Journal of Multidisciplinary Novel Journeys & Explorations

ISSN: 3091-1990

Vol. 4 Núm. 1 (2026)

EDITORIAL JOGB

JMNJE V4. N1. 136

Evaluación técnico económica de microgeneración híbrida solar eólica para un campus universitario en Ecuador

Techno economic assessment of hybrid solar wind microgeneration for a university campus in Ecuador

Autores:

Alberto Ricardo Delgado Revilla
Universidad Técnica Estatal de Quevedo
Quevedo – Ecuador
adelgador@uteq.edu.ec
https://orcid.org/0009-0009-2726-2338

Pedro Daniel Rosado Macías
Universidad Técnica Estatal de Quevedo
Quevedo – Ecuador
pedrorosadomacias2001@gmail.com
https://orcid.org/0009-0007-1063-8242

Danner Anderson Figueroa Guerra
Universidad Técnica Estatal de Quevedo
Quevedo – Ecuador
dfigueroag@uteq.edu.ec
https://orcid.org/0000-0003-1040-5485

Carlos Hugo Lozada Cabrera
Universidad Técnica Estatal de Quevedo
Quevedo – Ecuador
clozadac@uteq.edu.ec
https://orcid.org/0000-0002-2087-6806

Autor de correspondencia: *Alberto Ricardo Delgado Revilla,* adelgador@uteq.edu.ec

Enviado: 13-05-2026 **Revisado:** 15-08-2026
Aceptado: 20-09-2026 **Publicado:** 21-09-2026

Cómo citar este artículo:

Delgado Revilla, A. R., Rosado Macías, P. D., Figueroa Guerra, D. A., & Lozada Cabrera, C. H. (2026). Evaluación técnico económica de microgeneración híbrida solar eólica para un campus universitario en Ecuador. *Journal of Multidisciplinary Novel Journeys & Explorations*, *4*(1), 1-16. https://doi.org/10.63688/fbgnqf49

© 2026; Los autores. Este es un artículo en acceso abierto, distribuido bajo los términos de una licencia Creative Commons (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0) que permite el uso, distribución y reproducción en cualquier medio, siempre que la obra original sea correctamente citada.

RESUMEN

La transición hacia generación distribuida renovable en campus universitarios exige integrar recurso local, demanda y viabilidad financiera. Se evaluó el Campus La María de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo mediante registros institucionales 2017–2023, datos solares PVGIS 5.3, información eólica de Windfinder y dimensionamiento analítico. Los siete registros institucionales disponibles (126, 132, 178, 255, 148, 303 y 489 kWh) tienen una media aritmética de 233 kWh; sin embargo, la documentación disponible no permite verificar que compartan una base temporal diaria. Por ello, 233 kWh/día y el objetivo de sustitución de 139,8 kWh/día se mantienen únicamente como escenario condicional y requieren confirmación en la fuente primaria. Para el dimensionamiento conservador se emplearon 1,8 HSP/día del mes crítico y un PR de 0,847. La alternativa de 600 Wp requiere 91,70 kWp calculados y 153 módulos, equivalentes a 91,80 kWp instalados. Con la irradiación anual reportada de 1332 kWh/m²-año, la generación fotovoltaica indicativa es aproximadamente 103,6 MWh/año; no obstante, el ahorro no puede equipararse a toda esa generación sin un perfil temporal de carga, autoconsumo y excedentes. La velocidad media eólica de 2,57 m/s es inferior al arranque del AIR 30 (2,7 m/s), por lo que no se asigna producción eólica anual verificable. La viabilidad financiera definitiva queda condicionada a validar la unidad temporal de la demanda, el balance horario de autoconsumo, la tarifa y el desglose del CAPEX.

Palabras clave: microgeneración; fotovoltaica; energía eólica; campus universitario; evaluación técnico-económica.

ABSTRACT

The transition toward renewable distributed generation on university campuses requires the integration of local resources, demand, and financial feasibility. The La María Campus of the Technical State University of Quevedo was assessed using 2017–2023 institutional records, PVGIS 5.3 solar data, Windfinder wind information, and analytical sizing. The seven available institutional records (126, 132, 178, 255, 148, 303, and 489 kWh) have an arithmetic mean of 233 kWh; however, the available documentation does not verify that they share a daily time basis. Therefore, 233 kWh/day and the 139.8 kWh/day substitution target are retained only as a conditional scenario and require confirmation from the primary source. Conservative sizing used 1.8 peak-sun-hours per day for the critical month and a performance ratio of 0.847. The 600 Wp alternative requires 91.70 kWp of calculated capacity and 153 modules, equivalent to 91.80 kWp of installed capacity. Using the reported annual irradiation of 1332 kWh/m²-year, indicative photovoltaic generation is approximately 103.6 MWh/year; nevertheless, savings cannot be equated with all generated energy without a time-resolved load, self-consumption, and export balance. The mean wind speed of 2.57 m/s is below the AIR 30 cut-in speed of 2.7 m/s, so no verifiable annual wind-energy contribution is assigned. Definitive financial feasibility remains conditional on validating the demand time unit, the self-consumption balance, the electricity tariff, and the CAPEX breakdown.

Keywords: microgeneration; photovoltaics; wind energy; university campus; techno-economic assessment.

ISSN: 3091-1990

Vol. 4 Núm. 1 (2026)

1. INTRODUCCIÓN

La generación distribuida y las microrredes universitarias se han consolidado como alternativas para reducir compras de energía, mejorar resiliencia y convertir los campus en laboratorios vivos de transición energética. La literatura reciente muestra que la factibilidad depende de la correspondencia entre generación y carga, del dimensionamiento de los recursos distribuidos y de los incentivos o condiciones económicas disponibles (Husein & Chung, 2018; Sima et al., 2022; Hasan et al., 2026).

En contextos ecuatorianos, la complementariedad entre tecnologías renovables debe evaluarse con información meteorológica local y criterios técnico-económicos. Arévalo et al. (2020) demostraron que la configuración óptima de sistemas híbridos en Ecuador cambia de forma sensible con la estrategia de gestión energética y los costos de los componentes. De manera complementaria, Sánchez-Gutiérrez y Ríos (2026) reportaron que el recurso solar ecuatoriano puede sustentar proyectos fotovoltaicos con indicadores de desempeño competitivos cuando el emplazamiento y la escala se seleccionan adecuadamente.

Los sistemas híbridos solar-eólicos no son automáticamente superiores a una solución monofuente. La conveniencia de la hibridación depende del nivel del recurso eólico y de su complementariedad temporal con la irradiación solar. Estudios de optimización han mostrado que, cuando el viento es débil, el costo adicional de turbinas y mantenimiento puede superar el beneficio energético obtenido (Yang et al., 2009; Ramli et al., 2016; Razmjoo et al., 2017). Por ello, el diseño debe partir de una caracterización del recurso y no de una preferencia tecnológica previa.

El Campus La María de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo presenta disponibilidad de áreas para generación renovable y una demanda eléctrica con crecimiento irregular. Bajo este contexto, el objetivo del artículo es evaluar la factibilidad técnica y económica de un sistema de microgeneración híbrida solar-eólica, integrando recurso solar, velocidad del viento, demanda, dimensionamiento fotovoltaico, producción eólica e indicadores financieros. El análisis se estructura con criterios de trazabilidad, coherencia dimensional y comparación propios de estudios técnico-económicos de sistemas híbridos (Javed & Ma, 2019; Javed et al., 2019; Khan et al., 2021).

Doi: https://doi.org/10.63688/fbgnqf49

ISSN: 3091-1990
Vol. 4 Núm. 1 (2026)

2. METODOLOGÍA

El estudio se desarrolló en el Campus La María de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, provincia de Los Ríos, Ecuador (coordenadas aproximadas -1,079396; -79,502100). La investigación fue aplicada, no experimental y de alcance descriptivo-comparativo, con integración de registros institucionales, caracterización de recursos renovables, dimensionamiento eléctrico y evaluación financiera.

Para el recurso solar se utilizaron datos de PVGIS 5.3 del Joint Research Centre de la Comisión Europea para las coordenadas del campus, con cobertura 2005–2023 y consulta documental realizada el 21 de septiembre de 2026. Se analizaron irradiación global y temperatura, con inclinación de diseño de 15° y orientación hacia el ecuador geográfico. La irradiación global anual consignada en la base de trabajo fue 1332 kWh/m²-año. Para el dimensionamiento se adoptó HSP = 1,8 h/día como condición conservadora del mes crítico, obtenida de 55,75 kWh/m²-mes/31 días = 1,80 kWh/m²-día. Este valor se utiliza para potencia de diseño y no para anualizar la generación; la producción anual se estima separadamente con la irradiación anual disponible.

Para el recurso eólico se utilizó Windfinder como fuente cartográfica de referencia, consultada en 2026, que reporta aproximadamente 5 nudos (2,57 m/s) para el emplazamiento. La evidencia conservada no documenta una serie horaria o subhoraria, el periodo estadístico exacto ni la altura de medición; por ello, el dato se emplea únicamente para caracterización preliminar. El equipo evaluado es un Primus Windpower AIR 30 de 400 W, rotor de 1,17 m y velocidad de arranque declarada de 2,7 m/s. Sin una serie temporal de viento y una curva de potencia integrada no se atribuye producción eólica anual al balance económico.

El procesamiento se realizó con PVGIS 5.3 para el recurso solar, Windfinder para la referencia eólica, MATLAB y hojas de cálculo para el dimensionamiento y la evaluación financiera. El análisis reportado se basa en el dimensionamiento analítico de la configuración seleccionada; no se emplean resultados de simuladores externos como evidencia de producción anual de la planta.

Los registros institucionales disponibles para 2017–2023 son 126, 132, 178, 255, 148, 303 y 489 kWh. Su media aritmética es exactamente 233 kWh: (126+132+178+255+148+303+489)/7 = 233. No obstante, la fuente primaria disponible

Doi: https://doi.org/10.63688/fbgnqf49

presenta inconsistencias de rotulación temporal y no permite demostrar que cada registro represente consumo diario. En consecuencia, el valor de 233 kWh/día no se considera una demanda diaria empíricamente validada, sino un escenario de diseño condicionado a la verificación de la unidad temporal en los registros originales. Bajo ese escenario, el objetivo del 60 % es E60 = 0,60×233 = 139,8 kWh/día. Si la fuente primaria confirma otra base temporal, deberán recalcularse potencia, cobertura y evaluación económica.

El dimensionamiento fotovoltaico se realizó mediante dos enfoques: capacidad geométrica del área disponible (20 m × 50 m, inclinación de 15°, márgenes y separación) y potencia necesaria para cubrir el 60 % del escenario de demanda. Se compararon módulos monocristalinos nominales de 600 Wp y 615 Wp. La documentación disponible consigna para la alternativa de 600 Wp una eficiencia de 23,21 %, coeficiente de potencia de −0,31 %/°C y temperatura nominal de operación de 45 °C, y para el inversor de referencia una potencia de 10 kW y eficiencia máxima aproximada de 98,1 %. La marca, el modelo, las dimensiones exactas de ambos módulos y el modelo exacto del inversor no constan en la evidencia documental conservada; por tanto, estos datos deben verificarse en las fichas técnicas antes de una implementación o réplica física.

El factor de rendimiento se expresó como $PR = \eta inv \cdot \eta cc \cdot \eta ca \cdot \eta suc \cdot \eta mis \cdot \eta temp$. La hoja de trabajo conserva el valor agregado PR = 0,847 para 600 Wp y PR = 0,850 para 615 Wp, pero no documenta de forma individual todos los factores ηcc, ηca, ηsuc y ηmis; por ello, el PR se reporta como parámetro de cálculo pendiente de trazabilidad completa. La potencia requerida se calculó con $Pps = E60/(HSP \cdot PR)$. Para 600 Wp: 139,8/(1,8×0,847) = 91,70 kWp; 153 módulos producen 91,80 kWp instalados. Para 615 Wp: 139,8/(1,8×0,850) = 91,37 kWp; 150 módulos producen 92,25 kWp instalados. Para no anualizar la HSP crítica, la producción fotovoltaica indicativa se estima con la irradiación anual reportada: $Eanual \approx Pinst \times 1332 \times PR$, resultando ≈103,6 MWh/año para 91,80 kWp y PR 0,847, y ≈104,5 MWh/año para 92,25 kWp y PR 0,850. Estas cifras representan producción técnica indicativa; el ahorro económico requiere cruzar la generación con el perfil temporal de carga, autoconsumo y excedentes.

El componente eólico se evaluó con un aerogenerador Primus Windpower AIR 30 de 400 W, diámetro de rotor de 1,17 m y velocidad de arranque de 2,7 m/s. La ecuación $Pv = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$ (ρ = 1,225 kg/m³; A = 1,075 m²) se mantuvo únicamente para ilustrar la potencia cinética

ISSN: 3091-1990
Vol. 4 Núm. 1 (2026)

disponible a una velocidad dada. No se utilizó esta ecuación con la velocidad media para estimar producción anual, porque la velocidad media del sitio (2,57–2,60 m/s) es inferior o prácticamente igual al umbral de arranque. Una estimación anual válida requiere la curva de potencia real del equipo y una distribución temporal de velocidades a altura conocida.

La documentación económica disponible reporta una inversión inicial agregada de USD 60 033,25 antes de IVA y USD 69 038,24 con IVA, y un OPEX anual agregado de USD 3 110. El OPEX incluye USD 1 000/año atribuidos al aerogenerador, aunque no se dispone de producción eólica anual verificable. Tampoco se conserva un desglose auditable del CAPEX por módulos, inversores, estructuras, aerogenerador, instalación, transporte y otros rubros, ni una separación de inversión entre un escenario exclusivamente fotovoltaico y otro fotovoltaico + eólico. Por esta razón, no es metodológicamente válido atribuir los indicadores financieros agregados a un escenario fotovoltaico puro ni construir dos escenarios de inversión sin documentación adicional. El ahorro bruto previamente utilizado, USD 8 252,97/año, equivale a valorar 51 027 kWh/año a aproximadamente USD 0,162/kWh; sin embargo, 51 027 kWh/año es la anualización del objetivo condicional de 139,8 kWh/día y no una estimación de generación fotovoltaica. La fuente tarifaria y su fecha de vigencia no constan en la documentación disponible. En consecuencia, VAN, TIR, ROI y payback se presentan únicamente como resultados históricos del supuesto financiero original y no como indicadores definitivos de factibilidad. Una reevaluación válida debe usar producción mensual u horaria de PVGIS, perfil de demanda, fracción de autoconsumo, tratamiento de excedentes, tarifa documentada, CAPEX desagregado y una tasa de descuento sustentada. Las tasas de 5 %, 10 %, 15 % y 20 % se conservan únicamente como análisis de sensibilidad, sin atribuirles carácter normativo mientras no se documente su fuente financiera.

3. RESULTADOS

Los resultados muestran una marcada asimetría entre los recursos solar y eólico y, al mismo tiempo, delimitan la incertidumbre asociada a la demanda y a la evaluación financiera. El recurso fotovoltaico permite un dimensionamiento técnico reproducible a partir de la irradiación disponible, mientras que la contribución eólica y los indicadores económicos requieren información adicional para una validación definitiva.

Doi: https://doi.org/10.63688/fbgnqf49

Tabla 1.

Recursos energéticos y demanda de referencia

Variable	Resultado principal	Implicación de ingeniería
Irradiación solar mensual	55.75–130.51 kWh/m²	Recurso solar con variación estacional.
Irradiación global anual	1332 kWh/m²-año	Nivel técnicamente aprovechable para FV.
Irradiancia global máxima	473.99 W/m²	Base para evaluación térmica del módulo.
Temperatura media	21.2–24.5 °C	Condición moderada; pérdidas térmicas controlables.
Velocidad media del viento	5 kt ≈ 2.57 m/s	Insuficiente para generación eólica significativa.
Escenario de demanda de diseño	233 kWh/día (condicional)	Media de siete registros; unidad temporal pendiente de verificación.

Nota. Los siete registros 2017–2023 promedian 233 kWh, pero la evidencia disponible no permite verificar que su unidad temporal sea diaria. El uso de 233 kWh/día y 139,8 kWh/día es, por tanto, un escenario condicionado a esa verificación.

El análisis por espacio mostró capacidad para 340 módulos de 600 Wp y 300 módulos de 615 Wp. Bajo el escenario condicional de 139,8 kWh/día y HSP crítica de 1,8 h/día, la alternativa de 600 Wp requiere 91,70 kWp y se redondea a 153 módulos (91,80 kWp instalados); la de 615 Wp requiere 91,37 kWp y se redondea a 150 módulos (92,25 kWp instalados). La disponibilidad física no constituye la restricción dominante.

Tabla 2.

Resultados del dimensionamiento fotovoltaico

Parámetro	Módulo 600 Wp	Módulo 615 Wp
Paneles instalables por espacio	340	300

Doi: https://doi.org/10.63688/fbgnqf49

Parámetro	Módulo 600 Wp	Módulo 615 Wp
Energía objetivo diaria (60 %)	139,8 kWh/día	139,8 kWh/día
HSP de diseño (mes crítico)	1.8 h/día	1.8 h/día
Eficiencia térmica	95.56 %	95.94 %
Factor de rendimiento	0.847	0.850
Potencia pico calculada	91,70 kWp	91,37 kWp
Potencia instalada	91,80 kWp	92,25 kWp
Generación FV anual indicativa	≈103,6 MWh/año	≈104,5 MWh/año
Número de módulos	153	150
Número de inversores	10	10

Nota. La potencia requerida se obtiene de la ecuación de dimensionamiento; la potencia instalada resulta del redondeo al número entero de módulos. La generación anual es indicativa y se calcula con la irradiación anual reportada, no con 1,8 HSP/día durante 365 días.

El recurso eólico resultó insuficiente para cuantificar una contribución anual confiable. La velocidad media de referencia (2,57–2,60 m/s) es inferior o prácticamente igual a la velocidad de arranque del AIR 30 (2,7 m/s). La ecuación cúbica arroja 11,6 W de potencia cinética disponible y aproximadamente 3,7 W bajo los coeficientes adoptados a 2,6 m/s; sin embargo, extrapolar este valor durante 24 h/día produciría 32,4 kWh/año y sobreestimaría la energía real, porque ignora periodos por debajo del arranque y la curva de potencia. En consecuencia, 32,4 kWh/año se conserva solo como límite teórico ilustrativo y no se incorpora al balance económico base.

Tabla 3.

Desempeño del subsistema eólico

Indicador	Valor
Potencia nominal del aerogenerador	400 W

Doi: https://doi.org/10.63688/fbgnqf49

ISSN: 3091-1990

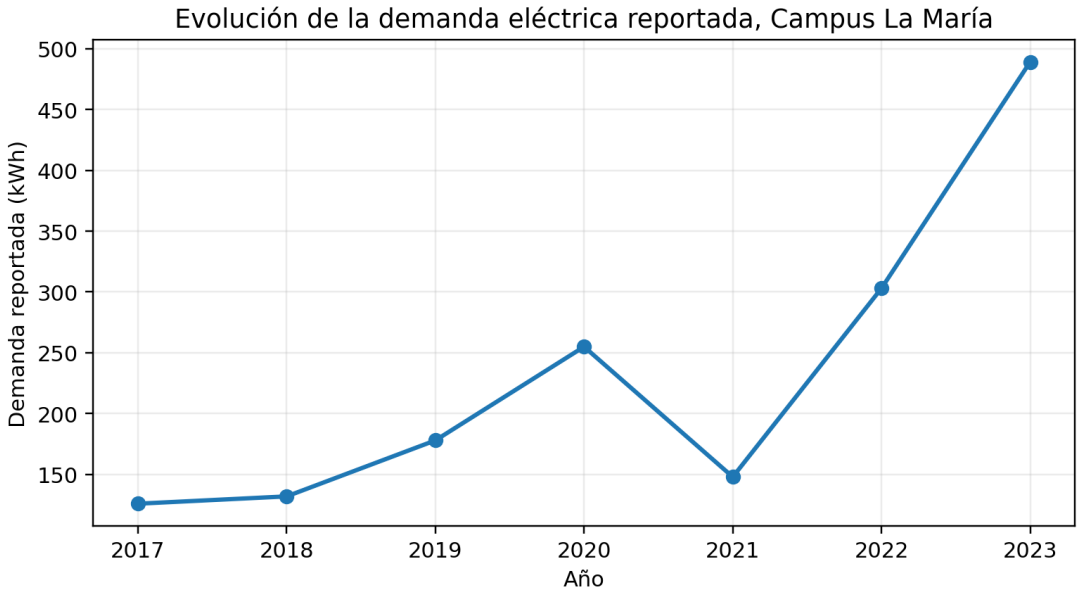
Vol. 4 Núm. 1 (2026)

Indicador	Valor
Velocidad de arranque	2.7 m/s
Velocidad media del sitio	2.57–2.60 m/s
Área barrida	1.075 m²
Potencia cinética disponible a 2,6 m/s	11.6 W
Potencia teórica útil a 2,6 m/s	3.7 W
Energía diaria por extrapolación (no validada)	88.8 Wh/día
Energía anual por extrapolación (no validada)	32,4 kWh/año (solo referencia teórica)

Nota. Los valores de potencia son teóricos a 2,6 m/s. La energía anual de 32,4 kWh/año no se considera producción validada; requiere serie temporal de viento y curva de potencia del fabricante.

Figura 1.

Evolución de la demanda eléctrica reportada del Campus La María, 2017-2023



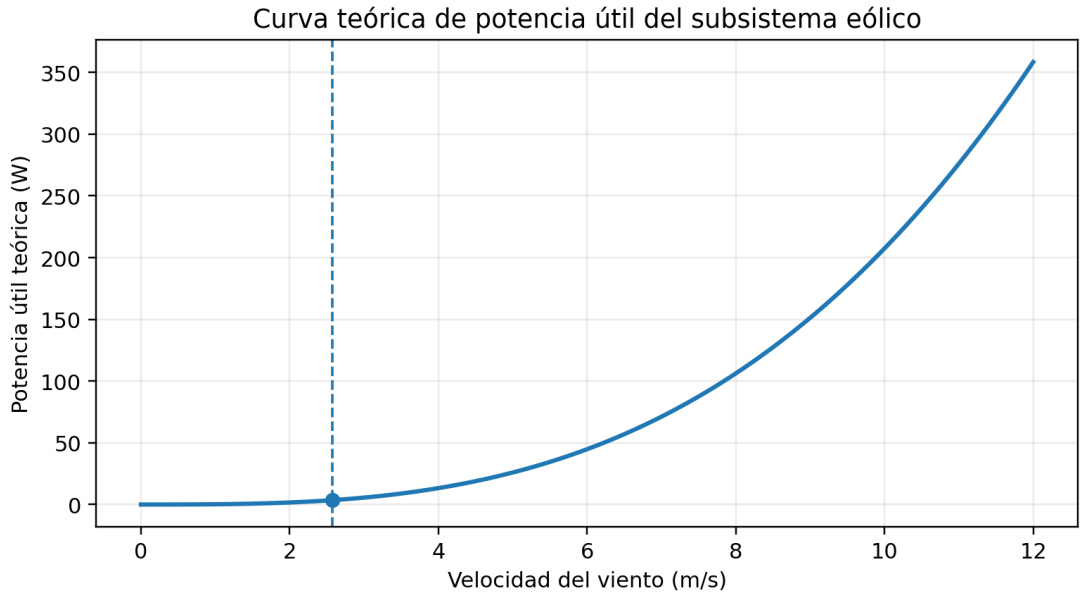
Doi: https://doi.org/10.63688/fbgnqf49

Nota. Registros institucionales 2017–2023. La figura reproduce los valores originales; su unidad temporal no puede verificarse con la documentación disponible y, por ello, no deben interpretarse como consumos anuales ni diarios sin consultar la fuente primaria.

Los valores reportados aumentan en términos absolutos entre 2017 y 2023, con una reducción en 2021. Debido a la incertidumbre sobre su base temporal, la figura se utiliza únicamente para documentar los registros disponibles. Su media es 233 kWh, pero la conversión de esa media a 233 kWh/día permanece condicionada a la verificación de la unidad original.

Figura 2.

Curva teórica de potencia útil del subsistema eólico en función de la velocidad del viento



Nota. Curva calculada con $Pv = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$, $\rho = 1.225$ kg/m³, $A = 1.075$ m², $Cp = 0.35$ y eficiencia = 0.9. La línea discontinua identifica la velocidad media del sitio (2.57 m/s).

La curva teórica evidencia la dependencia cúbica de la potencia cinética respecto a la velocidad del viento. No representa la curva de potencia del aerogenerador ni debe integrarse para obtener energía anual. Dado que la velocidad media de referencia está por debajo del arranque, el subsistema eólico se clasifica como demostrativo hasta disponer de mediciones temporales a altura definida y de la curva de potencia del AIR 30.

Los resultados técnicos del artículo corresponden al dimensionamiento analítico de la configuración fotovoltaica. La estimación de producción anual se basa en la irradiación anual

ISSN: 3091-1990
Vol. 4 Núm. 1 (2026)

disponible y debe complementarse, para una evaluación de inversión, con una serie mensual u horaria de generación y con el perfil temporal de carga del campus.

Tabla 4.

Indicadores económicos del sistema híbrido

Indicador	Resultado	Interpretación
Inversión inicial sin IVA	USD 60 033.25	Monto agregado reportado; desglose por tecnología no documentado.
Inversión total con IVA	USD 69 038.24	Monto agregado reportado; no permite separar FV y FV+eólico.
Mantenimiento anual	USD 3 110	Incluye USD 1 000/año del aerogenerador sin producción anual verificable.
Flujo neto anual	USD 5 142.97/año	Resultado del supuesto financiero original; requiere recalcularse.
VAN (20 %)	-USD 43 994.12	Resultado histórico del modelo original; no definitivo.
TIR	4.14 %	Resultado histórico del modelo original; no definitivo.
Payback	14 años	Resultado histórico del modelo original; no definitivo.
ROI	48.99 %	Resultado histórico del modelo original; no definitivo.
VAN (5 %)	-USD 4 945	Sensibilidad original; requiere recalcularse.
VAN (10 %)	-USD 25 253	Sensibilidad original; requiere recalcularse.

Doi: https://doi.org/10.63688/fbgnqf49

Indicador	Resultado	Interpretación
VAN (15 %)	-USD 36 847	Sensibilidad original; requiere recalcularse.

Nota. Los indicadores de esta tabla reproducen el modelo financiero originalmente calculado, pero no constituyen una evaluación definitiva: la energía valorizada (51 027 kWh/año) corresponde al objetivo anualizado de demanda y no a la producción fotovoltaica estimada con PVGIS. Deben recalcularse una vez validados demanda, autoconsumo, excedentes, tarifa, CAPEX desagregado y tasa de descuento.

4. DISCUSIÓN

La evaluación confirma que la decisión tecnológica debe estar guiada por la calidad del recurso y por la coherencia entre demanda y generación. Con una irradiación global anual de 1332 kWh/m²-año, la fotovoltaica presenta una base técnica consistente para autoconsumo. El dimensionamiento conservador utiliza 1,8 HSP/día, correspondiente al mes de menor irradiación, evitando confundir este valor con el promedio anual equivalente de 3,65 HSP/día. Este enfoque es coherente con estudios de campus que destacan la necesidad de ajustar capacidad, perfil de carga y recurso solar (Husein & Chung, 2018; Sima et al., 2022; Kabir et al., 2024; Zhou et al., 2025).

La principal limitación del componente eólico es la insuficiencia de información temporal. Una velocidad media de 2,57 m/s está por debajo del umbral de arranque de 2,7 m/s del equipo evaluado; una producción anual defendible exige una distribución temporal de velocidades a altura conocida y la curva de potencia del fabricante. Por ello, el subsistema eólico se considera demostrativo y no aporta energía al balance cuantificado. Este tratamiento es consistente con la necesidad de evitar que el costo adicional de la hibridación se interprete como ventajoso cuando el recurso eólico es débil (Yang et al., 2009; Ramli et al., 2016; Razmjoo et al., 2017).

Desde la perspectiva eléctrica, el dimensionamiento condicional para 139,8 kWh/día conduce a 91,70 kWp requeridos con módulos de 600 Wp y a 91,80 kWp instalados después del redondeo a 153 unidades. Para 615 Wp, la potencia requerida es 91,37 kWp y la instalada 92,25 kWp con 150 módulos. La generación anual indicativa, calculada con 1332 kWh/m²-año y los PR declarados, es del orden de 103,6–104,5 MWh/año. Este resultado no equivale

automáticamente a ahorro: la fracción económicamente aprovechable depende del solapamiento temporal entre generación y carga, de la regulación aplicable a excedentes y de la tarifa efectivamente evitada.

La evaluación financiera requiere una revisión antes de emplearse para decidir una inversión. El modelo original valorizó 51 027 kWh/año, cifra que resulta de 139,8 kWh/día×365 y no de una estimación anual de generación basada en el recurso solar. Además, el CAPEX de USD 69 038,24 con IVA no está desagregado por tecnología y el OPEX incluye mantenimiento eólico pese a que no se asigna producción eólica anual. En estas condiciones, los VAN, TIR, payback y ROI previamente calculados deben interpretarse como resultados de un supuesto financiero no plenamente trazable. La literatura de factibilidad de sistemas híbridos subraya que la economía depende del perfil de carga, el despacho, el recurso y la estructura de costos (Das et al., 2021; Nazir et al., 2026). Una actualización deberá separar los escenarios FV y FV+eólico y documentar tarifa, CAPEX y tasa de descuento.

Los resultados también poseen relevancia para Ecuador. Arévalo et al. (2020) muestran que la gestión energética y la combinación de tecnologías modifican sustancialmente el costo de sistemas híbridos bajo condiciones ecuatorianas, mientras que Sánchez-Gutiérrez y Ríos (2026) reportan un desempeño fotovoltaico favorable en un proyecto ecuatoriano de mayor escala. Estos antecedentes respaldan la prioridad de optimizar el subsistema solar y tratar la eólica como componente académico o demostrativo mientras no se disponga de mediciones anemométricas de mayor resolución y duración.

5. CONCLUSIONES

El recurso solar del Campus La María es técnicamente aprovechable para microgeneración fotovoltaica. La irradiación global anual es 1332 kWh/m²-año; para el diseño se adoptó 1,8 HSP/día como condición conservadora del mes de menor irradiación (55,75 kWh/m²/31 días), no como promedio anual.

El recurso eólico local no permite sustentar una producción anual con los datos disponibles. La velocidad media de 2,57–2,60 m/s está por debajo o prácticamente en el umbral de arranque de 2,7 m/s; por ello, la cifra teórica de 32,4 kWh/año se excluye del balance base hasta disponer de serie temporal, altura de medición y curva de potencia del aerogenerador.

Bajo el escenario condicional de 233 kWh/día, el objetivo del 60 % es 139,8 kWh/día. La alternativa de 600 Wp requiere 91,70 kWp y queda en 91,80 kWp instalados con 153

módulos; la de 615 Wp requiere 91,37 kWp y queda en 92,25 kWp con 150 módulos. La validez de este dimensionamiento depende de confirmar que los registros institucionales originales poseen una base temporal compatible con kWh/día.

La producción fotovoltaica anual indicativa, estimada con la irradiación anual reportada y los PR declarados, es aproximadamente 103,6–104,5 MWh/año. Los indicadores financieros previamente calculados no deben considerarse definitivos porque valoran 51 027 kWh/año como si fueran generación aprovechable, no documentan el perfil de autoconsumo y excedentes, y combinan costos eólicos sin una producción eólica anual verificable. VAN, TIR, ROI y payback deben recalcularse con datos de demanda validados, generación temporal de PVGIS, tarifa documentada y CAPEX desagregado.

Como línea futura, la UTEQ debería desarrollar una microrred universitaria instrumentada con medición de alta resolución, gestión de demanda y evaluación de almacenamiento. La combinación de datos reales, simulación validada y análisis de sensibilidad permitiría mejorar la robustez de la decisión de inversión.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arévalo, P., Benavides, D., Lata-García, J., & Jurado, F. (2020). Techno-economic evaluation of renewable energy systems combining PV-WT-HKT sources: Effects of energy management under Ecuadorian conditions. International Transactions on Electrical Energy Systems, 30(10), e12567. https://doi.org/10.1002/2050-7038.12567

Das, B. K., Alotaibi, M. A., Das, P., Islam, M. S., Das, S. K., & Hossain, M. A. (2021). Feasibility and techno-economic analysis of stand-alone and grid-connected PV/Wind/Diesel/Batt hybrid energy system: A case study. Energy Strategy Reviews, 37, 100673. https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100673

Hasan, M. M., Refat, K. A., Ali, M. F., Alam, M. S., Obaidi, O., Ali, M., Islam, M. K., & Imran, I. H. (2026). Design and techno-economic validation of a university campus hybrid microgrid using HOMER Pro and DIgSILENT PowerFactory. Scientific Reports, 16, 17248. https://doi.org/10.1038/s41598-026-45872-9

Husein, M., & Chung, I.-Y. (2018). Optimal design and financial feasibility of a university campus microgrid considering renewable energy incentives. Applied Energy, 225, 273–289. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.036

Javed, M. S., & Ma, T. (2019). Techno-economic assessment of a hybrid solar-wind-battery system with genetic algorithm. Energy Procedia, 158, 6384–6392. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.211

Javed, M. S., Song, A., & Ma, T. (2019). Techno-economic assessment of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island using genetic algorithm. Energy, 176, 704–717. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.131

Kabir, M. A., Hasan, M. M., Hossain, T., Ahnaf, A., & Monir, H. (2024). Sustainable energy transition in Bangladeshi academic buildings: A techno-economic analysis of photovoltaic-based net zero energy systems. Energy and Buildings, 312, 114205. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114205

Khan, F. A., Pal, N., & Saeed, S. H. (2021). Optimization and sizing of SPV/Wind hybrid renewable energy system: A techno-economic and social perspective. Energy, 233, 121114. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121114

Nazir, K., Siam, M. M. N., & Islam, A. T. M. S. (2026). Techno-economic feasibility and sensitivity analysis of stand-alone hybrid renewable energy system: A case study at university campus in Bangladesh. Energy Conversion and Management: X, 29, 101514. https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101514

Ramli, M. A. M., Hiendro, A., & Al-Turki, Y. A. (2016). Techno-economic energy analysis of wind/solar hybrid system: Case study for western coastal area of Saudi Arabia. Renewable Energy, 91, 374–385. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.071

Razmjoo, A., Qolipour, M., Shirmohammadi, R., Heibati, S. M., & Faraji, I. (2017). Techno-economic evaluation of standalone hybrid solar-wind systems for small residential districts in the central desert of Iran. Environmental Progress & Sustainable Energy, 36(4), 1194–1207. https://doi.org/10.1002/ep.12554

Sánchez-Gutiérrez, E., & Ríos, S. J. (2026). Utility-scale solar photovoltaics in Ecuador: Integrated techno-economic and environmental assessment of a 200 MWp plant. Solar, 6(3), 33. https://doi.org/10.3390/solar6030033

Sima, C. A., Popescu, C. L., Popescu, M. O., Roscia, M., Seritan, G., & Panait, C. (2022). Techno-economic assessment of university energy communities with on/off microgrid. Renewable Energy, 193, 538–553. https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.047

Yang, H., Zhou, W., Lu, L., & Fang, Z. (2009). Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system. Applied Energy, 86(2), 163–169. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.03.008

Zhou, H., Bi, J., Lv, Y., Zhao, W., Zhang, H., & Du, T. (2025). Techno-economic analysis of solar photovoltaic systems integrated with battery energy storage for university campuses. Journal of Energy Storage, 129, 117360. https://doi.org/10.1016/j.est.2025.117360

CONFLICTO DE INTERESES

No existe.

FINANCIAMIENTO

No aplica.

CONTRIBUCIÓN DE AUTORÍA

Conceptualización: Alberto Ricardo Delgado Revilla, Pedro Daniel Rosado Macías.
Metodología: Alberto Ricardo Delgado Revilla.
Investigación: Pedro Daniel Rosado Macías, Danner Anderson Figueroa Guerra.
Redacción – borrador original: Alberto Ricardo Delgado Revilla, Pedro Daniel Rosado Macías, Danner Anderson Figueroa Guerra, Carlos Hugo Lozada Cabrera.
Redacción – revisión y edición: Alberto Ricardo Delgado Revilla, Pedro Daniel Rosado Macías, Danner Anderson Figueroa Guerra, Carlos Hugo Lozada Cabrera.