la mayor parte del tiempo, aunque en pocas horas en el límite superior de potencia. Esto es normal teniendo en cuenta la irradiación variable, esto favorece el rendimiento y la durabilidad de los componentes reduciendo los riesgos de sobrecarga. Un factor importante es la temperatura y la irradiación efectiva, las cuales revelan un comportamiento térmico dentro de cada uno de los parámetros, no se evidencia sobrecalentamiento crítico, por su parte la dispersión observada indica una sensibilidad térmica pero moderada, lo cual no afecta la producción energética. El diagrama de flujo de las pérdidas del sistema, permitió detallar el recorrido energético para cada una de las etapas, comprende diversos factores como efectos térmicos, desajustes de los módulos, caída de tensión en conductores, acumulación de suciedad, eficiencia del inversor y las pérdidas por conversión. El análisis confirma que el sistema fotovoltaico está correctamente dimensionado, presenta una buena optimización en el ángulo de inclinación, adecuada orientación y condiciones de operación efectiva. Los indicadores de rendimiento reflejan que el sistema es eficiente, capaz de cubrir la demanda energética de manera estable y confiable. La validación técnica del sistema fotovoltaico, realizada usando el software PVsyst, confirma que el dimensionamiento y la selección de cada uno de los componentes cumplen con los requisitos de operación eficiente y confiable bajo las condiciones de operación. Teniendo en cuenta lo anterior se aprueba el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. El informe detallado generado mediante el software en PVsyst, el cual contiene toda la información detallada del diseño, simulación y análisis del sistema fotovoltaico se encuentra en el Apéndice 7. Este permite respaldar cada uno de los cálculos presentados en el cuerpo del proyecto. También ofrece una visión técnica profunda de cada uno de los parámetros considerados, bajo las condiciones reales de funcionamiento.

6.2 Determinar la Viabilidad del Proyecto Mediante una Evaluación Financiera

Se determinará el modelo financiero con los mejores indicadores de rentabilidad. Para ello, se realizarán tres escenarios comparativos: El escenario I, será el proyecto con inversión propia y con incentivos del gobierno, el escenario II, será el proyecto con inversión propia sin incentivos, y el escenario III, será el proyecto sin incentivos, financiado mediante recursos externos. No se consideran las ventas de excedentes de energía, ya que, el sistema fotovoltaico está diseñado solo para cubrir el porcentaje de consumo energético propio. En caso de buscar la venta de excedentes con fines comerciales, sería necesario una ampliación de la capacidad propuesta del sistema para aumentar la producción. Se consideró exclusivamente el esquema de autoconsumo de la energía generada por el sistema fotovoltaico, sin contemplar la inyección de excedentes a la red eléctrica ni la comercialización de energía. La energía producida será destinada únicamente a suplir totalmente la demanda eléctrica del Colegio Instituto Murgas, con el objetivo de reducir el consumo proveniente de la red convencional y los costos asociados. Este enfoque permite una evaluación más precisa del desempeño técnico y financiero del sistema, acorde con el alcance y la escala del proyecto.

Se contará con información de entrada, indicadores y herramientas utilizadas para la evaluación financiera del proyecto fotovoltaico conectado a la red.

6.2.1 Escenario I

6.2.1.1 Entrada. Se toma el porcentaje de energía que cubrirán los paneles y el precio por kWh consumido, es indispensable conocer la tarifa estipulada por el Operador de Red (OR), la cual, se tomó de los datos publicados por la empresa prestadora del servicio de energía Afina, se identifican los egresos que corresponden a gastos de capital (CAPEX), este punto determina la inversión en compra de equipos, estructura de soporte y anclajes, acondicionamiento eléctrico, sistema de monitoreo y control, mano de obra (instalación), transporte de equipos, diseño e ingeniería permisos y licencias ambientales, desmantelamiento y disposición de paneles. Los egresos también incluyen los gastos de operación (OPEX), donde solo se tiene en cuenta el mantenimiento anual el cual corresponde al 4% del CAPEX. Se proyecta la instalación a un periodo de 25 años según la vida útil de los paneles, como también, se estima la tasa de descuento tomada

del Banco de la Republica. Adicionalmente, es necesario utilizar el IPC para la variación del dinero en el tiempo. En el Apéndice 8, se presenta la evaluación financiera detallada.

6.2.1.2 Estados financieros. Se utilizó el flujo de caja como estado financiero, por lo cual, se realizó la proyección a 25 años de ingresos anuales.

6.2.2.3 Egresos. Se denomina como egreso la inversión inicial (compra de equipos, estructura de soporte y anclajes, acondicionamiento eléctrico, sistema de monitoreo y control, mano de obra (instalación), transporte de equipos, diseño e ingeniería permisos y licencias ambientales, desmantelamiento y disposición de paneles), así como, los gastos de mantenimiento los cuales se proyectaron según el IPC de 4,98 % (DANE, 2025).

En el Apéndice 8, se presentan los datos detallados de los egresos del proyecto.

6.2.2.4 Ingresos. El ingreso incluye el dinero que se deja de pagar en la tarifa de energía a la empresa prestadora del servicio (Afinia), la autogeneración y la valoración anual por la degradación de los paneles, el IPC de 4,98%. Gracias a la Ley 1715 de 2014 modificada por la Ley 2099 de 2021, al año siguiente se deduce sobre la renta líquida gravable el 50% de la inversión inicial y a la depreciación acelerada de activos se le aplica una tasa del 33.33%. En 2024 el impuesto sobre la renta fue 35% según la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), por lo cual se le aplica el beneficio de la deducción para obtener un ahorro de 16.584.080,70 COP, en el año 1. El valor de los activos para la depreciación fue de 40.203.832 COP, que corresponde a un 40% de la inversión inicial, también se aplicó el beneficio de la depreciación acelerada aplicando la tasa máxima permitida, para un ahorro de 4.422.256 COP, durante los 3 primeros años. En el Apéndice 8, se presentan los datos detallados de la degradación anual y la proyección de la tarifa (Afinia, 2024). Como también, los datos detallados de los ingresos del proyecto.

6.2.2.5 Flujo de Caja. El flujo de caja es importante para evaluar la viabilidad financiera del proyecto, se utiliza para identificar los ingresos y egresos en un periodo de 25 años para determinar la rentabilidad. La figura 14, presenta la gráfica del flujo de caja.

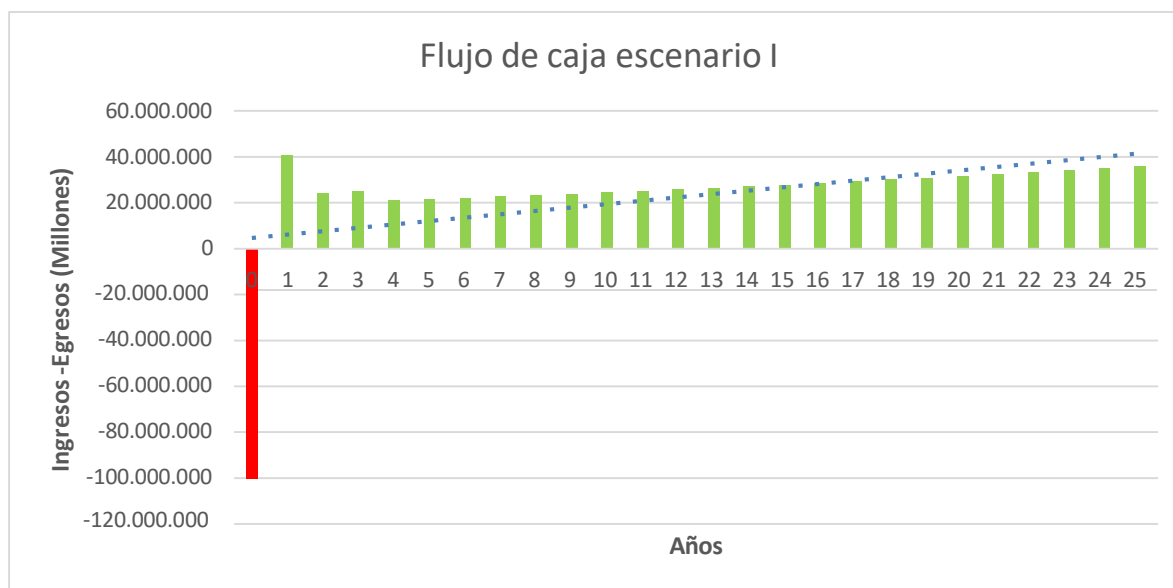


Figura 14. Gráfica del flujo de caja escenario I

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

6.2.2.6 Indicadores y Criterios Financieros del Proyecto. Para evaluar la rentabilidad del proyecto, es necesario calcular los indicadores financieros VAN, TIR, Payback, B/C, IR, ROI. Estos se calculan de la siguiente manera:

1. El primer paso calcular los indicadores financieros es el flujo de caja:

$$F_t = Ingresos_t - Egresos_t \quad (24)$$

En donde:

F_t : Flujo de dinero en t

t: Periodo de inversión

2. El factor de descuento se calcula teniendo en cuenta cada periodo con una tasa descuento del 9,25%.

$$FD_t = \frac{1}{(1+d)^t} \quad (25)$$

En donde:

FD_t : Factor de descuento

d: Período de inversión

t: Período de inversión

3. El valor actual se calcula de la siguiente manera:

$$VA_t = VF_t - FD_t \quad (26)$$

En donde:

VA_t : Valor actual

VF_t : Valor Futuro

FD_t : Factor de descuento

4. El valor actual acumulado se calcula:

$$\text{Valor actual acumulado}_t = \sum_{t=0}^n VA_t \quad (27)$$

En donde:

VA_t : Valor actual

t: Período de inversión

n: Número de periodos de tiempo

En el Apéndice 8, se presentan los datos detallados del factor de descuento, valor actual, valor actual acumulado.

5. El VAN se calcula a partir de la suma neta de los valores actuales acumulados menos la inversión inicial:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (28)$$

F_t : Flujo de dinero en t

I_0 : Inversión inicial

n: Número de periodos de tiempo

k: Tipo de descuento

t: periodo de inversión

6. La TIR se calcula cuando el VAN es igual a 0:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 185.802.474 \quad (29)$$

$$\mathbf{TIR = 27.32 \%}$$

7. Se calcula el payback:

$$Payback = P_u + \frac{|FA_{P_u}|}{F_{P_u+1}} \quad (30)$$

P_u : Último periodo con flujo de caja acumulado negativo

FA_{P_u} : Último flujo de caja acumulado negativo

F_{P_u+1} : Flujo de caja en el siguiente periodo

$$Payback = 4 + \frac{|-11.902.883COP|}{14.301.491} \quad (20)$$

$$Payback = 4,8 \text{ años}$$

8. Relación beneficio costo:

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^n VA(Ingresos)_t}{\sum_{t=1}^n VA(Egresos)_t + I_0} \quad (31)$$

$$B/C = \frac{852.679.199}{312.430.694 + 103.009.580}$$

$$B/C = 2,05$$

9. Índice de rentabilidad:

$$IR = \frac{\sum_{t=1}^n VA(F_t)}{I_0} \quad (32)$$

$$IR = \frac{852.679.199}{103.009.580}$$

$$IR = 8,2$$

10. Retorno de la inversión:

$$ROI = \frac{Ingresos - Costo}{Costo} \times 100\% \quad (33)$$

$$ROI = \frac{852.679.199 - 312.430.694}{312.430.694} \times 100$$

$$ROI = 172.94\%$$

La Tabla 7, muestra los indicadores y criterios financieros del escenario I del proyecto.

Tabla 7. Indicadores y criterios financieros aplicados para el escenario I del proyecto

Indicador	Criterio	Valor	Aprobado
Valor actual neto	VAN > 0	Accepta	

	VAN = 0	Condicionado	185.802.474	Acepta
	VAN < 0	Rechaza		
Tasa interna de retorno	TIR > K	Acepta		
	TIR = K	Condicionado	27,32%	Acepta
	TIR < K	Rechaza		
	Payback ≤ tiempo de recuperación esperado → inversión viable.			
Payback	Payback > tiempo de recuperación esperado → inversión no recomendable.	Acepta	4,8 años	Acepta
		Rechaza		
Relación beneficio costo	B/C > 1	Acepta		
	B/C = 1	Condicionado	2,05	Acepta
	B/C < 1	Rechaza		
	IR > 0	Acepta		

Índice de rentabilidad	IR = 0	Condicionado	8,02	Acepta
	IR < 0	Rechaza		
Retorno de la inversión	ROI > 0	Acepta		
	ROI = 0	Condicionado	172,94%	Acepta
	ROI < 0	Rechaza		

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

6.2.2 Escenario II

Se realizan todos los calculo realizados en el escenario I, como se muestra a continuación:

6.2.2.1 Flujo de Caja. La figura 15, presenta la gráfica del flujo de caja.

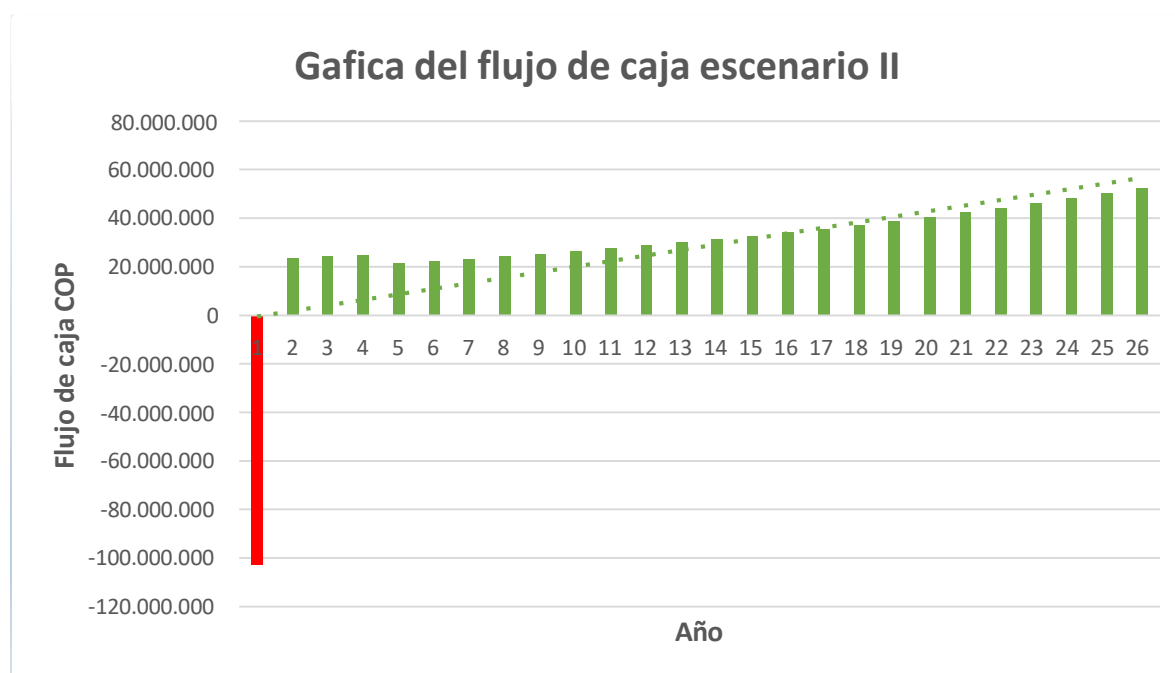


Figura 15. Gráfica del flujo de caja escenario I

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

6.2.2.2 Indicadores y Criterios Financieros del Proyecto

1. Flujo de caja.

2. Factor de descuento

3. Valor actual

4. Valor actual acumulado

5. VAN

6. TIR

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+TIR)^t} = 170.622.537 \quad (34)$$

TIR= 24.11%

7. Payback:

$$Payback = 4 + \frac{|-12.781.329 COP|}{13.664.083} \quad (35)$$

$$Payback = 5 \text{ años}$$

8. Relación beneficio costo:

$$/C = \frac{\sum_{t=1}^n VA (Ingresos_t)}{\sum_{t=1}^n VA (Egresos_t) + I_0} \quad (36)$$

$$B/C = \frac{836.095.118}{312.430.694 + 103.009.580}$$

$$B/C = 2,01$$

9. Índice de rentabilidad:

$$IR = \frac{\sum_{t=1}^n VA (Ft)}{I_0} \quad (37)$$

$$IR = \frac{836.095.118}{103.009.580}$$

$$IR = 8,11$$

10. Retorno de la inversión:

$$ROI = \frac{\text{Ingresos} - \text{Costo}}{\text{Costo}} \times 100\% \quad (38)$$

$$ROI = \frac{836.095.118 - 312.430.694}{312.430.694} \times 100$$

$$ROI = 167,61 \%$$

La Tabla 8, muestra los indicadores y criterios financieros del escenario II del proyecto.

Tabla 8. Evaluación de los indicadores y los criterios financieros aplicados para el escenario II del proyecto

Indicador	Criterio	Valor	Aprobado
Valor actual neto	VAN > 0	Acepta	
	VAN = 0	Condicionado	170.622.537 Acepta
	VAN < 0	Rechaza	
Tasa interna de retorno	TIR > K	Acepta	
	TIR = K	Condicionado	24.11% Acepta
	TIR < K	Rechaza	

	Payback \leq tiempo de recuperación esperado \rightarrow inversión viable.			
Payback	Payback $>$ tiempo de recuperación esperado \rightarrow inversión no recomendable.	Acepta Rechaza	5 años	Acepta
	B/C $>$ 1	Acepta		
Relación beneficio costo	B/C = 1	Condicionado	2,01	Acepta
	B/C $<$ 1	Rechaza		
	IR $>$ 0	Acepta		
Índice de rentabilidad	IR = 0	Condicionado	8,11	Acepta
	IR $<$ 0	Rechaza		
	ROI $>$ 0	Acepta		
Retorno de la inversión	ROI = 0	Condicionado	167,61 %	Acepta
	ROI $<$ 0	Rechaza		

6.2.3 Escenario III

Teniendo en cuenta el escenario II, se evaluará el escenario III. se considera la inversión inicial CAPEX, Costo de mantenimiento anual OPEX y la financiación bancaria. Revisar los datos completos y los cálculos realizados en el apéndice 8 escenario II para mayor claridad.

6.2.3.1 CAPEX. La inversión inicial del proyecto está basada en todos los costos del proyecto. Se requiere una inversión inicial de 103.009.580 COP con un TRM calculado de 11,25 % anual.

6.2.3.2 OPEX. Anualmente se deben realizar mantenimientos, el procedimiento estándar incluye lavado y limpieza cada 3 meses, verificar oxidación en la estructura, limpieza de polvo y analizar la potencia del sistema una vez al año para verificar el comportamiento del sistema.

La tabla 9, muestra el criterio utilizado para estimar los gastos de mantenimiento a partir del CAPEX y la capacidad instalada del proyecto.

Tabla 9. Indicadores y criterios financieros aplicados para el escenario II del proyecto

Capacidad instalada	Gastos de mantenimiento
0-50 kWp	3-4% del CAPEX
50-100 kWp	2-3% del CAPEX
>100 kWp	1,2% del CAPEX

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

Los gastos de OPEX serán del 4% del CAPEX y aumentarán cada año según el IPC de 4,98%.

$$\text{OPEX} = 4\% \times \text{CAPEX}$$

$$\text{OPEX} = 4\% * 103.009.580 \text{ COP}$$

$$\text{OPEX} = 4.120.383 \text{ COP}$$

6.2.3.3 Financiación Bancaria. La puesta en marcha de cualquier proyecto necesita tener una fuente de financiación, esta puede ser interna o externa. Para este escenario III se requiere una inversión inicial, por lo cual, se optará por financiación bancaria. El valor del crédito normalmente depende del criterio del cliente y los intereses que pueda ofrecer el banco. Se calculará la amortización de la inversión realizando el pago estipulado para la deuda, esto por lo general incluye el valor del préstamo, plazo de pago, cuotas, el valor actual, el abono del capital, el costo financiero, los distintos ahorros, la inversión mensual y el valor del canon. Se financiará el 100% de la inversión a través de un crédito de 5 años con una tasa de interés del 9.25 % anual (Banco de la Republica, 2025). Además, se utilizarán los egresos e ingresos mencionados en el escenario II. Teniendo en cuenta toda la información detallada, se realizan los respectivos cálculos (apéndice 8, escenario III).

6.2.3.4 Indicadores Escenario. La tabla 10, presenta los indicadores y criterios financieros aplicados para el escenario III en donde se detallan los resultados obtenidos.

Tabla 10. Indicadores y criterios financieros aplicados para el escenario III del proyecto

Escenario III con financiamiento bancario	
Inversión inicial COP	103.009.580
Costo del proyecto financiado COP	133.274.974
Tasa de descuento	9,25
TIR - 25 años	11%
VAN	897.790
B/C	1,61
IR	7,99 %
ROI	101,73%
Ahorro de energía anual COP	32.913.134,01

Ahorro de energía en 25 años COP	822.828.350,3
Payback (años)	12,39 años

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

La tabla 11, presenta la evaluación de los indicadores.

Tabla 11. Evaluación de los indicadores y los criterios financieros aplicados para el escenario III del proyecto

Indicador	Criterio	Valor	Aprobado
Valor actual neto	VAN > 0	Acepta	
	VAN = 0	Condicionado	897.790
	VAN < 0	Rechaza	
Tasa interna de retorno	TIR > K	Acepta	
	TIR = K	Condicionado	11%
	TIR < K	Rechaza	
	Payback ≤ tiempo de recuperación esperado → inversión viable.		

Payback	Payback > tiempo de recuperación esperado → inversión no recomendable.	Acepta	12,39 años	Acepta
		Rechaza		
Relación beneficio costo	B/C > 1	Acepta	1,61	Acepta
	B/C = 1	Condicionado		
	B/C < 1	Rechaza		
Índice de rentabilidad	IR > 0	Acepta	7,99	Acepta
	IR = 0	Condicionado		
	IR < 0	Rechaza		
Retorno de la inversión	ROI > 0	Acepta	167,61 %	Acepta
	ROI = 0	Condicionado		
	ROI < 0	Rechaza		

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

6.2.4 Escenario IV

El sistema fotovoltaico propuesto esta diseñado bajo un esquema de autoconsumo, por lo cual, su objetivo es cubrir parcialmente la demanda energética reduciendo el consumo de energía adquirida de la red eléctrica convencional. Por consiguiente, la evaluación financiera se realizo

considerando exclusivamente los beneficios asociados al ahorro de energía comprada a la red, sin contemplar ingresos por venta de energía.

No obstante, para cubrir todos los enfoques técnicos y de planeación integral, es pertinente analizar un escenario adicional en donde se presenten excedentes de energía eléctrica, producto de las variaciones de la demanda, condiciones operativas favorables o una generación superior al consumo instantáneo. Hay que tener en cuenta que el colegio puede tener periodos de baja demanda ya sea por vacaciones académicas, recesos administrativos, días con alta irradiación solar y reducción simultánea del consumo, momentos en los que la generación del sistema supere la demanda interna. Aunque estos excedentes que puedan presentarse no constituyan la base de la evaluación financiera del proyecto, su posible ocurrencia no puede ser descartada.

Siguiendo este contexto, se plantea un escenario IV, el cual incorpora un supuesto en el cual se tengan excedentes o permutación de energía con la red eléctrica. Se fundamenta basándose en parámetros técnicos como se presenta en el Excel (Ver apéndice 8), dentro de los cuales están: generación promedio mensual 27.333 kWh/mes, generación anual estimada 328.000 kWh/año, autoconsumo 90 %, excedentes/permutación 10 %, reducción anual de generación (degradación) 0,5 %, costos de operación y mantenimiento (AO&M) 1,5 % de la inversión inicial. Teniendo en cuenta la tarifa manejada en los escenarios anteriores el Costo variable de la energía (Cv) de 715,88 COP/kWh, costo unitario de venta de excedentes (Cuv) de 125,15 COP/kWh, impuesto de contribución 20 %, impuesto de alumbrado público 15 %, impuesto de renta 0 % (escenario institucional sin carga fiscal directa). Es notable que la diferencia entre Cv y Cuv refleja adecuadamente la estructura tarifaria vigente, donde la energía autoconsumida tiene mayor valor económico que la energía inyectada a la red. Se agregaron los datos de inversión y la estructura financiera obtenida en los escenarios anteriores obteniendo una inversión inicial de 103.009.600 COP, fuente de financiamiento 100 % capital propio, tasa de endeudamiento 0 %. El principal beneficio económico del proyecto proviene del ahorro por sustitución de energía comprada a la red, que en el primer año supera los 36 millones de COP, disminuyendo progresivamente en el tiempo debido a la degradación del sistema. La venta o compensación de excedentes genera un ingreso adicional anual cercano a 19 millones de COP, lo que incrementa de manera significativa el desempeño financiero del proyecto frente a escenarios sin inyección. A partir del flujo de caja

obtenido proyectado a 15 años, se obtienen datos importantes como EBITDA anual inicial de 28,9 millones de COP, utilidad neta anual de 22 millones de COP, el proyecto mantiene utilidades positivas durante toda la vida útil evaluada, Tasa Interna de Retorno (TIR) 26,71 %, periodo de retorno de la inversión (Payback) 3,6 años, ahorro anual promedio 27,74 millones de COP. El escenario IV demuestra que en un caso hipotético en donde se tenga combinación de autoconsumo alto con inyección controlada de excedentes es financieramente más eficiente que esquemas cerrados, especialmente en instituciones educativas con perfiles de consumo diurno.

6.2.5 Análisis de la Inversión

La evaluación financiera del proyecto fotovoltaico para el Colegio Instituto Murgas de Valledupar, Cesar, arrojo los siguientes resultados:

EL escenario I considera los beneficios fiscales para el primer año establecidos en la Ley 1715 de 2014 modificada por la Ley 2099 de 2021, como la reglamentación posterior por el Decreto 2143 de 2025, Decreto 829 de 2020, permite generar un ahorro significativo para reducir los años de recuperación. La inversión total asciende a 103.009.580 COP, a este se le aplico el 35% de la declaración de renta, disminuyendo el costo inicial del proyecto para mejorar la rentabilidad. Los flujos de caja se proyectaron a 25 años, se logra evidenciar una generación sostenida beneficiando el ahorro en el consumo eléctrico. se aplicó la tasa de descuento de 6,58 (A criterio propio), obteniendo un Valor Actual Neto (VAN) de 185.802.474COP, lo que confirma que los ingresos netos superan la inversión inicial. La Tasa de Retorno (TIR) es superior al costo del capital, esto demuestra una rentabilidad sólida y atractiva. El periodo de recuperación de la inversión es de 3,6 años, esto se debe a los incentivos, como también, al alto costo de la energía eléctrica en la región (Costa Caribe colombiana), lo que se considera corto frente a la vida útil del proyecto.

El escenario II mantiene la estructura del escenario I, pero no se tienen en cuenta los beneficios tributarios. El Valor Actual Neto (VAN) es de 170.622.537 COP, siendo positivo, lo que evidencia que el proyecto genera beneficios superiores al costo de oportunidad del capital, al descontar los flujos de efectivo futuro al costo del capital estimado, el valor de los beneficios supera la inversión inicial. La Tasa Interna de Retorno (TIR) es del 24,11%, lo que supera la tasa mínima aceptable de rendimiento. El Período de Recuperación (Payback), se logra en 5 años, esto

representa un plazo razonable frente a la vida útil del sistema fotovoltaico. La Relación Beneficio-Costo (B/C) de 2,01, lo que, refuerza la rentabilidad del sistema, es decir, por cada peso invertido se obtiene un beneficio de dos pesos llegando al doble de la inversión. El Índice de Rentabilidad (IR) de 8,11, indicando que los beneficios superan altamente el valor de la inversión inicial, reflejando una alta eficiencia en la utilización de los recursos. El Retorno sobre la Inversión (ROI) de 167,61%, muestra que se logran beneficios de 1,7 veces el costo total de la inversión. En definitiva, todos los indicadores demuestran la viabilidad financiera bajo este escenario, lo que, aportando beneficios a largo plazo.

El escenario III evalúa la viabilidad financiera del proyecto fotovoltaico mediante la financiación bancaria del 100% del CAPEX. Este enfoque permitió analizar el impacto financiero y cada uno de los costos de la deuda sobre la rentabilidad. Al financiar totalmente el proyecto mediante un crédito bancario aplicando una tasa de interés del 9,25% anual y un plazo de 5 años, genera un costo del proyecto financiado de 133.274.974 COP, el mantenimiento anual fue de 4% del CAPEX dando como resultado 4.120.383 COP. En este escenario el Valor Actual Neto (VAN) es de \$897.790 COP, lo cual, llega a ser positivo al último año, pero siendo inferior al escenario I y II, indicando que, aunque el margen es menor el proyecto sigue siendo rentable, pero con beneficios que superan ligeramente la inversión inicial. La Tasa Interna de Retorno (TIR) alcanza un 11%, apenas superior a la tasa de descuento (9,25%), este resultado demuestra que el proyecto mantiene la viabilidad, pero con una rentabilidad ajustada lo que podría generar riesgo de endeudamiento. La cercanía entre la TIR y k (tasa de costo capital) da como resultado una rentabilidad moderada y un margen de beneficios estrecho. El Período de Recuperación (Payback) se extiende a 12,39 años, siendo un tiempo de retorno más prolongado, esto se debe al impacto de los pagos del crédito en los primeros años, a pesar de incrementar, la recuperación sigue siendo viable. Por otro lado, la Relación Beneficio-Costo (B/C) de 1,61 valida que el valor actual de los ingresos sigue siendo viable superando el valor de los egresos. El Índice de Rentabilidad (IR) de 7,99 y el Retorno sobre la Inversión (ROI) de 101,73%, evidencia que la rentabilidad es moderada. En conclusión, la viabilidad financiera del proyecto sigue siendo positiva incluso bajo un escenario de endeudamiento total.

El escenario IV, aunque sea un caso hipotético evidencia resultados favorables, reflejados en indicadores sólidos. Obtener una Tasa Interna de Retorno superior al costo de oportunidad del capital, un periodo de recuperación de la inversión corto y la generación de ahorros energéticos sostenidos a lo largo de la vida útil del sistema, lo cual, confirma la viabilidad económica del proyecto sin necesidad de endeudamiento. Teniendo en cuenta que el sistema está diseñado para autoconsumo y que cubrirá el 100% de la demanda energética en caso de buscar obtener excedentes se recomienda la expansión del sistema con el fin de cubrir la demanda energética del colegio y lograr inyectar a la red para obtener dichos beneficios tribuarios.

Tras evaluar los tres escenarios (I, II, III y IV), el primer escenario resulta ser el más favorable para el proyecto, este presenta los mejores indicadores financieros. Al ser impulsado por los beneficios fiscales otorgados por la Ley 1715 modificada por la Ley 2099 de 2021, se logra reducir significativamente la inversión inicial mejorando la rentabilidad del proyecto. Aunque el escenario II, III y IV demuestran la viabilidad del proyecto se recomienda implementar el escenario I para lograr reducir el riesgo financiero y recuperar la inversión en un menor tiempo.

6.3 Diseñar un Modelo Integrado de Gestión de Riesgos para el Sistema Fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar

6.3.1 Establecimiento de los Procesos del modelo Integrado de Gestión de Riesgos para el Sistema Fotovoltaico

6.3.1.1 Fase 1: Identificación de Riesgos Potenciales. La gestión de riesgos en un sistema fotovoltaico debe comenzar con una identificación rigurosa, sistemática y multidimensional de los posibles eventos que puedan generar impactos negativos sobre el diseño, implementación, operación o mantenimiento del sistema. Esta etapa representa la base sobre la cual se estructura todo el modelo, ya que permite comprender el contexto operativo y técnico del proyecto, anticipar situaciones adversas y priorizar los riesgos que requieren una atención inmediata.

En esta fase se recopila información a partir de diversas fuentes: inspecciones técnicas, entrevistas con el personal involucrado, análisis documental de manuales de operación y mantenimiento, experiencias de otros proyectos similares, estudios ambientales previos y revisión de normativa Nacional (como la GTC-45, la NTC 2050 y la Ley 1523 de 2012 sobre gestión del riesgo en

Colombia). La participación activa del equipo técnico y administrativo de la institución es clave para obtener una visión completa de los riesgos, así como el análisis del entorno ambiental y social en el que se implementará el sistema. Los riesgos se agrupan por categorías, considerando su origen y naturaleza, lo cual permite organizar de manera eficiente la posterior evaluación y tratamiento. A continuación, se presenta una clasificación preliminar de los riesgos potenciales que pueden afectar al sistema fotovoltaico del Colegio Instituto Murgas.

La correcta identificación de estos riesgos constituye una etapa crítica, ya que permite su posterior análisis, priorización y la formulación de estrategias de mitigación. Además, facilita la integración de acciones de prevención dentro del cronograma y el presupuesto del proyecto, fortaleciendo la toma de decisiones basada en evidencia. De esta manera, el Colegio Instituto Murgas podrá anticiparse a los eventos adversos, tomar acciones correctivas oportunas y fomentar una cultura organizacional de prevención de riesgos, promoviendo la sostenibilidad del sistema fotovoltaico en el tiempo.

Por otro lado, se clasifican por prioridad cada uno de los riesgos del sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta tres criterios:

- Probabilidad de ocurrencia
- Severidad del impacto
- Nivel de exposición

Los riesgos se agrupan en tres niveles de prioridad:

- **Alta prioridad:** requieren intervención inmediata.
- **Media prioridad:** deben ser gestionados con planes de control preventivo.
- **Baja prioridad:** monitoreo regular, pero sin urgencia inmediata.

6.3.1.2 Fase 2: Evaluación de los Riesgos Potenciales. La evaluación de riesgos realizada para el proyecto de implementación de un sistema fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas

Valledupar, Cesar reveló que los riesgos más significativos están relacionados con la falla del equipo fotovoltaico, los cambios climáticos y variaciones en la radiación solar, y la falta de mantenimiento y reparación oportuna. Estos riesgos tienen una calificación de alto o muy alto, lo que indica que requieren atención inmediata y medidas de mitigación efectivas. Por otro lado, los riesgos relacionados con la degradación de los paneles solares, el impacto visual y paisajístico, y la falta de capacitación del personal tienen una calificación de bajo o moderado, lo que sugiere que pueden ser gestionados con medidas de mitigación y monitoreo adecuadas. Estos resultados serán fundamentales para desarrollar un plan de gestión de riesgos efectivo y asegurar el éxito del proyecto.

• *Evaluación de la Probabilidad de Ocurrencia.* La probabilidad de ocurrencia se evaluará utilizando una escala de 1 a 5, donde:

- 1: Muy baja (menos del 10%).
- 2: Baja (10-30%).
- 3: Moderada (30-50%).
- 4: Alta (50-70%).
- 5: Muy alta (más del 70%).

• *Evaluación del Impacto Potencial.* El impacto potencial se evaluará utilizando una escala de 1 a 5, donde:

- 1: Muy bajo (menos de \$500.000).
- 2: Bajo (\$500.000 - \$2.000.000).
- 3: Moderado (\$2.000.000 - \$10.000.000).
- 4: Alto (\$10.000.000 - \$50.000.000).
- 5: Muy alto (más de \$50.000.000).

6.3.1.3 Fase 3: Priorización de Riesgos Potenciales. La priorización de riesgos es un paso crucial en el proceso de gestión de riesgos, ya que permite identificar los riesgos que requieren atención inmediata y asignar recursos adecuados para mitigarlos. En esta fase, se analizan los riesgos identificados y evaluados en las fases anteriores, y se establece un orden de prioridad para abordarlos.

- *Asignación de la Calificación de Riesgo.* La calificación de riesgo se asignará utilizando la siguiente matriz:

Tabla 11. Calificación del riesgo

Probabilidad	Impacto	Calificación del riesgo
1-2	1-2	Bajo
1-2	3-4	Moderado
1-2	5	Alto
3-4	1-2	Moderado
3-4	3-4	Alto
3-4	5	Muy alto
5	1-2	Alto
5	3-4	Muy alto
5	5	Extremo

Fuente: Tomada de la matriz de probabilidad e impacto, ISO 31000.

- *Evaluación de los Riesgos.* La evaluación de riesgos consiste en analizar la probabilidad de ocurrencia y el impacto potencial de cada riesgo identificado, se utiliza la escala del 1 al 5. La probabilidad mide la frecuencia de ocurrencia y el impacto estima las pérdidas económicas asociadas. Con estos valores se asigna una calificación del riesgo (bajo, moderado, alto, muy alto o extremo) según la matriz de probabilidad e impacto de la norma ISO 31000, lo que permite priorizar los riesgos que requieren atención inmediata y recursos adecuados para su mitigación.

6.3.1.4 Fase 4: Propuesta de Medidas de Mitigación para los Riesgos Potenciales. El diseño e implementación de medidas de mitigación es un paso crucial para reducir el impacto de los riesgos identificados y evaluados en las fases anteriores. En esta fase, se propondrán medidas

de mitigación para minimizar los riesgos y asegurar la continuidad del proyecto. Como también se especificará la descripción, riesgo que Minimiza, meta y el responsable.

La matriz para la gestión de riesgos se presenta en el Apéndice 9, donde se detallan los riesgos identificados, su probabilidad de ocurrencia, impacto potencial y calificación final según la metodología de la norma ISO 31000. Esta herramienta permite priorizar los riesgos, asignar responsabilidades y establecer medidas de control para garantizar la mitigación efectiva de los mismos, asegurando un manejo adecuado y seguro de los posibles eventos adversos que puedan presentarse.

6.3.1.5 Fase 5: Monitoreo y Revisión.

- *Objetivo.* El objetivo de esta fase es monitorear y revisar el progreso del proyecto, identificar y abordar cualquier desviación o problema, y asegurar que los objetivos del proyecto se cumplan.

- *Alcance.* El monitoreo y revisión se realizarán en todas las fases del proyecto, desde la planificación hasta la implementación y operación.

- *Responsables.*

- El equipo de proyecto será responsable de monitorear y revisar el progreso del proyecto.

- El gerente del proyecto será responsable de revisar y aprobar los informes de monitoreo y revisión.

- *Indicadores de Desempeño.* Los siguientes indicadores de desempeño se utilizarán para monitorear y revisar el progreso del proyecto:

- Tiempo de implementación

- Costo de implementación

- Eficiencia en la generación de energía

- Nivel de satisfacción del cliente

- Nivel de cumplimiento de los objetivos del proyecto

- *Actividades de Monitoreo y Revisión.* Las siguientes actividades de monitoreo y revisión se realizarán en la tabla 13.

Tabla 13. Actividades de monitoreo y revisión

Actividad	Objetivo	Actividades a realizar
Revisión Mensual del Progreso del Proyecto	Verificar el avance del proyecto en relación con el cronograma y los objetivos establecidos.	<ul style="list-style-type: none"> - Revisar el progreso de las tareas y actividades programadas. - Verificar el cumplimiento de los hitos y objetivos mensuales. - Identificar y documentar cualquier desviación o problema. - Elaborar un informe de progreso mensual.
Informes Trimestrales de Monitoreo y Revisión	Evaluar el progreso del proyecto en relación con los objetivos y metas establecidas, e identificar áreas de mejora.	<ul style="list-style-type: none"> - Revisar los informes de progreso mensuales. - Evaluar el cumplimiento de los objetivos y metas trimestrales. - Identificar y documentar cualquier desviación o problema. - Elaborar un informe trimestral de monitoreo y revisión.
Revisión Semestral de los Objetivos del Proyecto	Revisar y ajustar los objetivos del proyecto según sea necesario, para asegurarse de que siguen siendo relevantes y alcanzables.	<ul style="list-style-type: none"> - Revisar los objetivos del proyecto y evaluar su relevancia y alcanzabilidad. - Identificar y documentar cualquier cambio o ajuste necesario. - Elaborar un plan de acción para implementar los cambios o ajustes.
Evaluación Anual del Desempeño del Proyecto	Evaluar el desempeño del proyecto en relación con los objetivos y metas establecidas, e identificar áreas de mejora.	<ul style="list-style-type: none"> - Revisar los informes de progreso mensuales y trimestrales. - Evaluar el cumplimiento de los objetivos y metas anuales. - Identificar y documentar cualquier desviación o problema. - Elaborar un informe anual de evaluación del desempeño del proyecto.

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

6.3.1.6 Fase 6: Revisión y Actualización del Plan de Gestión de Riesgos.

- *Objetivo.* El objetivo de este plan es revisar y actualizar periódicamente el Plan de Gestión de Riesgos para asegurarse de que siga siendo relevante y efectivo en la identificación, evaluación y mitigación de riesgos.

- *Alcance.* Este plan se aplica a todos los aspectos del Plan de Gestión de Riesgos, incluyendo la identificación de riesgos, la evaluación de riesgos, el desarrollo de estrategias de mitigación y la implementación de medidas de control.

- *Responsables.*

- El equipo de gestión de riesgos será responsable de revisar y actualizar el Plan de Gestión de Riesgos.

- El gerente del proyecto será responsable de aprobar las actualizaciones al Plan de Gestión de Riesgos.

- *Cronograma.* La revisión y actualización del Plan de Gestión de Riesgos se realizará:

- Cada 6 meses, se realizará una revisión parcial del plan para asegurarse de que siga siendo relevante y efectivo.

- Cada 12 meses, se realizará una revisión completa del plan para asegurarse de que siga siendo alineado con los objetivos y metas del proyecto.

- *Procedimiento.* El procedimiento para la revisión y actualización del Plan de Gestión de Riesgos es el siguiente:

1. Revisión del plan: El equipo de gestión de riesgos revisará el Plan de Gestión de Riesgos para identificar áreas que requieren actualización.

2. Identificación de cambios: El equipo de gestión de riesgos identificará los cambios que se requieren en el plan.

3. Desarrollo de actualizaciones: El equipo de gestión de riesgos desarrollará las actualizaciones necesarias para el plan.

4. Aprobación: El gerente del proyecto aprobará las actualizaciones al Plan de Gestión de Riesgos.

5. Implementación: El equipo de gestión de riesgos implementará las actualizaciones al Plan de Gestión de Riesgos.

- *Indicadores de Desempeño.* Los siguientes indicadores de desempeño se utilizarán para evaluar la efectividad de la revisión y actualización del Plan de Gestión de Riesgos:

- Número de actualizaciones realizadas al Plan de Gestión de Riesgos.

- Nivel de satisfacción del gerente del proyecto con las actualizaciones realizadas al Plan de Gestión de Riesgos.

- Nivel de eficacia del Plan de Gestión de Riesgos en la identificación, evaluación y mitigación de riesgos.

6.3.2 Formatos de Documentación


Con el fin de recopilar y registrar información relevante sobre los riesgos identificados y las medidas de mitigación propuestas, se crearon varios formatos que permitirán una gestión eficiente y efectiva de los riesgos. Estos formatos incluyen:

- Registro de Riesgos: Un formato para registrar y describir cada riesgo identificado, incluyendo su probabilidad, impacto y nivel de riesgo.

- Informe de Seguimiento: Un formato para registrar y reportar el progreso y los resultados de la implementación de las medidas de mitigación, incluyendo cualquier desviación o problema identificado.

A continuación, se presenta el modelo de cada uno de los formatos en la tabla 15.


Tabla 15. Formato de registro de riesgos

Sistema fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar						
		Formato de monitoreo a la materialización de riesgos			Código: 1.001.001	
		DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO			Versión: 1.0-2025	
		Procedimiento de registro de riesgos			Fecha: 14/02/2025	
					Páginas:	
Fecha de registro	Descripción del riesgo	Probabilidad de ocurrencia del riesgo	Posibles impactos	Severidad del impacto (Clasificación basada en el impacto y la probabilidad)	Responsable (Persona que gestionará el riesgo)	Acciones de mitigación

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

La tabla 16, presenta el formato de seguimiento y control de medidas de mitigación.

Tabla 16. Formato de seguimiento y control de medidas de mitigación

Sistema fotovoltaico en el Colegio Instituto Murgas Valledupar, Cesar						
		Formato de seguimiento y control de medidas de mitigación			Código: 1.001.011	
		DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO			Versión: 1.0-2025	
		Procedimiento de control a las acciones implementadas			Fecha: 14/02/2025	
					Páginas:	
Fecha de registro	Medida implementada	Estado y avance de implementación	Fecha limite	Objetivos propuestos	Objetivos alcanzados	Observaciones

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

6.3.3 Plan de Ejecución del Modelo Integrado de Gestión de Riesgos para el Sistema Fotovoltaico

El presente plan de ejecución es parte integral del modelo integrado de gestión de riesgos del proyecto. Su objetivo es establecer las actividades y tareas necesarias para implementar y mantener el modelo de gestión de riesgos, asegurando que los riesgos sean identificados, evaluados y mitigados de manera efectiva.

6.3.3.1 Objetivo. El objetivo del presente plan de ejecución es implementar y mantener un modelo integrado de gestión de riesgos que permita minimizar los impactos negativos y maximizar los beneficios del proyecto.

6.3.3.2 Alcance. El alcance del presente plan de ejecución abarca todas las fases del proyecto, desde la planificación hasta la implementación y cierre. Incluye la identificación y evaluación de riesgos, el desarrollo de estrategias de mitigación y control, y la implementación y seguimiento de las medidas de control.

6.3.3.3 Responsables. Los responsables de la implementación del presente plan de ejecución son:

- El gerente de proyecto, quien liderará el equipo de gestión de riesgos y asegurará que el plan se ejecute de acuerdo con los objetivos y plazos establecidos.
- El equipo de gestión de riesgos, compuesto por representantes de todas las áreas involucradas en el proyecto, quienes trabajarán juntos para asegurarse de que los riesgos sean identificados y mitigados de manera efectiva.

6.3.4 Ejecución

6.3.4.1 Fase 1: Planificación y Preparación.

1. Establecer el equipo de trabajo: Identificar y asignar responsabilidades a los miembros del equipo.

2. Definir el alcance y objetivos: Establecer los objetivos y alcance del modelo integrado de gestión de riesgos.
3. Identificar y evaluar riesgos: Realizar un análisis de riesgos para identificar y evaluar los riesgos asociados al proyecto.
4. Desarrollar el plan de gestión de riesgos: Crear un plan de gestión de riesgos que incluya estrategias de mitigación y control.

6.3.4.2 Fase 2: Implementación.

1. Implementar medidas de control: Implementar las medidas de control y mitigación identificadas en el plan de gestión de riesgos.
2. Establecer indicadores de desempeño: Establecer indicadores de desempeño para medir el progreso y eficacia del modelo integrado de gestión de riesgos.
3. Capacitar al personal: Capacitar al personal en la implementación y uso del modelo integrado de gestión de riesgos.
4. Realizar seguimiento y evaluación: Realizar un seguimiento y evaluación continua del modelo integrado de gestión de riesgos.

6.3.4.3 Fase 3: Monitoreo y Revisión.

1. Realizar revisiones periódicas: Realizar revisiones periódicas del modelo integrado de gestión de riesgos para asegurarse de que siga siendo efectivo y relevante.
2. Actualizar el plan de gestión de riesgos: Actualizar el plan de gestión de riesgos según sea necesario para reflejar cambios en el proyecto o en el entorno.
3. Identificar y abordar nuevos riesgos: Identificar y abordar nuevos riesgos que puedan surgir durante la implementación del proyecto.

4. Realizar ajustes y mejoras: Realizar ajustes y mejoras al modelo integrado de gestión de riesgos según sea necesario.

6.3.4.4 Fase 4: Evaluación y Cierre.

1. Realizar una evaluación final: Realizar una evaluación final del modelo integrado de gestión de riesgos para determinar su eficacia y eficiencia.

2. Documentar lecciones aprendidas: Documentar las lecciones aprendidas durante la implementación del modelo integrado de gestión de riesgos.

3. Identificar oportunidades de mejora: Identificar oportunidades de mejora para futuros proyectos.

4. Cerrar el proyecto: Cerrar el proyecto y archivar la documentación relevante.

6.3.4.5 Cronograma de Ejecución.

Tabla 17. *Cronograma de ejecución del plan (Elaborado por el autor, 2025).*

Fase	m 1	m 2	m 3	m 4	m 5	m 6	m 7	m 8	m 9	m 10	m 11	m 12
Planificación y Preparación	X											
Implementación		X	X	X								
Monitoreo y Revisión					X	X	X	X	X			
Evaluación y Cierre										X	X	X

Fuente: Elaborado por el autor (2025).

Capítulo 7

Conclusiones y Recomendaciones

La generación fotovoltaica es una oportunidad estratégica para el desarrollo energético sostenible en Colombia, especialmente en Valledupar, Cesar, gracias a su ubicación geográfica cuenta con un potencial de irradiación solar alto, lo que convierte a esta zona en un escenario ideal para el aprovechamiento de la energía solar. El impulso al uso de fuentes renovables contribuye a diversificar la matriz energética y reduce la dependencia de combustibles fósiles, como también, promueve el desarrollo económico y fortalece la infraestructura energética Nacional.

La elaboración técnica del sistema fotovoltaico permite una solución energética eficiente y confiable. La caracterización de la carga permitió establecer el perfil detallado de la demanda energética en la institución, lo cual da una base sólida para el dimensionamiento del sistema. Este análisis permitió observar las variaciones en el consumo de energía para ajustar el diseño del sistema en condiciones reales. El análisis del recurso solar permitió obtener el promedio de horas solares pico diarias el cual fue de 5,24, esto demuestra que la unificación de las bases de datos PVGIS-ERA5 y NASA POWER VIEWER, demuestran lo cual es óptimo para una generación estable. Este cálculo fue esencial para dimensionar correctamente la capacidad del sistema. El dimensionamiento considero cada una de las pérdidas técnicas y de eficiencia en los equipos. Esto garantiza cubrir completamente la demanda energética de la institución, asegurando la autonomía y estabilidad del sistema. La simulación usando el software PVsyst, comprobó que el sistema on-grid propuesto, cumple con cada uno de los parámetros reales, validando cada uno de los cálculos realizados.

La evaluación financiera es esencial para la gestión de riesgos, ya que, permite identificar, cuantificar y anticipar los posibles impactos económicos que puedan afectar la viabilidad del proyecto. A través de esta se pueden conocer los escenarios de mayor vulnerabilidad y estimar la capacidad de respuesta ante una pérdida y activar las medidas preventivas y correctivas para reducir la exposición al riesgo, motivo por el cual se hizo necesario formular u adicionar un nuevo objetivo. La evaluación financiera del sistema fotovoltaico, identifica que el proyecto sea técnica y económicamente viable bajo los tres escenarios analizados. El escenario I, que incluye los

incentivos fiscales de la Ley 1715 de 2014 y su modificación por la Ley 2099 de 2021, demuestra mayor rentabilidad, reduciendo el tiempo de recuperación de la inversión y un Valor Actual Neto alto. Este resultado respalda el impacto y la importancia de aprovechar cada uno de los incentivos tributarios para una base financiera, lo que facilita la toma de decisiones respaldada por información técnica, económica y regulatoria. En definitiva, la implementación de este proyecto contribuirá a la sostenibilidad energética de la institución, reducir costos operativos y fortalecer el uso de energías renovables en las instituciones educativas.

El modelo propuesto para la gestión de riesgos identifica y prioriza cada uno de los riesgos técnicos, ambientales, financieros y operativos, establece cada una de las estrategias de mitigación clara y concisa. Brinda un enfoque holístico que garantiza la sostenibilidad del sistema, minimiza eventos adversos y logra fortalecer la capacidad institucional para gestionar proyectos enfocados en las energías renovables.

La implementación del sistema fotovoltaico para el Colegio Instituto Murgas, es necesario para dar respuesta a cada uno de los problemas del suministro eléctrico y a los altos costos de la energía. Este proyecto no solo ofrece una solución técnica, económica y gestión de riesgos, sino que, representa una oportunidad estratégica en Colombia para el proceso de transición energética, demostrando que es posibles desarrollar soluciones energéticas sostenibles y rentables a nivel local, regional y Nacional, lo cual fortalece el compromiso con la mitigación del cambio climático. Este proyecto se alinea con cada una de las políticas para fomentar las energías renovables, el cual puede replicarse para cualquier parte del país, especialmente para aquellas regiones con condiciones climáticas y problemática similar. Además, ofrece estrategias robustas para la gestión de riesgos, que aborda desafíos estructurales que limitan el éxito de proyectos, logrando garantizar mayor sostenibilidad y escalabilidad.

Con base a cada uno de los resultados obtenidos, es fundamental realizar limpiezas periódicas para los paneles solares, hacer revisión de cada uno de los equipos como el inversor, conexiones eléctricas y las estructuras de soporte. Esto permite mantener la eficiencia del sistema como evitar las fallas prematuras y alargar la vida útil del sistema. Para lograr esto, se recomienda capacitar a y contar con personal certificado en operación y mantenimiento. Esto no garantiza la gestión técnica y reduce la dependencia de personal externo favoreciendo la autonomía técnica de la institución.

Sé sugiere implementar un sistema de monitoreo en tiempo real que incluya sensores de voltajes, corriente, temperatura y radiación solar, esto integrado como un datalogger central que recopile y envíe los datos a una central con una plataforma en la nube o un software especializado. Esto permitirá registrar, analizar y comparar cada uno de los indicadores de desempeño energético. Esto facilitará la toma de decisiones correcta y oportuna en caso de alguna desviación en los valores esperados.

Teniendo en cuenta la gestión de riesgos, se recomienda mantener el modelo actualizado, incorporar posibles nuevos riesgos, ya sea, cambios climáticos, normativos o de la operación del sistema. Para asegurar el cumplimiento de cada una de las medidas de mitigación es necesario crear un comité de seguimiento dentro de la institución, el cual debe estar conformado por un equipo interdisciplinario que incluya al menos un ingeniero eléctrico o un especialista en sistemas fotovoltaicos, un especialista para la gestión ambiental, establecer un representante para el área administrativa y un encargado para la seguridad y salud en el trabajo (SST). La participación de cada uno de estos perfiles permitirá revisar y aplicar cada una de las medidas de mitigación, para velar por la continuidad operativa del sistema y fomentar la cultura organizacional.

Sé recomienda utilizar el sistema fotovoltaico, como una herramienta pedagógica que puede integrarse a áreas como ciencias tecnológicas, ciencias naturales y al plan ambiental de la institución educativa. Esto consolida el proyecto como una herramienta de transformación educativa.

Sé recomienda realizar revisiones anuales de los costos de operación y validar el ahorro generado en la factura eléctrica, esto debe ser comparado con las proyecciones realizadas. Estas acciones permitirán asegurar el retorno de la inversión y detectar oportunidades de mejora y expansión. Es necesario formar alianzas con entidades gubernamentales que promuevan estos proyectos de energías limpias, lo cual, facilita la incorporación de tecnologías complementarias.

Sé aconseja documentar de manera detallada cada fase del proyecto, desde la planificación hasta la operación del sistema, esto permitirá que pueda ser replicado en otras instituciones educativas del país, reduciendo las problemáticas energéticas. Esto contribuye al avance en la transición energética en Colombia y fortalece las soluciones para este sector.

Referencias

- Autosolar. (2023). Diferencias entre silicio monocristalino y policristalino. <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-multicristalino-o-policristalino>.
- Agencia InterNacional de la Energía (AIE). (2023). Seguridad energética: concepto fundamental en el ámbito de la política energética y la planificación estratégica. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.
- Agencia InterNacional de la Energía (AIE). (2024). World Energy Outlook 2024. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024/executive-summary?language=es>
- Aidoud, M., Feraga, C. E., Bechouat, M., Sedraoui, M., & Kahla, S. (2019). Development of photovoltaic cell models using fundamental modeling approaches. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.04.028>.
- Baca, G. (2000). Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. <https://es.scribd.com/document/475670876/Ingenieria-economica-Guillermo-Baca-Currea-8-edicion-pdf>.
- Banco de la República. (s. f.). Inicío. <https://www.banrep.gov.co/es>.
- BANREP. (s. f.-a). (2024). Índice de precios al consumidor. https://suameca.banrep.gov.co/estadisticas-economicas/informacionSerie/100002/indice_de_precios_al_consumidor_ipc.
- BANREP. (s. f.-b). Índice de precios del productor (IPC). (IPP). https://suameca.banrep.gov.co/estadisticas-economicas/informacionSerie/100003/indice_de_precios_al_productor_ipp.
- Brundtland, G. H. (1987). Our common future: Report of the World Commission on Environment and Development. <https://www.brundtland.co.za/other-publication/brundtland-report-1987-our-common-future/#:~:text=The%20document%20came%20to%20be%20known%20as%20the,generally%20understood%20today.%20Download%20PDF%20or%20view%20below>.
- Burguillo, R. V. (2015). Tasa de descuento. <https://economipedia.com/definiciones/tasadescuento.html>.
- Cámara Colombiana de Energía. (2024). ¿Qué está pasando con el servicio de energía en la región

Caribe?.<https://www.ccenergia.org.co/en-medios-que-esta-pasando-con-el-servicio-de-energia-en-la-region-caribe/>.

Campos, L., & Garcia, J. (2021). Evaluación financiera de proyectos (p. 36).

Castaño Cárdenas, H. M. (2018). Metodología para diagnosticar el riesgo en la implementación de sistemas fotovoltaicos en proyectos de extracción de oro en Colombia. <https://bffrepositorio.unal.edu.co/server/api/core/bitstreams/96d379ad-aafd-4ec2-9474-97a99c54a3d1/content>.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2014). Marco regulatorio para la integración de energías renovables no convencionales en Colombia. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0114_2014.htm.

Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. (2018). Resolución 38 del 9 de abril de 2018. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_2018.htm.

Congreso de la República de Colombia. (2021). Ley 2099 de 2021, Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. 10 de julio de 2021 (Colombia).

Congreso de la República de Colombia (2014). Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. 13 de mayo de 2014 (Colombia).

Consejo Mundial de Energía. (2013). World energy perspectives. https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Perspective_Energy-Efficiency-Policies-2013_Full_Report.pdf.

Damia Solar. (s.f.). (2023). Comparativa entre paneles solares monocristalinos frente a paneles solares policristalino. <https://www.damiasolar.com/blog/comparativa-entre-paneles-solares-monocristalinos-frente-a-paneles-solares-policristalinos/>.

Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2024). Energía renovable en Colombia: resolver el trilema energético. <https://www.dnp.gov.co/publicaciones/Planeacion/Paginas/energia-renovable-en-colombia-resolver-el-trilema-energetico.aspx>.

Díaz, J., Poncela, M., Sanz, S., Bernardez, J., (2000). Tratamiento de datos meteorológicos para instalaciones de energía solar. Centro de automatización, robótica y tecnologías de la

información y la fabricación.

- Enel Colombia. (2024). Infografía: Impacto del Fenómeno de El Niño en la cadena de energía. <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%20C3%B1ol/fenomeno-del-nino/infografia-fenomeno-de-el-nino-2024.pdf>.
- Escobar, W. O., & Quitian, D. (2015). Impactos de la reglamentación de la ley 1715 de energías renovables no convencionales en Colombia. *Econografos – Escuela de Economía*, 84, 1–33. <https://fce.unal.edu.co/centro-editorial/docs/econografos-escuela-economia/84-impactos-de-la-reglamentacion-de-la-ley-1715-de-energias-renovables-no-convencionales-en-colombia>.
- Fajardo Celis, J. S. (2016). Potencial de la implementación de la energía solar a gran escala en Colombia. <https://repository.uamerica.edu.co/items/237175b6-848f-4be1-bf87-4e66d7e4ceae/full>.
- Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), Ministerio de Minas y Energía, & Ministerio de Educación Nacional. (2024). Avances en la implementación de sistemas fotovoltaicos en instituciones educativas y comunidades en Colombia. <https://fenoge.gov.co/>.
- Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J. M. (2013). Possibility of electricity generation using PV solar plants in Serbia. <https://www.scirp.org/reference/referencespapers?referenceid=3895839>.
- International Electrotechnical Commission. (2011). IEC 60364: Low-voltage electrical installations. <https://webstore.iec.ch/en/publication/1882>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>.
- International Organization for Standardization. (2000). ISO 9000:2000 Quality management systems. <https://gestiondecalidadmpn.wordpress.com/wp-content/uploads/2012/02/iso-9000-2000-sistemas-de-gestion-de-la-calidad-conceptos-y-vocabulario.pdf>.
- International Organization for Standardization. (2015). ISO 9001:2015 Quality management. <https://www.iso.org/es/contents/data/standard/06/20/62085.html>.
- International Renewable Energy Agency. (2024). Renewable energy statistics. <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024>.

- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). Renewable power generation costs in 2023. <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>.
- Iorio, P., & Sanin, M. E. (2019). Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América Latina y El Caribe. https://scholar.google.com/citations?view_op=view_citation&hl=es&user=1WSjfzIAAAAJ&citation_for_view=1WSjfzIAAAAJ:2osOgNQ5qMEC.
- IRENA. (2021a). Capacidad Instalada Colombia. Sitio WEB. <https://www.irena.org/solar>
- IRENA. (2021b). Nuevo récord mundial de capacidad energética renovable en 2020 - Comunicado de prensa. Irena, 1–3. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2021/Apr/IRENA-Capacity-Stats-2020_PressRelease_Spanish.pdf?la=en&hash=3B4B1961FE5181FED7E09B4DCC2AC3F3E852F722.
- International Renewable Energy Agency. (2024). Renewable energy statistics 2024. <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024>
- Linares Rojo, F. D. (2022). Efecto de la temperatura en paneles solares fotovoltaicos y tecnologías de refrigeración para el mejoramiento de la eficiencia. <https://repositorio.itm.edu.co/server/api/core/bitstreams/a9e47358-53ed-4232-a62b-74eb1136ad21/content>.
- López, J. F. (2018). Inversión.
- Ministerio de Desarrollo Económico. (1998). Norma Técnica Colombiana NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano. ICONTEC. <https://osaic.com.co/wp-content/uploads/NTC-2050.pdf>.
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). Plan de expansión de la generación eléctrica 2020-2034. https://www.minenergia.gov.co/documents/6450/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_Plan_de_Expansi%C3%B3n_2020-2034_VF.pdf.
- Ocampo Salazar, O. E. (2020). Monitoreo de la eficiencia de paneles fotovoltaicos bajo condiciones de lluvia y polvo. <https://bibliotecadigital.udea.edu.co/entities/publication/6d14a811-aa84-49df-b4aa-c5e62e2715bb>.
- Ortega Díaz, L. P., & Medina Raigoza, S. A. (2021). Análisis financiero de sistemas fotovoltaicos. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8686706>.

- Ortiz Anaya, H. (2011). Análisis financiero aplicado y principios de administración financiera (14.a ed.). <https://studylib.es/doc/8821010/an%C3%A1lisis-financiero-aplicado---h%C3%A9ctor-ort%C3%ADz-anaya?p=3>.
- Owusu, P. A., & Asumadu-Sarkodie, S. (2016). A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. *Cogent Engineering*, 3(1), 1–14. <https://doi.org/10.1080/23311916.2016.1167990>.
- Palma, R. J. C., Merizalde, C. K. B., & Flores, F. M. F. (2018). Sistema de gestión y control de la calidad: Norma ISO 9001: 2015. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6732908>.
- Petrel Higueta, C. D. (2021). Diseño de sistema solar fotovoltaico aislado e individual en el corregimiento Bocas del Atrato – Turbo. <https://bibliotecadigital.udea.edu.co/entities/publication/6a232bac-0546-422b-b885-083130de42a8>.
- Peters, L., & Madlener, R. (2017). Economic evaluation of maintenance strategies for ground-mounted solar photovoltaic plants. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261917304579>.
- Project Management Institute. (2023). A guide to the project management body of knowledge. <https://www.pmi.org/standards/pmbok>.
- Ramírez, D. (2024). Estado actual, inventario y futuros prospectos de la energía solar fotovoltaica en Colombia. <https://expeditiorepositorio.utadeo.edu.co/server/api/core/bitstreams/5eefb23d-34c8-45d1-ada3-344e6d7c8e89/content>.
- Romero, Á. (2018). ¿Qué debemos saber de los Fondos de Inversión? ¿Por qué invertir en ellos? <https://www.economiadehoy.es/noticia/38593/economia/que-debemos-saber-de-los-fondos-de-inversion-por-que-invertir-en-ellos.html>.
- Ruiz, M. (2014). Estudio de Viabilidad Instalación Solar Fotovoltaica de Evacuación a Red en Pinos Puente, Granada, España.
- Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA). (2022). Manual de uso y funcionamiento de módulo didáctico de un sistema fotovoltaico conectado a red. https://repositorio.sena.edu.co/bitstream/handle/11404/7581/Manual_uso_funcionamiento_sistema_conectado_a_red.pdf?sequence=1.
- SotySolar. (2023). Comparativa instalación fotovoltaica aislada vs conectada. <https://sotysol>

- ar.es/blog/comparativa-instalacion-fotovoltaica-aislada-vs-conectada.
- U.S. Department of Energy. (2023). Solar photovoltaic technology basics. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. <https://docs.nrel.gov/docs/fy23osti/87303.pdf>.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2005). Atlas de radiación solar de Colombia.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2013). Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia>.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) - BID. (2014). Análisis de costos de energías renovables. <https://www1.upme.gov.co/>.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) - BID. (2014). Análisis de costos de energías renovables. <http://www.upme.gov.co:81/sgic/sites/default/files/Costos%20VF.pdf>.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) – Carbon Trust. (2015). Análisis económico y evaluación costo beneficio de los mecanismos, herramientas y estrategias para la promoción de FNCER en Colombia. <http://bit.ly/2aeWMqP>.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1311>
- Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME). (2016a). Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica. Bogotá. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-precios-de-los-energeticos/>.
- Celemín Cuellar, Mario Alejandro. (2019). Estudio para la implementación de un sistema fotovoltaico como alternativa rural sostenible en la vereda San Roque, municipio de Ortega, Tolima. <https://ridum.umanizales.edu.co/items/6f113663-a771-4c2e-8cce-79eec69871a4>.
- Valencia Plaza, J. A., Lucano Mafla, L. S., Ortega Palacios, F. G., Sarria Navarro, E., Giraldo Yepes, C. M. & González Moreno, Á. M. (2019). Propuesta para el proyecto energético en la institución etnoeducativa rural Internado de Nazareth.
- Vásquez, L. C., & Zúñiga, B. (2015). Proyecto de Prefactibilidad para la Implementación de Energía Solar Fotovoltaica y Térmica en el Campamento Minero Comihuasa. (Tesis doctoral). Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, Facultad de Ingeniería, Lima.
- Velayos, V. (2014). Valor actual neto (VAN). <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>.
- Vence Pareja, J. L., & Kammerer Kammerer, M. G. (2016). Crisis en la Costa Caribe del servicio

de energía eléctrica prestado por la empresa ElectriCaribe. <https://repository.usta.edu.co/items/ec54a9f7-2200-46b4-9f91-f2798814bda9/full>.

Víctor González Zamora. (2020). Efecto sombra en los paneles solares 1. CITE Energía. <https://citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora.pdf>

Xm. (2024). Informe de gestión 2024. <https://www.xm.com.co/servicios-de-informacion/boletin-ruta-al-sin/consulta-el-reporte-integral-de-desempeno-de-2024>.

Walker, A. (2021). Evaluating photovoltaic system performance. National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/78678.pdf>.

Wright, P. (2024). ¿Por qué suben tanto las tarifas de energía en la región Caribe? El Espectador. <https://www.elespectador.com/opinion/columnistas/columnista-invitado-ee/por-que-suben-tanto-las-tarifas-de-energia-en-la-region-caribe/>

Apéndice

Apéndice 1

A continuación, se anexa la ficha técnica del panel solar seleccionado:



ZXMR-UPLDD132 Series

16BB HALF-CELL N-Type TOPCon Bifacial Double Glass Monocrystalline PV Module

590-620W **22.95%** **0.40%**
 POWER RANGE MAXIMUM EFFICIENCY YEARLY DEGRADATION

12 12 YEARS PRODUCT WARRANTY **30** 30 YEARS OUTPUT GUARANTEE



ELECTRICAL CHARACTERISTICS | STC*

Nominal Power Watt Pmax(W)*	590	595	600	605	610	615	620
Maximum Power Voltage Vmp(V)	39.80	40.00	40.20	40.40	40.60	40.80	41.00
Maximum Power Current Imp(A)	14.83	14.88	14.93	14.98	15.03	15.08	15.13
Open Circuit Voltage Voc(V)	47.70	47.90	48.10	48.30	48.50	48.70	48.90
Short Circuit Current Isc(A)	15.75	15.80	15.85	15.90	15.95	16.00	16.05
Module Efficiency (%)	21.84	22.03	22.21	22.40	22.58	22.77	22.95

*The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing
 *STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25±2°C, AM 1.5
 *Measuring uncertainty: ±3%, all the electrical characteristics such as Power, Im, Vm and FF are within ±3% tolerance.

MECHANICAL DATA

Solar cells	N-type Monocrystalline
Cells orientation	132 (6x22)
Module dimension	2382×1134×35 mm (With Frame)
Weight	33.5±1.0 kg
Glass	2.0 mm+2.0mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Junction box	IP 68, 3 diodes
Cables	4 mm ² ,350 mm (With Connectors)
Connectors*	MC4-EVO2 compatible

*Please refer to regional datasheet for specified connector

ELECTRICAL CHARACTERISTICS | NMOD*

Maximum Power Pmax(Wp)	447.60	451.30	455.00	458.70	462.40	466.10	471.30
Maximum Power Voltage Vmpp(V)	37.10	37.30	37.50	37.60	37.80	38.00	38.04
Maximum Power Current Imp(A)	12.07	12.11	12.14	12.18	12.22	12.26	12.29
Open Circuit Voltage Voc(V)	45.00	45.20	45.40	45.60	45.80	46.00	46.30
Short Circuit Current Isc(A)	12.71	12.75	12.79	12.83	12.87	12.91	12.95

*NMOD Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

TEMPERATURE RATINGS

NMOD	44°C ±2°C	Maximum system voltage	1500 V DC
Temperature coefficient of Pmax	(-0.28±0.028)/°C	Operating temperature	-40°C→+85°C
Temperature coefficient of Voc	-0.23%/°C	Maximum series fuse	35 A
Temperature coefficient of Isc	0.045%/°C	Front Side Maximum Static Loading	Up to 5400Pa
Refer. Bifacial Factor	(80±10)%	Rear Side Maximum Static Loading	Up to 2400Pa

*Remark: Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection

WORKING CONDITIONS

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 25% REAR SIDE POWER GAIN*

Front power Pmax/W	590	595	600	605	610	615	620
Total power Pmax/W	738	744	750	756	763	769	775
Vmp/V(Total)	39.90	40.10	40.30	40.50	40.70	40.90	41.10
Imp/A(Total)	18.48	18.55	18.61	18.67	18.73	18.80	18.86
Voc/V(Total)	47.80	48.00	48.20	48.40	48.60	48.80	49.00
Isc/A(Total)	19.63	19.69	19.76	19.82	19.88	19.94	20.00

*Bifacial gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition.
 It depends on mounting structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

PACKAGING CONFIGURATION *

Piece / Box	31
Piece / Container(40HQ)	620

*Customized packaging is available upon request.
 *Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.
 They only serve for comparison among different module types.
 *Caution: Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

Apéndice 2

A continuación, se anexa la ficha técnica del inversor seleccionado:



S5-GR3P(3-20)K

Inversores trifásicos de conexión a red Solis

Eficiente

- 98.7% de eficiencia máxima
- Corriente de string hasta 16A
- Amplio rango de voltaje y bajo voltaje de arranque

Inteligente

- Soporta el control de exportación de potencia
- Soporta RS485, WiFi, GPRS
- Escanea para registrar en SolisCloud, soporta la actualización y control remoto

Seguro

- IP66
- Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio
- Tecnología de estabilización automática de voltaje bajo condiciones de red débil

Económico

- Diseño compacto, instalación y mantenimiento simple
- > Ratio DC/AC del 150%
- Soporta módulos de alta potencia para costos de instalación más bajos

Modelo:

S5-GR3P3K / S5-GR3P4K
 S5-GR3P5K / S5-GR3P6K
 S5-GR3P8K / S5-GR3P9K
 S5-GR3P10K / S5-GR3P12K
 S5-GR3P13K / S5-GR3P15K
 S5-GR3P20K



Vista 360°



Hoja de datos

S5-GR3P(3-20)K

Modelo	3K	4K	5K	6K	8K	9K	10K	12K	13K	15K	20K	
Entrada (DC)												
Potencia FV máxima de entrada recomendada	4.5 kW	6 kW	7.5 kW	9 kW	12 kW	13.5 kW	15 kW	18 kW	19.5 kW	22.5 kW	30 kW	
Voltaje máximo de entrada	1100 V											
Voltaje nominal	600 V											
Voltaje de arranque	180 V											
Rango de voltaje MPPT	180 - 1000 V											
Corriente máxima de entrada					16 A / 16 A				32 A / 32 A			
Corriente máxima de cortocircuito					20 A / 20 A				40 A / 40 A			
Número de MPPT / Número máximo de cadenas de entrada					2 / 2				2 / 4			
Salida (AC)												
Potencia nominal de salida	3 kW	4 kW	5 kW	6 kW	8 kW	9 kW	10 kW	12 kW	13 kW	15 kW	20 kW	
Potencia aparente máxima de salida	3.3 kVA	4.4 kVA	5.5 kVA	6.6 kVA	8.8 kVA	9.9 kVA	11 kVA	13.2 kVA	14.3 kVA	16.5 kVA	22 kVA	
Potencia máxima de salida	3.3 kW	4.4 kW	5.5 kW	6.6 kW	8.8 kW	9.9 kW	11 kW	13.2 kW	14.3 kW	16.5 kW	22 kW	
Voltaje nominal de la red	3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V											
Frecuencia nominal de la red	50 Hz / 60 Hz											
Corriente nominal de salida de red	4.6 A / 4.3 A	6.1 A / 5.8 A	7.6 A / 7.2 A	9.1 A / 8.7 A	12.2 A / 11.5 A	13.7 A / 13.0 A	15.2 A / 14.4 A	18.2 A / 17.3 A	19.8 A / 18.8 A	22.8 A / 21.7 A	30.4 A / 28.9 A	
Corriente máxima de salida	4.7 A	6.4 A	7.9 A	9.5 A	12.7 A	14.3 A	15.9 A	19.1 A	20.7 A	23.8 A	31.8 A	
Factor de potencia	> 0.99 (0.8 capacitivo a 0.8 inductivo)											
THDi	< 2%											
Eficiencia												
Eficiencia máxima	98.3%				98.5%				98.6%			
Eficiencia EU	97.7%				97.9%				98.0%			
Protección												
Protección contra polaridad inversa DC	Si											
Protección contra cortocircuito	Si											
Protección de sobrecorriente de salida	Si											
Protección contra sobretensiones	Si											
Monitoreo de red	Si											
Protección Anti-isa	Si											
Protección de temperatura	Si											
Escaneo múltiplo	Si											
AFCI 2.0 integrado	Opcional											
Interruptor de DC integrado	Si											

Datos generales												
Dimensiones (longitud x altura x ancho)	310 x 563 x 219 mm											
Peso	16.5 kg	16.9 kg		17.9 kg			19.6 kg			20.8 kg		
Topología	Sin Transformador											
Consumo propio (noche)	< 1 W											
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ~ +60°C											
Humedad relativa	0 - 100%											
Nivel de protección	IP66											
Emisión de ruido (típica)					< 30 dB(A)				< 60 dB(A)			
Enfriamiento					Refrigeración natural				Refrigeración inteligente con ventilador			
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m											
Estándar de conexión de red	G99, VDE-AR-N 4105/VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126/UTE C 15/VFR 2019, RD 1699/RD 244/UNE 206006/UNE 206007-1, CEI D-21, C10/11, NRS 097-2-1, EFS 2018.2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530											
Estándar de seguridad / EMC	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4											
Características												
Conexión de DC	Conector MC4											
Conexión de AC	Enchufe de conexión rápida											
Pantalla	LCD											
Comunicación	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS											

Apéndice 3

En este apéndice, se detalla el paso a paso del diseño fotovoltaico usando el Software PVsyst, el cual sirve como guía al momento de replicar el proyecto.

3.1 carga del archivo del sitio y la base de datos.

Al crear el nuevo proyecto conectado a la red procedemos a seleccionar la ubicación exacta del sitio, como se muestra en la siguiente figura 11:

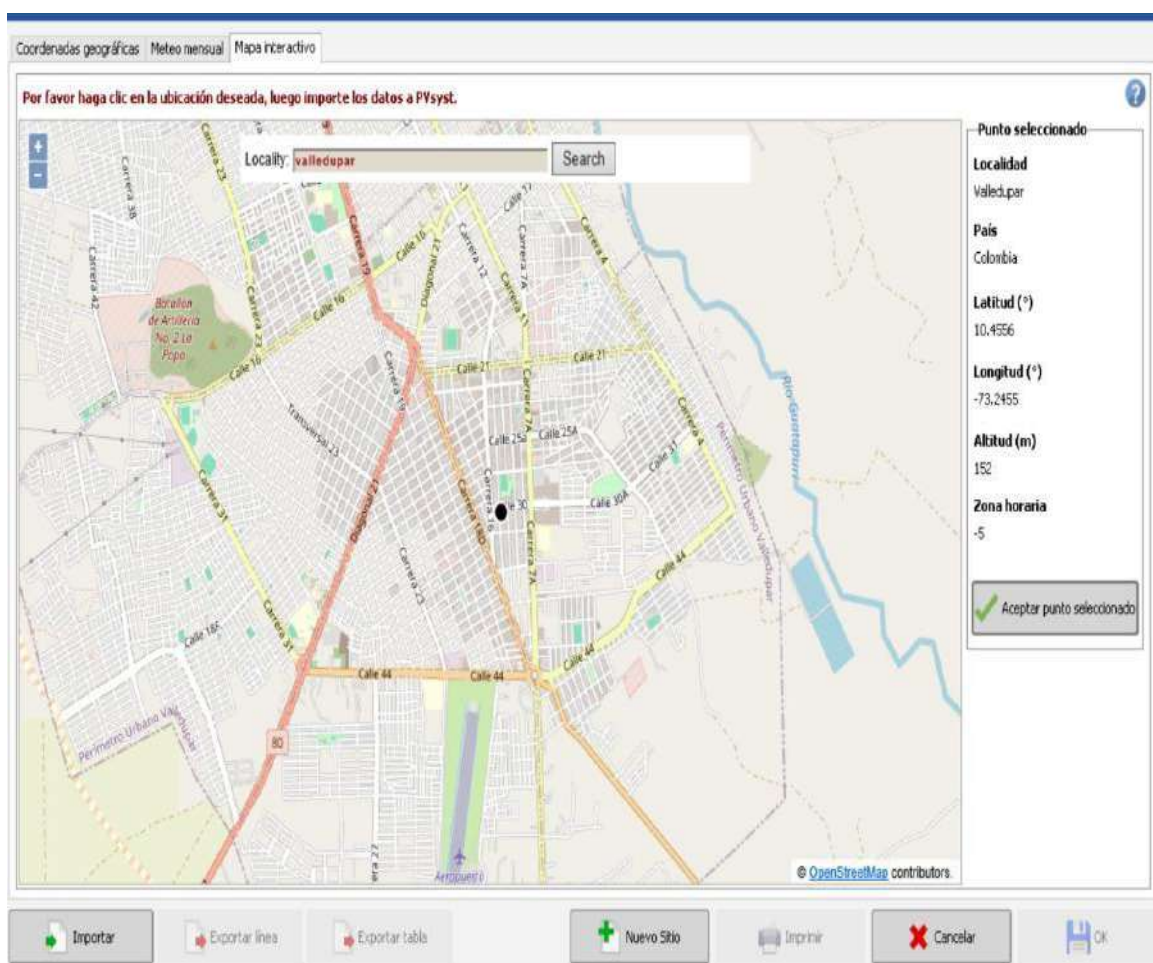


Figura 11. Ubicación exacta del sitio (PVsyst).

Una vez cargada la ubicación del sitio seleccionamos la base de datos meteonorm 8.0 ya que, esta es una base de datos confiable recomendada para proyectos tanto educativos como comerciales, como se muestra en la figura 12:



Figura 12. Base de datos meteonorm 8.0 del sistema fotovoltaico (PVsyst).

Al insertar la base de datos meteonorm 8.0 vemos que esta nos carga todos los datos meteorológicos presentes en el área de estudio como se muestra en la figura 13:

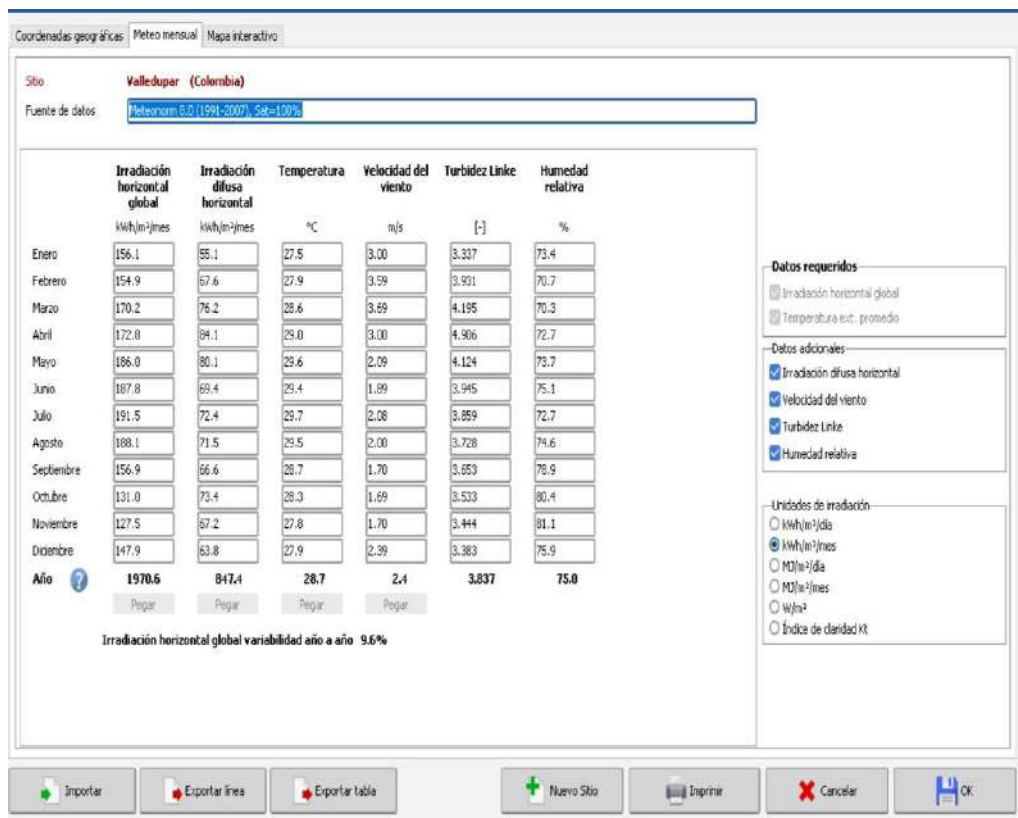


Figura 13. Datos meteorológicos del sistema fotovoltaico (PVsyst).

3.2 Orientación del sistema

Para la orientación del sistema es necesario establecer la instalación del plano el cual se estableció en 10.8° , se debe seleccionar el rendimiento de irradiación anual, ya que, esta abarca tanto verano como invierno, luego de como muestra la figura 14, la pérdida con respecto al óptimo fue de 0% lo que es un valor perfecto y una generación de 2.000 kWh/m^2 :

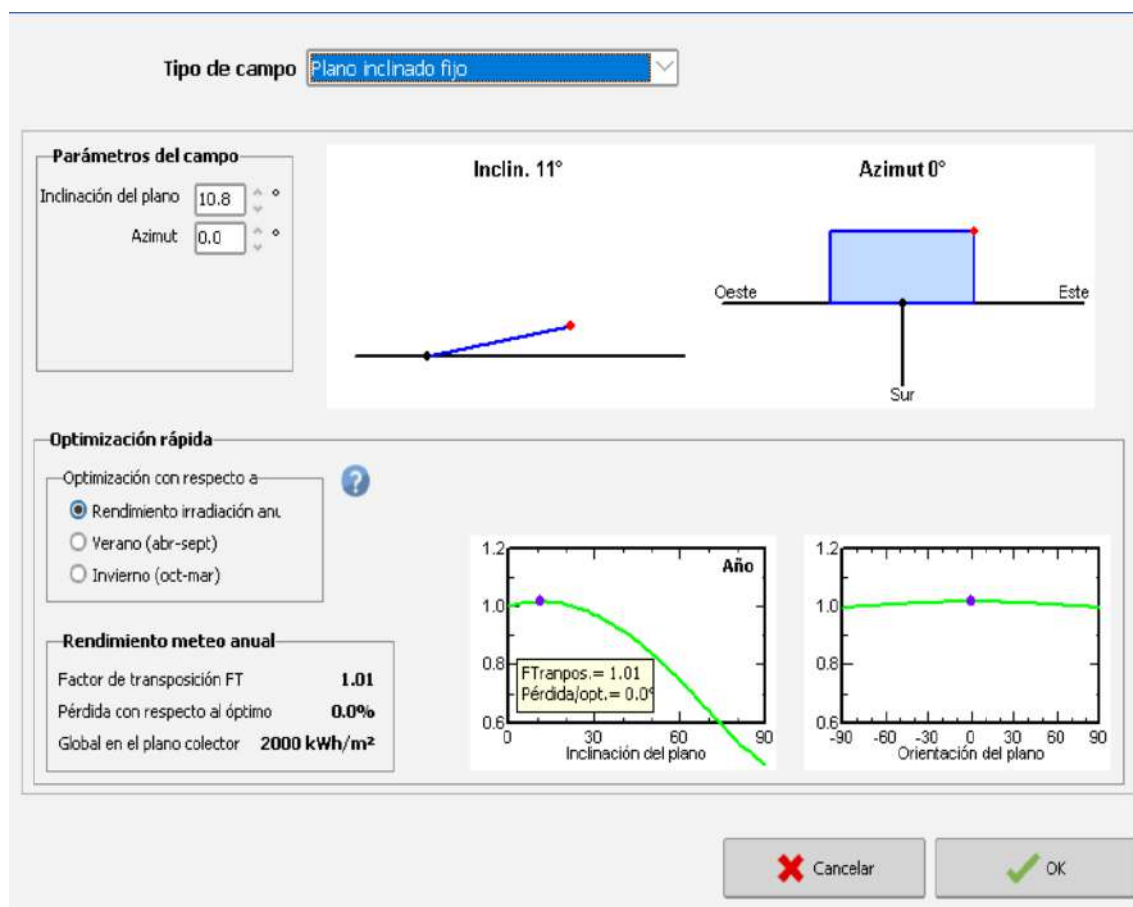


Figura 14. Orientación del sistema fotovoltaico (PVsyst).

Sistema.

Este punto es muy importante para el proyecto, ya que, se selecciona el panel y el inversor adecuado, se seleccionó el panel ZXMR-UPLDD132 series de 600W, al no estar este panel dentro de la base de datos de PVsyst, fue necesario descargar el archivo formato .PAN.TOCON de la

página oficial del fabricante (ZNSHINE SOLAR), y luego cargar el archivo a PVsyst, una vez el panel subido a la base de datos procedemos a cargar de la misma forma el inversor para lo cual se seleccionó el inversor Solís S5-GR3P15K, luego se descargó el archivo formato .OND de la página oficial del fabricante (Solís inverter), una vez seleccionado el panel y el inversor el sistema nos queda como se muestra en la figura 15:

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto

Nombre:

Oriente: **Plano inclinado fijo**

Inclinación: **11°**

Azimut: **0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento

Sin dimensionamiento

Ingrese potencia planeada: kWp

... o área disponible(módulos): m²

Redimens.

Seleccione el módulo FV

Disponibles ahora: Filtro:

Módulo bifacial Sistema bifacial

ZNshine Solar

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: V_{mpp} (60°C) **35.6 V**

V_{oc} (-10°C) **51.9 V**

Seleccione el inversor

Disponibles ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz

Ginlong Technologies

Núm. de entradas MPPT: Voltaje de funcionamiento: **160-1000 V** Potencia del inversor utilizada **15.0 kWca**

Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **1100 V** **inversor con 2 MPPT**

Diseño el conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: entre 5 y 21

Núm. de cadenas: única posibilidad 2

Perdida sobrecarga: **0.1 %**

Proporción P_{nom}: **1.20**

Núm. de módulos: **30** Área: **81 m²**

Condiciones de operación

V_{mpp} (60°C): 535 V

V_{mpp} (20°C): 604 V

V_{oc} (-10°C): 778 V

Irradia. plano: **1000 W/m²**

I_{mpp} (STC): 30.3 A

I_{sc} (STC): 31.7 A

I_{sc} (en STC): 31.7 A

Máx. en datos STC

Potencia de funcionamiento máx.: **16.8 kW**
(en 1000 W/m² y 50°C)

Potencia nom. conjunto (STC) 18.0 kWp

Figura 15. Sistema (PVsyst).

Cabe resaltar que será un sistema sin sistema de almacenamiento por lo cual se puede seguir a la siguiente etapa la cual es el autoconsumo.

3.3 Autoconsumo.

En esta etapa se caracterizan las cargas o el consumo mensual, por lo cual se establecen las necesidades del usuario como se muestra en la figura 16:

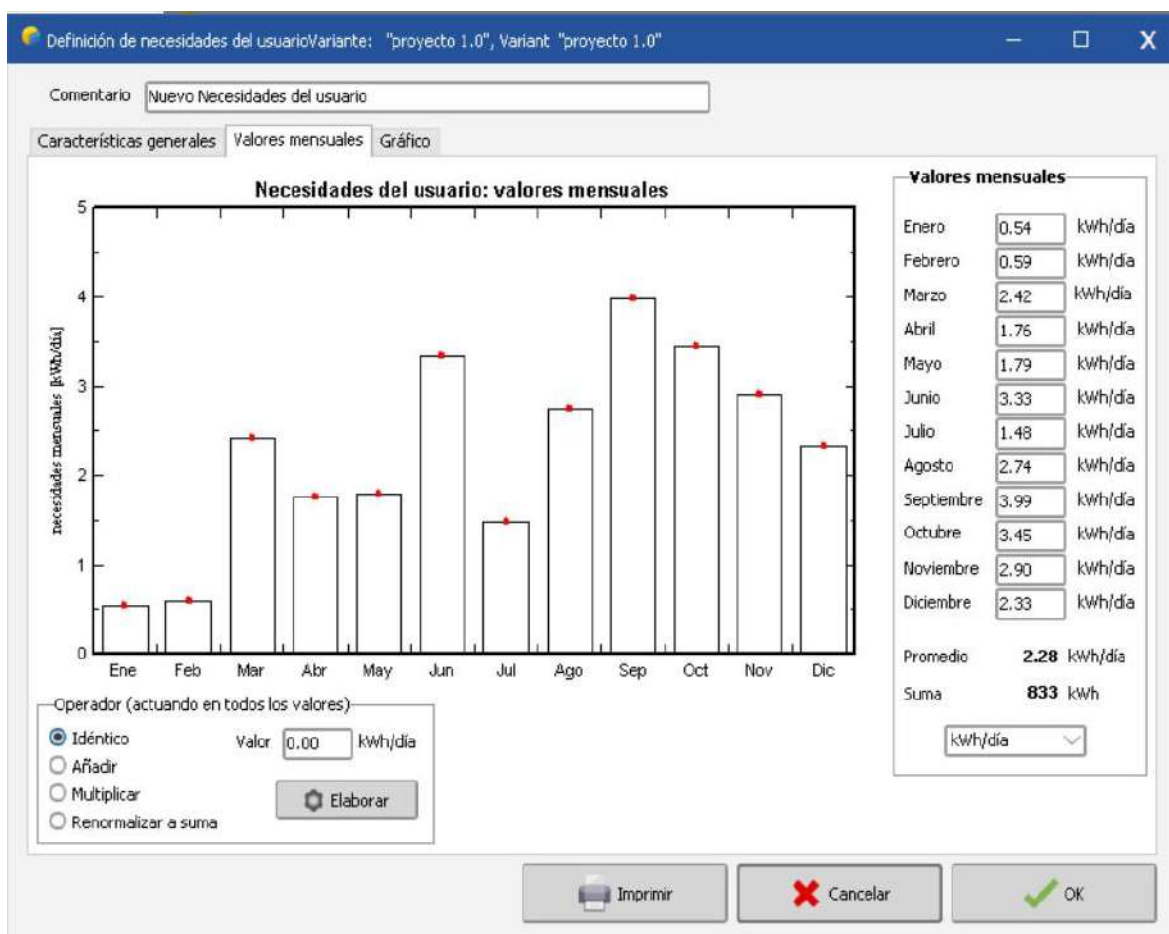


Figura 16. Autoconsumo del sistema fotovoltaico (PVsyst).

Apéndice 4

En este apéndice se presentan cada uno de los cálculos realizados, para obtener la base de datos utilizada en el proyecto. Archivo en Excel, enlace:

<https://docs.google.com/spreadsheets/d/1NKfZj3ADN7sqdgf2qnvJITmABWq-6LZw/edit?usp=sharing&ouid=118188432340660693494&rtpof=true&sd=true>

Apéndice 5

Este apéndice contiene la información técnica y comparativa de los modelos de paneles seleccionados, la cual se encuentra detallada en el archivo de Excel correspondiente, enlace:

https://docs.google.com/spreadsheets/d/1UyzpCvhEjHuDzvJ9XRrhwDBSbb3Jw9at/edit?usp=drive_link&ouid=118188432340660693494&rtpof=true&sd=true

Apéndice 6

En este apéndice se incluyen las tarifas de energía reportadas por la empresa prestadora del servicio (AFINIA), organizadas mes a mes en el archivo PDF anexo, enlace:

https://drive.google.com/drive/folders/1uKB6skfl2s_L_pQgls8mFLPD20XLjE-d?usp=sharing

Apéndice 7

En este apéndice se presenta el informe de simulación elaborado en PVSyst, que describe el diseño técnico y los parámetros operativos del sistema fotovoltaico. Archivo PDF, enlace:

https://drive.google.com/file/d/1NtWsbZxJexoLrZaKwXvVGImCFn7VdVwo/view?usp=drive_link

Apéndice 8

En este apéndice se presenta la evaluación financiera detallada, en la que se describen los factores financieros considerados en el proyecto. Los datos de soporte se encuentran en el archivo de Excel, enlace:

https://drive.google.com/drive/folders/1C8TknEw_YdyOado73K68rc75xNwoqDwe?usp=sharing

Apéndice 9

Este apéndice presenta la matriz para la gestión de riesgos, en la que se describen cada uno de los factores considerados en el proyecto. Los datos de soporte se encuentran en el archivo de Excel, enlace:

https://docs.google.com/spreadsheets/d/1vpS7R2IbzzM8J8pCPgF2gOvZpRoBWGrN/edit?usp=drive_link&ouid=118188432340660693494&rtpof=true&sd=true