

Ciencia e Ingeniería

Revista Interdisciplinaria de Estudios en Ciencias

Básicas e Ingenierías

ISSN 2389-9484

Año 2026, enero-junio, Vol. 13, N.º 1, e17773022

Facultades de Ciencias Básicas y Aplicadas e Ingeniería.

Universidad de La Guajira

La Guajira, Riohacha, Colombia

<http://revistas.uniguajira.edu.co/index.php/cei>

Este documento fue depositado en Zenodo. DOI:

<https://www.doi.org/10.5281/zenodo.17773022>ARK: <https://n2t.net/ark:/60540/17773022>

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SOSTENIBLE PARA LA COMUNA TSÁCHILA DEL BÚA

Sizing of a Sustainable Power Generation Plant for the Comuna Tsáchila del Búa

Santiago Fabricio Torres Vacacela*<https://orcid.org/0009-0002-3413-3461>

storresv2@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo,
Quevedo, Ecuador**Alan Ariel Arias Águila**<https://orcid.org/0009-0001-0465-7654>

aarias2@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo,
Quevedo, Ecuador**Jostin Rodolfo Loza Cagua**<https://orcid.org/0009-0005-1479-9081>

jlozac@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo,
Quevedo, Ecuador**Cristian Patricio Villafuerte****Verdezoto**<https://orcid.org/0009-0009-8174-1380>

cvillafuertev@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo,
Quevedo, Ecuador**Alfonso Javier Gunsha-Morales**<https://orcid.org/0000-0002-1485-1522>

agunsham@uteq.edu.ec

Universidad Técnica Estatal de Quevedo,
Quevedo, Ecuador

RESUMEN

El suministro energético confiable y sostenible constituye un eje estratégico para el desarrollo socioeconómico y la reducción de la pobreza energética en territorios rurales, en concordancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible 7 y 13. En este marco, la presente investigación se orienta al dimensionamiento de una planta de generación eléctrica fotovoltaica interconectada para la Comuna Tsáchila del Búa, localizada en la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas, Ecuador. El estudio comprendió la evaluación del recurso solar y de la demanda eléctrica local, complementadas con un análisis técnico económico efectuado mediante el software HOMER Pro® y la aplicación del método Analytic Hierarchy Process (AHP) para la selección del escenario óptimo. Los resultados meteorológicos, con una irradiancia media de $4,6 \text{ kWh m}^{-2} \text{ día}^{-1}$ y una temperatura promedio anual de $24,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, confirmaron la factibilidad técnica del aprovechamiento solar en la zona. La simulación determinó que el sistema interconectado (on-grid) constituye la alternativa más eficiente, con una capacidad instalada de $77,9 \text{ kW}$, una producción anual de 95.284 kWh , un costo nivelado de energía de $0,0645 \text{ USD kWh}$ y costos operativos anuales de $5.437,80 \text{ USD}$. La inversión inicial estimada de $93.879,17 \text{ USD}$ y una vida útil de 25 años validan su rentabilidad económica y sostenibilidad ambiental. Los hallazgos demuestran que la implementación del sistema fotovoltaico propuesto fortalecería la autonomía energética y la resiliencia eléctrica de comunidades rurales e indígenas, aportando una base técnica para políticas de electrificación sostenible en el territorio ecuatoriano.

Palabras clave: Análisis multicriterio AHP; electrificación rural sostenible; energía renovable distribuida; HOMER Pro®; optimización técnico-económica; resiliencia energética comunitaria.

ABSTRACT

In line with Sustainable Development Goals 7 and 13, a reliable and sustainable energy supply is crucial for socioeconomic development and reducing energy poverty in rural areas. This study focuses on sizing an interconnected photovoltaic power generation plant for the Tsáchila del Búa Commune in the province of Santo Domingo de los Tsáchilas in Ecuador. The study involved assessing solar resources and local electricity demand, as well as performing a techno-economic analysis using HOMER Pro® software, and using the Analytic Hierarchy Process (AHP) method was also applied to select the optimal scenario. Meteorological results showed an average solar irradiance of $4,6 \text{ kWh m}^{-2} \text{ day}^{-1}$ and an annual mean temperature of $24,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, confirmed the technical feasibility of solar utilization in the area. The simulation determined that the interconnected (on-grid) system constitutes the most efficient alternative, with an installed capacity of $77,9 \text{ kW}$, an annual generation of 95.284 kWh , a levelized cost of energy of $0,0645 \text{ USD kWh}$, and annual operating costs of $5.437,80 \text{ USD}$. The estimated initial investment of $93.879,17 \text{ USD}$ and a lifespan of 25 years validate its economic profitability and environmental sustainability. The findings demonstrate that the implementation of the proposed photovoltaic system would enhance energy autonomy and electrical resilience in rural and indigenous communities, providing a technical basis for sustainable electrification policies across the Ecuadorian territory.

Keywords: AHP multi-criteria analysis; community energy resilience; distributed renewable energy; HOMER Pro®; sustainable rural electrification; techno-economic optimization.

Recibido: 18-03-2025

Aceptado: 19-11-2025

Publicado: 02-01-2026



INTRODUCCIÓN

El acceso confiable y suficiente a la energía eléctrica constituye un elemento esencial para el progreso social, económico y tecnológico. En las zonas rurales, la electricidad permite sostener procesos productivos, educativos y sanitarios que consolidan la cohesión territorial y elevan el bienestar colectivo (Dinkelman, 2011). En este sentido, el sostenimiento del suministro energético involucra dimensiones que trascienden el ámbito técnico, pues incide directamente en la equidad social, la productividad y la sostenibilidad de los territorios. De su provisión estable dependen la continuidad de las actividades agrícolas, el funcionamiento de servicios públicos básicos y la posibilidad de inserción en dinámicas de innovación y desarrollo local.

En Ecuador, la prestación del servicio eléctrico aún enfrenta limitaciones estructurales reflejadas en interrupciones, caídas de tensión y picos de demanda no atendidos (Operador Nacional de Electricidad, 2024). Estas deficiencias se asocian con restricciones en la capacidad de transmisión y distribución, revelando un déficit de infraestructura y una limitada reserva operativa (Peña et al., 2025). En la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas, tales limitaciones afectan de manera directa a comunidades rurales e indígenas como Chigüilpe, Cóngoma y Tsáchila del Búa, generando pérdidas y dificultades en el acceso a servicios esenciales (Gobernación de la Provincia de Santo Domingo, 2024).

La nacionalidad Tsáchila constituye uno de los pueblos originarios más representativos de la región, con arraigo histórico y un acervo cultural de alto valor patrimonial. Su organización comunal y su vínculo con el territorio conforman un tejido social que refuerza la identidad local y la gobernanza comunitaria (Di Corcia et al., 2021; Nagar et al., 2021). No obstante, la persistencia de limitaciones energéticas acentúa la vulnerabilidad económica y social de sus comunas, especialmente en aquellas cuya economía depende de la agricultura y la ganadería a pequeña escala.

Si bien no existen investigaciones centradas en la Comuna Tsáchila del Búa, se han desarrollado experiencias de electrificación y generación fotovoltaica en otras comunidades indígenas ecuatorianas. Entre ellas destaca la iniciativa que analizó los procesos de electrificación en las comunidades amazónicas Achuar, Kichwa y Siona, evidenciando diferencias sustantivas entre aquellas con acceso a la electricidad y las que aún carecen de él (Ten Palomares & Boni Aristizabal, 2016). Asimismo, el proyecto Wasakentsa en la provincia de Morona Santiago implementó un sistema solar fotovoltaico aislado que mejoró la atención médica, la educación y las telecomunicaciones (Quinche Bravo et al., 2024); el proyecto Kara Solar introdujo energía solar y transporte fluvial eléctrico en comunidades Achuar ; y la empresa CentroSur ha desplegado sistemas fotovoltaicos autónomos en zonas rurales de difícil acceso. También, evaluaciones socioeconómicas realizadas en Tiwintza evidenciaron una relación positiva entre factibilidad técnica y mejoras en calidad de vida (Romero-Aucancela et al., 2024).

En la Comuna Tsáchila del Búa, el suministro eléctrico depende de la red nacional, cuya intermitencia limita el desarrollo de las actividades productivas, educativas y domésticas. Los cortes de energía reducen la eficiencia de los sistemas de riego y refrigeración, restringen la mecanización agrícola y afectan la continuidad de la enseñanza y los servicios básicos, lo que incrementa la vulnerabilidad socioeconómica de la población (Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca, 2021). Este escenario se agrava ante el cambio climático y la falta de alternativas energéticas locales que brinden autonomía y resiliencia comunitaria.

La problemática energética de la comuna refleja un patrón extendido en el medio rural ecuatoriano, donde la pobreza energética afecta desproporcionadamente a comunidades indígenas, condicionando el desarrollo humano y limitando la equidad territorial (Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2022). Por tanto, surge la necesidad de explorar alternativas que reduzcan la dependencia de la red, promuevan la diversificación de fuentes y fortalezcan la sostenibilidad ambiental y económica de las comunidades. Entre estas alternativas, la generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos interconectados representa una opción viable, probada en contextos similares, capaz de ofrecer continuidad del suministro con costos competitivos y mínima huella ambiental (Canziani et al., 2021).

En este trabajo se diseñó un sistema solar fotovoltaico interconectado para la Comuna Tsáchila del Búa, orientado a optimizar el aprovechamiento del recurso solar y mejorar la calidad y continuidad del suministro eléctrico. El estudio articula el diagnóstico energético de la comuna con una propuesta tecnológica contextualizada, integrando datos de demanda local, parámetros climáticos y análisis técnico económico mediante HOMER PRO®. Con ello, se busca generar evidencia técnica que contribuya a la planificación energética comunitaria y a la formulación de estrategias de electrificación sostenible en territorios rurales e indígenas en todo el territorio ecuatoriano.

MATERIALES Y MÉTODOS

Ubicación del área de estudio

La investigación se desarrolló en la comuna Tsáchila del Búa, ubicada al noroeste de la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas, Ecuador, en las coordenadas $-0,1805^{\circ}$ S y $-79,2432^{\circ}$ O. Esta comunidad, perteneciente a la nacionalidad Tsáchila, cuenta con aproximadamente 540 habitantes distribuidos en 120 viviendas. La Figura 1 presenta la ubicación geográfica del área de estudio, incluyendo la localización de la provincia dentro del territorio ecuatoriano, la posición de la comuna dentro de la provincia y la finca de la familia Aguavil, donde se desarrolló la investigación.

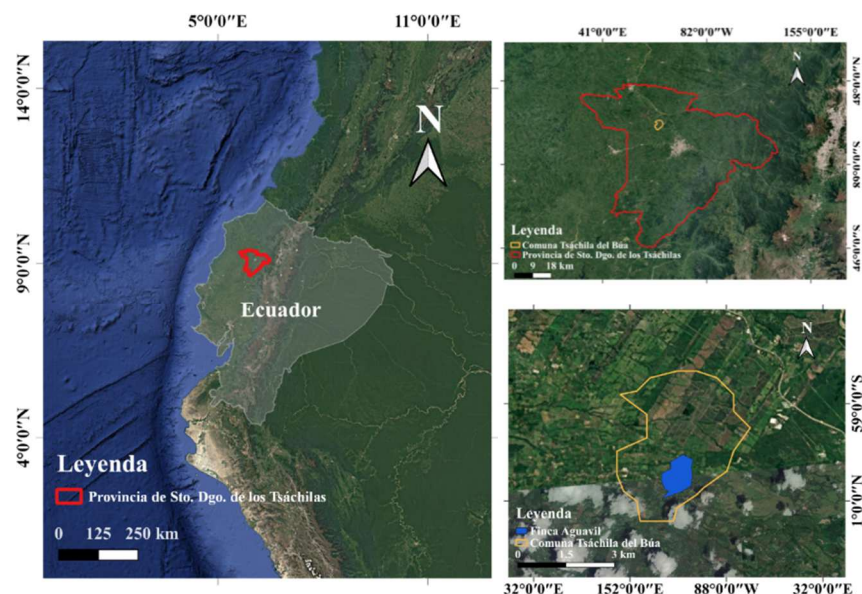


Figura 1. Localización del área de estudio.

Evaluación del recurso solar y condiciones climáticas

La información atmosférica fue extraída de la base de datos de meteorología superficial y energía solar de la plataforma *NASA Power v2.3.6*, abarcando un periodo de 20 años (2003–2023). La Tabla 1 muestra los promedios anuales de irradiación solar diaria y temperatura, los cuales son de $4,6 \text{ kWh m}^{-2} \text{ día}^{-1}$ y $24,5 \text{ °C}$, respectivamente.

Tabla 1. Datos meteorológicos de la comunidad Tsáchila del Búa. Fuente. NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources, (2023).

Mes	Índice claridad	Irradiación diaria (kWh m^{-2})	Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)
Enero	0,54	4,85	25,0
Febrero	0,53	4,78	25,2
Marzo	0,52	4,70	25,4
Abril	0,50	4,55	25,0
Mayo	0,49	4,40	24,6
Junio	0,48	4,25	24,0
Julio	0,49	4,30	23,8
Agosto	0,51	4,55	24,2
Septiembre	0,53	4,80	24,8
Octubre	0,54	4,95	25,0
Noviembre	0,53	4,85	24,8
Diciembre	0,54	4,90	24,9

Perfil de demanda eléctrica

El consumo eléctrico de la comuna Tsáchila del Búa se obtuvo a partir de la base de datos del Geoportal de la Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública (CNEL EP, 2024). Los datos recopilados incluyeron 29 medidores activos en la zona de estudio, lo que permitió caracterizar el consumo de un total de 120 viviendas, equivalentes a aproximadamente 540 habitantes. A partir de esta información se elaboró un perfil de carga horario, considerando tanto las demandas residenciales como las agropecuarias de la comunidad (Figura 2).

Configuración del sistema

De acuerdo con el protocolo de investigación, se llevó a cabo un análisis de los recursos renovables disponibles en la zona de estudio y se estimó la demanda eléctrica. Luego, se introdujeron los datos técnicos correspondientes en HOMER Pro® para identificar la combinación energética más eficiente. La Figura 3 presenta el procedimiento metodológico general empleado en el estudio de prefactibilidad, incorporando las condiciones locales, los costos asociados a la instrumentación, operación y mantenimiento, así como otros factores relevantes para el sistema de generación eléctrica. La evaluación consideró una simulación horaria a lo largo de un año, destinada a satisfacer la demanda de energía mediante el Costo Neto Presente (NPC). Además, se definieron dos escenarios de operación: uno híbrido, combinando la red con energía fotovoltaica; y otro como un sistema aislado.

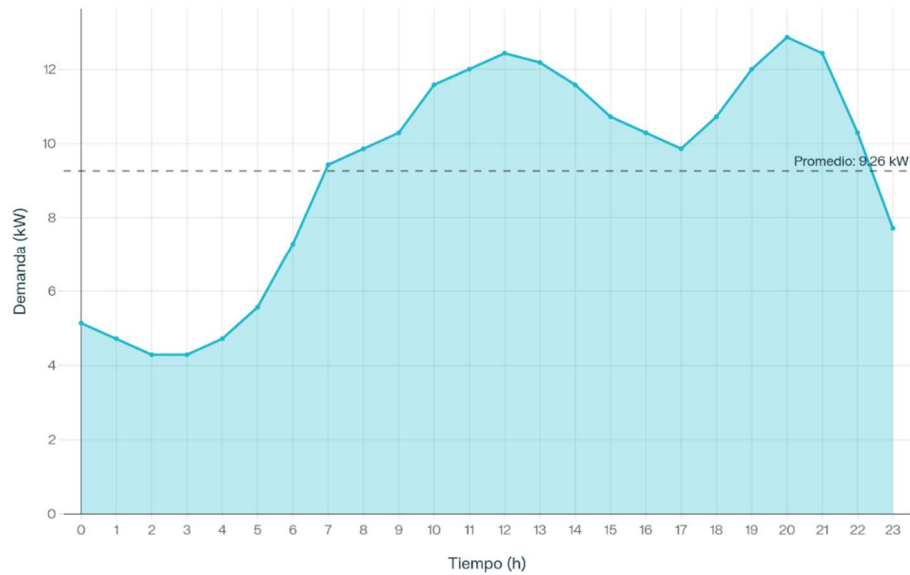


Figura 2. Perfil de carga diaria de la comuna Tsáchila del Búa.

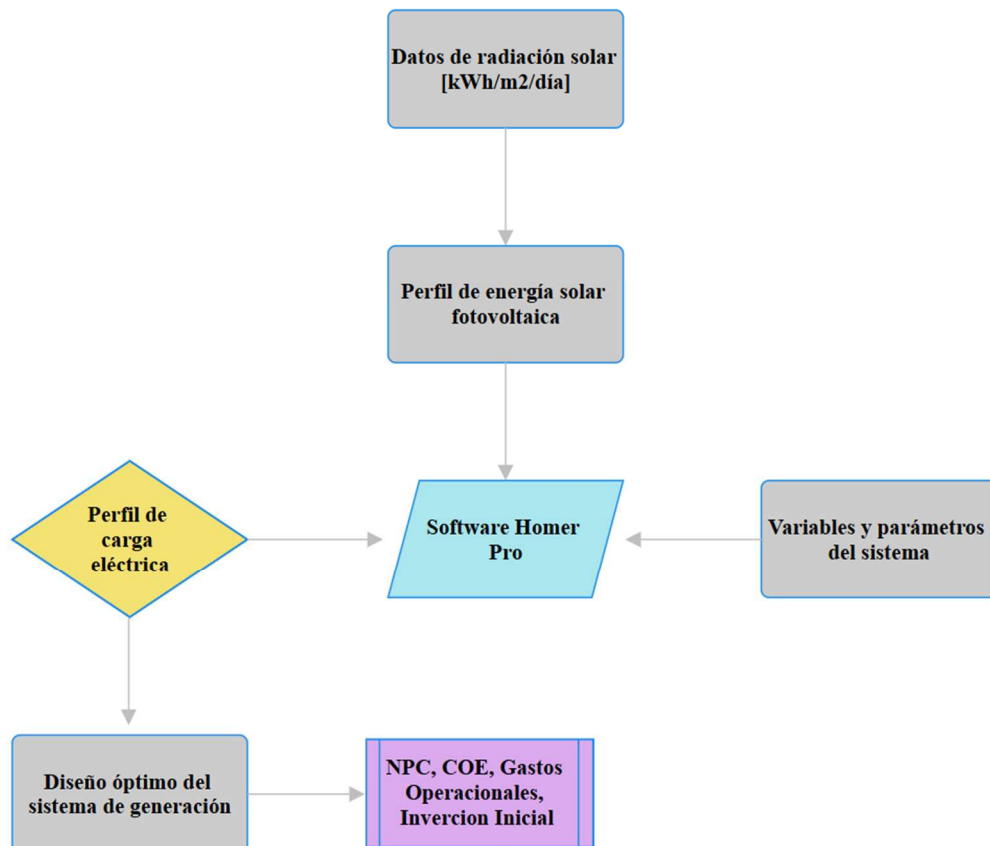


Figura 3. Representación del proceso de optimización mediante diagrama en HOMER Pro®.

Componentes del sistema analizado

Red eléctrica pública

Se ingresaron los parámetros correspondientes en el software HOMER Pro®, dado que el sistema en estudio se configura como una microrred interconectada con la red eléctrica convencional. En las inmediaciones del área de análisis se localiza infraestructura perteneciente a CNEL EP, vinculada a la Subestación (S/E) Colorados del Búa. Para la evaluación económica, se tomó como referencia la resolución emitida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (2024), la cual aprueba el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica, en el que se establece un costo promedio de 0,09 USD kWh⁻¹ para el sector del estudio.

Planta de generación eléctrica fotovoltaica

Se seleccionaron módulos Canadian Solar MaxPower CS6X-325P de silicio policristalino, con una potencia unitaria de 325 W, alcanzando una capacidad instalada de 77,9 kW. En el marco ecuatoriano, el costo promedio de mercado se estima en 180 USD por panel, equivalente a aproximadamente 0,55 USD W⁻¹, mientras que el costo de reposición se proyecta en 60 USD por módulo. De acuerdo con los criterios establecidos en el software HOMER Pro®, se considera un costo de operación y mantenimiento anual de 31 USD, con una vida útil del sistema de 25 años. Para el dimensionamiento, se aplicó un factor de seguridad del 0,85 y la Hora Solar Pico (HSP) correspondiente a la irradiancia mínima local. La generación de energía fotovoltaica se estimó mediante la ecuación de cálculo de HOMER Energy (2024), la cual permitió determinar la producción anual esperada y los indicadores técnicos del sistema; para lo cual se expresa a posterior (Ec 1).

$$P_{PV} = P_{pc,STC}(f_{PV}) \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_P(T_C - T_{C,STC})] \quad \text{Ec 1}$$

Donde:

P_{PV} : capacidad nominal del sistema de generación fotovoltaico (kW)

f_{PV} : factor de reducción del panel fotovoltaico (%)

G_T : radiación solar incidente en el sistema de generación fotovoltaico (PV) (kW m⁻²)

$G_{T,STC}$: radiación solar incidente en condiciones estándar en el sistema PV (1 kW m⁻²)

α_P : coeficiente de temperatura (% / °C), proporcionado por el fabricante

T_C : temperatura PV (1 kW m⁻²)

$T_{C,STC}$: temperatura PV en condiciones estándar (25 °C)

Sistema de control de carga y almacenamiento energético

Según Sepulveda Mora et al. (2019) el controlador de carga constituye un componente esencial en los sistemas fotovoltaicos, ya que regula el flujo de energía entre los módulos solares y el sistema de almacenamiento. Su función es precautelar que la transferencia de energía hacia las baterías se realice de manera segura y eficiente, evitando tanto la sobrecarga como la descarga profunda, lo que contribuye a prolongar la vida útil del sistema de almacenamiento. En este sentido, y considerando la

importancia del dimensionamiento adecuado del banco de baterías para brindar una autonomía y estabilidad del sistema, se aplicó la ecuación (EC 2) para determinar la cantidad de unidades requeridas.

$$C_{bat} = \frac{E_d \times n_a}{n_{bat} \times DoD \times V_{bat}} \quad \text{Ec 2}$$

C_{bat} : capacidad de la batería en amperios-hora (Ah)

E_d : energía demandada diaria (Wh)

n_a : número de días de autonomía del sistema (días)

n_{bat} : eficiencia de la batería

DoD : Profundidad de descarga permisible (%)

V_{bat} : Voltaje nominal de la batería (V)

Convertidor eléctrico de energía

La investigación desarrollada considera una configuración híbrida compuesta por distintos elementos interconectados mediante barras de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), dentro de la cual el sistema fotovoltaico constituye la fuente principal de generación. La energía producida es gestionada a través de un banco de baterías que permite el almacenamiento y suministro estable ante variaciones de demanda o disponibilidad solar. Por lo tanto, el inversor adquiere un papel fundamental al posibilitar la conversión de la energía de corriente continua a alterna, lo que posibilita la compatibilidad operativa del sistema con la red eléctrica y las cargas conectadas. Su dimensionamiento, elemento clave para el desempeño global del sistema, se determina mediante la Ecuación 3, conforme a los criterios técnicos establecidos en el diseño.

$$P_{inv} = \frac{E_{L,m\acute{a}x}}{n_{dc/ac}} \quad \text{Ec 3}$$

Donde:

P_{inv} : capacidad del convertidor de potencia

$E_{L,m\acute{a}x}$: demanda máxima de energía, requerida para la carga (Wh)

$n_{dc/ac}$: eficiencia de conversión

Método Analytic Hierarchy Process

El *Analytic Hierarchy Process* (AHP), desarrollado por Thomas L. Saaty en la década de 1970, es un método de decisión multicriterio que permite descomponer problemas complejos en una estructura jerárquica de criterios y alternativas. Su enfoque se basa en comparaciones por pares para asignar pesos relativos, integrando tanto juicios cualitativos como cuantitativos y transformando las preferencias de los expertos en valores numéricos mediante una escala fundamental (Emrouznejad & Marra, 2017). En este estudio, su aplicación complementa los resultados obtenidos con el software de simulación HOMER Pro®, al facilitar la selección de la alternativa óptima entre los escenarios evaluados.

Secuencia de pasos del método seleccionado

En primer lugar, se estableció la estructura jerárquica del problema, conformada por el objetivo general, los criterios de evaluación y las alternativas analizadas. Posteriormente, se elaboró la matriz de comparación por pares, en la cual cada criterio se valoró respecto a los demás, de acuerdo con su importancia relativa. Esta relación se representa mediante la matriz $A = [a_{ij}]$, donde a_{ij} expresa la preferencia del criterio i sobre el criterio j , lo que se muestra en la Ec 4:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & a_{13} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & a_{23} \\ \frac{1}{a_{13}} & \frac{1}{a_{23}} & 1 \end{bmatrix} \quad \text{Ec 4}$$

A partir de esta matriz se obtuvo el vector propio normalizado, que define los pesos de cada criterio según la Ec 5:

$$W_i = \frac{\sum_{j=1}^n a_{ij}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij}} \quad \text{Ec 5}$$

Luego, se verificó la consistencia de los juicios emitidos, calculando el Índice de Consistencia (CI) y la Razón de Consistencia (CR), conforme a las ecuaciones Ec 6 y Ec 7.

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad \text{Ec 6}$$

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad \text{Ec 7}$$

Donde:

$\lambda_{\max}$: valor propio máximo

RI : índice aleatorio correspondiente al número de criterios.

Finalmente, los pesos obtenidos se combinaron con las valoraciones de las alternativas, determinando la prioridad global de cada escenario para su posterior selección.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los escenarios analizados se organizaron en dos alternativas comparables: (i) sistema solar fotovoltaico conectado a la red y (ii) sistema fotovoltaico aislado, ambas definidas y simuladas mediante el software HOMER Pro®. Para la aplicación del método de toma de decisiones multicriterio AHP, se establecieron dos dimensiones de evaluación: económica y técnica, con el propósito de jerarquizar las alternativas de forma objetiva y reproducible. En la dimensión económica se consideraron el costo de energía (COE), el periodo de recuperación de la inversión (payback), el capital inicial (IC) y los costos de operación y

mantenimiento (OpC), obtenidos de los resultados de simulación. La dimensión técnica incluyó la producción fotovoltaica anual y mensual, la energía comprada e inyectada a la red, así como la viabilidad de integración del sistema (inversor y punto de conexión). La Tabla 2 recopila los principales resultados del proceso de optimización desarrollado en HOMER Pro®.

Tabla 2. Optimización de resultados para sistemas con y sin conexión a la red.

Parámetro	Escenario on-grid	Escenario off-grid
Potencia instalada (kW)	77,9	77,9
Energía anual generada (kWh)	95.284	91.650
Inversión inicial (USD)	93.879,17	128.500
COE (USD kWh ⁻¹)	0,0645	0,112
Costo operativo anual (USD año ⁻¹)	5.437,80	3.980,00
Vida útil del sistema (años)	25	25
Fuente de respaldo	Red eléctrica pública	Banco de baterías (480 V, 300 Ah)
Tipo de inversor	CAT BDI-SI-1Ph (18 kW)	Inversor off-grid MPPT (20 kW)
Factor de capacidad (%)	14	13,5
Interconexión eléctrica	S/E Colorados del Búa	No aplica

Determinación de la alternativa óptima mediante un enfoque multicriterio

Para seleccionar la alternativa más adecuada entre los sistemas on-grid y off-grid, se aplicó el método AHP considerando los criterios técnicos y económicos derivados de los resultados obtenidos. Los criterios evaluados fueron: costo total del sistema (C1), desempeño energético (C2), costo nivelado de energía (C3), autonomía y confiabilidad (C4) y vida útil del sistema (C5). En la Tabla 3 se presentan las ponderaciones asignadas y la valoración normalizada de cada escenario. Los resultados obtenidos evidencian que el escenario on-grid alcanza el mayor valor ponderado (0,85), por lo que se considera la alternativa óptima dentro de las condiciones técnicas y económicas analizadas.

Tabla 3. Ponderaciones y valoración comparativa de los escenarios evaluados mediante el método AHP.

Criterio	Ponderación	Escenario on-grid	Escenario off-grid
C1	0,35	0,80	0,40
C2	0,25	0,90	0,80
C3	0,20	1,00	0,60
C4	0,15	0,60	1,00
C5	0,05	1,00	1,00
Resultado ponderado total	1,00	0,85	0,66

Análisis del mejor escenario AHP

Mediante el uso del software HOMER Pro®, se simuló el comportamiento energético del sistema fotovoltaico propuesto en la zona de estudio, considerando las condiciones de irradiancia, los perfiles de consumo y las características técnicas de la red local. Los resultados de los escenarios on-grid y off-grid se evaluaron mediante el método AHP, utilizando criterios técnicos y económicos ponderados de

la siguiente manera: costo total del sistema (35 %), desempeño energético (25 %), costo nivelado de energía (20 %), autonomía y confiabilidad (15 %) y vida útil (5 %).

El análisis indicó que el escenario on-grid obtuvo la mayor puntuación ponderada, constituyéndose como la alternativa óptima bajo las condiciones evaluadas. La arquitectura del sistema seleccionado incluye un arreglo fotovoltaico con una capacidad instalada de 77,9 kW, una producción anual estimada de 95.284 kWh y un factor de capacidad del 14 %. El sistema opera con un inversor CAT BDI-SI-1Ph de 18 kW, conectado a la S/E Colorados del Búa, lo que permite la inyección de energía a la red pública y el respaldo desde esta. La inversión inicial requerida es de 93.879,17 USD, con un costo operativo anual de 5.437,80 USD y un COE de 0,0645 USD kWh⁻¹, proyectando una vida útil del sistema de 25 años.

Energía solar fotovoltaica

La capacidad nominal del arreglo fotovoltaico es de 77,9 kW, con una producción anual estimada de 95.284 kWh y un factor de capacidad del 14 %. La potencia media del sistema es aproximadamente 10,9 kW, mientras que el inversor seleccionado posee una potencia nominal de 18 kW. La generación se concentra en horas diurnas, con picos entre las 10:00 y 14:00, disminuyendo significativamente fuera de ese intervalo, mientras que la demanda nocturna se abastece desde la red. El sistema requiere una inversión inicial de 93.879,17 USD, con un costo operativo anual de 5.437,80 USD, un COE de 0,0645 USD kWh⁻¹ y una vida útil proyectada de 25 años. Esta configuración se refleja en la potencia de salida diaria del sistema, la cual se presenta en la Figura 4, mostrando la variabilidad horaria de la generación y su correspondencia con la demanda local, lo que permite evidenciar la contribución efectiva de la energía fotovoltaica dentro del patrón de consumo de la comunidad.

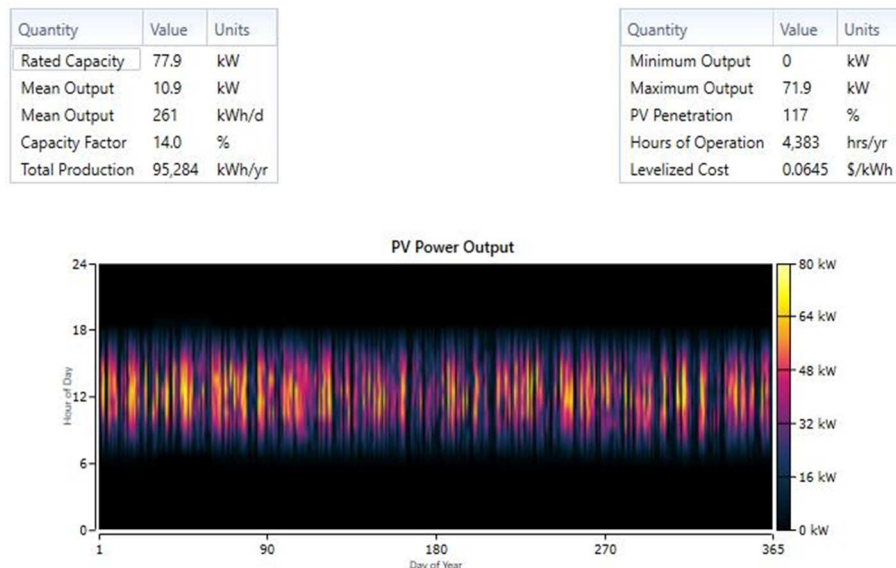


Figura 4. Salida de potencia del sistema fotovoltaico y mapa de calor de generación horaria/día durante el año.

Además, la Figura 5 presenta el balance energético anual y mensual obtenido del reporte de HOMER Pro®, en el cual se resumen los flujos de energía del sistema fotovoltaico conectado a red. En el panel superior se detallan los valores anuales de producción, consumo y excedentes eléctricos, mientras que

el panel inferior muestra la generación mensual en barras apiladas, diferenciando la contribución fotovoltaica (verde) y las compras a la red (naranja). Se observa que la producción solar mantiene una tendencia estable durante el año, cubriendo cerca de la mitad del total de energía consumida, con excedentes significativos y sin déficit de carga. La fracción renovable alcanza el 49,3 %, con una producción total de 95.284 kWh año⁻¹ y compras a red de 45.075 kWh año⁻¹.

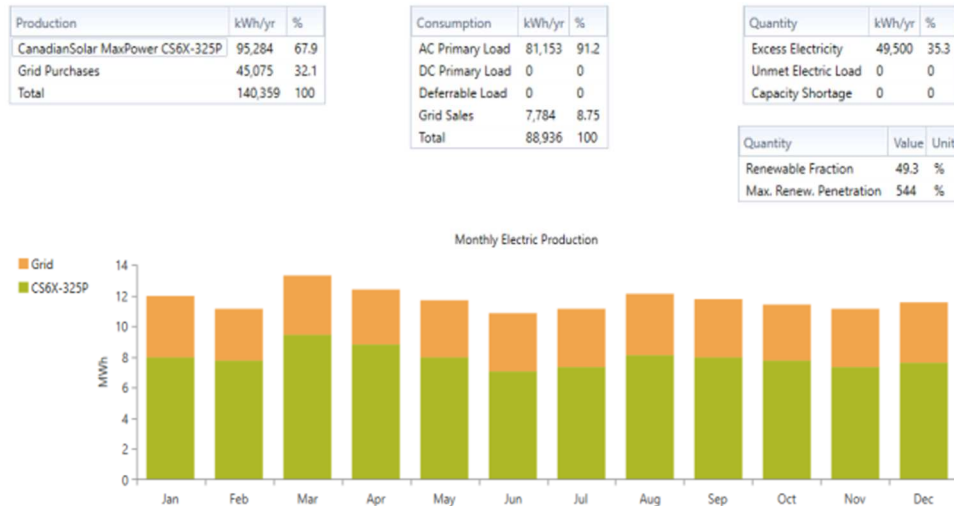


Figura 5. Balances anuales y producción eléctrica mensual apilada del sistema fotovoltaico conectado a red.

La Figura 6 muestra el reporte de intercambios energéticos con la red eléctrica. En el cuadro superior se presentan los valores mensuales y anuales de energía comprada y vendida, junto con los cargos correspondientes. Los mapas de calor inferiores ilustran la distribución horaria de la potencia adquirida e inyectada durante el año, evidenciando el comportamiento típico de un sistema fotovoltaico interconectado: compras principalmente nocturnas y exportaciones en horas solares. En conjunto, el sistema adquirió 45.075 kWh año⁻¹ y vendió 7.784 kWh año⁻¹, con una compra neta de 37.291 kWh y un costo anual de 4.056,72 USD, sin cargos por demanda, lo que refleja la complementariedad operativa entre la generación fotovoltaica y la red.

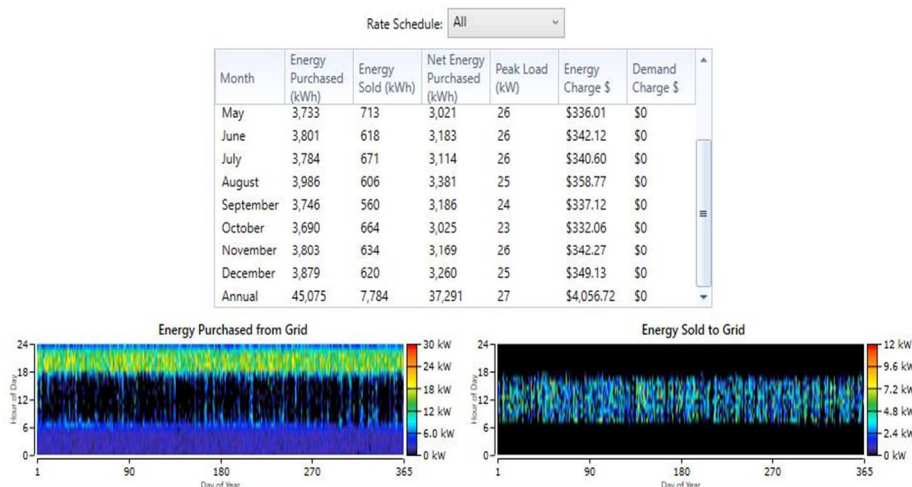


Figura 6. Intercambios energéticos con la red eléctrica y distribución horaria anual.

Equipo de conversión de potencia del sistema

El sistema utiliza un inversor de potencia modelo CAT BDI-SI-1Ph con una capacidad nominal de 18 kW y una eficiencia de conversión del 96 %. De acuerdo con los resultados de simulación, la potencia media de salida es de 10,9 kW, alcanzando valores máximos cercanos a la potencia nominal durante las horas de mayor irradiancia. El factor de capacidad del conjunto es del 14 %, con un tiempo de operación anual aproximado de 5.300 h año⁻¹. La energía procesada por el inversor se estima en 91.000 kWh año⁻¹ en la entrada y 87.360 kWh año⁻¹ en la salida, lo que representa pérdidas por conversión del orden de 3.640 kWh año⁻¹. La inversión inicial asociada al equipo se calcula en 7.400,00 USD, con costos de sustitución de 1.350,00 USD y de operación y mantenimiento de 6.200,00 USD a lo largo de su vida útil de 25 años.

Sumario financiero

El resumen financiero del sistema óptimo muestra una inversión inicial de 93.879,17 USD, con un costo operativo anual de 5.437,80 USD y un COE de 0,0645 USD kWh⁻¹. El NPC asciende a 93.879,17 USD, confirmando la viabilidad económica del proyecto dentro del horizonte de 25 años. El flujo de caja proyectado, representado en la Figura 7, evidencia un desembolso inicial elevado asociado a la instalación de los módulos fotovoltaicos y del inversor, seguido de costos de operación y mantenimiento relativamente bajos a lo largo de la vida útil. Se observa además un reemplazo puntual hacia el año 20 y una recuperación parcial del valor residual del sistema al final del periodo, lo que respalda su sostenibilidad financiera y el retorno progresivo de la inversión.

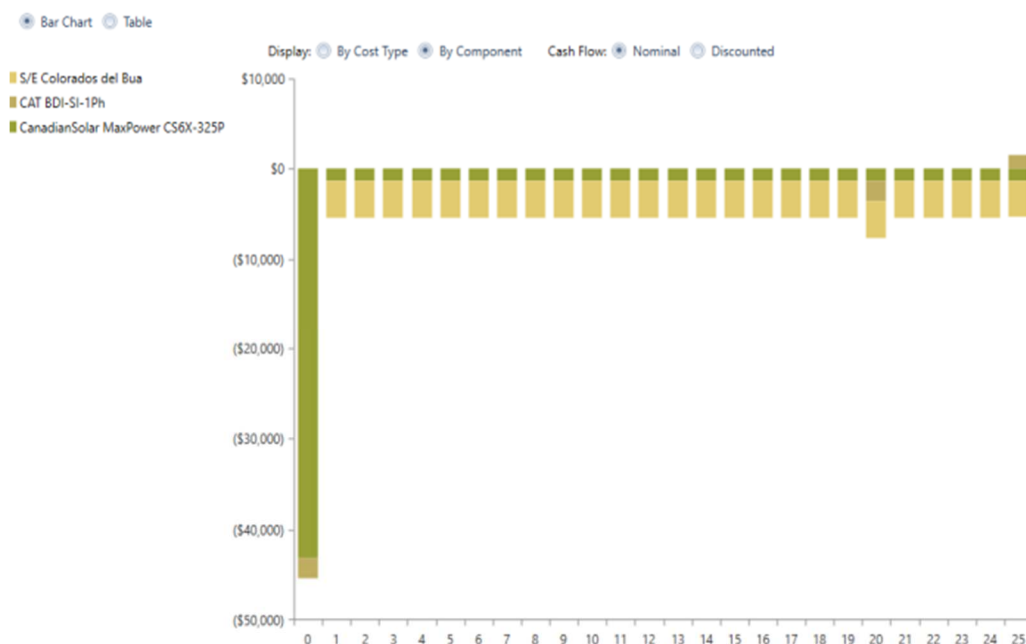


Figura 7. Flujo de caja nominal anual del sistema fotovoltaico por componente.

CONCLUSIONES

En este estudio, se evaluaron dos configuraciones energéticas para la comuna Tsáchila del Búa: un sistema interconectado a la red eléctrica nacional (on-grid) y un sistema autónomo con almacenamiento en baterías (off-grid). Ambas alternativas se simularon mediante el software HOMER Pro®, considerando criterios técnicos y económicos. La selección de la opción óptima se realizó aplicando el método Analytic Hierarchy Process (AHP), con ponderaciones para el costo total del sistema (35 %), desempeño energético (25 %), costo nivelado de energía (20 %), autonomía y confiabilidad (15 %), y vida útil (5 %). Los resultados identificaron al escenario on-grid como la alternativa preferida, con un valor ponderado de 0,85 en comparación con 0,66 para el off-grid.

El análisis financiero reveló que el sistema on-grid requiere una inversión inicial de 93.879,17 USD, con un COE de 0,0645 USD kWh⁻¹ y un costo operativo anual de 5.437,80 USD. En contraste, el off-grid demanda 128.500 USD y un COE de 0,112 USD kWh⁻¹. El NPC del sistema óptimo equivale a la inversión inicial, confirmando su viabilidad económica a largo plazo dentro de un horizonte temporal de 25 años.

Técnicamente, el sistema fotovoltaico interconectado, con una capacidad instalada de 77,9 kW, genera 95.284 kWh anuales, de los cuales 7.784 kWh se inyectan como excedentes a la red pública a través de la S/E Colorados del Búa. Durante las horas diurnas, la producción solar cubre la demanda local y permite exportaciones al sistema nacional, mientras que en periodos nocturnos se adquieren 45.075 kWh desde la red. Este intercambio bidireccional optimiza el aprovechamiento del recurso solar, alcanza una fracción renovable del 49,3 % y mejora la estabilidad del suministro eléctrico en la comuna, reduciendo la vulnerabilidad ante interrupciones de la red.

Estos hallazgos aportan evidencia relevante para la planificación energética sostenible en comunidades rurales indígenas de Ecuador, en consonancia con experiencias reportadas en regiones amazónicas y costeras. Como limitación del estudio, cabe señalar que la simulación se fundamenta en datos históricos y proyecciones futuras, por lo que se recomienda realizar una validación empírica tras su implementación. Investigaciones futuras podrían considerar la incorporación de otras fuentes de energía renovable y evaluar la escalabilidad del modelo en otras comunas de la nacionalidad Tsáchila, contribuyendo de este modo a la equidad territorial y a la transición hacia un sistema energético basado en energías limpias.

LITERATURA CITADA

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2024). *Apruébese el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica del año 2024* (No. Nro. ARCERNNR-034/2023). Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- Canziani, F., Vargas, R., & Gastelo-Roque, J. A. (2021). Hybrid Photovoltaic-Wind Microgrid With Battery Storage for Rural Electrification: A Case Study in Perú. *Frontiers in Energy Research*, 8. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.528571>
- CNEL EP. (2024). *Geoportal* (CNEL EP) [Map]. CNEL EP. <https://geoportal.cnelep.gob.ec/cnel/>

- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2022). *Los servicios básicos de agua potable y electricidad como sectores clave para la recuperación transformadora en América Latina y el Caribe*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://www.cepal.org/es/enfoques/servicios-basicos-agua-potable-electricidad-como-sectores-clave-la-recuperacion>
- Di Corcia, T., Scano, G., Martínez-Labarga, C., Sarno, S., De Fanti, S., Luiselli, D., & Rickards, O. (2021). Uniparental Lineages from the Oldest Indigenous Population of Ecuador: The Tsachilas. *Genes*, 12(8), 1273. <https://doi.org/10.3390/genes12081273>
- Dinkelman, T. (2011). The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa. *American Economic Review*, 101(7), 3078-3108. <https://doi.org/10.1257/aer.101.7.3078>
- Emrouznejad, A., & Marra, M. (2017). The state of the art development of AHP (1979–2017): A literature review with a social network analysis. *International Journal of Production Research*, 55(22), 6653-6675. <https://doi.org/10.1080/00207543.2017.1334976>
- Gobernación de la Provincia de Santo Domingo. (2024). *Comuna Tsáchila Colorados del Búa: Gabinete Itinerante*. Gobernación de la Provincia de Santo Domingo. <https://gubernacionsdsachilas.gob.ec/en-la-comuna-tsachila-colorados-del-bua-se-realizo-un-gabinete-itinerante/>
- HOMER Pro. (2024). *How HOMER Calculates the PV Array Power Output*. HOMER Pro 3.15. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html
- Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca. (2021). *MAG apoya el potencial agropecuario de Santo Domingo de los Tsáchilas – Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca*. Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca. <https://www.agricultura.gob.ec/mag-apoya-el-potencial-agropecuario-de-santo-domingo-de-los-tsachilas/>
- Nagar, S. D., Conley, A. B., Chande, A. T., Rishishwar, L., Sharma, S., Mariño-Ramírez, L., Aguinaga-Romero, G., González-Andrade, F., & Jordan, I. K. (2021). Genetic ancestry and ethnic identity in Ecuador. *Human Genetics and Genomics Advances*, 2(4). <https://doi.org/10.1016/j.xhgg.2021.100050>
- NASA. (2023). *NASA POWER Project: Prediction of Worldwide Energy Resources*. NASA Langley Research Center. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Operador Nacional de Electricidad. (2024). *Informe de Gestión: 2024* (p. 38). CENACE. <https://www.cenace.gob.ec/biblioteca/>
- Peña, D., Téllez, A. A., & Jurado, F. (2025). Reliability Assessment of Ecuador's Power System: Metrics, Vulnerabilities, and Strategic Perspectives. *Energies*, 18(12). <https://doi.org/10.3390/en18123059>
- Quinche Bravo, O. V., Michael Salinas Guaman, E., Armijos, F. C., García Márquez, F., & Huerta, M. K. (2024). Development of Photovoltaic Systems for Indigenous Communities in Amazonia. 2024

IEEE 42nd Central America and Panama Convention (CONCAPAN XLII), 1-6.
<https://doi.org/10.1109/CONCAPAN63470.2024.10933905>

Romero-Aucancela, H. A., Tapia-Tapia, M. E., & Solís-Muñoz, J. B. (2024). Evaluación de proyectos de inversión en energía solar fotovoltaica en Tiwintza, Morona Santiago- Ecuador. *Religación*, 9(41), e2401245. <https://doi.org/10.46652/rgn.v9i41.1245>

Sepulveda Mora, S. B., Luna Paipa, E. A., Laguado Serrano, M. A., & Bustos Márquez, L. F. (2019). Performance comparison between PWM and MPPT charge controllers. *Scientia et technica*, 24(1), 6. <https://doi.org/10.22517/23447214.20681>

Ten Palomares, M., & Boni Aristizabal, A. (2016). Visiones de la electrificación rural en la Amazonía Ecuatoriana: Disputando lógicas hegemónicas. *Letras Verdes. Revista Latinoamericana de Estudios Socioambientales*, 20, 4-21. <https://doi.org/10.17141/letrasverdes.20.2016.2181>

BIODATA

Santiago Fabricio Torres Vacacela: Ingeniero eléctrico por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador, noviembre 2025. Autor de la publicación científica: “Optimización de microrred aislada en la comunidad indígena de Teweno con HOMER PRO® y el método multicriterio ELECTRE”, enero 2025. Se desempeñó como ayudante de cátedra de la materia de Electrónica de Potencia en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la misma institución, 2024.

Alan Ariel Arias Águila: Ingeniero eléctrico por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador, noviembre 2025.

Jostin Rodolfo Loza Cagua: Ingeniero eléctrico por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador, noviembre 2025.

Cristian Patricio Villafuerte Verdezoto: Ingeniero eléctrico por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador, noviembre 2025.

Alfonso Javier Gunsha-Morales: Docente contratado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Electricidad de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador. Candidato PhD en el programa de Doctorado en Energías Renovables. Máster Universitario en Ingeniería Electrónica, Universidad de Calabria, Italia, 2014. Ingeniero electrónico, Universidad de Calabria, Italia, 2011. Publicaciones: “Assessment of Single-Axis Solar Tracking System Efficiency in Equatorial Regions: A Case Study of Manta, Ecuador” (Energies, MDPI, 2024) y “Development of a Mouse for Individuals Without Upper Limbs Using Arduino Technology” (IEEE, 2022).