



**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA EL
DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA RENOVABLE OFF- GRID
PARA LOS SERVICIOS DE SALUD Y EDUCACIÓN EN EL RESGUARDO
INDIGENA DE YUNGUILLO – MOCOA, PUTUMAYO**

Presentado para obtener el título de
MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

David Alejandro García Coronado

Edwin Alfaro Gutiérrez

Dirección:

Nelly Margareth Cantillo Cuello

Universidad del Rosario
Escuela de Ciencias e Ingeniería
Maestría en Energías Renovables

2026

RESUMEN

El presente proyecto de investigación se centra en el diseño y desarrollo de una solución energética renovable y descentralizada para mejorar el acceso a la electricidad en los sectores de salud y educación en el resguardo indígena Yunguillo, ubicado en el municipio de Mocoa, departamento del Putumayo. La iniciativa surge ante las brechas persistentes en la cobertura eléctrica de la región: en 2023, el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) del Putumayo fue 77,05 % (72,11 % rural y 81,81 % urbano), frente a un promedio nacional del 92,71 % [1], [2]. Esta disparidad limita el desarrollo social y económico, afectando la calidad y continuidad de los servicios esenciales.

Se caracterizó el contexto técnico y social de las Zonas No Interconectadas (ZNI) de la Amazonia Colombiana definidas en la Ley 855 de 2003, y se evaluó el potencial energético renovable disponible, destacando una irradiación solar promedio anual de 4,52 kWh/m²-día [3], [4] y caudales hídricos superiores a 6 m³/s [5]. Se realizó el levantamiento de la demanda energética de una escuela y un centro médico, identificando sus perfiles de carga y requerimientos críticos.

Mediante simulaciones en PVSyst, se diseñaron sistemas fotovoltaicos *Off-Grid* adaptados a cada servicio. Para la escuela, se seleccionó una configuración con 3 días de autonomía y probabilidad de pérdida de carga (PLOL) del 5 %, optimizando el costo y la eficiencia. Para el centro médico, se priorizó la confiabilidad, adoptando una variante con 3 días de autonomía y probabilidad de pérdida de carga PLOL del 1 %, logrando una cobertura energética superior al 98,8 %.

El análisis técnico y económico confirmó la viabilidad de los sistemas propuestos, y se concluyó que la energía solar es una solución efectiva para electrificar servicios críticos en comunidades rurales. Aunque se identificó un alto potencial hídrico regional, se recomendó realizar estudios locales detallados para validar la factibilidad de una microcentral hidroeléctrica. Este trabajo ofrece una metodología replicable para proyectos de electrificación rural en contextos similares.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, sistemas *Off-Grid*, electrificación rural, salud, educación, zonas no interconectadas (ZNI), Putumayo, Mocoa, PVSyst, autonomía energética, PLOL.

ABSTRACT

This research project focuses on developing a renewable and decentralized energy solution to improve access to electricity in the health and education sectors of Yunguillo Indigenous Reserve Mocoa, Putumayo. The study is justified by the region's low electricity coverage index. In 2023, the Electric Energy Coverage Index (ICEE) of Putumayo reached 77,05% (72,11% in rural areas and 81,81% in urban areas), while the national average was 92,71% [1] [2]. This disparity limits social and economic development, significantly affecting the quality and continuity of essential public services.

The technical and social context of the Non-Interconnected Zones (ZNI) of the Colombian Amazon, as defined in Law 855 of 2003, was characterized, and the available renewable energy potential was assessed, highlighting an average annual solar irradiation of 4,52 kWh/m²-day [3], [4] and streamflows exceeding 6 m³/s [5]. An energy demand survey was conducted for a school and a medical center, identifying their load profiles and critical requirements.

Using PVSyst simulations, *Off-Grid* photovoltaic systems were designed and tailored to each service. For the school, a configuration with 3 days of autonomy and 5% PLOL was selected, optimizing cost and efficiency. For the health center, reliability was prioritized, adopting a variant with 3 days of autonomy and 1% PLOL, achieving energy coverage above 98,8%.

The technical and economic analysis confirmed the feasibility of the proposed systems, demonstrating that solar energy is an effective solution for electrifying critical services in rural communities. Although significant regional hydropower potential was identified, further local studies are recommended to validate the feasibility of a small-scale hydroelectric plant. This work provides a replicable methodology for rural electrification projects in similar contexts.

Keywords: Solar photovoltaic energy, *Off-Grid* systems, rural electrification, health, education, non-interconnected zones (ZNI), Putumayo, Mocoa, PVSyst, energy autonomy, PLOL.

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	10
2	OBJETIVOS	12
2.1	Objetivo General	12
2.2	Objetivos Específicos.....	12
3	PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	13
4	MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	15
4.1	Marco Teórico.....	15
4.1.1	Fuentes de Generación y Tecnologías Descentralizadas	15
4.1.2	Sistemas Energéticos Descentralizados (SED).....	15
4.1.3	Diseño Conceptual del Sistema Energético Renovable Descentralizado	16
4.1.4	Energía Solar Fotovoltaica (FV).....	16
4.1.5	Tendencias Tecnológicas y Costos	16
4.1.6	Herramienta de Simulación: Software PVSyst.....	17
4.1.7	Energía Hidráulica a Pequeña Escala	19
4.1.8	Marco Regulatorio y Contexto Normativo en Colombia.....	22
4.1.9	Transición Energética y FNCER	23
4.1.10	Autogeneración y Comunidades Energéticas	23
4.1.11	Regulación para Zonas No Interconectadas (ZNI)	24
4.1.12	Impacto Social de la Electrificación Renovable	24
4.2	Estado del Arte.....	25
4.2.1	Experiencias en Colombia	25
4.2.2	Contexto Regional y Lecciones Aprendidas.....	26
4.2.3	Análisis de Estudios Previos sobre Energías Renovables en Regiones Similares	26
5	METODOLOGÍA.....	28
5.1	Fundamentación y Recolección de Información General	28
5.1.1	Enfoque en la investigación	28
5.1.2	Estrategia de Recolección de Datos	30
5.1.3	Caracterización de la Demanda Energética	31
5.2	Metodología para el Análisis Solar Fotovoltaico.....	31
5.2.1	Evaluación del Potencial Solar	31
5.2.2	Diseño Conceptual del Sistema Fotovoltaico <i>Off-Grid</i>	31
5.2.3	Modelado, Simulación y Análisis de Sensibilidad del Sistema Solar Fotovoltaico - SSFV	32
5.2.4	Dimensionamiento del Almacenamiento de Energía.....	32
5.3	Metodología para el Análisis Hidroeléctrico a Pequeña Escala	33
5.3.1	Evaluación del Potencial Hídrico Regional y Local	33
5.3.2	Metodología de Cálculo del Potencial Hidroeléctrico	38
5.3.3	Diseño Conceptual del Sistema Hidroeléctrico <i>Off-Grid</i>	39
5.4	Evaluación Económica y Criterios de Selección Sistemica.....	39
5.4.1	Evaluación de la Confiabilidad y Eficiencia del Sistema	39
5.4.2	Estructuración de Costos de Inversión (CAPEX) y Operación (OPEX)	40
5.4.3	Metodología de la Matriz de Selección Multi-atributo.....	41
5.4.4	Definición de Pesos por Contexto.....	42

		6
6	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	45
6.1	Análisis del Potencial Solar	45
6.2	Análisis del potencial hídrico.....	47
6.2.1	Análisis del Régimen Hidrológico Regional (Mocoa).....	47
6.2.2	Probabilidad Estadística, Curva de Duración de Caudales y Percentiles, Análisis de Frecuencia	49
6.2.3	Delimitación de Escala Hidrológica y Criterios de Restricción Socio-Ambienta	52
6.2.4	Protocolo de Instrumentación y Ruta Metodológica Pendiente para la Maduración del Recurso.....	55
6.3	Necesidades Energéticas de los Sectores de Salud y Educación en el Resguardo Indígena Yunguillo (Mocoa, Colombia).....	56
6.4	Caracterización de la Demanda	57
6.5	Resultados de Estimación de Costos de Inversión - CAPEX	61
6.6	Resultados de simulación y análisis comparativo de variantes (Escuela Yunguillo) ...	64
6.6.1	Interpretación de los resultados de la escuela Resguardo Indígena Yunguillo.....	68
6.6.2	Sensibilidad a la autonomía (1 a 3 días)	68
6.6.3	Sensibilidad al PLOL (1 % → 10 %).	69
6.6.4	Interacción autonomía PLOL.....	70
6.6.5	Pérdidas y comportamiento operativo	70
6.6.6	Sensibilidades económicas.....	71
6.6.7	Esquema del Sistema Fotovoltaico Seleccionado Escuela Yunguillo	72
6.7	Resultados de simulación y análisis comparativo de variantes (Centro médico)	73
6.7.1	Interpretación de los resultados del Centro Médico	76
6.7.2	Sensibilidad a la autonomía (1 a 3 días con PLOL=1 %).	77
6.7.3	Sensibilidad al PLOL (1 % → 10 %):	77
6.7.4	Sensibilidad al PLOL (1% a 5% a 10 % con autonomía=3 días).	78
6.7.5	Interacción autonomía y PLOL.....	78
6.7.6	Pérdidas y comportamiento operativo.	79
6.7.7	Esquema del Sistema Fotovoltaico Seleccionado Centro médico	80
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	82
7.1	Conclusiones	82
7.2	Recomendaciones	83
8	Apéndices.....	84
9	Bibliografía	85

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. VARIABLES DE ENTRADA EN SOFTWARE “PVSYSY”	17
TABLA 2. RESULTADOS E INDICADORES DE DESEMPEÑO EN PVSYSY	18
TABLA 3. PONDERACIÓN DE CRITERIOS Y JUSTIFICACIÓN TÉCNICA PARA LA MATRIZ DE DECISIÓN DEL CENTRO MÉDICO	43
TABLA 4. DISTRIBUCIÓN PROMEDIO MENSUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR	45
TABLA 5. VARIACIÓN MENSUAL PROMEDIO DEL CAUDAL MÁXIMO Y MÍNIMO EN MOCOA.	48
TABLA 6. POTENCIAL ELÉCTRICO TEÓRICO EN SANTA Y YANAMUCO	54
TABLA 7. CONSUMO ENERGÉTICO DIARIO ESTIMADO - ESCUELA DEL RESGUARDO INDÍGENA.	58
TABLA 8. CONSUMO ENERGÉTICO DIARIO ESTIMADO - CENTRO MÉDICO DEL RESGUARDO INDÍGENA.	59
TABLA 9. DISTRIBUCIÓN PROMEDIO PORCENTUAL DEL COSTO DIRECTO	62
TABLA 10. ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS SSFV OFF GRID – PUTUMAYO (ZNI), COLOMBIA 2025	63
TABLA 11. RESULTADOS GENERALES DE LAS SENSIBILIDADES SIMULADAS EN PVSYSY (ESCUELA YUNGUILLO)	66
TABLA 12. MATRIZ MULTI-ATRIBUTO ESCUELA RESGUARDO INDÍGENA YUNGUILLO	67
TABLA 13. RESULTADOS GENERALES DE LAS SENSIBILIDADES SIMULADAS EN PVSYSY (CENTRO MÉDICO)	74
TABLA 14. MATRIZ DE DECISIÓN MULTI-CRITERIO CENTRO MÉDICO	76

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL RESGUARDO INDÍGENA YUNGUILLO, MOCOA, PUTUMAYO.....	11
FIGURA 2: DIAGRAMA DE FLUJO CON LA METODOLOGÍA GENERAL PROPUESTA.....	29
FIGURA 3. UBICACIÓN DE LAS QUEBRADAS YANAMUCO Y SANTANA.....	36
FIGURA 4. PERFIL ALTIMÉTRICO Y GRADIENTE DE PENDIENTE PARA LAS CONDUCCIONES HIDRÁULICAS LOCALES EN EL RESGUARDO YUNGUILLO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE DATOS DE ELEVACIÓN DE GOOGLE EARTH PRO.....	37
FIGURA 5. VARIACIÓN ANUAL IRRADIACIÓN SOLAR Y TEMPERATURA - MOCOA PUTUMAYO [3].....	46
FIGURA 6. VARIACIÓN MENSUAL DEL CAUDAL MÁXIMO Y MÍNIMO EN MOCOA.	49
FIGURA 7. ANÁLISIS DE FRECUENCIA Y DISTRIBUCIÓN NORMAL DE CAUDALES HISTÓRICOS EN MOCOA (PERIODO 1998-2022). VALORES MÍNIMOS PARA EL MES FEBRERO.....	50
FIGURA 8. CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES (CDC) SERIE HISTÓRICA 1998-2022. VALORES MÍNIMOS PARA EL MES FEBRERO.....	51
FIGURA 9. DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA - ESCUELA DEL RESGUARDO.	60
FIGURA 10. DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA - CENTRO MÉDICO DEL RESGUARDO.....	61
FIGURA 11. SENSIBILIDAD DE LA AUTONOMÍA CONSIDERANDO PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA DEL 5%.....	69
FIGURA 12. SENSIBILIDAD A LA PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA CON 3 DÍAS DE AUTONOMÍA.....	70
FIGURA 13. TOTAL, PÉRDIDAS POR VARIANTE VS PR (PERFORMANCE RATIO %).....	71
FIGURA 14. CAPEX VS SF (FRACCIÓN SOLAR %).....	72
FIGURA 15. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO Y PARÁMETROS DEL SSFV – ESCUELA CONFIGURACIÓN FINAL DEL SSFV: COMPONENTES Y VALORES DE DISEÑO.....	73
FIGURA 16. SENSIBILIDAD DE LA AUTONOMÍA CONSIDERANDO DEL 1%.....	77
FIGURA 17. SENSIBILIDAD A CON 3 DÍAS DE AUTONOMÍA.....	78
FIGURA 18. CAPEX VS SF (%) – CENTRO MÉDICO.....	79
FIGURA 19. TOTAL PÉRDIDAS POR VARIANTE VS PR (%).....	80

FIGURA 20. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO Y PARÁMETROS DEL SSFV – CENTRO MÉDICO	
CONFIGURACIÓN FINAL DEL SSFV: COMPONENTES Y VALORES DE DISEÑO	81

1 INTRODUCCIÓN

El acceso a la energía eléctrica es un catalizador fundamental para el desarrollo social y económico, sin embargo, a nivel Colombia e incluso a nivel global, millones de personas en zonas rurales y remotas viven en medio de pobreza energética careciendo de este servicio esencial [6]. En Colombia, a pesar de los avances, persisten profundas brechas de cobertura entre las áreas urbanas y las zonas no interconectadas (ZNI). En Colombia, según la UPME, el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) nacional fue de 92,71 % en 2023, mientras que en el departamento del Putumayo fue notablemente inferior, de 77,05 %, con una cobertura rural de apenas 72,11 % [1] [2]. Esta brecha evidencia una desigualdad estructural que limita el acceso a servicios básicos como salud y educación, especialmente en comunidades indígenas como Yunguillo [7].

En el Resguardo Yunguillo, la falta de energía eléctrica afecta directamente la operación de servicios esenciales. En la actualidad, un ejemplo claro es la educación, ya que se ve limitada por la imposibilidad de usar equipos como computadores y proyectores. Según la OMS, el acceso a electricidad es crítico para la atención médica básica [8], y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) destaca que la energía es un habilitador clave para la educación rural [9].

El Resguardo Indígena Yunguillo, ubicado al norte del municipio de Mocoa en el departamento del Putumayo, es habitado por el pueblo Inga, descendiente de los Incas. Este territorio ancestral fue constituido oficialmente en 1953 y actualmente alberga cerca de 1.600 personas distribuidas en 330 familias. La comunidad se organiza en cabildos como Osocochoa, Tangarido y San Carlos, y se caracteriza por su fuerte vínculo con la biodiversidad, la cultura y la defensa de sus tradiciones [10], [11].

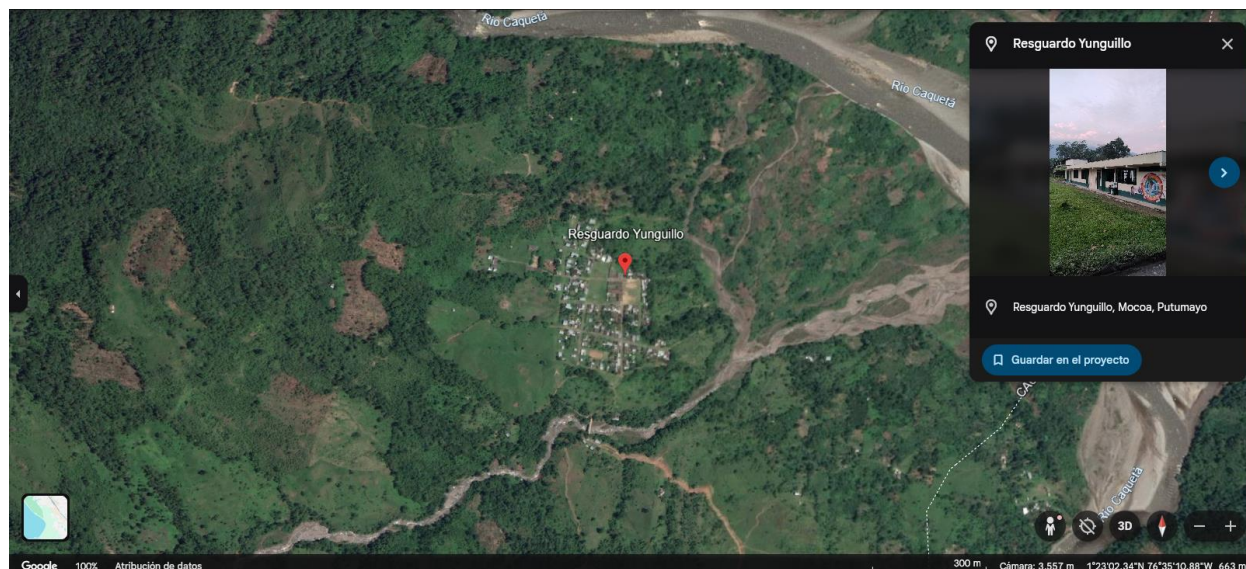


Figura 1. Ubicación geográfica del Resguardo Indígena Yunguillo, Mocoa, Putumayo.

Fuente: Google Earth Pro, (Coordenadas 1° 23' 04.55" N, 76° 35' 33.65" O), imagen capturada el 01/15/2016.

La presente investigación aborda la problemática de pobreza energética [6] mediante el estudio de viabilidad técnica y económica para el diseño de un sistema de energía renovable *Off-Grid*, enfocado específicamente en las necesidades de la escuela y el centro médico del Resguardo indígena Yunguillo. Para esto, se evaluó el potencial energético solar e hídrico de la región [3], [4], [5], se realizó una caracterización detallada de la demanda eléctrica de ambas instituciones y se utilizó el software especializado PVSyst [12] para simular, sensibilizar y optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos con alta eficiencia y confiabilidad.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica y económica, a nivel de diseño conceptual y prefactibilidad, de alternativas de generación renovable *Off-Grid* (solar fotovoltaica e hidroeléctrica a pequeña escala) para los servicios de salud y educación del Resguardo Indígena de Yunguillo (Mocoa, Putumayo), y seleccionar la solución más adecuada en función de criterios de confiabilidad, eficiencia, autonomía y costo.

2.2 Objetivos Específicos

Evaluar el potencial de recursos renovables solar e hídrico en el Resguardo Indígena de Yunguillo ubicado en Mocoa, utilizando bases de datos meteorológicas y aforos de campo para determinar la disponibilidad energética local.

Caracterizar la demanda energética actual y diseñar conceptualmente un sistema de energía renovable descentralizado que se adapte a las necesidades identificadas en los sectores de salud y educación en el Resguardo Indígena de Yunguillo en Mocoa, especificando los componentes principales, la capacidad requerida y la configuración del sistema.

Determinar la alternativa de energía renovable más adecuada y viable técnica y económicamente para atender las necesidades energéticas específicas de los sectores de salud y educación en el Resguardo Indígena de Yunguillo en Mocoa, considerando factores como la eficiencia, la confiabilidad, la autonomía y el costo.

Realizar un análisis técnico preliminar y conceptual que valide la viabilidad de la alternativa propuesta, considerando aspectos como el dimensionamiento, la eficiencia, la seguridad y los requerimientos de mantenimiento a largo plazo.

3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

El acceso a la energía eléctrica es un factor fundamental para el desarrollo social y económico de cualquier región y constituye además un reto a nivel global. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), en 2023 aún cerca de 675 millones de personas en el mundo carecían de acceso a la electricidad, concentrándose principalmente en África Subsahariana y en algunas zonas rurales de Asia. Esta carencia limita el acceso a servicios esenciales como salud, educación y comunicación, profundizando las brechas de desarrollo. En el caso de Colombia, persisten significativas disparidades en la cobertura de este servicio, especialmente en zonas rurales y remotas. [13]

El departamento del Putumayo presenta un panorama desafiante en este aspecto, con un Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) del 77,05 % (72,11 % rural y 81,81 % urbano) en 2023, considerablemente inferior al promedio nacional que alcanzó el 92,71 % [1], [2]. Esta situación implica que una parte importante de la población, estimada en miles de viviendas, carece de acceso a este servicio básico, lo que impacta negativamente en su calidad de vida y limita sus oportunidades de desarrollo.

Esta problemática se agudiza en los sectores de salud y educación, pilares esenciales para el bienestar de la comunidad. En el ámbito de la salud rural, el departamento del Putumayo presenta coberturas dispares entre municipios. Por ejemplo, en Puerto Guzmán, un municipio con alta ruralidad, la cobertura del Sistema General de Seguridad Social en Salud (SGSSS) fue de apenas 42,92 % en abril de 2021, mientras que, en Puerto Asís, con mayor infraestructura urbana, alcanzó el 98,27 %. A nivel departamental, la cobertura promedio fue de 87,64 %, lo que indica que miles de personas aún enfrentan barreras para acceder a servicios médicos básicos. Esta situación evidencia la necesidad de fortalecer la infraestructura sanitaria en zonas rurales como el Resguardo Indígena de Yunguillo, donde la falta de energía eléctrica limita aún más la prestación de servicios esenciales [14].

El Resguardo Indígena de Yunguillo se ubica en una Zona No Interconectada (ZNI); área geográfica en donde la prestación del servicio depende mayoritariamente de generación térmica con plantas diésel de operación parcial. Según el esquema de áreas de prestación de la ZNI administrado por el IPSE, el servicio en este tipo de localidades opera típicamente entre 6 y 12 horas diarias. El costo de la generación diésel reconocido para ZNI es sustancialmente superior al del Sistema Interconectado Nacional del orden de 1500 COP/kWh [15], lo que se cubre mediante subsidios del FAZNI y del PRONE. Esta condición de alto costo y baja disponibilidad horaria constituye la línea base de comparación del presente estudio.

Ante este contexto, el presente proyecto de grado se plantea como un estudio de viabilidad técnica y económica para el diseño de un sistema de energía renovable *Off-Grid* destinado a los servicios de salud y educación en el Resguardo Indígena de Yunguillo ubicado en el municipio de Mocoa, Putumayo. La elección de fuentes de energía renovable, como la solar y la hídrica, se fundamenta en el potencial de estos recursos en la región y en su capacidad para ofrecer una solución sostenible y ambientalmente responsable a largo plazo.

Este estudio busca no solo identificar la tecnología más adecuada para las necesidades específicas de la región, sino también diseñar un sistema descentralizado que pueda ser gestionado y operado de manera sostenible por las comunidades locales, promoviendo así su empoderamiento y contribuyendo al desarrollo económico local [16].

4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1 Marco Teórico

4.1.1 Fuentes de Generación y Tecnologías Descentralizadas

Para comprender la viabilidad de la electrificación en zonas apartadas, es necesario definir primero los sistemas de generación y las tecnologías de aprovechamiento de recursos renovables que fundamentan este estudio.

4.1.2 Sistemas Energéticos Descentralizados (SED)

Los Sistemas Energéticos Descentralizados (SED), también conocidos como sistemas de generación distribuida, se caracterizan por la generación de energía en o cerca del punto de consumo con capacidades que típicamente no exceden 1 megavatio, en contraposición a los sistemas centralizados tradicionales donde la energía se genera en grandes plantas y se transmite a través de extensas redes. Aunque pueden operar conectados a la red, en el contexto de comunidades rurales y remotas con baja cobertura, la operación autónoma (sistemas *Off-Grid*) es particularmente relevante [17] [18].

Estos sistemas ofrecen ventajas técnicas y operativas frente a la extensión de la red eléctrica convencional: cuando existe red, reducen pérdidas por transmisión y aumentan la resiliencia ante fallos del sistema centralizado; y en contextos sin red —como las ZNI objeto de este estudio— su principal ventaja es habilitar el suministro en regiones donde la interconexión es técnica o económicamente inviable dadas las restricciones topográficas o baja densidad poblacional [19] [20]. Asimismo, la implementación de sistemas *Off-Grid* permite el aprovechamiento directo de recursos energéticos locales, como la radiación solar y el potencial hídrico, fortaleciendo la autosuficiencia energética en zonas rurales y no interconectadas [21]-

4.1.3 Diseño Conceptual del Sistema Energético Renovable Descentralizado

El diseño conceptual del sistema de energía renovable descentralizado implica, a nivel de ingeniería, que además de un simple cálculo de potencia, se debe considerar la gestión de la carga y la resiliencia operativa. La etapa inicial y más crítica es aquella en la que se definen la arquitectura, la tecnología, los requisitos funcionales y los criterios de autonomía para garantizar la fiabilidad y la calidad de la energía en entornos con cargas críticas.

4.1.4 Energía Solar Fotovoltaica (FV)

La energía solar fotovoltaica se basa en la conversión directa de radiación solar en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico en células semiconductoras. Un Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) *Off-Grid* típico integra, además de los módulos de generación, un inversor (DC/AC), controladores de carga y un sistema de almacenamiento (baterías) para garantizar la continuidad del servicio ante la intermitencia del recurso solar [12].

4.1.5 Tendencias Tecnológicas y Costos

La tecnología FV ha experimentado una evolución acelerada orientada a la eficiencia y la reducción de costos. Actualmente, las tendencias apuntan hacia sistemas modulares y compactos con monitoreo remoto [22] [23].

Se estima que los costos de los módulos han descendido en un 90% en la última década debido a la optimización en el uso de materiales como el silicio y la masificación de la manufactura china [24]. Asimismo, la eficiencia de los paneles comerciales ha pasado del 15 % a superar el 21–22 % en tecnologías PERC (Passivated Emitter and Rear Cell o Célula de Emisor y Parte Trasera Pasivados), y se sitúa en rangos de 21.5 % a 23.2 % en las tecnologías TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) [24] [23].

4.1.6 Herramienta de Simulación: Software PVSyst

Para el dimensionamiento y análisis técnico de estos sistemas, el software PVSyst es el estándar industrial. Esta herramienta permite modelar la producción energética considerando variables estocásticas como irradiación, temperatura y suciedad (soiling), ofreciendo resultados de alta precisión sobre la energía anual (kWh/año) y las pérdidas del sistema mediante el Diagrama de Sankey [12].

A efectos de este desarrollo, se consideran las variables críticas de entrada y los indicadores de desempeño descritos en las Tabla 1 y Tabla 2.

Tabla 1. Variables de entrada en Software “PVSYST”

Símbolo	Parámetro	Unidad	Descripción y Uso
METEOROLOGÍA			
G_POA	Irradiación Global en Plano	kWh/m ² /año	Energía solar disponible bruta (Fuente base).
α (Alfa)	Albedo	0 - 1	Coeficiente de reflexión del suelo.
T_amb	Temp. Ambiente Promedio	°C	Variable base para cálculo de pérdidas térmicas.
GENERADOR FV			
P_STC	Potencia Pico Instalada	kWp	Potencia nominal bajo condiciones estándar.
ILR	Inverter Loading Ratio	-	Relación DC/AC (Sobredimensionamiento).
γ (Gamma)	Coef. de Temp. (Potencia)	%/°C	Factor de pérdida de eficiencia por calor.
BATERÍAS			
C_nom	Capacidad Nominal Batería	kWh	Energía total teórica del banco.

DoD_max	Profundidad Descarga Máx.	%	Define la capacidad útil real.
P_ch/dis	Potencia Carga/Descarga	kW	Límite de potencia del inversor de baterías.
PÉRDIDAS			
L_soiling	Pérdidas por Suciedad	%	Reducción de irradiancia en el cristal.
L_deg	Degradación Anual	%/año	Tasa de envejecimiento del módulo.
L_avail	Disponibilidad Sistema	%	Tiempo operativo real (menos paradas).

Fuente: Elaboración propia a partir de la guía de usuario de PVSystem.

Tabla 2. Resultados e indicadores de desempeño en PVSystem

Símbolo	Indicador	Unidad	Interpretación del Resultado
PRODUCCIÓN			
E_Grid	Energía Inyectada a Red	MWh/año	Energía vendida/exportada tras cubrir cargas.
Y_f	Rendimiento Final (Yield)	kWh/kWp/año	Producción útil normalizada.
PR	Performance Ratio	%	Eficiencia global respecto al ideal teórico.
CF	Factor de Planta	%	Utilización real de la capacidad AC.
AUTOCONSUMO			
E_Load	Consumo Total Carga	MWh/año	Demanda energética anual del usuario.
SSR	Autosuficiencia	%	% de carga cubierta por Sol + Batería.
SCR	Autoconsumo	%	% de energía solar usada localmente.
N_cycles	Ciclaje de Batería	Ciclos/año	Indicador de desgaste de batería.
FIABILIDAD			

L_temp	Pérdidas Térmicas	%	Pérdida por operación > 25°C.
L_clipping	Pérdidas por Clipping	%	Pérdida por saturación del inversor.
PLOL	Probabilidad de Pérdida de Carga	%	Tiempo (%) con déficit de energía.
E_miss	Energía No Servida	kWh/año	Cantidad absoluta de déficit.

Fuente: Elaboración propia a partir de la guía de usuario de PVSYSY.

Para la evaluación cuantitativa de los sistemas propuestos, es fundamental definir las métricas estandarizadas que determinan la viabilidad técnica y la calidad del suministro. Según la norma IEC 61724 [25] y los parámetros de simulación de PVSyst [12], se definen los siguientes indicadores críticos para este estudio:

- **Fracción Solar (SF - Solar Fraction):** Representa el porcentaje de la demanda energética total del usuario que es cubierta directamente por la energía solar fotovoltaica. Un SF del 100% indicaría una autosuficiencia total sin necesidad de fuentes de respaldo.
- **Proporción de Rendimiento (PR - Performance Ratio):** Es el indicador de calidad independiente de la irradiación. Relaciona la energía final entregada por el sistema con la energía que teóricamente podría haberse producido dada la irradiación recibida y la capacidad instalada. Un PR bajo puede indicar ineficiencias, sombras o pérdidas excesivas por temperatura o vertimientos.
- **Energía No Servida (E-Miss - Missing Energy):** Cantidad de energía que el sistema no es capaz de suministrar a la carga cuando la demanda lo requiere, debido a falta de generación solar y agotamiento del banco de baterías. Se utiliza para calcular la Probabilidad de Pérdida de Carga (PLOL).
- **Energía Excedente (E-Unused - Unused Energy):** Corresponde a la energía potencial que los paneles podrían generar pero que no se aprovecha (se pierde o "recorta") porque las baterías están completamente cargadas y no hay consumo simultáneo. Un valor excesivo de E-Unused sugiere un sobredimensionamiento ineficiente del generador FV.

4.1.7 Energía Hidráulica a Pequeña Escala

La generación hidroeléctrica a pequeña escala (PCH) se fundamenta en el aprovechamiento de la energía potencial y cinética de cuerpos de agua de menor magnitud (ríos y quebradas) para su conversión en energía eléctrica. Este proceso se materializa a través de un conjunto de obras civiles y equipos electromecánicos, principalmente turbinas hidráulicas de dimensiones reducidas, lo que permite prescindir de grandes embalses y, en consecuencia, minimizar las alteraciones significativas del régimen hidrológico. Es una solución idónea para comunidades aisladas debido a su bajo costo operativo (OPEX) tras la inversión inicial y su capacidad de proveer energía base constante [26], [27].

Organizaciones como la Asociación Internacional de Hidroelectricidad (IHA) y la ONUDI proporcionan directrices para la evaluación del potencial hidroeléctrico a pequeña escala, que a menudo enfatizan un enfoque holístico que considera aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales [28]. Es fundamental considerar los requisitos de caudal ecológico (la cantidad de agua que debe permanecer en el río para mantener el ecosistema) en consonancia con las mejores prácticas internacionales para el desarrollo hidroeléctrico sostenible, garantizando un impacto mínimo en la ecología del río [29].

4.1.7.1 Variables de Diseño y Ecuación de Potencia

El dimensionamiento técnico de una PCH se fundamenta en tres variables hidráulicas básicas: el caudal de diseño (Q), la altura neta o salto disponible (H) y la eficiencia global del sistema (η). El caudal de diseño corresponde al volumen de agua por unidad de tiempo que se desvía hacia la turbina, expresado en m^3/s , y se determina a partir del análisis de la curva de duración de caudales (CDC) construida con series históricas de la cuenca, seleccionando un percentil que equilibre energía generada y disponibilidad anual (típicamente entre el P95 y el P30 según el régimen hidrológico) [26], [27].

La altura neta corresponde a la diferencia de elevación entre la captación y la casa de máquinas, descontando las pérdidas hidráulicas en la conducción (tubería de presión, accesorios y rejillas), y se expresa en metros [30], [31].

La eficiencia global integra los rendimientos de turbina, generador y transformador, con rangos amplios típicos entre 0,30 y 0,9 para PCH modernas [24].

La potencia eléctrica (P) se calculó mediante la ecuación fundamental que considera la densidad del agua, gravedad, caudal, altura neta y eficiencia total del sistema. [27]:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta_{total}$$

Donde:

P = Potencia eléctrica generada (kW)

ρ = Densidad del agua (kg/m³)

g = Aceleración de la gravedad (m/s²)

Q = Caudal del agua (m³/s)

H_n = Altura neta o carga neta disponible (m)

η_{total} = Eficiencia total del sistema (adimensional)

La energía promedio anual (E) se estimó a partir de la potencia instalada y un Factor de Planta de 0,65 (valor central), consistente con rangos típicos (0,6 - 0,7) reportados para PCH de filo de agua en Colombia con régimen hidrológico estable [24]. Se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$E = P_{inst} * 8760 \frac{h}{año} * F_p$$

Donde:

E = Generación de Energía anual en GWh-año

P_{inst.} = Potencia Instalada

F_p = Factor de Planta Estimado (0,6 - 0,7) debido a la alta variabilidad del Mocoa [32].

Estas dos ecuaciones constituyen el marco analítico empleado en el presente trabajo para estimar el potencial hidroeléctrico teórico de las fuentes hídricas seleccionadas para el aforo puntual.

4.1.7.2 Tecnología y Sostenibilidad

A diferencia de la gran hidroeléctrica, las tendencias actuales en pequeña escala buscan minimizar el impacto en ecosistemas fluviales mediante diseños que reducen la necesidad de embalses y respetan la dinámica natural del caudal.

Tecnológicamente, se ha avanzado en el desarrollo de turbinas específicas para PCH y la selección preliminar se fundamenta en la relación altura-caudal de la guía ESHA [27]. Las turbinas de borde o hidrocinéticas (in-stream) de bajo impacto (sin desviación ni embalse) constituyen la alternativa ambientalmente preferente, pero requieren alto caudal y carga prácticamente nula, condición propia de grandes ríos.

De otro lado, las turbinas de impulso tipo Pelton y Turgo (alta carga y bajo caudal), son la tecnología técnicamente idónea para microcuencas de montaña; alcanzan eficiencias del orden de 80 % a 90 % en condiciones óptimas, frente a valores históricos cercanos al 60 % en instalaciones no optimizadas. Estas mejoras se logran gracias a procesos de fabricación avanzados (fundición por inversión, acabados de alta precisión), uso de materiales resistentes a la corrosión y sistemas de control electrónico que regulan la carga y estabilizan la frecuencia sin recurrir a mecanismos complejos. Además, la integración de monitoreo remoto y mantenimiento predictivo incrementa la sostenibilidad operativa en zonas remotas, reduciendo costos y prolongando la vida útil del equipo [33], [32]

4.1.8 Marco Regulatorio y Contexto Normativo en Colombia

El desarrollo de proyectos en Zonas No Interconectadas (ZNI) se rige por una interacción compleja entre la normativa de transición energética general y las leyes específicas para zonas aisladas.

4.1.9 Transición Energética y FNCER

El marco fundamental está dado por la Ley 1715 de 2014 [34], modificada por la Ley 2099 de 2021 [35]. Estas leyes promueven las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y declaran de utilidad pública e interés social su desarrollo.

Es crucial destacar que la Ley 1715 clasifica explícitamente a los “pequeños aprovechamientos hidroeléctricos” y a la energía solar fotovoltaica como Fuentes No Convencionales [34], de Energía Renovable (FNCER). Esta clasificación habilita incentivos tributarios específicos, tales como:

- Deducción de renta del 50 % de la inversión en proyectos con FNCER, aplicable durante un periodo de hasta 15 años (Art. 11) [34].
- Exclusión de IVA en la adquisición de equipos, maquinaria y servicios destinados a proyectos de FNCER (Art. 12) [34].
- Exención de aranceles para la importación de estos bienes y servicios (Decreto 2143/2015) [36].
- Depreciación acelerada de dichos activos, con una tasa de hasta el 33.33 % anual (Art. 14) [34].

4.1.10 Autogeneración y Comunidades Energéticas

La normativa define la Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) con un límite de capacidad instalada de 1 MW (Resolución UPME 281 de 2015) [37]. Este umbral es determinante para el diseño, pues permite acceder a procedimientos de conexión simplificados.

Adicionalmente, el marco reciente introduce el concepto de Comunidades Energéticas según el Decreto 2236 de 2023, las cuales son "grupos organizados de usuarios naturales o jurídicos que pueden asociarse para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través de fuentes no convencionales de energía renovable, combustibles renovables y recursos distribuidos" [38]. En el contexto de las Zonas No Interconectadas (ZNI), este marco facilita modelos colectivos

donde la gobernanza comunitaria y la articulación con instrumentos de apoyo e implementación pública como FAZNI [18] y programas/convocatorias ejecutadas por entidades como FENOGE [39] son determinantes para la sostenibilidad social y operativa de las soluciones energéticas.

4.1.11 Regulación para Zonas No Interconectadas (ZNI)

A diferencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN), las ZNI (definidas por la Ley 855 de 2003 como áreas sin conexión física al sistema nacional) poseen un esquema de financiamiento diferenciado. Entidades como el IPSE y fondos como el FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las ZNI) y FENOGE son los articuladores financieros [40]. La Resolución 40378 de 2023 establece los criterios actuales para acceder a estos recursos públicos [18].

El departamento del Putumayo, foco de este estudio, se encuentra parcialmente categorizado como ZNI y es territorio priorizado para la asignación de recursos FAZNI debido a su ubicación amazónica [40].

4.1.12 Impacto Social de la Electrificación Renovable

La energía no es un fin en sí mismo, sino un habilitador de derechos fundamentales.

- **En Salud:** La electrificación permite la cadena de frío para vacunas, operación de equipos médicos y atención nocturna. Informes globales, como el de la OMS Energizing Health [8], demuestran que el acceso a electricidad en centros de salud rurales reduce la mortalidad materna e infantil al garantizar refrigeración para vacunas y disponibilidad de equipos críticos. Por ejemplo, en África subsahariana, proyectos apoyados por Sustainable Energy for All han electrificado más de 2.500 instalaciones sanitarias, mejorando la atención obstétrica y reduciendo riesgos en partos nocturnos [8]. Además, estudios como el de Asghar et al. [41] confirman que el acceso a electricidad disminuye la mortalidad infantil y neonatal, especialmente cuando se sustituye biomasa por energía moderna.
- **En Educación:** El acceso a electricidad facilita el uso de herramientas TIC y extiende las horas de estudio, impactando directamente en la calidad educativa y reduciendo la brecha

digital en comunidades rurales. En Perú, la electrificación rural incrementó el tiempo de estudio diario de los niños en promedio de 94 a 137 minutos [42]. Un metaanálisis reciente [43] muestra que la electrificación en países del Sur Global aumenta las horas de estudio entre 42 y 55 minutos por día y mejora indicadores educativos en más de 15 puntos porcentuales.

4.2 Estado del Arte

4.2.1 Experiencias en Colombia

Colombia ha avanzado significativamente en la implementación de soluciones híbridas y solares para la electrificación de regiones apartadas, priorizando la resiliencia y la sostenibilidad. Entre los proyectos más representativos se destacan:

Soluciones solares fotovoltaicas en resguardos indígenas Awa (Putumayo), lideradas por Ecopetrol, que han beneficiado a más de 700 familias, con una capacidad instalada aproximada de 350 kWp, reduciendo la dependencia de diésel y evitando emisiones estimadas de 250 toneladas de CO₂ al año [44].

Instalación de 648 sistemas solares individuales en comunidades del Amazonas, ejecutadas por Gensa, con potencias promedio de 1,2 kWp por sistema, que han permitido cubrir necesidades básicas de iluminación y refrigeración en zonas sin conexión a la red [45].

Creación de una comunidad energética híbrida (solar-diésel) en Barrancominas, Guainía, diseñada para garantizar continuidad del servicio y optimizar el uso de recursos renovables en condiciones de alta variabilidad climática, con una capacidad solar instalada superior a 500 kWp [46].

Iniciativas recientes del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), bajo la convocatoria EcoEscuelas 2025, que prioriza al departamento del Putumayo

dentro del “Lote 1” de inversión, con un enfoque en electrificación escolar y reducción de brechas digitales [39].

4.2.2 Contexto Regional y Lecciones Aprendidas

En países vecinos con biomas amazónicos similares (Brasil, Perú, Ecuador), la electrificación rural ha enfrentado retos logísticos análogos, tales como dificultades de transporte por ríos y trochas, altos costos de instalación debido a la dispersión poblacional, y limitaciones para el mantenimiento técnico en zonas de difícil acceso [47] [48].

Las experiencias en estas latitudes han dejado lecciones críticas, entre ellas: la necesidad de involucrar a la comunidad en el mantenimiento básico para garantizar la sostenibilidad post-instalación; la importancia de diseños robustos y componentes resistentes a la alta humedad amazónica; y la ineficacia de modelos puramente asistencialistas sin un esquema tarifario o de aporte comunitario que cubra la reposición de baterías [47].

Por ejemplo, en Brasil, el programa Luz para Todos electrificó más de 16 millones de personas en áreas rurales, pero enfrentó problemas de sostenibilidad por falta de mantenimiento comunitario [47]. En Perú, proyectos en la Amazonía reportaron fallas prematuras en sistemas solares por humedad y ausencia de esquemas tarifarios [47]. En Ecuador, iniciativas híbridas solar-diésel demostraron que la capacitación local reduce costos y prolonga la vida útil de baterías [48].

4.2.3 Análisis de Estudios Previos sobre Energías Renovables en Regiones Similares

La implementación de sistemas de energía renovable en regiones con características similares a Mocoa, como zonas rurales remotas con potencial hídrico y solar en países en desarrollo, ha sido objeto de diversos estudios y proyectos [21] [47] [48].

Un estudio realizado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) destaca el éxito de la implementación de sistemas fotovoltaicos en zonas rurales para mejorar el acceso a la

energía en escuelas y centros de salud [21]. Este caso subraya la viabilidad de la energía solar para satisfacer necesidades básicas en comunidades aisladas, similar al contexto de algunas áreas en Mocoa.

En la Amazonía peruana, iniciativas documentadas en estudios regionales han demostrado la efectividad de combinar sistemas fotovoltaicos con pequeñas centrales hidroeléctricas para proporcionar un suministro energético más estable a comunidades ribereñas [47] [49]. La complementariedad entre la energía solar durante el día y la hidroeléctrica, que puede operar de forma más continua, ofrece un modelo interesante para considerar en Mocoa, dada la presencia de recursos hídricos en la región.

Otro ejemplo relevante se encuentra en proyectos en África Oriental, donde la combinación de energía solar con sistemas de almacenamiento en baterías ha permitido electrificar centros de salud y escuelas en zonas rurales [21]. Estos estudios previos resaltan la importancia de adaptar las soluciones tecnológicas a las características específicas de cada región y de considerar la integración de diferentes fuentes y sistemas de almacenamiento para optimizar la confiabilidad.

5 METODOLOGÍA

5.1 Fundamentación y Recolección de Información General

5.1.1 Enfoque en la investigación

La presente investigación adopta un enfoque metodológico mixto, combinando elementos cuantitativos y cualitativos para abordar la complejidad del estudio de viabilidad de soluciones energéticas renovables descentralizadas (*Off-Grid*).

La fase cualitativa se centró en la inmersión en el contexto local para explorar las necesidades específicas de los servicios críticos de salud y educación, así como las consideraciones sociales y comunitarias del Resguardo Indígena de Yunguillo. Este análisis permitió estructurar rigurosamente los perfiles de carga y establecer las prioridades de confiabilidad del suministro (PLOL) requeridas por la comunidad.

Por su parte, la fase cuantitativa se enfocó en la recopilación, procesamiento y modelamiento de datos de los recursos energéticos disponibles (solar e hídrico), a través de un enfoque de gestión del riesgo técnico. Esta fase aplicó un filtro de madurez y calidad del dato: evaluó ambas tecnologías a nivel de diseño conceptual (perfil), pero reservó el dimensionamiento técnico detallado y la posterior estructuración de costos económicos (CAPEX y OPEX) exclusivamente para la alternativa tecnológica que presentaba una alta certidumbre en sus datos de entrada.

Este enfoque mixto permitió una comprensión integral del problema, asegurando que la solución final propuesta no solo sea técnicamente robusta y económicamente viable, sino que responda de manera directa a la realidad social de la comunidad.

En la Figura 2 se muestra el flujo de trabajo con la metodología general usada en el presente trabajo.

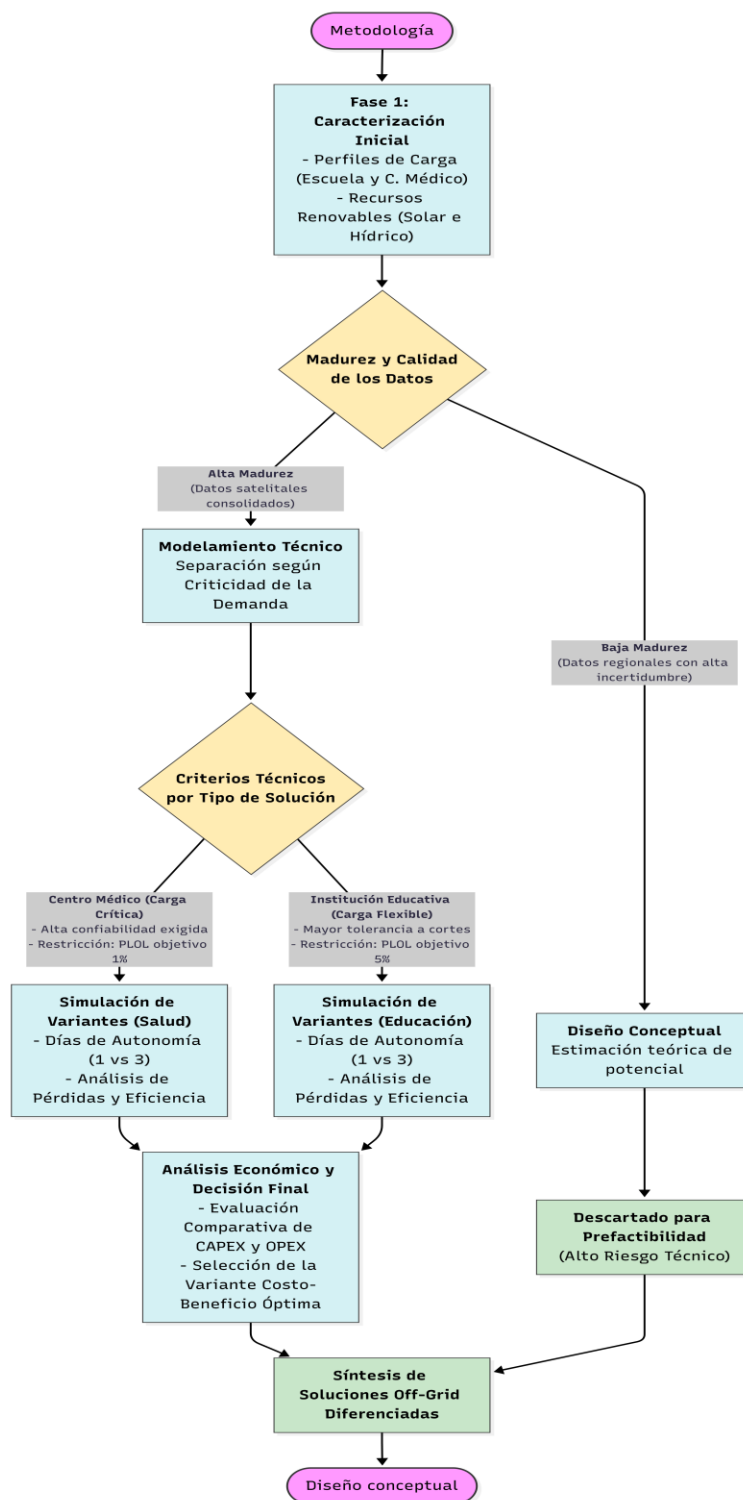


Figura 2: Diagrama de flujo con la metodología general propuesta

Este enfoque mixto permitió una comprensión más integral y profunda de la problemática y la viabilidad de la solución propuesta.

5.1.2 Estrategia de Recolección de Datos

Se recopiló información con datos existentes en fuentes oficiales y académicas, así como costos del mercado nacional, que incluyeron:

- **Datos meteorológicos:** Información detallada sobre la radiación solar (irradiación horizontal global, irradiación directa normal) y datos climáticos (temperatura, nubosidad) para Mocoa, disponibles a través del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) [5] y bases de datos internacionales como NASA POWER [4].
- **Datos hidrológicos:** Información sobre caudales y regímenes hídricos de fuentes relevantes, disponibles en el IDEAM y estudios hidrológicos de la región [5].
- **Información geográfica:** Mapa detallado del municipio de Mocoa, que incluye la ubicación precisa de la escuela y del sitio destinado por la comunidad en donde funcionará el centro de salud dentro del Resguardo Indígena Yunguillo. Además, se incluyen datos de elevación y características topográficas, disponibles en el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) y sistemas de información geográfica (SIG) de acceso público.
- **Costos de mercado:** En relación con la alternativa solar, se obtuvo información de precios de mercado colombiano en el último trimestre del año 2025 de paneles solares (Módulo FV), inversores, baterías, generadores, controlador MPPT y todos los demás componentes de SSFV *Off-Grid* a través de catálogos de proveedores y estudios de costos de proyectos similares [40]. La alternativa hidroeléctrica fue excluida del diseño por la falta de series históricas de datos hidrológicos robustas que confirmen su validez. Por lo anterior, no se obtuvo información de mercado.

5.1.3 Caracterización de la Demanda Energética

La identificación de las necesidades se basa principalmente en la estimación de equipos eléctricos y de comunicaciones, horarios de funcionamiento y requerimientos energéticos. Se recopiló información, a través de encuestas que incluyeron el inventario y levantamiento en campo, del consumo energético actual (escuela y centro médico proyectado) en el Resguardo Indígena de Yunguillo. Se definieron los picos de demanda energética considerando que los puestos de salud operan típicamente de 7:00 a.m. a 6:00 p.m. y las instituciones educativas operan durante el día de lunes a viernes. Lo anterior permitió obtener la demanda específica de estas dos instituciones para el diseño por software.

5.2 Metodología para el Análisis Solar Fotovoltaico

5.2.1 Evaluación del Potencial Solar

Se realizó la evaluación del potencial solar utilizando el software PVSyst [12]. Se emplearon datos horarios de irradiancia solar, coordenadas geográficas del Resguardo Indígena Yunguillo en Mocoa, así como la altitud y temperatura, los cuales fueron obtenidos de fuentes confiables como NASA POWER [4] y bases de datos meteorológicas especializadas como Meteonorm 8.1 (2016-2021), $Sat = 100\%$ [3]. Se simularon en el software diferentes configuraciones de los sistemas fotovoltaicos, variando la inclinación, orientación, porcentaje de PLOL y días de autonomía (usando baterías para almacenamiento de energía), con el fin de determinar la producción energética óptima y la viabilidad de la energía solar como fuente principal o complementaria.

5.2.2 Diseño Conceptual del Sistema Fotovoltaico *Off-Grid*

El sistema fotovoltaico *Off-Grid* fue diseñado con base en los resultados de la simulación en PVSyst [12] y en la estimación de la demanda energética de los centros de salud y educación. Se dimensionaron los componentes principales, incluyendo los paneles solares (considerando la

eficiencia y el área disponible), el inversor (tipo y capacidad), el sistema de almacenamiento de energía (tipo y capacidad de las baterías, autonomía requerida) y el controlador de carga.

5.2.3 Modelado, Simulación y Análisis de Sensibilidad del Sistema Solar Fotovoltaico - SSFV

Para determinar la configuración óptima, el diseño experimental en PVSyst se estructuró mediante un análisis de sensibilidad basado en el cruce de dos variables críticas de dimensionamiento:

- 1. Autonomía del Sistema de Almacenamiento:** Se evaluaron dos niveles de respaldo, contrastando una autonomía básica de 1 día frente a una autonomía robusta de 3 días, con el fin de medir el impacto en el sobredimensionamiento del generador fotovoltaico.
- 2. Confiabilidad del Suministro (PLOL):** Se definieron tres umbrales de Probabilidad de Pérdida de Carga (1%, 5% y 10%), permitiendo analizar la relación costo-beneficio entre un sistema de alta disponibilidad y uno económicamente racionalizado.

Como resultado, se generaron y simularon seis escenarios operativos (V1 a V6) para cada caso de uso (Escuela y Centro Médico), caracterizando en cada variante el comportamiento de la Fracción Solar (SF), la Energía No Servida (E-Miss) y el Rendimiento Global (PR) bajo condiciones meteorológicas representativas del sitio, derivadas de la base climática Meteonorm 8.1 (series horarias sintéticas 2016–2021 para las coordenadas del resguardo), contrastadas con NASA POWER [3], [4]

5.2.4 Dimensionamiento del Almacenamiento de Energía

Se determinaron los requerimientos de almacenamiento de energía en baterías en función de la variabilidad de la generación renovable y la criticidad de la demanda en los servicios de salud y educación. Se evaluaron diferentes autonomías con diferentes configuraciones de baterías considerando su costo, vida útil, eficiencia y requerimientos de inversión [50] [24].

5.3 Metodología para el Análisis Hidroeléctrico a Pequeña Escala

5.3.1 Evaluación del Potencial Hídrico Regional y Local

Se implementó un enfoque mixto que combina el análisis estadístico de series históricas (información secundaria) para evaluar el potencial hídrico regional y la recolección de datos primarios preliminares, mediante aforo puntual, en el sitio de emplazamiento para evaluar el potencial hídrico local.

Para la obtención y procesamiento de datos, se consultó la base de datos oficial del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) a través del portal DHIME [5]. El Río Caquetá (en Mocoa) en su paso por el resguardo Yunguillo no tiene una estación hidrológica activa. Por ello, se seleccionó como línea base regional la estación limnigráfica **Andaquí**, ubicada aguas abajo sobre la misma macrocuenca, para descargar las series de tiempo mensual de caudales correspondientes al periodo 1998–2022. El procesamiento de datos se orientó a identificar el régimen hidrológico, la estacionalidad y los eventos extremos (caudales máximos y mínimos), siguiendo los criterios técnicos para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas en comunidades aisladas [26].

El comportamiento hidrológico del río Caquetá dentro del Resguardo Indígena Yunguillo es distinto al registrado por la estación **Andaquí**. Al estar Yunguillo aguas arriba de la estación Andaquí, su área de drenaje es considerablemente menor y por tanto los caudales absolutos serán menores; no solo cambia la cantidad de agua (magnitud), sino también el comportamiento y respuesta de la cuenca (temporalidad y torrencialidad). Cualquier comparación constituye un error metodológico severo que invalida la confiabilidad técnica y estadística de cualquier diseño de ingeniería.

Para evaluar la confiabilidad del caudal y la viabilidad técnica de generación, se aplicaron los siguientes indicadores estadísticos descriptivos y de dispersión [30], [31]:

Desviación Estándar (σ): Utilizada para cuantificar la dispersión de los datos respecto al promedio, indicando la estabilidad del caudal base [30]. Se calcula mediante la Ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N - 1}}$$

Donde:

x_i : Valor del caudal de cada año.

\bar{x} : Promedio del caudal.

N : Número de datos (24 años: 1998-2022).

Coefficiente de Variación (C_v - Variabilidad Interanual): Métrica adimensional empleada para comparar la variabilidad interanual independientemente de la magnitud del río. Un $C_v < 0.3$ se considera indicativo de una hidrología estable, favorable para PCH [31].

$$C_v = \frac{\sigma}{\bar{x}}$$

Curva de Duración de Caudales (CDC) y Percentiles: Se determinaron las probabilidades de excedencia para estimar el caudal de diseño y el caudal ecológico. Se definieron los percentiles críticos: P95 (Caudal Ecológico o Energía Firme) y P30 (Caudal de Diseño Óptimo) [27], [31].

Análisis de Frecuencia: Se evaluó la distribución de los datos bajo el modelo de distribución paramétrica Log-Pearson Tipo III (estándar hidrológico, según el IDEAM, por ser una de las que mejor se adaptan a los regímenes hidrológicos del territorio colombiano) y la regla empírica de percentiles (68-95-99,7%) para determinar los rangos de confianza de los caudales mínimos en meses de estiaje [30].

En el entorno local se seleccionaron como candidatas las quebradas "Santana" y "Yanamuco", ubicadas dentro del Resguardo Indígena Yunguillo para el levantamiento de información Primaria, considerando tres criterios fundamentales: (i) son las fuentes que actualmente abastecen a la comunidad del Resguardo Indígena Yunguillo, lo que habilita un aprovechamiento dual —agua para consumo y generación eléctrica— sobre la infraestructura de captación ya existente; (ii) su proximidad a las cargas (escuela y centro médico dentro del resguardo) minimiza obras de conducción; y (iii) su escala es compatible con una microcentral comunitaria.

La fuente Yanamuco corresponde a la quebrada del mismo nombre, ubicada en la vereda San José del Pepino del municipio de Mocoa (Putumayo), tributaria de la cuenca del río Afán; el punto de aforo se ubicó en las coordenadas $1^{\circ}23'0.43''$ N, $76^{\circ}35'22.48''$, en cercanía a captaciones con permiso de vertimientos otorgados por la autoridad ambiental regional. La fuente Santana se asocia a la vereda Pueblo Viejo, Monclar (Mocoa, Putumayo), zona conocida regionalmente como bloque petrolero Santana, La Fragua con las coordenadas $1^{\circ}23'13.29''$ N, $76^{\circ}35'30.25''$ O como se evidencia en la Figura 3.

Los grandes ríos de la región (Caquetá, Mocoa, Afán), si bien presentan caudales muy superiores, corresponden a una escala macro-hidrológica cuyo aprovechamiento exigiría obras civiles mayores, líneas de conducción extensas y procesos de licenciamiento ambiental que exceden el alcance de un estudio de prefactibilidad a escala comunitaria.



Figura 3. Ubicación de las quebradas Yanamuco y Santana.

Fuente: Google Earth Pro, (Coordenadas 1° 23' 04.55\" N, 76° 35' 33.65\" O), imagen capturada el 01/15/2016 modificada por autor.

De manera complementaria, se incorporaron los resultados de la campaña de aforo directo realizada en septiembre de 2025 en las quebradas "Santana" y "Yanamuco", documentada en el informe técnico de caracterización de fuentes hídricas de la Institución Universitaria del Putumayo (UNIPUTUMAYO), Programa de Ingeniería Ambiental (ver Apéndice 14).

Se aplicó el método volumétrico, midiendo el tiempo de llenado de un recipiente de volumen conocido (18 L) con el flujo de la fuente, con diez (10) repeticiones para obtener un tiempo promedio, y calculando el caudal mediante $Q = V/T$. Para Santana se obtuvo un tiempo promedio de 2,3 s ($Q \approx 7,82$ L/s) y para Yanamuco de 1,83 s ($Q \approx 9,8$ L/s). Adicionalmente, en el punto de captación de Santana se aplicó el método del vertedero rectangular sin contracción (fórmula de Francis, $Q = 1,84 \cdot L \cdot H^{(3/2)}$), obteniéndose un caudal natural de 34 L/s en la captación, valor que

sirve como verificación independiente del aforo volumétrico. Debe precisarse que esta caracterización corresponde a un aforo puntual de una única campaña, por lo que no sustituye una serie hidrológica sostenida; esta es precisamente la limitación que motiva diferir el diseño definitivo de la PCH.

La idoneidad espacial de este aprovechamiento y la viabilidad técnica de los micro flujos medidos se fundamentan en la topografía escarpada del Piedemonte Amazónico, la cual permite una alta ganancia por altura en trayectos cortos. Como se demuestra en el análisis de relieve del perfil altimétrico (Figura 4), se consolidan caídas brutas de 72 metros para la quebrada Santana y 53 metros para la quebrada Yanamuco; esta cabeza de agua aporta la presión estática crítica para compensar la limitación volumétrica del recurso. Por restricciones socioambientales del Resguardo Indígena, el diseño conceptual descarta embalses y define un sistema estrictamente a filo de agua.



Figura 4. Perfil altimétrico y gradiente de pendiente para las conducciones hidráulicas locales en el Resguardo Yunguillo.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de elevación de Google Earth Pro.

La medición puntual de caudal mediante el método volumétrico y la determinación de la altura bruta disponible, permiten realizar una estimación preliminar de la potencia hidroeléctrica teórica.

5.3.2 Metodología de Cálculo del Potencial Hidroeléctrico

La potencia eléctrica (P) se calculó mediante la ecuación fundamental que considera la densidad del agua, gravedad, caudal, altura neta y eficiencia total del sistema. [27]:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta_{total}$$

Donde:

P = Potencia eléctrica generada (kW)

ρ = Densidad del agua (kg/m³)

g = Aceleración de la gravedad (m/s²)

Q = Caudal del agua (m³/s)

H_n = Altura neta o carga neta disponible (m)

η_{total} = Eficiencia total del sistema (adimensional)

La energía promedio anual (E) se estimó a partir de la potencia instalada y un Factor de Planta de 0,65 (valor central), consistente con rangos típicos (0,6 - 0,7) reportados para PCH de filo de agua en Colombia con régimen hidrológico estable [51] [24], [26], [27] y consistente con los registros de proyectos reales monitoreados por la UPME [52]. Se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$E = P_{inst} * 8760 \frac{h}{año} * F_p$$

Donde:

E = Generación de Energía anual en GWh-año

P_{inst.} = Potencia Instalada

F_p = Factor de Planta Estimado (0,65)

5.3.3 Diseño Conceptual del Sistema Hidroeléctrico *Off-Grid*.

Con la información recolectada en campo (aforo puntual), a partir del potencial hídrico disponible en dos fuentes hídricas (Santana y Yanamuco) dentro del resguardo indígena, se calculó el caudal, la potencia eléctrica y la energía promedio anual estimada que generaría el sistema hidroeléctrico a pequeña escala. El objetivo fue evaluar un aprovechamiento dual del recurso hídrico: garantizar el suministro de agua tratada para consumo comunitario (uso actual) y, simultáneamente, generar electricidad para cubrir las necesidades básicas de la población [27] [53]. Este enfoque es consistente con las experiencias de aprovechamiento hidroeléctrico a pequeña escala documentadas para comunidades remotas en la cuenca amazónica [33].

El cálculo estimado del potencial hidroeléctrico en el sistema propuesto exige una evaluación meticulosa de múltiples variables interdependientes. La potencia eléctrica generable se determina a partir del caudal del agua, la altura neta disponible, la densidad del agua, la aceleración de la gravedad y las eficiencias de la turbina y el generador [27]. Es crucial realizar un estudio hidrológico exhaustivo para caracterizar la variabilidad estacional del caudal y determinar un caudal de diseño representativo [26], [30].

5.4 Evaluación Económica y Criterios de Selección Sistémica

5.4.1 Evaluación de la Confiabilidad y Eficiencia del Sistema

Se evaluó la confiabilidad del sistema energético renovable propuesto mediante el análisis de la disponibilidad de los recursos (solar e hídrico), la fiabilidad de los componentes (paneles, turbinas, baterías, inversores) y la implementación de estrategias de mantenimiento preventivo. Se calculó la eficiencia general del sistema, considerando las pérdidas en la conversión y el almacenamiento de energía.

5.4.2 Estructuración de Costos de Inversión (CAPEX) y Operación (OPEX)

Se desarrolló una estructura detallada de CAPEX/OPEX para la alternativa solar fotovoltaica por ser la alternativa seleccionada pues cumplió con todas las etapas de la metodología definida.

La alternativa hidroeléctrica fue excluida del diseño definitivo en esta fase, con base en el criterio de madurez de datos (§6.2.4): estructurar costos de inversión sobre un aforo puntual no validado por series históricas introduciría una incertidumbre incompatible con una decisión de inversión responsable. Por eso no se desarrolló una estructura detallada de costos. El costo detallado de la PCH es, por tanto, un entregable de la fase de prefactibilidad recomendada, una vez se disponga de al menos dos años continuos de monitoreo y medición de caudal.

Se realizó una estructuración detallada de los costos iniciales de inversión (CAPEX) para el SSFV, que incluyen la adquisición de:

- Equipos y Componentes: Paneles solares (módulos FV), inversores *Off-Grid*, reguladores/controladores MPPT, sistema de almacenamiento (baterías de litio), estructuras de soporte, protecciones, cableado y gabinetes eléctricos, sistema de control.
- Instalación y puesta en servicio: Mano de obra (civil, eléctrica y control).
- Equipos/herramientas e instrumentos
- Logística y transporte a ZNI
- Diseño, Supervisión e Ingeniería
- Permisos y Licencias

Se utilizaron estudios de mercado recientes y cotizaciones con proveedores a nivel nacional especialistas en el tema [40].

Para fundamentar la selección del sistema energético óptimo y asegurar la sostenibilidad a largo plazo, se estimaron rigurosamente los costos anuales recurrentes de operación y mantenimiento (O&M) asociados a la tecnología seleccionada. Lo anterior incluyó:

- Administración y Operación
- Mantenimiento (predictivo, preventivo y correctivo)
- Sistemas de Monitoreo y Transferencia de Datos

Además, se consideró el costo periódico de reemplazo de las baterías de litio (LFP), cuya vida útil proyectada se fundamenta en un rendimiento superior a los 6,000 ciclos de carga y descarga a una profundidad de descarga (DoD) del 80% a temperatura ambiente. Bajo el régimen de ciclado diario estimado para este proyecto, esto se traduce en un horizonte operativo aproximado de 8 a 10 años, según las hojas técnicas de los fabricantes. [50] [54] [55] y de los inversores, cuya vida útil se estima entre 10 y 15 años de acuerdo con los estándares actuales de la industria [23] [25]. Este fue el costo más sensible en el análisis de flujo de caja a largo plazo. Utilizando datos de fabricantes, referencias de proyectos similares y costos de mercado locales, se calcularon los gastos operativos recurrentes.

Esta información fue crucial para determinar el Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés), un indicador clave que representa el costo promedio por kilovatio-hora (\$/kWh) generado durante la vida útil del sistema, facilitando una comparación económica objetiva entre las opciones [24].

5.4.3 Metodología de la Matriz de Selección Multi-atributo

La matriz de selección multi-atributo proporcionó un marco estructurado para evaluar y comparar sistemas de generación eléctrica, considerando diversos factores relevantes más allá del simple costo, lo que guió a una toma de decisiones más informada y objetiva.

Se construyó una matriz de decisión con siete criterios: Energía Utilizable Suministrada, Fracción Solar, Producción Específica, Eficiencia de la Batería, Energía No Utilizada, Energía Faltante y Costo Estimado.

Para hacer comparables las magnitudes, cada criterio se normalizó en [0,1] mediante min-max:

Criterio 1 donde mayor es mejor (beneficio), entonces:

$$x' = \frac{x - \min}{\max - \min} \rightarrow (\text{Energía Utilizable, Fracción Solar, Producción Específica, Eficiencia de la Batería.})$$

Criterio 2 donde menor es mejor (costo/penalización), entonces:

$$x' = \frac{\max - x}{\max - \min} \rightarrow (\text{Energía No Utilizada, Energía Faltante, Costo Estimado.})$$

Así, en todos los casos, 1 representa el mejor desempeño y 0 el peor. El puntaje global de cada alternativa se calculó como promedio ponderado de los valores normalizados:

$$\text{Puntaje Global} = \sum_{i=1}^7 w_i x'_{v,i}, \sum_i w_i = 1, w_i \geq 0$$

Con este esquema, la opción seleccionada es la que maximiza el puntaje global, equilibrando desempeño técnico, continuidad del servicio y costo.

5.4.4 Definición de Pesos por Contexto

- **Escuela:** Para evitar sesgos y promover un diseño balanceado, se asignaron pesos iguales a los siete criterios:

$$w_i = \frac{1}{7} \quad (i = 1 \dots 7)$$

Con esta ponderación, cada dimensión (energía, desempeño técnico, pérdidas y costo) contribuye por igual al resultado, priorizando una solución equilibrada y costo-eficiente.

- **Centro médico:** Se asignó un peso del 0,35 (35%) al criterio de 'Energía Faltante' que responde a una lógica de priorización de la seguridad energética crítica y protección de la vida humana. A diferencia del contexto escolar, donde los criterios se ponderaron de forma neutral para favorecer un equilibrio entre desempeño técnico y costo, el entorno sanitario exige una asimetría de riesgo donde el impacto de un fallo energético es inaceptable. La Tabla 3 detalla cada uno de los pesos definidos, así como la justificación correspondiente.

Tabla 3. Ponderación de criterios y justificación técnica para la matriz de decisión del Centro Médico

Criterio	Peso	Observaciones / Justificación para la Tesis
Energía Faltante	0,35	Minimizar cortes es lo más importante. La confiabilidad es el factor dominante en el centro médico.
Energía Utilizable Suministrada	0,2	Maximiza la cobertura real de la demanda base requerida por la instalación a lo largo del año.
Eficiencia de la Batería	0,15	Mejora la disponibilidad efectiva y prolonga la vida útil del sistema de almacenamiento LFP.
Fracción Solar	0,1	Mide la autonomía operativa del sistema al depender exclusivamente del recurso renovable in situ.
Producción Específica	0,1	Premia la eficiencia técnica del diseño, identificando qué variante aprovecha mejor cada kWp instalado.
Costo Estimado	0,07	Restricción financiera secundaria; el retorno social y la continuidad operativa priman sobre el CAPEX en esquemas hospitalarios
Energía No Utilizada	0,03	Penaliza levemente el sobredimensionamiento extremo para evitar vertimientos excesivos de energía.

Fuente: Elaboración propia

$$\sum w_i = 1.00$$

Este valor del 35% establece a la confiabilidad como el factor dominante del diseño, asegurando que la variante seleccionada sea aquella que minimice las interrupciones que comprometerían servicios vitales, tales como la cadena de frío para vacunas y la disponibilidad de equipos para atención de urgencias nocturnas, en concordancia con los estándares internacionales para la electrificación de instalaciones sanitarias [8]. Bajo esta ponderación, la matriz prioriza sistemáticamente la continuidad operativa y la resiliencia del sistema, validadas mediante las simulaciones en PVSyst y bajo criterios de desempeño y monitoreo de sistemas fotovoltaicos [25].

En consecuencia, el diseño favorece la reducción de energía no servida para cargas críticas por encima del ahorro en la inversión inicial (CAPEX), al cual se asignó un peso marginal del 7%. [8]. Esta distribución es coherente con los marcos de financiación pública para Zonas No Interconectadas (ZNI) [17] a través de instrumentos como FAZNI y convocatorias de FENOGE, donde el retorno social y la garantía de derechos fundamentales prevalecen sobre la rentabilidad financiera. [18] [39] [40].

Esta distribución garantiza que se descarten las opciones con mayor energía no servida, favorece variantes con mayor entrega efectiva y eficiencia del almacenamiento, y mantiene el costo como restricción, pero no por encima de la confiabilidad.

Finalmente, en ambos contextos (Escuela y Centro médico), las variantes se ordenaron por puntaje global y la selección final corresponde a la de mayor puntaje, verificando que cumpla los requisitos de autonomía y PLOL.

6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología descrita previamente, organizados en seis componentes: Análisis del potencial solar, análisis del potencial hídrico, caracterización de la demanda energética, estimación de costos de inversión (CAPEX), simulación y análisis comparativo de variantes para la escuela y el centro médico, e interpretación de los resultados con sus respectivos análisis de sensibilidad.

6.1 Análisis del Potencial Solar

La evaluación del recurso solar en Mocoa (Putumayo) se realizó mediante el procesamiento de series históricas de irradiación provenientes de la base de datos Meteonorm 8.1 (periodo 2016-2021) integradas en el software PVSyst 7.4. El análisis contempló las componentes de Irradiación Horizontal Global (GHI), Difusa (DifH) y Directa Normal (DNI), expresadas en kWh/m²-día, permitiendo caracterizar la variabilidad estacional del sitio [3] [12].

Los parámetros meteorológicos mensuales y los valores de irradiación resultantes se consolidan en la Tabla 4, evidenciando la estabilidad del recurso en la zona de estudio.

Tabla 4. Distribución promedio mensual de Irradiación solar

Mes	Irradiación Horizontal Global [kWh/m ² - día]	Irradiación Horizontal Difusa [kWh/m ² - día]	Temperatura [°C]	Velocidad del Viento [m/s]	Turbiedad de Linke [-]	Humedad Relativa [%]
Enero	4,57	2,46	24	1,69	4.729,0	77,8
Febrero	4,49	2,43	24,3	1,6	5.041,0	77,8
Marzo	4,66	2,68	24,2	1,6	4.504,0	80,2
Abril	4,87	2,43	23,6	1,7	4.360,0	82,6
Mayo	4,92	2,34	24	1,8	4.042,0	81
Junio	4,68	2,42	23,8	2,49	3.809,0	75,8

Julio	4,24	2,45	24,4	2,89	4.064,0	68,1
Agosto	4,26	2,37	24,6	3,4	4.692,0	65,2
Septiembre	4,27	2,28	24	2,79	4.472,0	69,2
Octubre	4,19	2,59	23,7	2	4.653,0	77,3
Noviembre	4,62	2,26	23,2	1,6	4.536,0	85,5
Diciembre	4,49	2,44	23,8	1,69	4.732,0	81,5
Año	4,52	2,43	24,0	2,10	4.469,5	76,8

Fuente: Elaboración propia a partir de datos NASA del software PVSYST [3] [12].

La Figura 5 muestra la variación promedio mensual de la irradiación (global horizontal y difusa) y la temperatura del Resguardo Indígena de Yunguillo (Mocoa, Putumayo). El perfil meteorológico se obtuvo a partir de la base climática integrada en PVSyst [3], que genera series horarias sintéticas para las coordenadas del sitio, facilitando el análisis de la estacionalidad del recurso solar [12].

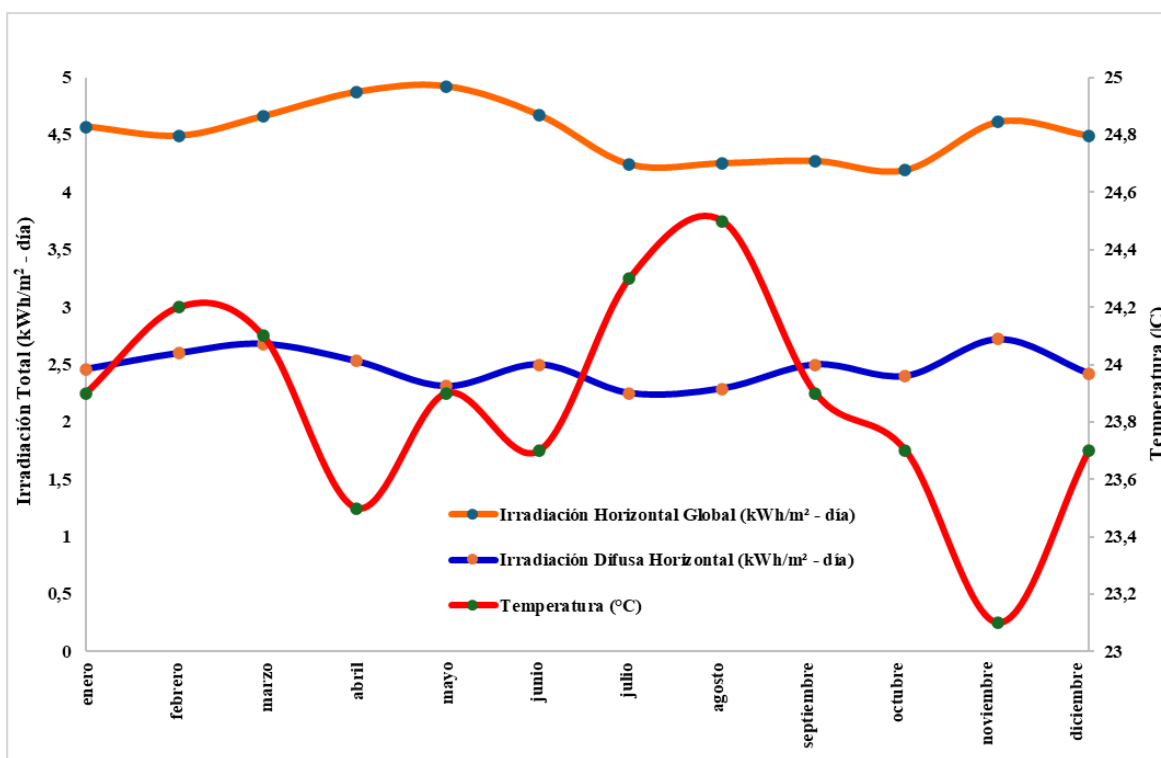


Figura 5. Variación anual Irradiación solar y temperatura – Mocoa, Putumayo [3].

Los resultados de la Tabla 4 muestran un comportamiento estacional estable, con valores de irradiancia global que fluctúan en un rango de 4,19 a 4,92 kWh/m²-día. Esta consistencia en el recurso solar minimiza los riesgos de desabastecimiento prolongado por variaciones estacionales severas.

La caracterización del recurso solar en el Resguardo Indígena Yunguillo identifica una Irradiación Global Horizontal (GHI) promedio anual de 4,52 kWh/m²-día, con fluctuaciones mensuales comprendidas entre un mínimo de 4,19 kWh/m²-día en octubre y un máximo de 4,92 kWh/m²-día en mayo [3]. Este nivel de irradiancia se clasifica, conforme a los umbrales del Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia (UPME–IDEAM) [53], como un potencial “muy bueno” y supera con amplitud el umbral técnico de 3,0 kWh/m²-día definido como estándar de viabilidad para la implementación de soluciones fotovoltaicas en Zonas No Interconectadas (ZNI) [53] [56]. Si bien el recurso es inferior a los valores máximos reportados en la región de La Guajira (>6,0 kWh/m²-día), la consistencia estacional observada en Mocoa permite un diseño técnico eficiente que evita el sobredimensionamiento crítico de los sistemas de almacenamiento. Complementariamente, el desempeño energético del sistema se ve favorecido por una temperatura ambiente promedio moderada de ~24 °C. Dicha estabilidad térmica minimiza las pérdidas por temperatura en los módulos de silicio cristalino cuyo coeficiente típico de potencia oscila entre -0,35 %/°C y -0,45 %/°C optimizando la eficiencia operativa real en comparación con emplazamientos que presentan mayor irradiancia, pero condiciones térmicas ambientales más severas [57] [19].

6.2 Análisis del potencial hídrico

6.2.1 Análisis del Régimen Hidrológico Regional (Mocoa)

El procesamiento de la serie histórica (1998-2022) del IDEAM [5], revela un comportamiento hidrológico monomodal, típico de las vertientes orinoquense y amazónica, caracterizado por una única temporada de lluvias y una de estiaje marcada al año. La variación mensual del caudal máximo y mínimo en la zona de estudio se presenta en la Tabla 5. Estos valores corresponden al promedio del período 1998–2022, reflejando una alta disponibilidad hídrica en la región, aunque

con variaciones estacionales significativas que deben ser consideradas en cualquier proyecto de aprovechamiento energético.

Tabla 5. Variación mensual promedio del caudal máximo y mínimo en Mocoa.

Mes	Caudal Mínimo (m³/s)	Caudal Máximo (m³/s)	Mes	Caudal Mínimo (m³/s)	Caudal Máximo (m³/s)
Enero	163,3	737,5	Julio	367,7	2.007,4
Febrero	158,3	752,6	Agosto	276,9	1.630,3
Marzo	162,5	988,9	Septiembre	224,9	1.255,4
Abril	223,1	1.439,2	Octubre	194,0	951,1
Mayo	272,8	1.972,4	Noviembre	186,8	843,5
Junio	361,5	2.089,7	Diciembre	178,4	816,7

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del portal DHIME - IDEAM [5]

La Figura 6 permite identificar los patrones de disponibilidad hídrica a lo largo del año, basado en series históricas. Se observan fluctuaciones significativas en los valores de caudal, lo que evidencia la existencia de temporadas de alta y baja disponibilidad hídrica de la región, condicionado principalmente por las precipitaciones estacionales.

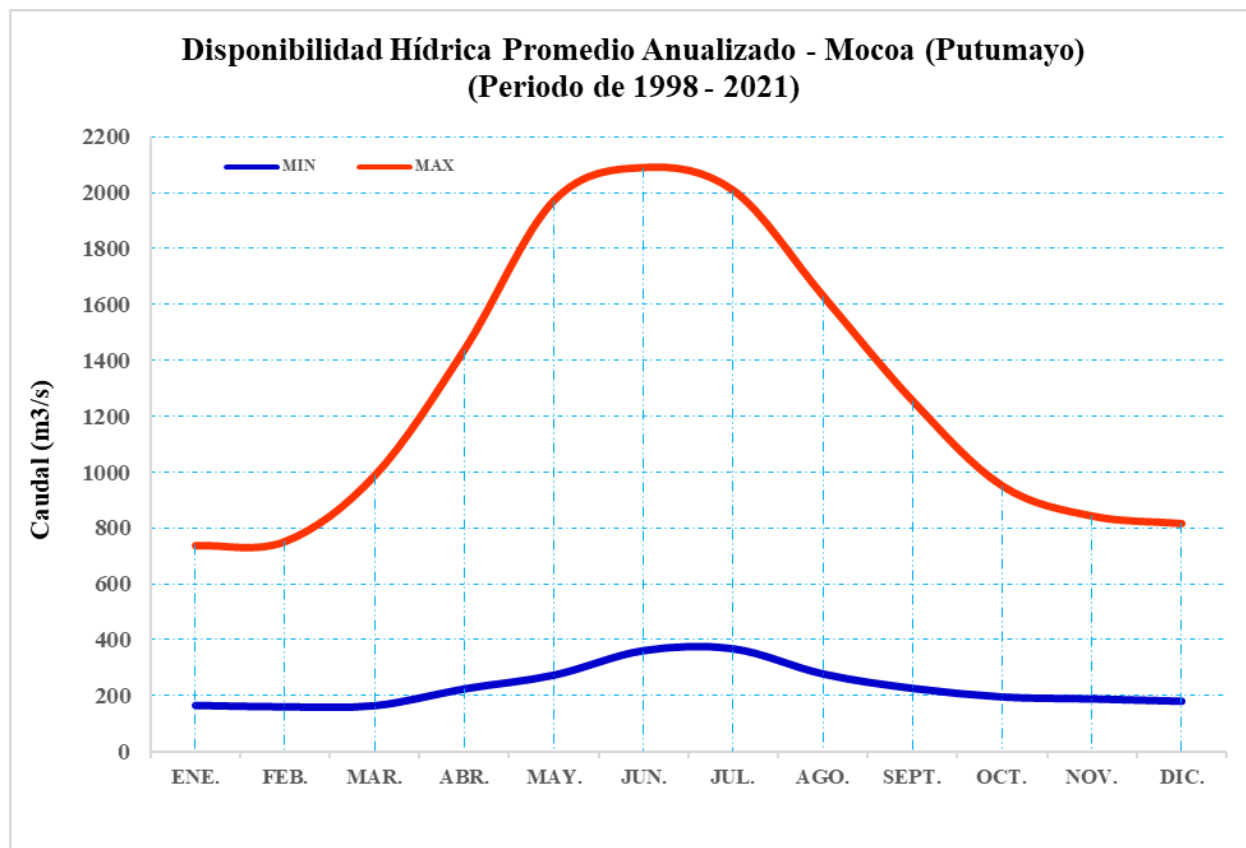


Figura 6. Variación mensual del Caudal máximo y mínimo en Mocoa.

Los resultados, sintetizados en la Tabla 5 y la Figura 6, evidencian los siguientes patrones:

- **Pico de Aguas Altas:** La mayor oferta energética se concentra en el trimestre de mayo a julio, registrando caudales máximos promedio superiores a los 2.000 m³/s.
- **Estiaje (Aguas Bajas):** El periodo crítico comprende los meses de diciembre, enero y febrero, con caudales mínimos promedios cercanos a 160 m³/s.
- **Histéresis Hidrológica:** Se observa un descenso de caudales (curva de recesión) entre agosto y noviembre más suave en comparación con el ascenso abrupto de abril-mayo. Este comportamiento favorece la planificación energética, permitiendo prever reducciones de potencia con antelación.

6.2.2 Probabilidad Estadística, Curva de Duración de Caudales y Percentiles, Análisis de Frecuencia

El régimen hidrológico de las cuencas ubicadas en el Piedemonte Amazónico se caracteriza por una marcada variabilidad estacional y una asimetría positiva pronunciada en sus series de caudales, producto de la dinámica bimodal de precipitaciones y las características biofísicas de la región [30]. Debido a este comportamiento estocástico, la aplicación de una distribución estadística Normal (simétrica) resulta metodológicamente incorrecta para el modelamiento del recurso, ya que subestima la frecuencia de periodos de estiaje y sobrestima la capacidad reguladora de la cuenca [31]. Como se demuestra empíricamente en el histograma de frecuencias de la Figura 7, la densidad de los datos presenta un sesgo hacia la izquierda, concentrando la mayor probabilidad de ocurrencia en rangos de caudales bajos y medios, con una cola extendida hacia la derecha que representa los eventos esporádicos de crecientes extraordinarias.

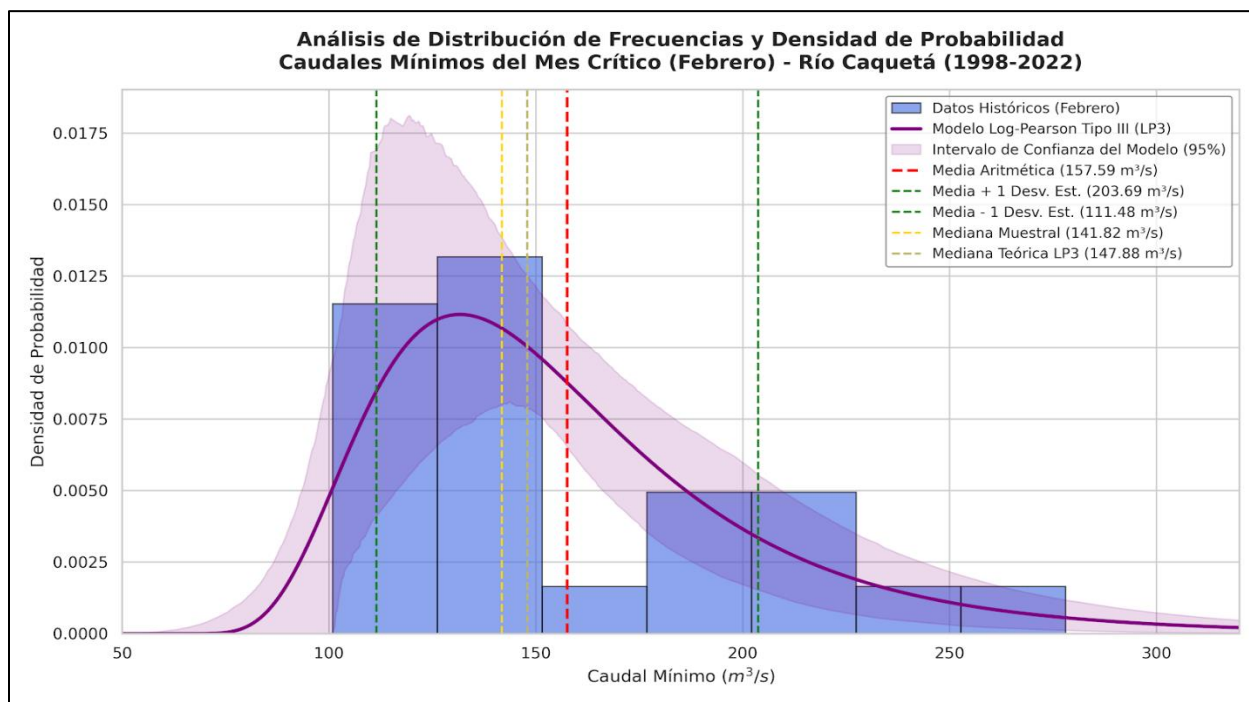


Figura 7. Análisis de frecuencia y distribución normal de caudales históricos en Mocoa (Período 1998-2022). Valores mínimos para el mes Febrero

Fuente: Elaboración propia con datos del IDEAM (Apéndices 15 y 16)

Para resolver la naturaleza asimétrica de la serie temporal y mitigar el riesgo de sobrestimación en el diseño de infraestructura hidroeléctrica, se implementó la distribución paramétrica Log-Pearson

Tipo III (LP3), reconocida como el estándar óptimo para el análisis de frecuencias hidrológicas en regímenes con alta variabilidad [58]. Esta aproximación matemática permite explicar de forma coherente la discrepancia entre la media aritmética de la serie ($157,59 \text{ m}^3/\text{s}$) y los valores modales del río. En cuencas con sesgo positivo, el promedio matemático se encuentra desplazado artificialmente hacia rangos superiores debido al peso estadístico de los picos de inundación. No obstante, la función de densidad demuestra que el caudal con mayor frecuencia de ocurrencia y, por ende, el parámetro más confiable para un análisis de planta continua se sitúa por debajo de dicha media, específicamente en el intervalo de $111,48$ a $141,82 \text{ m}^3/\text{s}$ [30], [59].

Con el objetivo de evaluar la disponibilidad del recurso en periodos críticos de sequía y definir técnicamente el caudal firme, la serie cronológica se procesó mediante la construcción de la Curva de Duración de Caudales (CDC), aplicando la posición de gráfica acumulada de Weibull [59]. El comportamiento general del flujo ordenado de forma decreciente se detalla en la Figura 8.

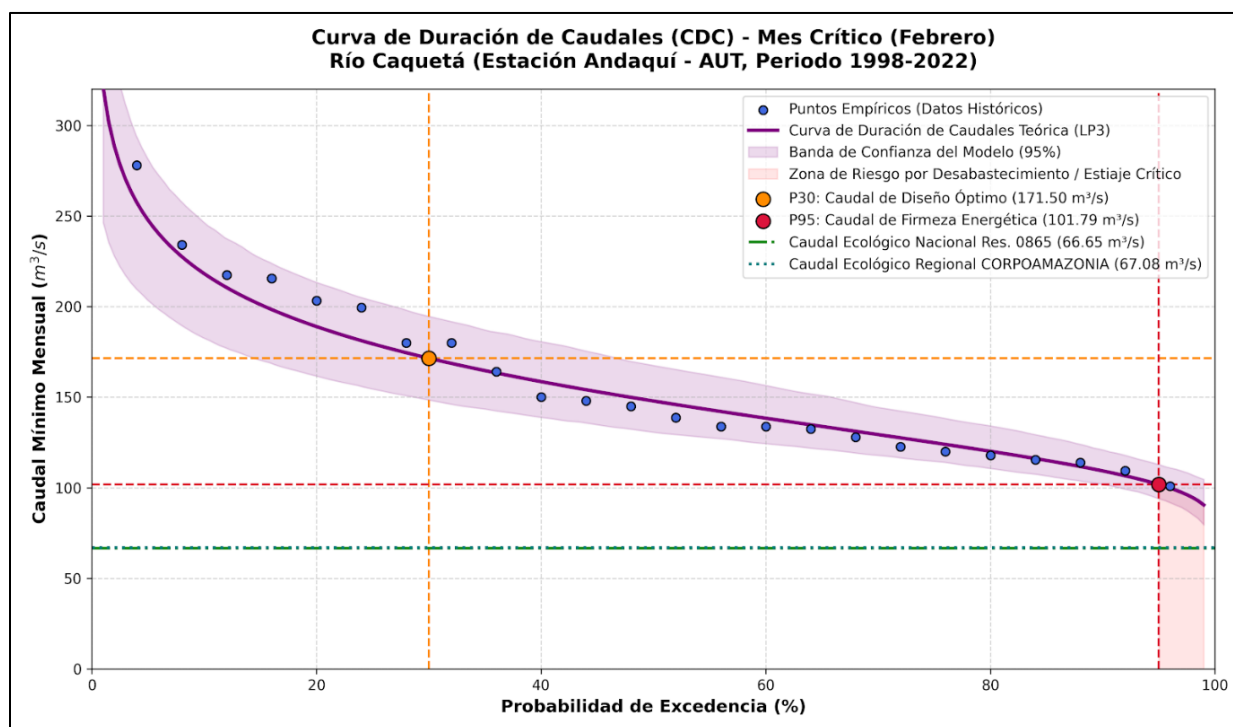


Figura 8. Curva de duración de caudales (CDC) Serie histórica 1998-2022. Valores mínimos para el mes Febrero. Fuente: Elaboración propia con datos del IDEAM.

Al restituir el valor a su escala lineal mediante el antilogaritmo, se estableció un **Caudal Firme (P95)** exacto de 101,79 m³/s. Este caudal, que representa el volumen de agua igualado o superado el 95 % del tiempo de registro histórico, constituye un parámetro de diseño hidráulico altamente conservador y coherente con la realidad física de la cuenca, ubicándose inmediatamente por encima del mínimo histórico absoluto registrado en el registro instrumental (103,4 m³/s en enero de 2010).

Caudal de Diseño Óptimo (P30): Es el umbral técnico utilizado comúnmente para dimensionar captaciones con una garantía operativa del 30% de los días del mes más crítico en proyectos con almacenamiento complementario o de baja exigencia de permanencia.

Caudal de Firmeza Energética (P95): Representa el caudal con un 95% de confiabilidad de ser igualado o excedido durante el mes de febrero; parámetro crítico para el diseño de centrales hidroeléctricas a filo de agua y la evaluación de la vulnerabilidad por desabastecimiento.

Línea de Caudal Ecológico Nacional (Resolución 0865 de 2004): Corresponde estrictamente al 25% del caudal medio mensual multianual más bajo de toda la serie histórica de caudales medios, el cual se presenta en el mes de enero (266,60 m³/s).

Línea de Caudal Ecológico Regional (Criterio): Corresponde a la aplicación del factor del 25% sobre el caudal medio mensual multianual específico del mes bajo análisis (Febrero: 268,30 m³/s), garantizando un enfoque adaptativo local para la macrocuenca amazónica.

Sombreado de Intervalo de Confianza y Seguridad: Denota el intervalo de confianza al 95% del modelo, mientras que el sombreado rojizo hacia el extremo derecho ($P > 95\%$) delimita la Zona de Riesgo por Estiaje Crítico, donde la oferta natural desciende por debajo de la firmeza del río.

6.2.3 Delimitación de Escala Hidrológica y Criterios de Restricción Socio-Ambiental

Es fundamental precisar la separación metodológica existente entre el análisis macro-hidrológico regional (sustentado en las series de gran escala de la estación del IDEAM con caudales superiores

a 100 m³/s) y el potencial de aprovechamiento a microescala de las fuentes hídricas adyacentes a las cargas. Si bien el cauce principal medido por la red nacional ofrece un potencial energético teóricamente masivo, su explotación e intervención civil fueron descartadas desde la fase de planificación del proyecto debido a restricciones logísticas, legales y socioculturales de carácter vinculante.

El área de influencia del proyecto se encuentra circunscrita en su totalidad dentro del territorio ancestral de un Resguardo Indígena. Bajo el marco normativo nacional e internacional que rige la autonomía territorial de las comunidades étnicas, cualquier infraestructura que requiera la desviación, el embalse o la alteración significativa de un cauce hídrico mayor de escala regional implicaría un severo impacto ambiental y cultural en el ecosistema fluvial, alterando las dinámicas de subsistencia comunitaria [60]. Adicionalmente, este tipo de intervenciones macroestructurales exige procesos complejos de consulta previa y licenciamiento ambiental ante las autoridades competentes, cuyos tiempos de ejecución y costos asociados resultan inviables para el alcance de soluciones energéticas descentralizadas de corto plazo [61].

Por consiguiente, bajo criterios de mínima intrusión ambiental, proximidad directa a las infraestructuras críticas (Centro Médico e Institución Educativa) y viabilidad de captación a filo de agua (sin embalse), el análisis local se acotó estrictamente a las microcuencas de las Quebradas Santana y Yanamuco, utilizando los datos de aforo volumétrico directo recopilados en el informe técnico de soporte institucional de la Universidad del Putumayo, como se puede evidenciar en la siguiente sección.

Evaluación de Fuentes Locales y Viabilidad Técnica

Las mediciones realizadas en las quebradas Santana y Yanamuco (Tabla 6) sugieren un potencial teórico que podría complementar la generación solar. La altura bruta (Hbruta) corresponde a la diferencia de cota entre el punto de captación y el punto de entrega previo al sistema de distribución, determinada con GPS. Para Santana: 782 m s.n.m. (captación) – 710 m s.n.m. (entrega) = 72 m.

Tabla 6. Potencial eléctrico teórico en Santa y Yanamuco

Fuente Hídrica	Hbruta* [m]	Q [m ³ /s]	Potencia (kW)		Energía Generada anual** (kWh - año)	
			$\eta_{total}=0,7$	$\eta_{total}=0,9$	$\eta_{total}=0,7$	$\eta_{total}=0,9$
Santana	72	0,0078	3,87	4,97	22.013,7	28.303,3
Yanamuco	53	0,0098	3,57	4,59	20.306,0	26.107,7
					42.319,70	54.411,04

*Los datos de altura se obtienen de la diferencia de cotas GPS (782 – 710 m s. n. m.) contrastado con levantamiento UNIPUTUMAYO de septiembre de 2025 (Apéndice 14).

**Factor de Planta considerado: 0,65

Una consideración metodológica restrictiva en el diseño de proyectos hidroeléctricos a pequeña escala es la fluctuación del caudal. Tal como lo demostró el modelamiento estadístico regional de la macrocuenca (Sección 6.2.2), el régimen hidrológico del piedemonte amazónico exhibe una asimetría aguda y una variabilidad estacional severa (bimodalidad). Debido a esta pronunciada inestabilidad comprobada a nivel macro, resulta técnicamente inviable extrapolar un aforo volumétrico puntual, realizado en septiembre de 2025, para establecer un "caudal de diseño" constante que sea representativo a lo largo de todo el año hidrológico.

Aunque las mediciones preliminares evidencian un potencial hidroeléctrico en las fuentes hídricas del resguardo, la falta de series históricas y análisis probabilísticos impide validar su viabilidad técnica. Por ello, esta alternativa no se considera factible en la fase actual debido principalmente a las siguientes restricciones:

- **Falta de Series Históricas:** La normativa, los estándares y Mejores Prácticas Internacionales en ingeniería exigen un monitoreo mínimo de dos años para establecer curvas de diseño confiables. Organizaciones como la Asociación Internacional de Hidroelectricidad (IHA) y la ONUDI proporcionan directrices para la evaluación del potencial hidroeléctrico a pequeña escala, que a menudo enfatizan un enfoque holístico que considera aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales [26]. En el contexto

nacional, este análisis se alinea con el marco de evaluación de recursos descrito en el Atlas del Potencial Hidroenergético de Colombia, el cual constituye el referente oficial para la planificación de proyectos de generación en cuencas de baja y media escala [52].

- **Riesgo de Incertidumbre:** Un diseño basado únicamente en aforos puntuales (septiembre 2025) compromete la seguridad económica y técnica del proyecto ante fenómenos de variabilidad climática extrema.

La inclusión de este análisis hídrico obedece a la necesidad metodológica de evaluar todas las fuentes de energía locales. Sin embargo, el análisis revela una disparidad crítica en la madurez del dato: mientras el recurso solar cuenta con bases de datos satelitales validadas, el recurso hídrico regional carece de estudios topográficos, geológicos y aforos in situ sostenidos en la microcuenca. Por tanto, para mitigar la incertidumbre y el riesgo técnico, la solución hídrica se descarta para la fase de dimensionamiento y análisis económico (CAPEX/OPEX), priorizando el sistema solar fotovoltaico como la opción más robusta y madura para el diseño detallado.

6.2.4 Protocolo de Instrumentación y Ruta Metodológica Pendiente para la Maduración del Recurso

Con el propósito de trazar una ruta crítica que permita remover la incertidumbre hidrológica actual y viabilizar técnicamente el aprovechamiento de las quebradas Santana y Yanamuco en fases posteriores del proyecto, se establece el siguiente protocolo de medición secuencial y sistemático in situ, el cual queda consignado como trabajo pendiente y requerido [27]:

Establecimiento de una Línea Base Hidrométrica Sostenida: Instalar una estación limnimétrica (mira graduada) complementada con un sensor de nivel automatizado (transductor de presión con data logger) en los puntos de captación predefinidos. Se requiere un registro continuo con resolución horaria durante un periodo mínimo de 1 a dos 2 ciclos hidrológicos completos, asegurando la captura analítica de la variabilidad interanual asociada a fenómenos macro climáticos como El Niño y La Niña.

Construcción de la Curva de Calibración (Nivel-Caudal): Realizar campañas mensuales de aforo directo durante el periodo de monitoreo utilizando correntómetros de hélice o métodos volumétricos calibrados. Estas mediciones distribuidas a lo largo del año (fases de estiaje, transición y aguas altas) permitirán correlacionar la altura del agua con el caudal real, estructurando la curva de gasto necesaria para generar la Curva de Duración de Caudales (CDC) propia de cada microcuenca.

Caracterización Sedimentológica y de Calidad de Agua: Ejecutar muestreos sistemáticos de Sólidos Suspendidos Totales (SST) y análisis granulométrico del arrastre de fondo durante eventos de crecientes. Este dato técnico es mandatorio para el cálculo y dimensionamiento del sistema de desarenación (desarenador) y para la selección de los recubrimientos metalúrgicos de la micro-turbina Pelton, previniendo fallas prematuras por erosión abrasiva.

Levantamiento Topográfico de Detalle: Sustituir las aproximaciones altimétricas satelitales y de GPS convencional por una campaña cartográfica de alta precisión mediante sistemas GNSS con corrección RTK o fotogrametría con drones. Este estudio debe delimitar de forma milimétrica los perfiles transversales de las secciones de captación, el eje real de la tubería de presión (penstock) y la estabilidad geotécnica de los apoyos de anclaje de la infraestructura civil.

6.3 Necesidades Energéticas de los Sectores de Salud y Educación en el Resguardo Indígena Yunguillo (Mocoa, Colombia).

Para el correcto dimensionamiento de un Sistema de Energía Renovable *Off-Grid* es necesario identificar las necesidades energéticas de los sectores de salud y educación en el Resguardo Indígena Yunguillo, que es una ZNI (Zona No Interconectada) con desafíos en el suministro de energía. La identificación de estas necesidades se basa principalmente en la estimación de equipos eléctricos, la potencia eléctrica requerida y sus patrones de uso a lo largo del día (horarios de funcionamiento) [8], [14].

Considerando las particularidades operativas y el marco normativo vigente en Colombia para la prestación de servicios en el sector salud, un centro de atención primaria clasificado como Centro de Salud de Nivel I destinado a atender una población aproximada de 2.000 habitantes debe disponer del conjunto mínimo de equipos médicos y de apoyo necesarios para garantizar la adecuada prestación del servicio. La identificación de dichos equipos y la estimación de su respectivo consumo energético constituyen un insumo fundamental para el dimensionamiento del sistema eléctrico requerido para el centro de salud proyectado dentro del resguardo. [62]

Los perfiles de demanda para la institución educativa y el centro médico proyectado se consolidaron a partir de instrumentos de recolección de información primaria aplicados in situ. Estas encuestas permitieron identificar el inventario de activos eléctricos y los regímenes de operación declarados por la comunidad, constituyendo la base del modelado de carga.

6.4 Caracterización de la Demanda

Como resultado de las visitas de campo realizadas, se caracterizó la demanda de energía de la escuela y el centro médico ubicados dentro del Resguardo Indígena de Yunguillo, perteneciente al municipio de Mocoa en el departamento del Putumayo.

El inventario de cargas y la estimación del consumo energético diario para la escuela se detallan en la Tabla 7. El perfil de carga horario, fundamental para la simulación en software, se derivó del análisis de potencia instalada y ciclos de uso documentados en la encuesta de campo (ver Apéndice 1).

El factor del 20 % corresponde al margen de pérdidas compuesto adoptado en el dimensionamiento conceptual para sistemas *Off Grid* en ZNI, que agrupa pérdidas por conversión DC/AC del inversor (~3–5 %), eficiencia de ciclo de la batería LFP (~5–8 %), cableado y regulación MPPT (~2–3 %), suciedad/soiling y disponibilidad (~3–4 %). Este valor es conservador y consistente con la alta humedad y temperatura del entorno amazónico; el detalle de pérdidas reales se modela posteriormente en PVSyst (Diagrama de Sankey).

Tabla 7. Consumo Energético Diario estimado - Escuela del Resguardo Indígena.

ITEM	DESCRIPCION DE CARGAS ELECTRICAS (AC)	CANT.	POTENCIA NOMINAL (W)		TIEMPO DE OPERACIÓN [Horas / día]	ENERGIA REQUERIDA [KWh-día]
			UNITARIA	TOTAL		
1	Iluminacion LED Interior	15	25	375	8	3,0
2	Nevera / Refrigerador	2	315	630	24	15,1
3	Ventilador de techo / Piso	8	80	640	8	5,1
4	Computadores	80	150	12.000	8	96,0
5	Impresora (EPSON)	2	20	40	8	0,3
6	Modem	1	75	75	24	1,8
7	Telefono Inalámbrico	1	100	100	24	2,4
8	Televisor de 55" Samsung	12	120	1.440	8	11,5
9	Cafetera	1	900	900	8	7,2
10	Equipo de Sonido	3	80	240	8	1,9
11	Olla Arrocera (Mediana)	1	800	800	4	3,2
12	Iluminacion LED Exterior	10	100	1.000	12	12,0

TOTAL DEMANDA ENERGIA DIARIA (SIN PÉRDIDAS) 159,6

PÉRDIDAS DE ENERGIA ESTIMADA (%) 20% 31,9

TOTAL DEMANDA ENERGIA DIARIA (PÉRDIDAS INCLUIDAS) 191,52

Fuente: Elaboración propia con base en encuestas y fichas técnicas de los equipos

La estimación de la demanda para el centro médico (Tabla 8) se fundamentó en una triangulación de fuentes: fichas técnicas de equipos médicos y análisis de consumos en infraestructuras de salud de Nivel I con características operativas análogas. El perfil resultante contempla cargas críticas de iluminación, diagnósticos básicos y refrigeración de insumos médicos para la conservación de la cadena de frío, excluyendo deliberadamente equipos de alta complejidad hospitalaria no previstos para la zona. [8] [62]

Tabla 8. Consumo Energético Diario estimado - Centro Médico del Resguardo Indígena.

ITEM	DESCRIPCION DE CARGAS ELECTRICAS (AC)	CANT.	POTENCIA NOMINAL (W)		TIEMPO DE OPERACIÓN (Horas / día)	ENERGIA REQUERIDA (kWh-día)
			UNITARIA	TOTAL		
1	Iluminacion LED Oficina	4	25	100	12	1,2
2	Iluminacion LED Sala Espera	6	25	150	12	1,8
3	Lámpara de Exploración Médica (LED)	2	75	150	6	0,9
4	Lámpara para Procedimientos (LED)	2	150	300	3	0,9
5	Ventilador de techo / Piso	3	75	225	12	2,7
6	Computadores	2	150	300	10	3,0
7	Impresora (EPSON)	2	20	40	4	0,2
8	Modem	1	75	75	24	1,8
9	Telefono Inalámbrico	1	100	100	24	2,4
10	Balanza con Tallímetro (Digital)	1	30	30	3	0,1
11	Centrífuga	1	300	300	2	0,6
12	Monitor de Signos Vitales	3	100	300	6	1,8
13	Refrigerador para Medicamentos	1	150	150	24	3,6
14	Iluminacion LED Exterior	5	100	500	12	6,0
15	Aire Acondicionado Minisplit 12 kBTUh - 220 vac	1	1.200	1.200	6	7,2

TOTAL DEMANDA ENERGIA DIARIA (SIN PÉRDIDAS) 34,2

PÉRDIDAS DE ENERGIA ESTIMADA (%) 20% 6,8

TOTAL DEMANDA ENERGIA DIARIA (PÉRDIDAS INCLUIDAS) 40,98

Fuente: Elaboración propia con base en encuestas y fichas técnicas de los equipos.

Los perfiles horarios de carga, mostrados en las Figuras 9 y 10, se construyeron a partir del inventario de equipos y los horarios de operación declarados en las encuestas de campo aplicadas in situ (Apéndice 1), asignando a cada equipo su potencia nominal y su ventana horaria de uso para obtener la correspondiente curva de demanda diaria (24 horas).

El comportamiento dinámico del consumo se representa mediante las curvas de demanda diaria (perfiles de carga). En la Figura 9 se observa el perfil de la institución educativa, caracterizado por

picos de actividad diurna coincidentes con la jornada académica, lo cual favorece el autoconsumo directo desde el campo fotovoltaico.

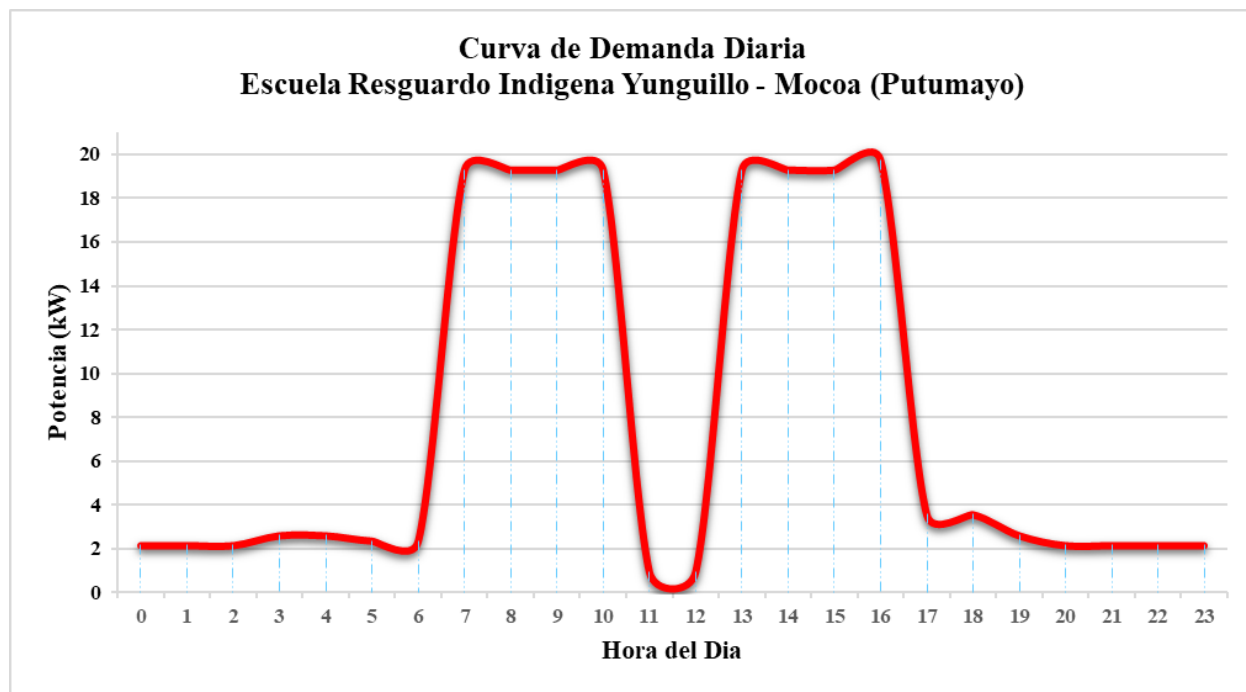


Figura 9. Distribución horaria de la demanda de energía - Escuela del Resguardo.

Fuente: Elaboración Propia – Consumo energético diario recopilado en campo

La Figura 10 muestra la distribución horaria (perfil de carga) de la demanda de energía para el centro médico del Resguardo Indígena de Yunguillo.

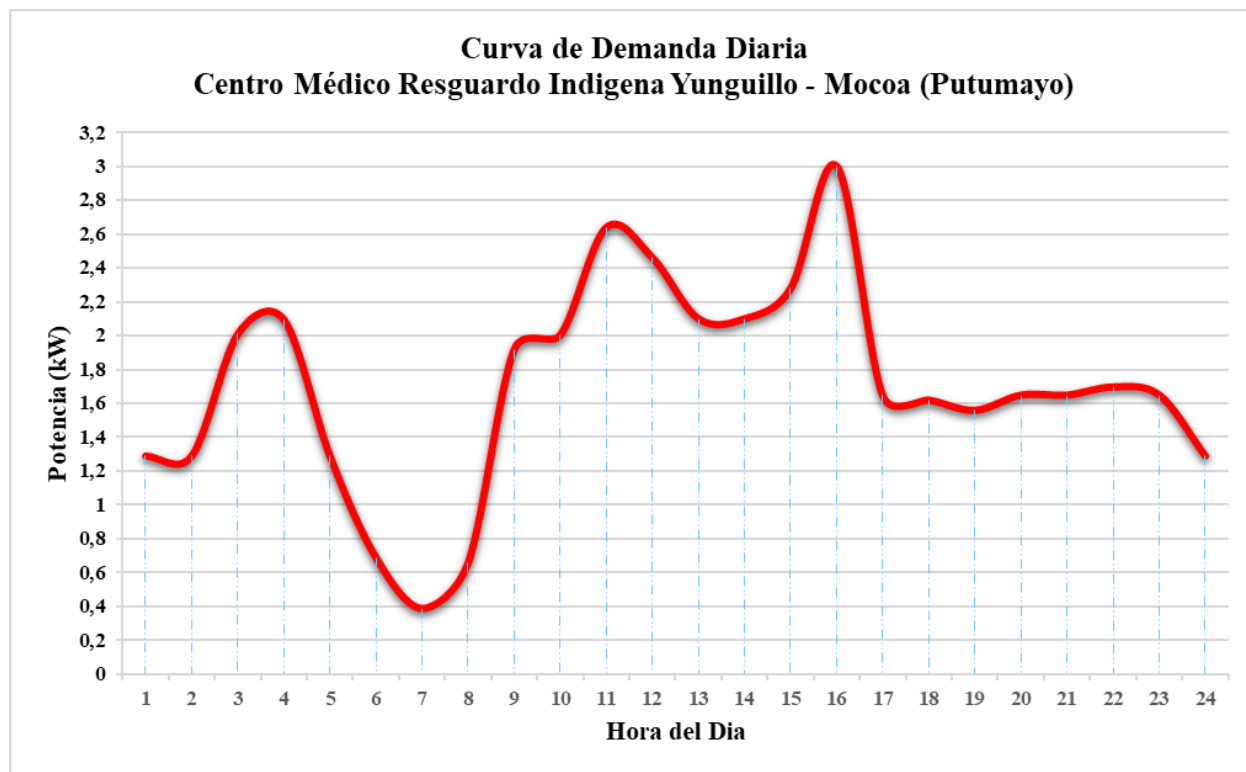


Figura 10. Distribución horaria de la demanda de energía - Centro médico del Resguardo.

Fuente: Elaboración Propia – Consumo energético diario recopilado en campo

6.5 Resultados de Estimación de Costos de Inversión - CAPEX

Para determinar el presupuesto de inversión inicial se realizó un estudio de mercado mediante la recopilación de cotizaciones actualizadas de proveedores nacionales especializados en soluciones para Zonas No Interconectadas (ZNI), correspondientes al tercer trimestre de 2025. A partir de estos datos se construyó una estructura de costos propia para el proyecto, validando los precios unitarios y los rubros de ingeniería frente a los valores de referencia de la guía de estructuración de proyectos del FENOGÉ los techos presupuestales vigentes en licitaciones públicas del sector y los lineamientos del estudio de mercado del IPSE [40].

Como resultado de este Análisis de Precios Unitarios (APU), en la Tabla 9 la distribución porcentual del costo directo calculada para la tipología de sistema definida en la metodología para el proyecto en Mocoa. El sistema de almacenamiento (baterías de litio LFP) constituye el

componente crítico de la inversión, con el 49,0 % del costo directo total, seguido por los módulos fotovoltaicos con el 10,5 %; el suministro de materiales y equipos concentra, en conjunto, el 73,0 %. Esta ponderación obedece a la naturaleza *Off-Grid* del sistema y a las configuraciones de autonomía (1 y 3 días) y de confiabilidad (PLOL del 1 % al 10 %) contempladas en la metodología [24], [40], [50].

La inclusión de configuraciones de hasta 3 días de autonomía se fundamenta en la necesidad de respaldo ante rachas de días nublados consecutivos propias del clima amazónico (alta nubosidad y humedad) especialmente para las cargas críticas del centro médico. Como se demostrará más adelante en el análisis de sensibilidad, (Tabla 11 y Tabla 13) esta configuración no solo resulta más confiable, sino también más económica: permite reducir a menos de la mitad la potencia fotovoltaica instalada frente a la configuración de 1 día —que obliga a sobredimensionar el generador—, optimizando el CAPEX total.

Tabla 9. Distribución Promedio Porcentual del Costo Directo

DESCRIPCION	% Costo Directo Total (Estimada)
Módulos FV (Importados)	10,5%
Baterías de Litio (Importadas)	49,0%
Inversores, Reguladores, Electrónica	4,0%
Estructuras, Obra Civil, Materiales Nacionales	6,4%
Cableado, Gabinetes, Protecciones	3,1%
Subtotal Materiales y Equipos	73,0%
Mano de Obra (Instalación y Puesta en Marcha)	10,4%
Logística y Transporte (L&T ZNI)	10,0%
Equipos y Herramientas (E&H)	1,6%
Ingeniería y Soft Costs (C1 - Diluido)	5,0%
Costo Directo Total (CD + Ingeniería)	100,0%
AIU	-----
COSTO TOTAL 2025	-----

Fuente: Elaboración Propia – Consolidado cotizaciones y metodología FENOGE

En la Tabla 10, se presenta en Análisis de Precios Unitarios (APUs) obtenido para el diseño y construcción del SSFV en ZNI en el Putumayo Colombia, específicamente para instalación en el Resguardo Indígena de Yunguillo en Mocoa. Es un costo promedio estimado con base en las cotizaciones recopiladas a nivel nacional. Esta estimación nos brinda un precio promedio en pesos colombianos por Kilovatio instalado en 2025.

Tabla 10. Análisis de Precios Unitarios SSFV Off-Grid – Putumayo (ZNI), Colombia 2025

DESCRIPCION	% COSTO	COSTO PROMEDIO [\$ COP/kWp]	
		MINIMO	MAXIMO
I. Suministro (Materiales y Equipos) Componentes Principales - Paneles Solares (Módulos FV), Inversores "off-grid", Reguladores/Controladores MPPT, Electronica. - Sistema de Almacenamiento (Baterías de Litio). Mayor Rubro - Estructuras, Protecciones, Cableado, Gabinetes, Protecciones.	73%	16.236.950	24.268.169
II. Instalación y Puesta en Servicio - Mano de Obra (MO) - Instalación de Obra civil (bases, montaje) y Eléctrica (cableado, conexiones Gabinetes, Protecciones). - Equipos/Herramientas e Instrumentos (E&H&I) - Pruebas y Puesta en Marcha.	12%	2.669.026	3.988.639
III. Logística y Transporte (L&T) a ZNI (Putumayo)	10%	2.224.188	3.324.330
IV. Supervision e Ingeniería, Estudios Factibilidad y Monitoreo - Estudios de Preinversión (Topografía, suelos, diseños). - Permisos/Cumplimiento Regulacion - Monitoreo (Suministro e instalación de equipos SCADA/M-G).	5%	1.112.094	1.662.165
TOTAL CAPEX 2025		22.242.258	33.243.303

Fuente: Elaboración Propia – Consolidado cotizaciones y metodología FENOGE

El CAPEX específico resultante entre 22,2 y 33,2 millones de COP/kWp (\approx 5.500–8.310 USD/kWp a la TRM de referencia (TRM = 4000 COP/USD) difiere de los estándares de proyectos fotovoltaicos interconectados convencionales, cuyos costos de referencia reportados por IRENA [24] excluyen almacenamiento, transporte a zonas remotas y costos indirectos de ejecución en ZNI. Tres factores estructurales explican la diferencia:

- Las baterías LFP representan por sí solas entre 10,9 y 16,3 millones de COP/kWp, consecuencia directa de las exigencias de autonomía y confiabilidad propias de un suministro aislado como el definido en la metodología. Segundo, la realidad geográfica del resguardo.
- La logística y el transporte ascienden al 10,0 % del costo (2,2–3,3 millones de COP/kWp), proporción superior al promedio cercano al 5,5 % de instalaciones en zonas interconectadas, debido a la movilización de cargas pesadas y voluminosas, principalmente baterías, por vías fluviales y terciarias de la Amazonía.
- El componente indirecto aplica un AIU (Administración, Imprevistos y Utilidad) del 26 % sobre el costo directo (15 %, 3 % y 8 %, respectivamente), parámetro estandarizado y aceptado por el FENOGE para la mitigación de riesgos y contingencias logísticas en la ejecución de contratos integrales en ZNI.

Estos órdenes de magnitud son propios de los sistemas aislados con almacenamiento: la literatura sobre micro-redes y experiencias fotovoltaicas *Off-Grid* en las ZNI colombianas documenta los sobrecostos estructurales de estos territorios [19] [20].

6.6 Resultados de simulación y análisis comparativo de variantes (Escuela Yunguillo)

Con el objetivo de optimizar el diseño y maximizar el rendimiento energético, se ejecutaron simulaciones multivariantes en PVSyst 7.4 para cada locación. El análisis de sensibilidad se estructuró en seis variantes por sitio, resultantes del cruce de dos niveles de autonomía (1 y 3 días) y tres umbrales de Probabilidad de Pérdida de Carga (PLOL del 1 %, 5 % y 10 %). Esto con el fin de cuantificar y comparar el desempeño técnico y operativo de cada variante mediante indicadores

como fracción solar (SF), proporción de rendimiento (PR), energía no servida (E-Miss) y energía excedente (E-Unused) así como su implicación económica (dimensionamiento FV y banco de baterías) [25] [12].

En la Tabla 11 se presenta un análisis comparativo, para la escuela, de seis variantes de dimensionamiento para satisfacer una demanda anual de 69.746 kWh en un sistema híbrido solar-batería.

Dimensionamiento y Capacidad Instalada

Aumentar la autonomía del banco de baterías de 1 a 3 días permite reducir drásticamente la potencia fotovoltaica necesaria. Por ejemplo, para cumplir con un PLOL estricto del 1%, la variante V1 (1 día) requiere sobredimensionar el generador a 125 kWp, mientras que la V2 (3 días) logra el mismo objetivo con solo 66,5 kWp. Esto indica que el almacenamiento prolongado (599 kWh en variantes de 3 días) es más efectivo para gestionar la intermitencia que el sobredimensionamiento solar masivo. [19]

Eficiencia y tasa de desempeño (PR)

Existe una correlación inversa entre el sobredimensionamiento y la eficiencia global del sistema. La variante V1 presenta el Performance Ratio (PR) más bajo (33,67%) y las mayores pérdidas por "batería llena" (55,34%), lo que implica que más de la mitad de la energía potencial se desperdicia debido a que el sistema se llena rápidamente y deja de generar. En contraste, las variantes equilibradas como la V4 y V6 alcanzan un PR superior al 71%, aprovechando mejor la irradiación disponible al reducir los vertimientos a niveles cercanos al 8-10%.

Tabla 11. Resultados generales de las sensibilidades simuladas en PVsyst (Escuela Yunguillo)

Métrica / Característica	1% PLOL		5% PLOL		10% PLOL	
	1 Día (V1)	3 Días (V2)	1 Día (V3)	3 Días (V4)	1 Día (V5)	3 Días (V6)
I. Datos de Entrada (Invariantes)						
Necesidad Energetica Promedio Diaria - Usuario [kWh-día]	191,5	191,5	191,5	191,5	191,5	191,5
Necesidad Energética Anual - Usuario [kWh-año]	69.741	69.746	69.746	69.746	69.746	69.746
II. Características del Generador FV						
Potencia Nominal Total [kWp]	125	66,5	74,5	58,5	58,5	55,9
Número de Módulos FV (TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex)	188	100	112	88	88	84
III. Características de Almacenamiento (Banco Baterías)						
Tecnología de la Batería	Lithium-ion, LFP					
Capacidad Nominal Arreglo [Ah] (C10)	2.160	6.660	2.160	6.660	2.160	6.660
Energía Almacenada (Nominal) [kWh]	194,3	599	194,3	599	194,3	599
IV. Resultados de Producción Anual						
Energía Solar Disponible (E-Avail) [kWh-año]	171.679	90.149	101.243	78.989	791.000	75.311
Energía Utilizable Suministrada (E-User) [kWh-año]	68.957	69.048	67.103	68.402	64.131	67.329
Energía Faltante (E-Miss) [kWh-año]	784	699	2.643	1.344	5.615	2.417
Energía Excedente (No Utilizada / E-Unused) [kWh-año]	97.430	18.939	31.802	8.771	13.008	6.270
V. Métricas de Rendimiento y Fiabilidad						
Fracción Solar (SF) [%]	98,88	99	96,21	98,07	91,95	96,53
Proporción de Rendimiento (PR) [%]	33,67	63,39	55	71,36	66,9	73,58
Producción Específica [kWh/kWp-año]	552	1.038	901	1.169	1.096	1.205
Pérdida de Carga (Fracción de Tiempo) [%]	1,1	1,1	3,3	2	7,4	3,6
Ciclos SOW (Estado de Desgaste) [%]	87,2	96,1	90,2	96,8	91,4	96,9
VI. Pérdidas Clave Anuales (Energía Nominal Conjunto)						
Energía No Utilizada (Batería Llena) [% conjunto nominal]	55,34	20,22	30,32	10,64	15,79	7,97
Eficiencia de la Batería (Anual) [%]	6,07	2,33	2,83	1,89	2,52	1,78
Vr. kWp Instalado - Putumayo [SCOP 22'241.885]						
Vr. Estimado SSFV / Variante [Millones SCOP]	2.780	1.479	1.657	1.301	1.301	1.243

Análisis Económico y Confiabilidad

Desde la perspectiva económica, la variante V1 resulta ser la más costosa (2.780 millones COP), siendo casi el doble que la siguiente opción más cara, debido a la excesiva cantidad de paneles requeridos. Las variantes de 3 días (V2, V4, V6) oscilan entre 1.243 y 1.479 millones COP, demostrando que invertir en mayor capacidad de baterías (LFP) optimiza el CAPEX total. La variante V4 destaca como un punto óptimo, ofreciendo un costo competitivo (1.301 millones COP) con una alta fracción solar (98,07%), minimizando el riesgo de déficit energético sin incurrir en los sobrecostos de la V1.

En la Tabla 12 están los resultados finales para cada una de las variantes de la matriz multi-atributo para la escuela del resguardo.

Tabla 12. Matriz multi-atributo escuela Resguardo Indígena Yunguillo

Variante	Sensibilidad		Energía [kWh-año]		Fracción Solar (SF) [%]	Producción Específica [kWh/kWp-año]	Pérdidas		Costo Estimado	Resultado Global
	PLOL [%]	Autonomía [Día]	E-User	E-Miss			Eficiencia Batería [% Anual]	Batería Llena [%]		
V1	1	1	0,98	0,98	0,98	0	0	0	0	42,1%
V2		3	1	1	1	0,74	0,87	0,74	0,85	88,6%
V3	5	1	0,6	0,6	0,6	0,53	0,76	0,53	0,73	62,3%
V4		3	0,87	0,87	0,87	0,94	0,97	0,94	0,96	91,9%
V5	10	1	0	0	0	0,83	0,83	0,83	0,96	49,4%
V6		3	0,65	0,65	0,65	1	1	1	1	85,0%

Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST

Nota: Los valores de cada criterio están normalizados en el rango [0,1] mediante min-max. Un valor de 0 indica que esa variante es la de peor desempeño relativo en ese criterio (no representa ausencia de energía), y 1 la de mejor desempeño. Por ejemplo, el 0 de la variante V1 refleja que, tras normalizar, es la peor posicionada en ese atributo por su sobredimensionamiento.

6.6.1 Interpretación de los resultados de la escuela Resguardo Indígena Yunguillo

V1: Inviabile. Costo desproporcionado e ineficiencia por alto desperdicio de energía (sobredimensionada).

V2: Muy buena. Alta confiabilidad, pero implica un sobrecosto que no es estrictamente necesario para una escuela.

V3: Subóptima. Queda en "tierra de nadie"; ni es la más barata, ni la más confiable.

V4: Mejor opción. Maximiza la inversión. Es la más eficiente técnicamente y ahorra presupuesto sin sacrificar operatividad.

V5: Deficiente. Penalizada por entregar poca energía útil en comparación con su costo.

V6: Alternativa económica. Es viable si el presupuesto es crítico, pero asume mayor riesgo de cortes que la V4.

6.6.2 Sensibilidad a la autonomía (1 a 3 días)

Aumentar la autonomía reduce la probabilidad de déficit en rachas nubladas y eleva el PR (Coeficiente de Rendimiento -Performance Ratio) al disminuir excedentes y pérdidas de conversión. Con 3 días, el banco LFP (Litio-Ferrofosfato) puede manejar mejor las variaciones diarias, lo que incrementa la energía realmente suministrada al usuario y contiene excedente sin necesidad de sobredimensionar el campo FV. La E-Miss (energía no servida) cae a valores operativamente manejables y la pérdida de carga (fracción de tiempo) se mantiene baja, aun con cargas escolares típicas (iluminación, ventilación, computadores) como se puede observar en la Figura 11

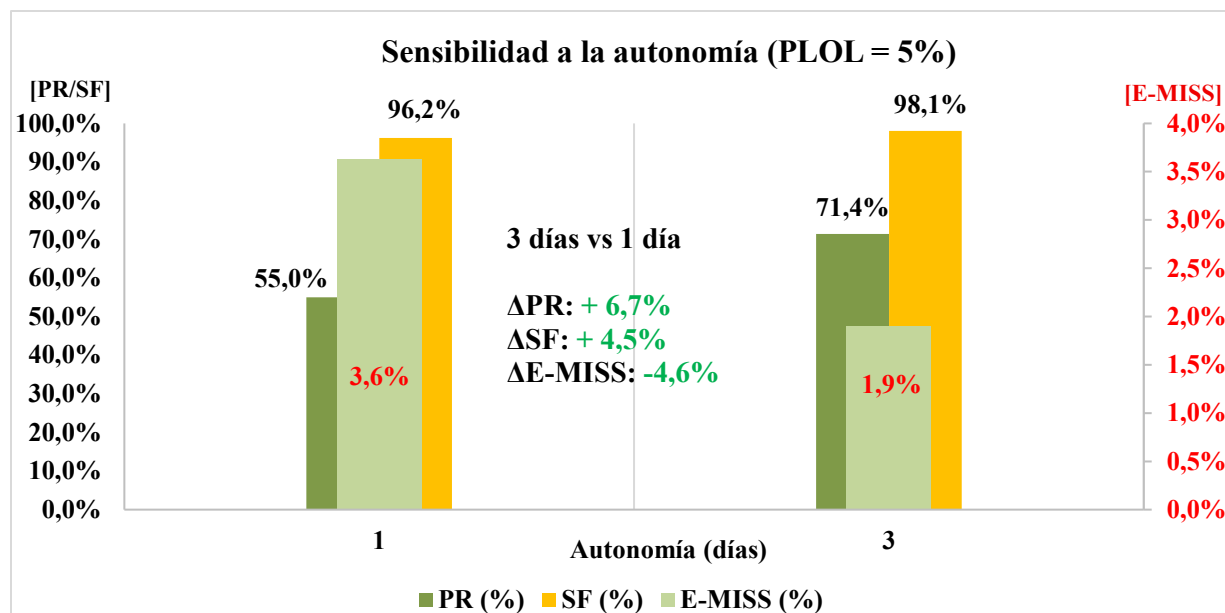


Figura 11. Sensibilidad de la autonomía considerando probabilidad de pérdida de carga del 5%
 Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST.

6.6.3 Sensibilidad al PLOL (1 % → 10 %)

Elevar el PLOL permitido de 1 % a 10 % abre espacio para optimizar el tamaño del generador FV y, en menor medida, del almacenamiento. En la práctica, el sistema pasa de configuraciones con mayor kWp y vertimientos significativos a un diseño más compacto y eficiente que mantiene SF \approx 96–98 %. El PR mejora porque hay menos energía “sin destino” (E-Unused) y menores pérdidas relativas en el convertidor. La contrapartida es un ligero aumento de E-Miss; sin embargo, con 3 días de autonomía este aumento se mantiene acotado (\approx 1.9 % de la demanda anual), aceptable para el servicio educativo con medidas básicas de gestión de demanda como se puede observar en la Figura 12

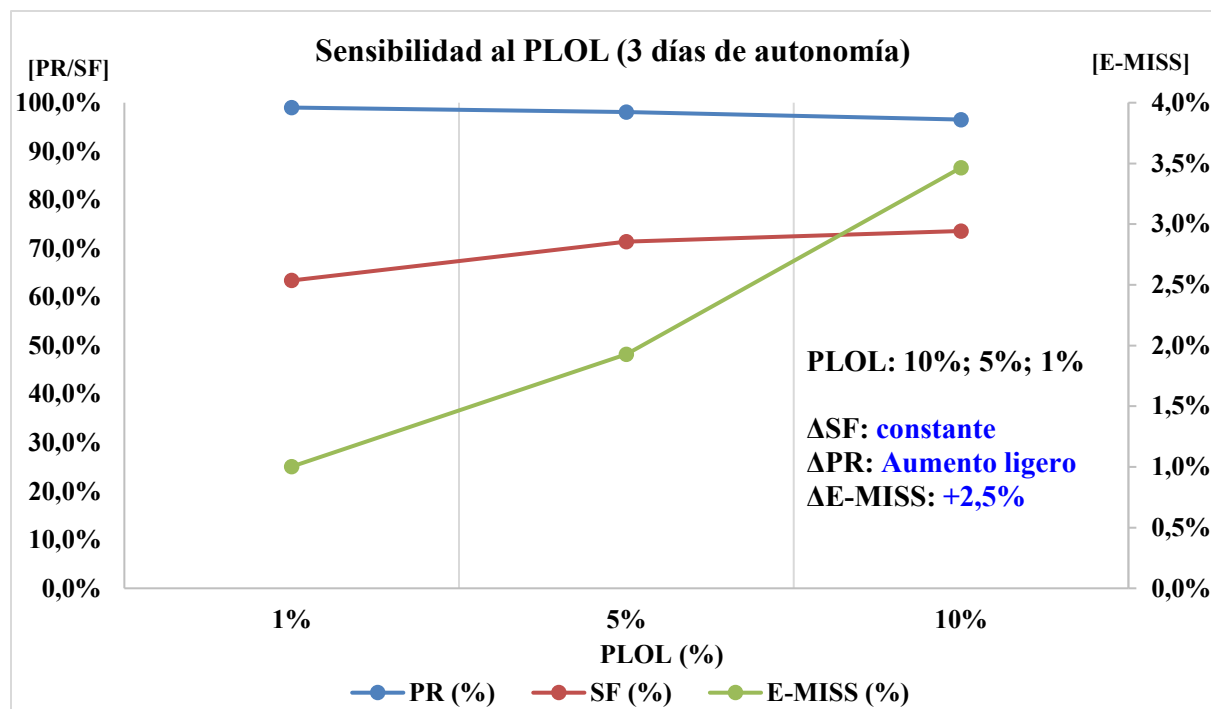


Figura 12. Sensibilidad a la probabilidad de pérdida de carga con 3 días de autonomía

Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST.

6.6.4 Interacción autonomía PLOL

La combinación 3 días + 5 % PLOL (V4) concentra el mejor equilibrio técnico–económico y costo–eficiente: SF \approx 96–97 %, PR \sim 73–74 %, E-Miss en torno a 2–3 MWh/año (\sim 1.9 %), excedentes moderados y de los CAPEX más bajo de las seis variantes (\$1.301 M COP frente a \$2.780 M COP en V1). Las alternativas con PLOL más estrictos elevan la cobertura marginalmente, pero encarecen el sistema y reintroducen excedentes que deprimen el PR. En otras palabras, perseguir SF >99 % mediante más kWp/kWh tiene rendimientos decrecientes.

6.6.5 Pérdidas y comportamiento operativo

Las pérdidas por temperatura se mantienen entre un 1 a 1,5 % en el balance anual; la eficiencia de baterías se ubica en 94 a 98 %, y las pérdidas por convertidores en 4,5 a 5,5 %. Las pérdidas por batería llenan (indicador de vertimientos) disminuyen en las variantes más equilibradas,

confirmando la mejora del PR (performance ratio). El número de ciclos SOW (State of Wear - Estado de Desgaste) anual es coherente con el uso diario del banco y no compromete la vida útil proyectada, siempre que se mantenga la operación dentro de ventanas de SOC (State of Charge) recomendadas por el BMS (Battery Management System) (20% - 80%) como se puede observar en la Figura 13.

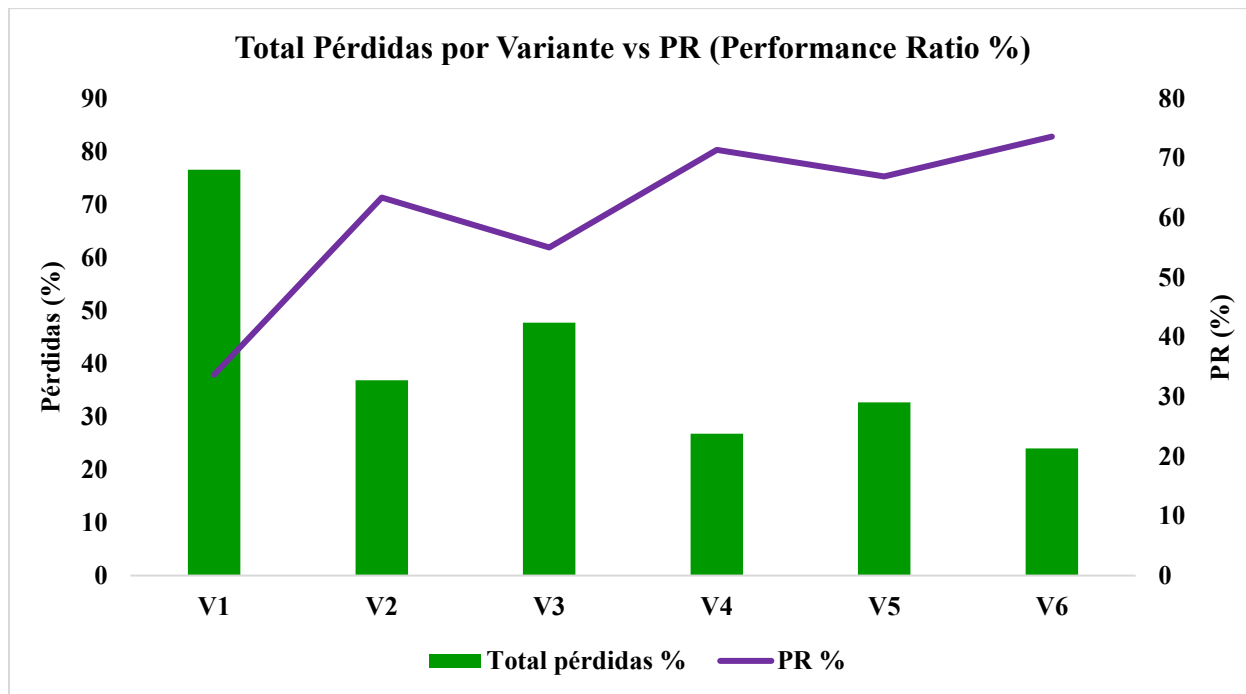


Figura 13. Total, pérdidas por variante vs PR (Performance Ratio %)

Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST.

6.6.6 Sensibilidades económicas

El costo por kWh útil cae con la variante V4 al reducir kWp y limitar excedentes. El salto de V4 a V2/V1 (PLOL más estricto) implica centenas de millones adicionales en CAPEX por una ganancia marginal en E-Miss/SF. Por ello, el costo de maximizar la continuidad con solo FV/batería es alto frente a la gestión operativa de la demanda y, de ser necesario, un micro respaldo ocasional de baja potencia como se observa en la Figura 14.

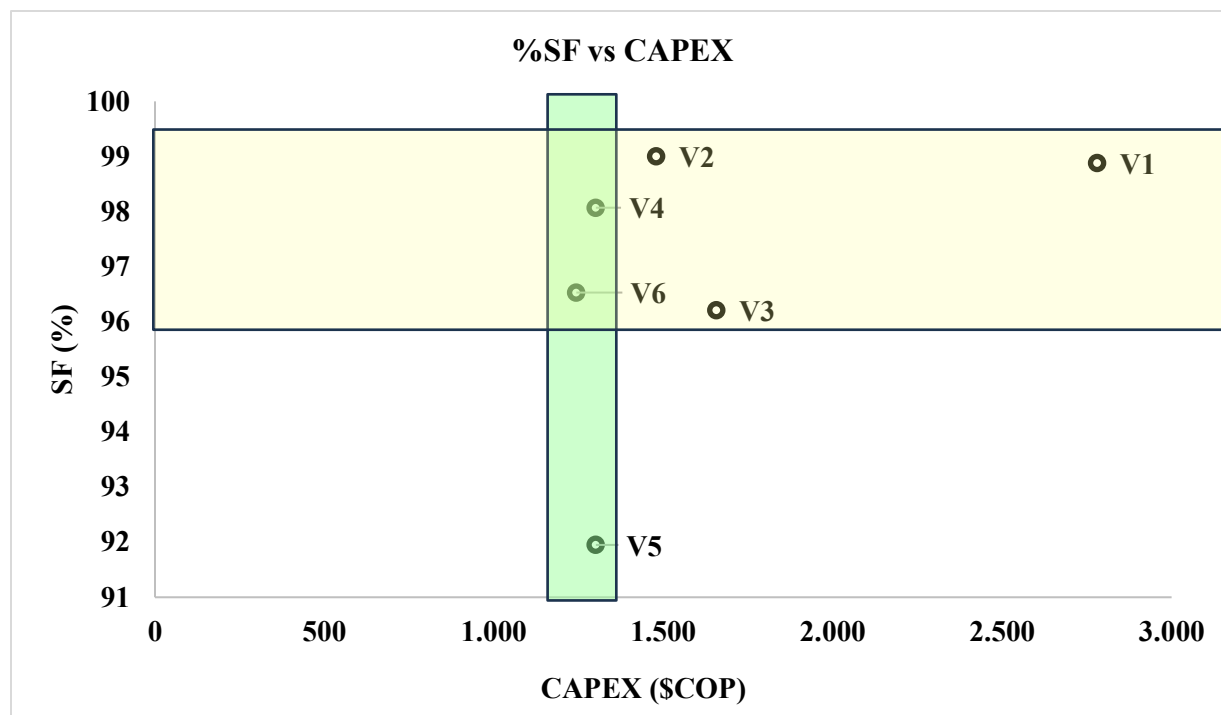


Figura 14. CAPEX vs SF (Fracción Solar %)

Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST.

Para la escuela, la interpretación de las simulaciones evidencia que 3 días de autonomía con PLOL 5 % es el punto óptimo: mantiene cobertura alta, eficiencia superior y déficits controlados, evitando sobreinversión y reduciendo energía no aprovechada. Esta configuración cumple los requerimientos del servicio educativo con una solución robusta y costo-efectiva.

6.6.7 Esquema del Sistema Fotovoltaico Seleccionado Escuela Yunguillo

A continuación, se presenta el diagrama esquemático del Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) proyectado para la Escuela del Resguardo Indígena Yunguillo, en el cual se representan los componentes principales del sistema, su articulación funcional conforme a la variante seleccionada, así como los valores de referencia obtenidos a partir del proceso de diseño y de la simulación efectuada en el software PVSyst.

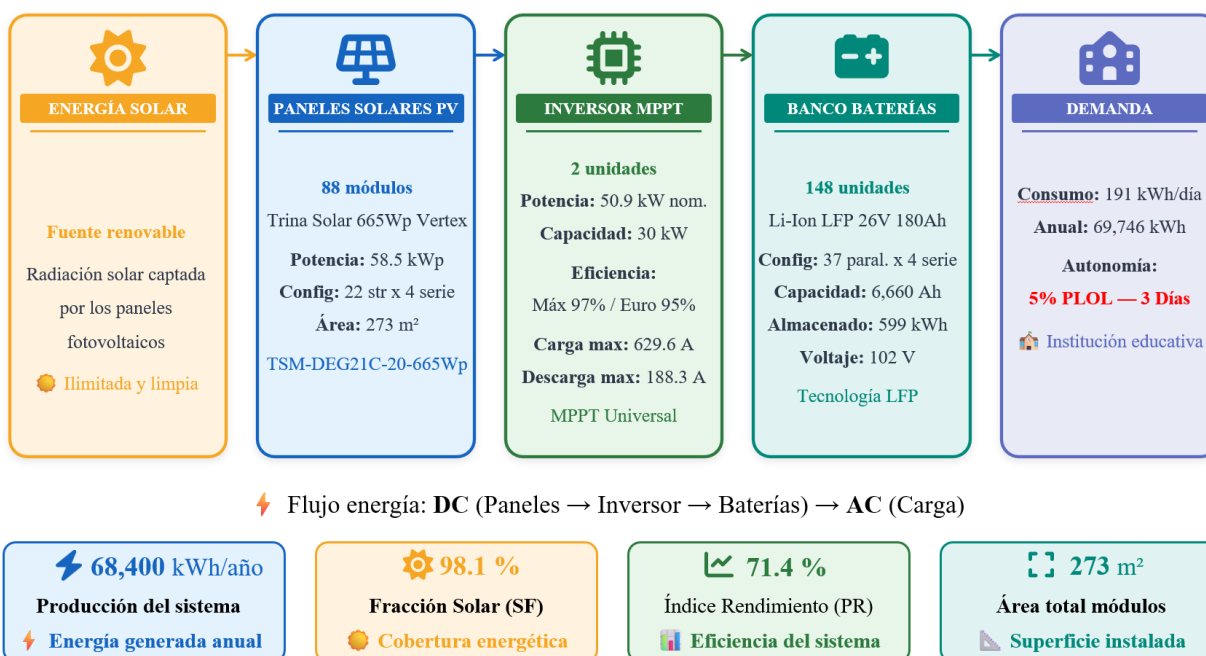


Figura 15. Diagrama Esquemático y Parámetros del SSFV – Escuela Configuración Final del SSFV: Componentes y Valores de Diseño

Fuente: Elaboración Propia – Características técnicas de componentes del SSFV

6.7 Resultados de simulación y análisis comparativo de variantes (Centro médico)

La Tabla 13 detalla el desempeño técnico y económico de seis variantes de dimensionamiento para satisfacer una demanda anual de 15.023 kWh bajo criterios de alta confiabilidad (Centro médico).

Tabla 13. Resultados generales de las sensibilidades simuladas en PVSYST (Centro Médico)

Métrica / Característica	1% PLOL		5% PLOL		10% PLOL	
	1 Día (V1)	3 Días (V2)	1 Día (V3)	3 Días (V4)	1 Día (V5)	3 Días (V6)
I. Datos de Entrada (Invariantes)						
Necesidad Energetica Promedio Diaria - Usuario [kWh-día]	41	41	41	41	41	41
Necesidad Energética Anual - Usuario [kWh-año]	15.023	15.023	15.023	15.023	15.023	15.023
II. Características del Generador FV						
Potencia Nominal Total [kWp]	29,26	13,30	15,96	13,30	13,30	10,64
Número de Módulos FV (TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex)	44	20	24	20	20	16
III. Características de Almacenamiento (Banco Baterías)						
Tecnología de la Batería	Lithium-ion, LFP					
Capacidad Nominal Arreglo [Ah] (C10)	540	1.440	540	1.440	540	1.440
Energía Almacenada (Nominal) [kWh]	48,6	129,5	48,6	129,5	48,6	129,5
IV. Resultados de Producción Anual						
Energía Solar Disponible (E-Avail) [kWh-año]	40.284	17.984	21.712	17.984	18.012	14.305
Energía Utilizable Suministrada (E-User) [kWh-año]	14.894	14.854	14.439	14.854	13.988	13.602
Energía Faltante (E-Miss) [kWh-año]	129	170	585	170	1.036	1.421
Energía Excedente (No Utilizada / E-Unused) [kWh-año]	24.026	2.651	6.733	2.651	3.546	289
V. Métricas de Rendimiento y Fiabilidad						
Fración Solar (SF) [%]	99,14	98,87	96,11	98,87	93,10	90,54
Proporción de Rendimiento (PR) [%]	31,08	68,18	55,23	68,18	64,20	78,05
Producción Específica [kWh/kWp-año]	509	1.117	905	1.117	1.052	1.278
Pérdida de Carga (Fración de Tiempo) [%]	1,0	1,2	4,4	1,2	7,7	9,8
Ciclos SOW (Estado de Desgaste) [%]	84,2	95,7	88,4	95,7	89,7	96,9
VI. Pérdidas Clave Anuales (Energía Nominal Conjunto)						
Energía No Utilizada (Batería Llena) [% conjunto nominal]	58,31	14,15	29,96	14,15	18,93	1,93
Eficiencia de la Batería (Anual) [%]	7,2	2,43	3,09	2,43	2,87	2,21
Vr. kWp Instalado - Putumayo [SCOP 22'241.885]						
Vr. Estimado SSFV / Variante [Millones SCOP]	651	296	355	296	296	237

A continuación, los resultados de las simulaciones para el centro médico:

Estrategia de Dimensionamiento: Potencia vs. Almacenamiento Los resultados demuestran que intentar garantizar la confiabilidad (1% PLOL) basándose únicamente en generación fotovoltaica es ineficiente. La variante V1 (1 día de autonomía) obliga a sobredimensionar el campo solar a 29,26 kWp para compensar la falta de baterías. En contraste, al aumentar la autonomía a 3 días en la variante V2, se logra la misma confiabilidad reduciendo la potencia instalada a menos de la mitad (13,30 kWp) y apoyándose en un banco de baterías más robusto (129,5 kWh nominales).

Eficiencia Operativa y Pérdidas: El sobredimensionamiento de la V1 genera un desbalance crítico en el sistema: el 58,31% de la energía generada no se utiliza (vertimientos por batería llena), lo que reduce el Performance Ratio (PR) a un 31,08%. Por el contrario, las variantes equilibradas con mayor almacenamiento (V2 y V4) logran capturar mejor la energía, reduciendo los vertimientos al 14,15% y elevando la eficiencia global (PR) al 68,18%.

Impacto Económico (CAPEX): La diferencia en la estrategia de diseño tiene una repercusión directa en el costo de inversión. La variante V1 alcanza un costo desproporcionado de 651 millones de COP. La optimización lograda en las variantes V2 y V4 permite disminuir este costo drásticamente a 296 millones de COP (un ahorro del 54%), demostrando que, en aplicaciones de salud aisladas, la inversión en almacenamiento LFP es técnica y económicamente superior al sobredimensionamiento de paneles.

Con una demanda anual de 15.023 kWh, se evaluaron seis variantes combinando autonomías de 1 y 3 días y PLOL de 1–5–10 %; las configuraciones de 3 días concentran el mejor desempeño en el centro médico, maximizando la confiabilidad: la variante V2 (3d–1 %) entrega E-User 14.853,7 kWh, E-Miss 169,7 kWh (1,13 %), SF 98,87 %, PR 68,18 % y CAPEX \approx \$296 M COP, cumpliendo el umbral sanitario (≥ 98 –99 % de cobertura con déficit ≤ 1 –2 %).

Como se puede observar en la Tabla 14. Matriz de Decisión multi-criterio la mejor opción para el centro médico es la variante V2 la cual tiene un PLOL de 1% y una autonomía de 3 días.

Tabla 14. Matriz de Decisión multi-criterio Centro médico

Variante	Sensibilidad		Energía [kWh-año]		Fracción Solar (SF) [%]	Producción Específica [kWh/kWp-año]	Pérdidas		Costo Estimado	Resultado Global
	PLOL [%]	Autonomía [Día]	E-User	E-Miss			Eficiencia Batería [% Anual]	Batería Llena [%]		
V1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	65,0%
V2		3	0,97	0,97	0,97	0,79	0,96	0,78	0,86	93,6%
V3	5	1	0,65	0,65	0,65	0,51	0,82	0,5	0,71	66,1%
V4		3	0,97	0,97	0,97	0,79	0,96	0,78	0,86	93,6%
V5	10	1	0,3	0,3	0,3	0,71	0,87	0,7	0,86	47,5%
V6		3	0	0	0	1	1	1	1	35,0%

Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST

Nota: Los valores de cada criterio están normalizados en el rango $[0,1]$ mediante min-max. Un valor de 0 indica que esa variante es la de peor desempeño relativo en ese criterio (no representa ausencia de energía), y 1 la de mejor desempeño. Por ejemplo, el 0 de la variante V1 refleja que, tras normalizar, es la peor posicionada en ese atributo por su sobredimensionamiento.

6.7.1 Interpretación de los resultados del Centro Médico

V1: Ineficiente. Aunque es muy segura, se descarta porque su costo y desperdicio técnico son inaceptables.

V2: Mejor opción. El equilibrio perfecto. Garantiza seguridad crítica con un costo operativo y de inversión racional.

V3: Insuficiente. No ofrece la robustez necesaria para equipos médicos y su relación costo-beneficio es baja.

V4: Empate Técnico. Excelente desempeño, aunque se prefiere la V2 por ofrecer un margen teórico de seguridad superior.

V5: No apta. El riesgo de déficit energético es demasiado alto para conservar vacunas o atender urgencias.

V6: Descartada. Es la opción más riesgosa; priorizar el ahorro aquí pondría en peligro la vida humana.

6.7.2 Sensibilidad a la autonomía (1 a 3 días con PLOL=1 %).

Frente a la variante V1, que tiene SF 99,14 % pero PR 31,08 % y elevados vertimientos, la variante V2 mantiene SF muy alta (98,87 %) y reduce fuertemente pérdidas, elevando el PR a 68,18 %. El salto de autonomía estabiliza el suministro en rachas nubladas y convierte más útilmente el recurso sin necesidad de sobredimensionar el campo FV. En la Figura 16, el resumen de lo expuesto.

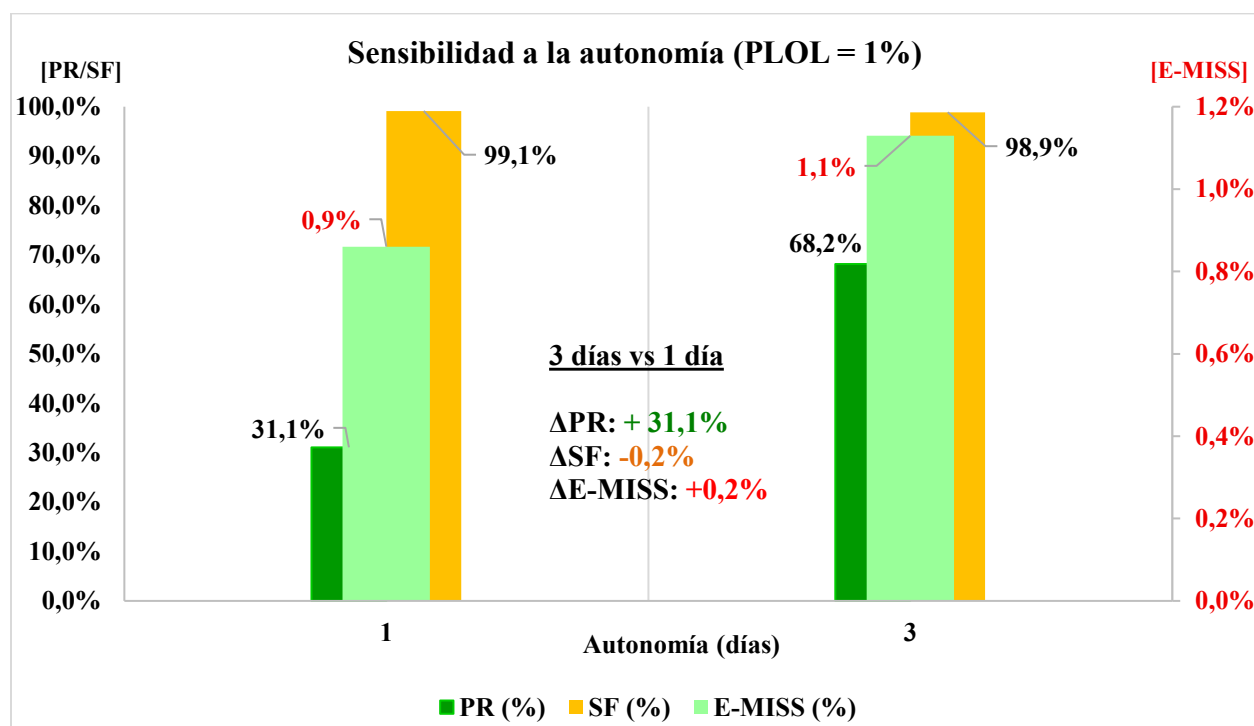


Figura 16. Sensibilidad de la autonomía considerando del 1%

Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST.

6.7.3 Sensibilidad al PLOL (1 % → 10 %):

Elevar el PLOL permitido de 1 % a 10 % abre espacio para optimizar el tamaño del generador FV y, en menor medida, del almacenamiento. En la práctica, el sistema pasa de configuraciones con mayor kWp y vertimientos significativos a un diseño más compacto y eficiente que mantiene SF 96 - 97 %. El PR mejora porque hay menos energía “sin destino” (E-Unused) y menores pérdidas relativas en el convertidor. La contrapartida es un ligero aumento de E-Miss; sin embargo, con 3

días de autonomía este aumento se mantiene acotado (3 - 4 % de la demanda anual), aceptable para el servicio con medidas básicas de gestión de demanda como se puede observar en la Figura 17.

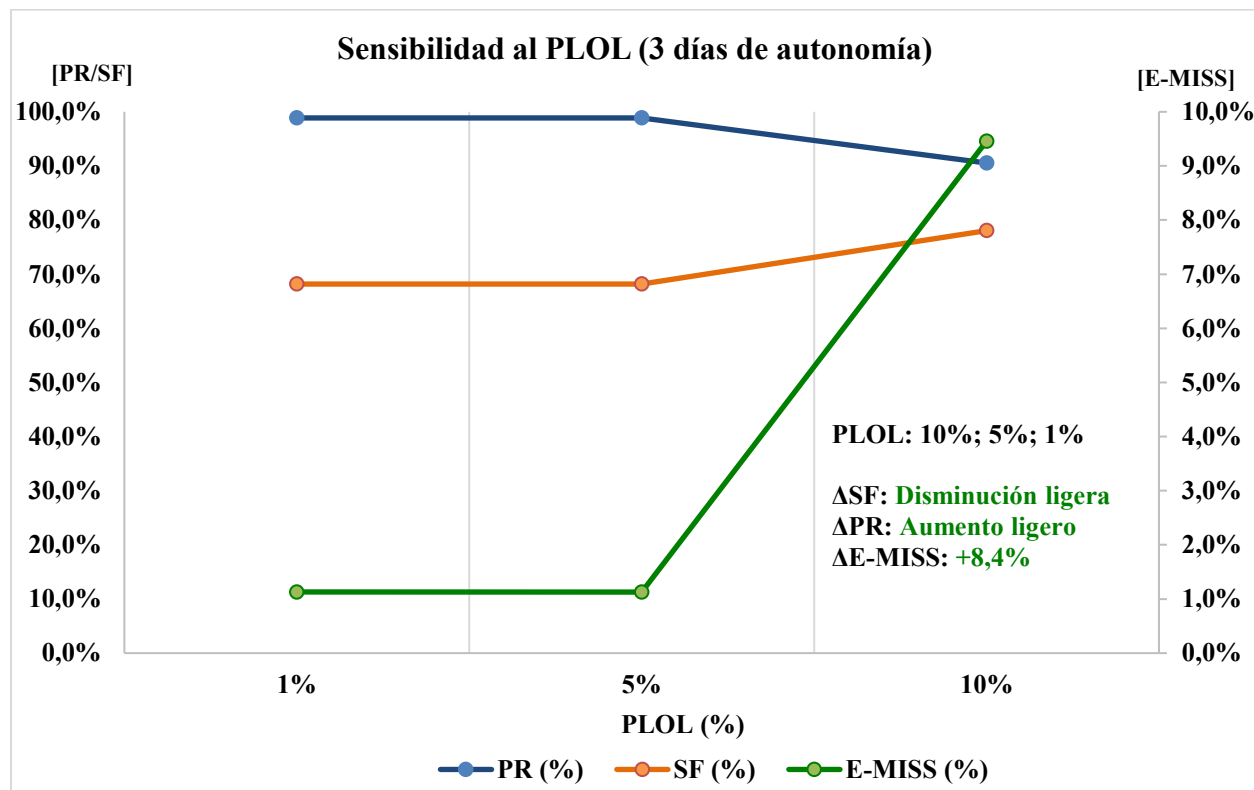


Figura 17. Sensibilidad a con 3 días de autonomía

Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST.

6.7.4 Sensibilidad al PLOL (1% a 5% a 10 % con autonomía=3 días).

Manteniendo 3 días, la variante V2 (1 %) y la variante V4 (5 %) resultan prácticamente equivalentes en la simulación (E-User 14.853,7 kWh; E-Miss 169,7 kWh; PR \approx 68 %), lo que indica que, con esta autonomía, endurecer PLOL por debajo de 5 % aporta poco en cobertura. Al pasar a la variante V6 (10 %) el CAPEX baja a \$237 M, pero la SF cae a 90,54 % (E-User 13.602,4 kWh), generando un déficit de 9,46 % incompatible con cargas críticas, aunque el PR suba a 78,05 % por menor sobredimensionamiento.

6.7.5 Interacción autonomía y PLOL

Considerando desempeño y costo simultáneamente, la variante V2 es la opción recomendada porque combina SF≈99 %, E-Miss = 1,13 %, PR alto y un CAPEX razonable. La variante V6 sólo sería defendible con micro respaldo automático dedicado a cadena de frío e iluminación de urgencias y políticas explícitas de gestión, porque la reducción de CAPEX no compensa la pérdida de cobertura clínica. En la Figura 18 el resumen de lo expuesto.

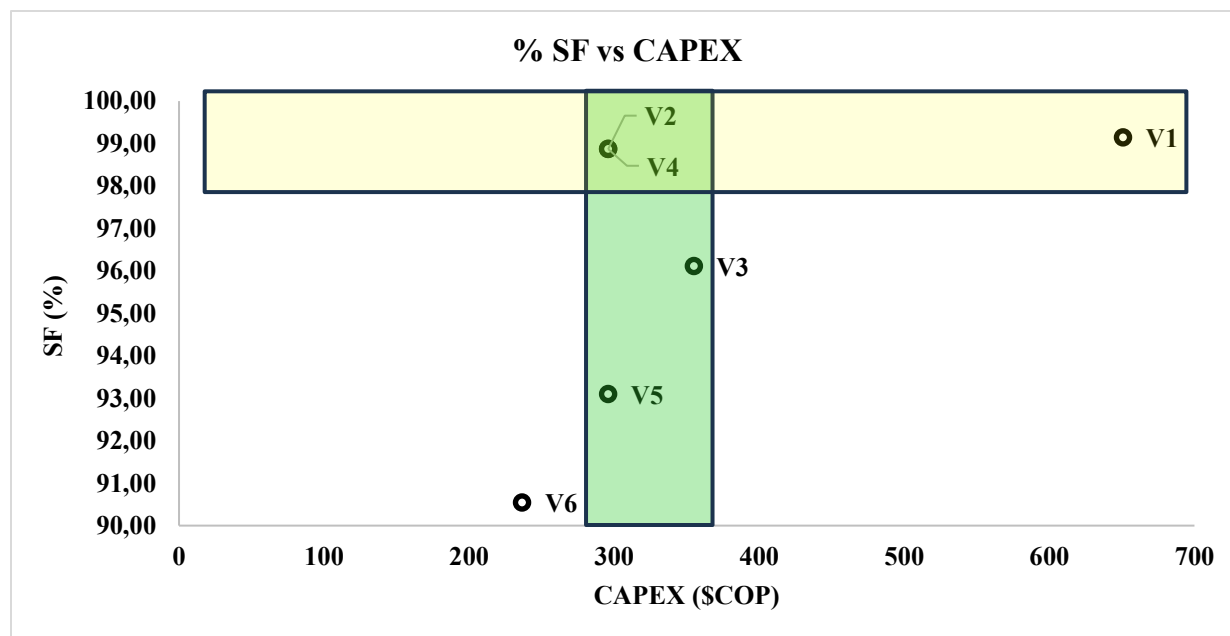


Figura 18. CAPEX vs SF (%) – Centro médico

Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST.

6.7.6 Pérdidas y comportamiento operativo.

El diagrama anual muestra que al pasar de 1→3 días disminuye el excedente (“batería llena”) y el conjunto de pérdidas (temperatura 1- 2 %, ineficiencia anual de batería 2 - 3 %, convertidor 4,5 - 5,5 %) se mantiene en rangos típicos para LFP/inversores, este reequilibrio explica el aumento de PR en la variante V2 y respalda su operación estable con O&M básico (limpieza de módulos, ventilación del cuarto de baterías y consigas del BMS, como se puede observar en la Figura 19.

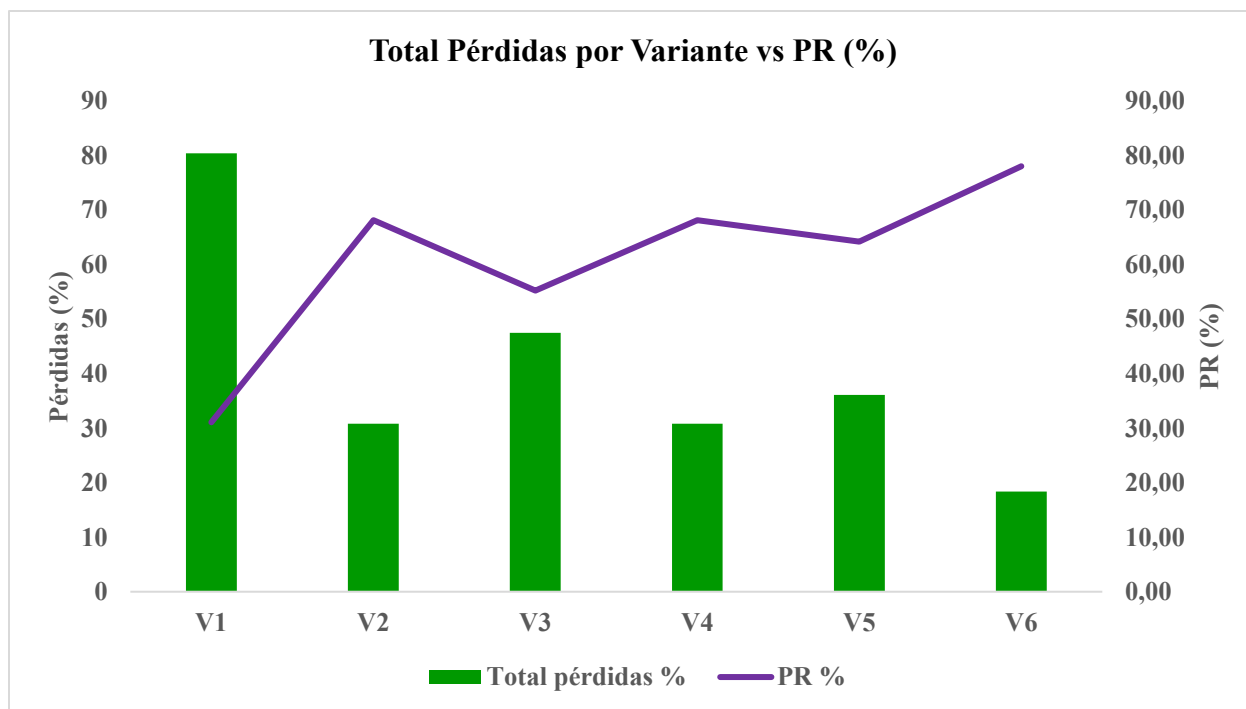


Figura 19. Total Pérdidas por Variante vs PR (%)

Fuente: Elaboración Propia – Tabla comparativa de resultados Variantes PVSYST.

Dada la naturaleza crítica de las cargas en el centro médico, específicamente la preservación de la cadena de frío y el soporte de equipos de diagnóstico básico, la selección técnica se decanta por la variante V2. Esta configuración prioriza la confiabilidad del suministro con un umbral de pérdida de carga (PLOL) estricto del 1 %, garantizando una cobertura operativa del 99 % del tiempo anual. Aunque esta elección implica un CAPEX superior (\$357.734.000 COP), la inversión se justifica plenamente al mitigar los riesgos sanitarios y económicos asociados a la pérdida de insumos médicos que ocurrirían en variantes con mayores niveles de permisividad de déficit energético.

6.7.7 Esquema del Sistema Fotovoltaico Seleccionado Centro médico

A continuación, se presenta el diagrama esquemático del Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) proyectado para el centro médico del Resguardo Indígena Yunguillo, en el cual se representan los componentes principales del sistema, su articulación funcional conforme a la variante seleccionada, así como los valores de referencia obtenidos a partir del proceso de diseño y de la simulación efectuada en el software PVSyst.

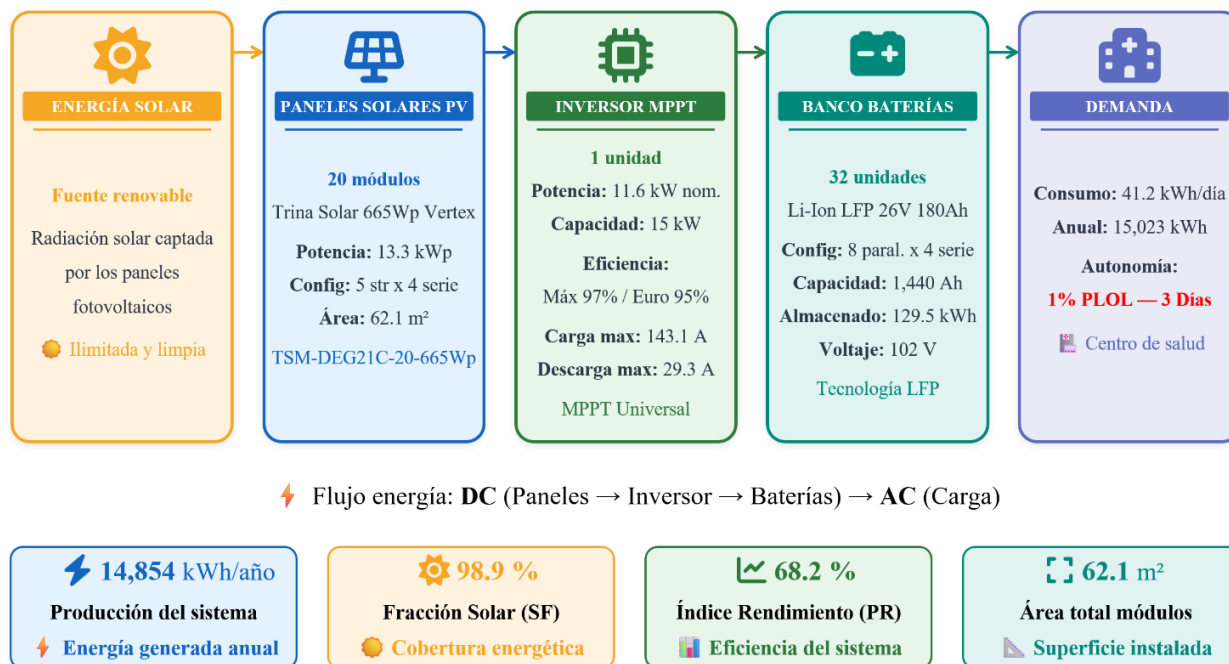


Figura 20. Diagrama Esquemático y Parámetros del SSFV – Centro médico Configuración Final del SSFV: Componentes y Valores de Diseño

Fuente: Elaboración Propia – Características técnicas de componentes del SSFV

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

La energía solar fotovoltaica es una solución técnicamente viable y adaptable para los servicios críticos en el Resguardo Indígena Yunguillo. Las simulaciones en PVSyst demuestran de manera concluyente que un sistema solar *Off-Grid* con almacenamiento en baterías puede satisfacer la demanda energética tanto de la escuela como del centro médico. El análisis de sensibilidad valida que es posible diseñar sistemas robustos que alcanzan fracciones solares superiores al 96% con un rendimiento operativo eficiente.

El diseño óptimo de un sistema energético rural debe estar subordinado al uso social y la criticidad del servicio, no existe una solución única. Para la escuela, un sistema optimizado para el costo (con 3 días de autonomía y un PLOL del 5%) es el más adecuado, ya que equilibra un CAPEX reducido con una alta cobertura energética SF (fracción solar de hasta 98%) en un entorno no crítico. Por el contrario, para el centro médico proyectado, la fiabilidad es primordial, justificando un diseño más conservador y costoso (3 días de autonomía y PLOL del 1%) para garantizar una cobertura casi total (fracción solar mayor a 98.8%) y minimizar la pérdida de energía para cargas vitales como la refrigeración de vacunas.

El potencial hídrico regional de Mocoa es considerable, pero el análisis actual es insuficiente para validar la viabilidad de una PCH. Si bien los datos del IDEAM confirman la abundancia de recursos hídricos en la región con caudales medios anuales muy elevados, estos corresponden a cuencas macro y no son aplicables para el dimensionamiento de un sistema a pequeña escala para una comunidad. La conclusión actual es que, sin un estudio hidrológico detallado y mediciones de caudal in situ sostenidas en el tiempo en una microcuenca específica, la viabilidad de la energía hidroeléctrica a pequeña escala sigue siendo una hipótesis no comprobada.

La caracterización detallada de la demanda energética es el pilar fundamental para el éxito de proyectos de electrificación rural. El levantamiento en campo fue exitoso al identificar con

precisión los consumos y los perfiles horarios de la escuela y el centro médico. Se demostró que las cargas son muy diferentes: la escuela presenta picos de demanda elevados durante el día, mientras que el centro médico tiene una carga base constante y crítica durante las 24 horas, aunque su pico sea menor. Esta caracterización fue la base que permitió un dimensionamiento y simulación precisos, demostrando que, sin este paso previo, cualquier diseño estaría destinado al fracaso.

7.2 Recomendaciones

Como línea de investigación y desarrollo futuro, se recomienda estructurar un modelo de simulación y viabilidad para un sistema híbrido (Solar Fotovoltaico - Pequeña Central Hidroeléctrica) enfocado en el Resguardo Yunguillo. Considerando que el presente proyecto ya aporta el dimensionamiento a nivel de prefactibilidad de la componente solar y un análisis preliminar (perfil) del potencial de las fuentes hídricas, el paso crítico a seguir consiste en alcanzar la madurez del dato hídrico. Esto implica ejecutar campañas de aforo in situ sostenidas en el tiempo y levantamientos topográficos y geológicos de detalle. Una vez el nivel de certidumbre y madurez de los datos hídricos locales se equipare al de las bases satelitales solares, será posible generar una aproximación técnica rigurosa de la operación del sistema híbrido. Se proyecta que esta configuración aportaría un alto valor técnico al aprovechar la complementariedad climática estacional del Piedemonte Amazónico (supliendo los meses de baja radiación con los mayores caudales hídricos), lo que permitiría reducir el dimensionamiento del costoso banco de baterías, extender su vida útil y optimizar el Costo Nivelado de la Energía (LCOE) del proyecto a largo plazo.

Crear una hoja de ruta para la electrificación sostenible de servicios críticos en Putumayo, utilizando esta tesis como un estudio de caso piloto. La recomendación está orientada a escalar la metodología para crear una herramienta de planificación estratégica para todo el Departamento.

8 Apéndices

- Apéndice 1: Encuesta de consumo y uso de Energía Escuela Yunguillo
- Apéndice 2: Simulación PVSYST Escuela RI Yunguillo (1 Dia - 1% PLOL)
- Apéndice 3: Simulación PVSYST Escuela RI Yunguillo (1 Dia - 5% PLOL)
- Apéndice 4: Simulación PVSYST Escuela RI Yunguillo (1 Dia - 10% PLOL)
- Apéndice 5: Simulación PVSYST Escuela RI Yunguillo (3 Dia - 1% PLOL)
- Apéndice 6: Simulación PVSYST Escuela RI Yunguillo (3 Dia - 5% PLOL)
- Apéndice 7: Simulación PVSYST Escuela RI Yunguillo (3 Dia - 10% PLOL)
- Apéndice 8: Simulación PVSYST Centro Médico RI Yunguillo (1 Dia - 1% PLOL)
- Apéndice 9: Simulación PVSYST Centro Médico RI Yunguillo (1 Dia - 5% PLOL)
- Apéndice 10: Simulación PVSYST Centro Médico RI Yunguillo (1 Dia - 10% PLOL)
- Apéndice 11: Simulación PVSYST Centro Médico RI Yunguillo (3 Dia - 1% PLOL)
- Apéndice 12: Simulación PVSYST Centro Médico RI Yunguillo (3 Dia - 5% PLOL)
- Apéndice 13: Simulación PVSYST Centro Médico RI Yunguillo (3 Dia - 10% PLOL)
- Apéndice 14: Informe técnico caracterización de Fuentes Hídricas en Yunguillo.
- Apéndice 15: Código gráfica Pearson III
- Apéndice 16: DHIME - Datos IDEAM

9 Bibliografía

- [1] UPME, «Boletín técnico – Cálculo de índice de cobertura de energía eléctrica (ICEE) 2023,» UPME, Bogotá, Colombia, 2025.
- [2] UPME, «Cálculo del índice de cobertura de energía eléctrica 2019–2022,» UPME, Bogotá, Colombia, 2024.
- [3] Meteonorm, «Meteonorm 8.1,» Meteotest AG, Berna, Suiza, 2021.
- [4] NASA, NASA POWER Data Access Viewer, 2025.
- [5] IDEAM, «Datos Hidrológicos y Meteorológicos – DHIME,» IDEAM, Bogotá, Colombia, 2022.
- [6] M. B. y. V. M. P. Nussbaumer, Measuring energy poverty: Focusing on what matters, vol. 16, n° 1,, 2012.
- [7] Departamento Nacional de Planeación, «Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026,» DNP, Bogotá, Colombia, 2023.
- [8] World Health Organization, «Energizing Health: Accelerating Electricity Access in Health-Care Facilities,» World Health Organization, Ginebra, Suiza, 2023.
- [9] Banco Interamericano de Desarrollo, «Una luz para la educación rural: Más energía,» DIP, Washington, D.C., 2023.
- [10] A. M. d. M. y. U. N. p. l. G. d. R. d. D. (UNGRD), «Plan Comunitario de Gestión del Riesgo de Desastres - Centro Poblado Resguardo de Yunguillo,» Consejo Municipal para la Gestión del Riesgo de Desastres (CMGRD), Mocoa, Putumayo, 2019.
- [11] amazonteam.org, «amazonteam.org/yunguillo-tardo-tres-decadas-para-cumplir-su-sueno/,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.amazonteam.org/yunguillo-tardo-tres-decadas-para-cumplir-su-sueno/>. [Último acceso: 2026].
- [12] PVSyst SA, «PVSyst User Guide v7.4,» PVSyst SA, Ginebra, Suiza, 2024.
- [13] IEA, «Energy Technology Perspectives 2020,» IEA, París, Francia, 2020.
- [14] MinSalud, «Cobertura SGSSS por municipio,» MinSalud, Bogotá, Colombia, 2021.
- [15] S. d. S. P. Domiciliarios, «Boletín Tarifario ZNI – I Trimestre de 2025,» Bogotá, 2025.
- [16] J. Durán Prieto, Energy Communities Bring Electricity to Colombia’s Remotest Regions, WRI Insights, 2025.
- [17] Congreso de Colombia, «Ley 855 de 2003 (diciembre 18), por la cual se definen las Zonas No Interconectadas,» Diario Oficial No. 45.405 de 18 de diciembre de 2003., Bogotá, 2003.
- [18] MinMinas, «Resolución 40378 de 2023 (FAZNI),» Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, Colombia, 2023.
- [19] J. A. Cerón, E. Gómez-Luna y J. C. Vásquez, «Driving the Energy Transition in Colombia for Off Grid Regions: Microgrids and Non-Conventional Renewable Energy Sources,» Energies, vol. 18, n° 4, 2025.
- [20] A. A. Eras-Almeida, «A Comprehensive Evaluation of Off Grid Photovoltaic Experiences in Non-Interconnected Zones of Colombia,» Energies, 2023.

- [21] IRENA, «Off Grid Renewable Energy Statistics 2025,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2025.
- [22] VDMA, «ITRPV Annual Report 2023,» Frankfurt, Alemania, 2023.
- [23] VDMA, «International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV),» 2024.
- [24] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2024,» IRENA, Abu Dhabi, 2025.
- [25] IEC, IEC 61724-1:2021 Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring, Ginebra, Suiza: IEC, 2021.
- [26] O. d. l. N. U. p. e. D. I. (ONUDI), «Directrices Técnicas para el Desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - Parte 2: Hidrología,» ONUDI., 2024.
- [27] ESHA / Canyon Hydro, «Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant,» European Small Hydropower Association (ESHA) / Canyon Hydro, 2004.
- [28] Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) e International Center on Small Hydro Power (ICSHP), «Guías Técnicas para el Desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: Folleto Informativo (Small Hydropower Technical Guidelines),» Viena, 2024.
- [29] J. M. Diez Hernández y S. Olmeda Sanz, «Diseño eco-hidrológico de pequeñas centrales hidroeléctricas: evaluación de caudales ecológicos,» Revista Energética, pp. 65-76, 2008.
- [30] D. R. M. y. L. W. M. V. T. Chow, Hidrología Aplicada, Santafé de Bogotá, Colombia: McGraw-Hil, 1994.
- [31] G. M. Sáenz, Hidrología en la Ingeniería, Bogotá, Colombia: Escuela Colombiana de Ingeniería, 1999.
- [32] G. Beral, «Integration of Small Hydropower Plants into Microgrids,» de 26th European Conference on Power Electronics and Applications, 2025.
- [33] S. Chaudhari, «In-stream turbines for rethinking hydropower development in the Amazon basin,» Nature Sustainability, 2021.
- [34] Congreso de Colombia, Ley 1715 de 2014, Diario Oficial No. 49.215, Diario Oficial No. 49.215 de 13 de mayo de 2014. ed., 2014.
- [35] Congreso de Colombia, Ley 2099 de 2021, Diario Oficial, Diario Oficial No. 51.731 de 10 de julio de 2021., 2021.
- [36] Presidente de la República de Colombia, Decreto 2143 de 2015, Diario Oficial No. 49.687, 2015.
- [37] UPME, «Resolución 281 de 2015: Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE),» UPME, Bogotá, Colombia, 2015.
- [38] Presidente de la República de Colombia, Decreto 2236 de 2023, Diario Oficial No. 52.617, 2023.
- [39] FENOGE, «Convocatoria EcoEscuelas 2025, Documento oficial,» Bogotá, Colombia, 2025.
- [40] IPSE, «Estudio de Mercado correspondiente al primer trimestre de 2025,» Documento FENOGE – Análisis del Sector, Bogotá, Colombia, 2025.

- [41] N. Asghar, M. A. Amjad y H. u. Rehman, «Analyzing the impact of access to electricity and biomass energy consumption on infant mortality rate: a global perspective,» *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 30, p. 29550–29565, 2022.
- [42] J. Aguirre, «The impact of rural electrification on education: a case study from Peru,» *The Lahore Journal of Economics*, vol. 22, n° 1, p. 91–108, 2017.
- [43] D. O. Ekeocha y S. Garikipati, «Does rural household electrification improve education in the Global South? Evidence from a robust Bayesian meta-analysis,» *The Energy Journal*, vol. 46, p. 43–89, 2025.
- [44] ecopetrol, «Soluciones solares para comunidades indígenas Awa en Putumayo, Informe de sostenibilidad,» Ecopetrol S.A., Bogotá, Colombia, 2024.
- [45] GENSA, «Proyectos de electrificación rural en el Amazonas, Reporte institucional,» GENSA, Bogotá, Colombia, 2024.
- [46] MinMinas, «Comunidad energética híbrida en Barrancominas, Guainía, Boletín de transición energética,» Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, Colombia, 2024.
- [47] I. V. Cortés Valencia, «Estudio comparativo: Regulatory and planning approach to rural electrification in isolated areas of the Amazon...,» Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Madrid, 2023.
- [48] J.-M. Clairand, «Techno-Economic Assessment of Renewable Energy-based Microgrids in the Amazon Remote Communities in Ecuador,» *Energy Technology*, vol. 10, 2022.
- [49] Practical Action, «Energy Access in the Amazon: Hybrid Renewable Solutions for Remote Communities,» Practical Action, Lima, Perú, 2018.
- [50] K. Smith, A. Saxon, M. Keyser, B. Lundstrom, Z. Cao y A. Roc, «Life Prediction Model for Grid-Connected Li-ion Battery Energy Storage System,» Seattle, Washington, 2017.
- [51] A. M. Varela Tao, A. Escobar Diaz y J. A. Valencia Llanos, «Caracterización de Sistemas de Generación con base en Potencial Hidroenergético en Zonas No Interconectadas de Colombia,» 2021.
- [52] U. d. P. M. E. (UPME), Atlas del Potencial Hidroenergético de Colombia., Bogotá, Colombia., 2015.
- [53] UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales), Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia, Bogotá, D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética e Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, 2018.
- [54] BYD Company Limited, «Ficha Técnica: Battery-Box Premium LVS,» BYD, Shenzhen, 2020.
- [55] Tensite Energy, «Ficha Técnica: Batería Litio LFP 5000 (TS-L5000),» Tensite, Valencia.
- [56] Departamento Nacional de Planeación (DNP), «Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas para uso Residencial,» 2024.
- [57] Trina Solar, Datasheet Módulos FV – Coeficiente Pmax, Changzhou, China: Trina Solar, 2025.
- [58] United States Water Resources Council, «Guidelines for Determining Flood Flow Frequency: Bulletin 17B,» USGS, Reston, VA, 1982.

- [59] R. M. Vogel y N. M. Fennessey, «Flow-duration curves. I: New interpretation and confidence intervals,» *Journal of Water Resources Planning and Management*, pp. 485-504, 1994.
- [60] Organización Internacional del Trabajo (OIT), «Convenio 169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes,» OIT, Ginebra, 1989.
- [61] Congreso de la República de Colombia, «Ley 99 de 1993: Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente y se organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA),» *Diario Oficial No. 41.146*, Bogotá, 1993.
- [62] M. d. S. y. P. Social, «www.minsalud.gov.co,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.minsalud.gov.co/salud/paginas/atencion-primaria-en-salud.aspx>.
- [63] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2023,» IRENA, Abu Dhabi, 2023.
- [64] I. PVPS, «National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2023,» IEA PVPS, Paris, 2025.
- [65] E. Garcés y J. Tomei, *Lessons from last mile electrification in Colombia*, Univ. Nacional de Colombia / UCL, 2024.
- [66] IEA y I. International Energy Agency (IEA), «Integrating Solar and Wind: Global Experience and Emerging Challenges,» Paris, Francia, 2024.
- [67] J. P. Viteria y F. Henao, «A human-centered approach to regional Off Grid electrification budgeting: the Colombian case,» *Sustainability*, 2023.