

Diseño de un sistema fotovoltaico híbrido a dos aguas para la minindustria Finca La Suiza

Design of a hybrid photovoltaic system for a gable roof at the La Suiza Farm mini-industry

✉ Ivelisse Almanza Fundora^{1*}, ✉ Francisco García Reina¹, ✉ Rigoberto Antonio Pérez Reyes¹,
✉ Oscar Brown Manrique¹ and ✉ Maiquel López Silva²

¹Universidad de Ciego de Ávila Máximo Gómez Báez (UNICA),
Ciego de Ávila, Cuba. E-mail: pancho@unica.cu, rigobertopr@unica.cu, obrown@unica.cu

²Universidad Católica Sedes Sapientiae, Lima, Perú. E-mail: mlopezs@ucss.edu.pe

*Autora para correspondencia: Ivelisse Almanza Fundora, e-mail: ivelisse@unica.cu

RESUMEN: La inestabilidad de la red eléctrica en zonas rurales de Cuba afecta la productividad de las pequeñas industrias, incrementando costos y dependencia de combustibles fósiles. Los sistemas fotovoltaicos conectados a red ofrecen una alternativa, aunque su generación concentrada al mediodía no siempre coincide con los perfiles de consumo. El objetivo de esta investigación es diseñar un sistema fotovoltaico híbrido con estructura a dos aguas (orientaciones este y oeste) para optimizar la generación diaria y garantizar el suministro eléctrico de la minindustria "Finca La Suiza" en Ciego de Ávila. Se realizó un análisis de carga y se dimensionó el generador FV con 40 paneles DSM-380MP (15,2 kWp), considerando la irradiación solar local de 5.28 kWh/m²/día y una inclinación de 24°. Se seleccionó un inversor híbrido SMA Sunny Tripower 15000TL-10. El diseño de la estructura a dos aguas se modeló para distribuir la generación y comparar su desempeño con una configuración Sur tradicional. El sistema genera una energía neta de 59.43 kWh/día, superando el consumo crítico de la industria. La estructura a dos aguas mostró un perfil de generación más plano y extendido, reduciendo el pico del mediodía en 25% y desplazando entre 15-20% de la producción hacia la mañana y la tarde. Esto mejora la coincidencia con la demanda y reduce la inyección en horas centrales. El inversor híbrido asegura continuidad operativa durante fallos de la red. El diseño representa una solución el contexto cubano, optimizando el uso de la radiación solar y favoreciendo la integración con la red local.

Palabras clave: ahorro energético, energía solar rural, inversor híbrido.

ABSTRACT: The instability of the electrical grid in rural areas of Cuba affects the productivity of small industries, increasing costs and dependence on fossil fuels. Grid-connected photovoltaic systems offer an alternative, although their generation concentrated at midday does not always match consumption profiles. The objective of this research is to design a hybrid photovoltaic system with a dual-pitch roof structure (east and west orientations) to optimize daily generation and guarantee the electricity supply for the mini-industry "Finca La Suiza" in Ciego de Ávila. A load analysis was performed, and the PV generator was sized with 40 DSM-380MP panels (15.2 kWp), considering the local average solar irradiance of 5.28 kWh/m²/day and an inclination of 24°. A hybrid inverter, the SMA Sunny Tripower 15000TL-10, was selected. The dual-pitch roof structure design was modeled to distribute generation and compare its performance with a traditional South-facing configuration. The system generates a net energy of 59.43 kWh/day, exceeding the critical consumption of the industry. The dual-pitch structure showed a flatter and more extended generation profile, reducing the midday peak by 25% and shifting 15-20% of production toward the morning and afternoon. This improves the match with demand and reduces injection during peak hours. The hybrid inverter ensures operational continuity during grid failures. The design represents a viable solution for the Cuban context, optimizing the use of solar radiation and favoring integration with the local grid.

Keywords: Energy Saving, Hybrid Inverter, Rural Solar Energy.

INTRODUCCIÓN

La transición hacia una matriz energética sostenible es un imperativo global y nacional. En Cuba, la Política para el desarrollo perspectivo de las fuentes renovables de energía y la eficiencia energética plantea la meta de generar el 24% de la electricidad con fuentes renovables para el año

2030 (*Gaceta Oficial de la República de Cuba*, 2019). Este objetivo cobra especial relevancia en el sector productivo rural, donde la inestabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se traduce en interrupciones que afectan la cadena de valor, aumentan los costos operativos por el uso de generadores diésel y limitan el desarrollo económico local (*Salazar-Quevedo et al.*, 2025).

Recibido: 10/08/2025

Aceptado: 20/01/2026

Conflicto de intereses: Los autores de este trabajo declaran no presentar conflicto de intereses.

Contribución de los autores: **Conceptualización y Redacción - borrador original:** Ivelisse Almanza Fundora. **Curación de datos, Investigación y Metodología:** Ivelisse Almanza Fundora, Francisco García Reina. **Supervisión y Validación:** Oscar Brown Manrique, Rigoberto Antonio Pérez Reyes. **Redacción - revisión y edición:** Ivelisse Almanza Fundora, Oscar Brown Manrique, Maiquel López Silva.

La mención de marcas comerciales de equipos, instrumentos o materiales específicos obedece a propósitos de identificación, no existiendo ningún compromiso promocional con relación a los mismos, ni por los autores ni por el editor



Este artículo se encuentra bajo los términos de la licencia Creative Commons Attribution-NonCommercial (CC BY-NC 4.0).
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>



La energía solar fotovoltaica (FV) se erige como una de las soluciones más idóneas para el contexto cubano, dada su alta irradiación solar promedio (aproximadamente 5 kWh/m²/día) y la disminución constante en los costos de la tecnología (IRENA, 2022). Las instalaciones FV conectadas a red en el sector industrial, ya sean en cubierta o en suelo, han sido ampliamente estudiadas a nivel internacional, demostrando beneficios en ahorro económico, reducción de huella de carbono y mejora de la confiabilidad del suministro (Saxena et al., 2021; Sharma y Kolhe, 2025).

En Cuba, la investigación y aplicación de sistemas FV han evolucionado desde sistemas aislados hacia parques solares de gran escala y sistemas de autoconsumo. Estudios como los de García-Reina et al. (2019) han documentado el potencial y el despliegue de parques FV en la provincia de Ciego de Ávila; sin embargo, la literatura científica nacional adolece de análisis detallados sobre aplicaciones FV híbridas (conectadas a red con capacidad de respaldo) un eslabón crítico para el desarrollo local, como señalan Álvarez-Villagómez y Concha-Ramírez (2025). Estos sistemas requieren no solo generar energía, sino también garantizar un suministro ininterrumpido ante las frecuentes fallas de la red.

Un aspecto técnico aún menos explorado en el ámbito local es la optimización del perfil de generación. Las configuraciones tradicionales, con todos los paneles orientados al sur geográfico con una inclinación fija, producen un pico pronunciado de energía al mediodía (Díaz-Santos et al., 2018). Este perfil puede no coincidir con la curva de carga de una minindustria, la cual puede tener demandas constantes o picos en horarios distintos, y puede saturar la capacidad de inyección de redes débiles. Estrategias de diseño como la división de arreglos en orientaciones este y oeste ("dos aguas") permiten aplanar la curva de generación, desplazando parte de la producción a las horas de la mañana y la tarde, mejorando así la sincronización generación-consumo y la integración a la red (Gamarra et al., 2021; Minuto et al., 2024).

Por lo tanto, se identifica una brecha de investigación en la aplicación y evaluación de sistemas FV híbridos con configuraciones de generación optimizadas (como estructuras a dos aguas) para el contexto específico de las minindustrias rurales cubanas, donde la intermitencia de la red y los perfiles de consumo son factores determinantes.

Este estudio contribuye a la comunidad científica y a la práctica profesional de la manera siguiente: presenta una metodología de diseño integral para un sistema FV híbrido adaptado a las condiciones de una minindustria rural cubana; propone y analiza conceptualmente el impacto de una estructura a dos aguas como innovación para optimizar el perfil de generación y cuantifica los beneficios energéticos y ambientales potenciales de la solución. El objetivo de esta investigación es diseñar un sistema fotovoltaico híbrido con estructura a dos aguas que garantice y optimice el suministro eléctrico de la minindustria "Finca La Suiza" en Ciego de Ávila, Cuba.

MATERIALES Y MÉTODOS

El estudio se desarrolló como un proyecto de diseño e ingeniería basado en un caso de estudio real. El proyecto de desarrollo local está ubicado en La Finca La Suiza con coordenadas 21.94945° N, 78.74005° O, municipio Ciego de Ávila. La metodología siguió un proceso estructurado en las siguientes etapas, que incluyeron: la determinación del recurso solar, tomando como base la irradiación solar horizontal promedio diaria para la zona de Ceballos de 5,28 kWh/m²/día y se corrigió para la inclinación del plano del generador.

La demanda eléctrica se realizó a partir de un inventario y cronograma de operación de todos los equipos eléctricos de la minindustria, lo que permitió calcular la potencia necesaria diaria aplicando un coeficiente de simultaneidad para reflejar la no coincidencia temporal total de las cargas:

$$P_N = [\sum (P_U \cdot N_E \cdot H_T)] \cdot C_S \quad (1)$$

Donde: P_N es la potencia necesaria diaria (kWh), P_U la potencia unitaria (kW), N_E el número de equipos, H_T las horas de trabajo diarias, C_S el coeficiente de simultaneidad (0,70).

Se eligió el panel policristalino DSM-380MP (380 Wp), con eficiencia del módulo de 19%, garantía de potencia de 80% a 25 años y parámetros eléctricos adecuados para clima tropical (temperatura de operación nominal de célula, NOCT de 45±2°C).

Se determinó la energía generada diariamente por el sistema considerando las horas pico sol locales de 4,60 h/día y un factor de rendimiento global inicial de 0,85 que incluye pérdidas por temperatura, suciedad, cableado y eficiencia del inversor. El cálculo del número de paneles (N_p) se realizó a partir de la potencia necesaria rectificadora; posteriormente se realizaron iteraciones hasta que la energía generada diariamente fue igual o superior a la potencia necesaria diaria. Se utilizaron las ecuaciones siguientes:

$$E_{gd} = P_{ps} \cdot HPS \cdot PR \quad (2)$$

$$N_p = \frac{P_{nr}}{P_{pp} \cdot \eta} \quad (3)$$

Donde: E_{gd} es la energía generada diariamente por el sistema (kWh/día), P_{ps} la potencia pico del sistema (kWp), P_{pp} la potencia pico del panel (kWp), HPS las horas pico sol (h), PR el Performance Ratio o factor de rendimiento global, P_{nr} la potencia necesaria rectificadora (kW), η el factor de seguridad (20%).

Para la latitud del sitio se seleccionó una inclinación fija de 24° con respecto a la horizontal, la cual maximiza la captación de energía anual en Cuba (Potes y Proaño, 2020). En lugar de una única orientación al sur, se utilizó la configuración "Dos Aguas": el campo FV se dividió en dos sub-arreglos de igual potencia: a) Sub-arreglo Este con una orientación azimutal +90° (Este) la cual capta

predominantemente la radiación matutina y b) Sub-arreglo Oeste con orientación azimutal -90° (Oeste) que capta predominantemente la radiación vespertina.

Se modeló el perfil horario de generación para cada orientación utilizando datos de potencia (%) y tiempo (h) y se compararon con el perfil típico de orientación sur (Padrón-Suárez et al., 2021). La potencia en porcentaje se obtuvo al multiplicar la potencia necesaria diaria por cien, dividida entre la potencia necesaria diaria máxima. La representación del perfil se utilizó con la técnica de plantilla de perfiles típicos mediante la herramienta Excel para relacionar la potencia en función del tiempo según la orientación del panel.

El balance de sistema en energía solar fotovoltaica conocido en inglés como Balance of System (BOS) se refiere a todos los componentes de una instalación solar, excepto los paneles solares; por tanto, abarca los elementos que permiten que un sistema fotovoltaico funcione correctamente:

Se seleccionó un inversor híbrido SMA Sunny Tripower 15000TL-10 (15 kVA), con dos seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) independientes, uno para cada sub-arreglo (Este/Oeste). Sus características (rango de tensión MPP: 150-800 VCD, máxima corriente de entrada) son compatibles con las strings diseñadas. Su modo híbrido permite funcionar conectado a red e inyectar excedentes, y mantener cargas críticas en modo isla (con baterías opcionales) ante fallos de la red.

Se dimensionaron los conductores en corriente continua y corriente alterna según la norma NC-ISO-60228, verificando la caída de tensión ($<1,5\%$) y la capacidad de corriente. Se incluyeron protecciones contra sobretensiones, interruptores magnetotérmicos y diferenciales acordes al Reglamento Electro-técnico Cubano de Baja Tensión.

Se calculó la energía generada anualmente utilizando la productividad específica para Cuba. La ecuación utilizada fue la siguiente:

$$E_{anual} = Pp_s \cdot Y_f \quad (4)$$

Donde: E_{anual} es la energía generada anualmente (kWh/año), Y_f la productividad específica (1400 kWh/kWp/año).

El impacto ambiental asociado al ahorro de combustible fósil y la reducción de emisiones de CO_2 se estimaron con factores de conversión estándar a partir de:

$$A_{comb} = E_{anual} \cdot F_{acf} \quad (5)$$

$$R_{CO_2} = E_{anual} \cdot F_{rem} \quad (6)$$

Donde: A_{comb} es el ahorro de combustible fósil (t combustible/año), R_{CO_2} la reducción de emisiones de CO_2 (t CO_2 /año), F_{acf} el factor de ahorro de combustible fósil (0,000086 t/kWh), F_{rem} el factor de reducción de emisiones de CO_2 (0,00075 t CO_2 /kWh).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la tabla 1 se muestra el levantamiento de carga, que reveló un consumo energético significativo y diversificado. La potencia diaria necesaria obtuvo un valor de 528,43 kWh, equivalente a una potencia media de aproximadamente 22 kW durante 24 horas. Este valor justifica la necesidad de un sistema de generación in situ.

El dimensionamiento condujo a la instalación de 40 paneles DSM-380MP, configurados en 4 strings de 10 paneles en serie cada uno. Dos strings se conectarán al MPPT1 (sub-arreglo Este) y dos al MPPT2 (sub-arreglo Oeste). La potencia pico total del sistema es de 15,20 kWp.

En la figura 1 se muestra la comparación del perfil de generación simulado para un día claro para tres configuraciones (Sur tradicional, Este y Oeste), donde el eje Y representa la potencia relativa de la capacidad instalada (%) y el eje X la hora del día. La configuración "Dos Aguas" (suma de los perfiles Este y Oeste) produce una curva de generación notablemente más plana.

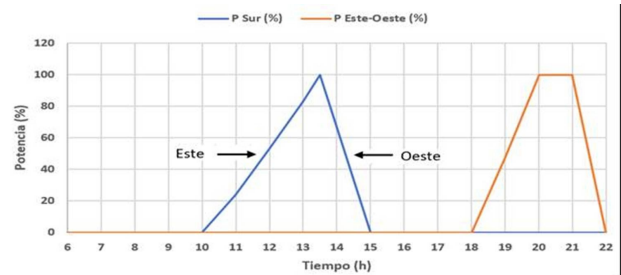


Figura 1. Perfil horario simulado de la generación FV para diferentes orientaciones.

La simulación muestra que el sistema orientado al Sur concentra más del 70% de su generación máxima entre las 10:00 y las 14:00 horas. En contraste, el sistema "Dos Aguas" inicia su generación significativa más temprano (gracias al sub-arreglo Este) y la mantiene hasta más tarde (gracias al sub-arreglo Oeste). El pico absoluto se reduce aproximadamente en un 25%, y entre un 15-20% de la generación total se desplaza a los periodos de 8:00-10:00 y de 16:00-18:00. Este resultado es coherente con los resultados de Álvarez-García (2024), quien reportó una reducción significativa en el pico de inyección a red en instalaciones de la Empresa de Productos Lácteos Villa Clara, Cuba con diseños similares.

Este perfil aplanado es particularmente beneficioso para la minindustria en estudio, cuya carga es relativamente constante durante el día por la operación de la cámara fría y tiene picos por el uso de motores en procesos específicos (molinos, pasteurizador) que pueden no coincidir con el mediodía. Minuto et al. (2024) destacan que esta estrategia mejora la tasa de autoconsumo instantáneo, reduciendo los ciclos de inyección/consumo de la red y aliviando la carga sobre transformadores y líneas locales, un factor crítico en redes rurales débiles como es la cubana.

Tabla 1. Análisis de carga eléctrica de la minindustria Finca La Suiza.

Equipo	Cantidad	Potencia unitaria (kW)	Tiempo (h/día)	Consumo (kWh)
Cámara fría.	1	6,00	24	144,00
Tachos de Inducción.	2	15,00	4	120,00
Pasteurizador.	1	36,00	2	72,00
Molinos.	5	16,50	5	82,50
Turbinas.	4	3,00	8	96,00
Otros (computadoras, bomba, etc.)	7	Variable	Variable	62,93
Total (sin simultaneidad)		140,29		754,90
Total (con simultaneidad)		-		528,43

La generación de energía anual estimada con la utilización de un valor conservador para Cuba de 1400 kWh/kWp/año fue de 21,280.00 kWh/año. Esto equivale a una generación diaria neta media de 58,30 kWh/día, la cual fue inferior al consumo total diario (528,00 kWh); pero cubre la demanda diurna crítica y desplaza un porcentaje sustancial del consumo de la red. En días soleados, se espera que el sistema cubra el 100% de la demanda durante las horas de luz, inyectando excedentes al Sistema Eléctrico Nacional.

El valor estratégico de este resultado radica en su capacidad de desplazamiento temporal. La generación se concentra en las horas diurnas de mayor actividad y durante este período, la energía solar se autoconsume instantáneamente, cubriendo una parte sustancial de la demanda crítica y reduciendo la extracción de energía de la red nacional. Este autoconsumo representa un desplazamiento neto de aproximadamente 58 kWh/día, equivalente al 11% del consumo total, lo que se traduce en un ahorro económico directo y en un aporte a la estabilidad del sistema eléctrico nacional al reducir la carga durante las horas pico.

Los impactos ambientales fueron significativos con un ahorro de combustible fósil de 1,83 toneladas de combustible/año y una reducción de emisiones de CO₂ de 15,96 toneladas de CO₂/año. Estos valores, aunque derivados de un sistema mediano, multiplicados por la potencial replicación en cientos de minindustrias, subrayan la contribución tangible de esta tecnología a los compromisos de descarbonización de Cuba. El ahorro de combustible es un aporte directo a la seguridad energética nacional, un objetivo central de la política energética cubana (*Gaceta Oficial de la República de Cuba, 2019*).

La selección del inversor SMA Sunny Tripower 15000TL-10 con dos MPPT permite gestionar de forma óptima los dos sub-arreglos con orientaciones diferentes, maximizando la energía captada en cada uno independientemente de las sombras o diferencias de irradiación (*Díaz-Santos et al., 2018*). Su capacidad híbrida resuelve el problema central identificado (la inestabilidad de la red). Mientras la red esté presente, el sistema opera en modo eficiente de inyección/autoconsumo. En caso de un corte, el inversor, acoplado a un banco de baterías (dimensión futura), puede formar una "isla eléctrica" para

alimentar cargas prioritarias, evitando la parada productiva. Esta funcionalidad, poco implementada aún en el sector industrial cubano, es clave para incrementar la adaptación energética a nivel micro (*Álvarez-Villagómez y Concha-Ramírez, 2025*).

CONCLUSIONES

El estudio logró el diseño y la evaluación conceptual de un sistema fotovoltaico híbrido con una configuración innovadora de estructura a dos aguas para la minindustria "Finca La Suiza".

El sistema dimensionado con 15,20 kWp es técnicamente viable y capaz de generar una energía anual estimada de 21,280.00 kWh, cubriendo la demanda diurna crítica y contribuyendo significativamente al balance energético de la industria.

La configuración a dos aguas (orientaciones Este y Oeste) es una estrategia efectiva para optimizar el perfil de generación en el contexto cubano. La simulación demostró que aplana la curva de producción, reduce el pico del mediodía en aproximadamente un 25% y desplaza entre un 15-20% de la generación a horarios de mañana y tarde, mejorando la coincidencia con perfiles de consumo industriales y reduciendo el estrés sobre la red local débil.

La integración de un inversor híbrido proporciona la robustez necesaria para operar en un entorno de red inestable, garantizando continuidad operativa a través de su capacidad de funcionar en modo isla, lo que responde directamente al objetivo de asegurar el suministro.

El proyecto aporta beneficios ambientales concretos, estimándose un ahorro de 1,83 toneladas de combustible fósil y una mitigación de 15,96 toneladas de CO₂ anuales.

Se debe extender esta investigación para el monitoreo del sistema, validación del modelo y evaluación de su impacto en la estabilidad de la red eléctrica rural.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ÁLVAREZ-GARCÍA, A. Y.: "Propuesta de instalación de sistema fotovoltaico en la Empresa de Productos Lácteos Villa Clara, UEB pasteurizadora Sagua la Grande". *Tecnología Química*, 44(1), 197-213, 2024. ISSN: 2224-6185. Disponible en <https://scielo.sld.cu/pdf/rtq/v44n1/2224-6185-tq-44-01-197.pdf>

- ALVAREZ-VILLAGÓMEZ, J. V.; CONCHA-RAMÍREZ, J. A.: "Incidencia de la crisis energética en los costos de producción en empresas manufactureras". *Revista Científica Zambos*, 4(1), 226-248, 2025. Disponible en: <https://revistaczambos.utelvtsd.edu.ec/index.php/home/article/view/88>
- DÍAZ-SANTOS, R., CASTRO-FERNÁNDEZ, M., SANTOS-FUENTEFRÍA, A., & VILARAGUTLLANES, M.: "Análisis de la influencia del ángulo de inclinación en la generación de una central fotovoltaica". *Ingeniería Energética*, 39(3), 146-156, 2018, ISSN 1815-5901. Disponible en <https://scielo.sld.cu/pdf/rie/v39n3/rie02318.pdf>
- GACETA OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE CUBA.: "Decreto-Ley No. 345 "Del desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía". *Gaceta Oficial de la República de Cuba*, Edición Ordinaria No. 95, 2019. Disponible en: <https://www.gacetaoficial.gob.cu/es/decreto-ley-345-de-2019-de-consejo-de-estado>
- GAMARRA, M.; GRANADOS, R.; ARIZA, J. M.: "Hybrid power generation system: a case study on the Colombian north coast". *Computer and Electronic Sciences: Theory and Applications*, 2(2), 1-8, 2021, ISSN: 2745-0090. Disponible en <https://repositorio.cuc.edu.co/items/da33558f-8e9d-4578-ae-fa-74421a192544>
- GARCÍA-REINA, F.; PÉREZ-MOLINA, A. T.; Veloz-Ulacia, M.: "Determinación de la irradiancia solar en Ciego de Ávila y Morón, para su uso en sistemas de aprovechamiento de la energía solar". *Infometric@-Serie Ingeniería, Básicas y Agrícolas*, 2(1), 114-124, 2019, ISSN 2619-2985, Disponible en: <https://infometrica.org/index.php/syh/es/article/view/71/70>
- IRENA.: "Renewable Power Generation Costs in 2022". *International Renewable Energy Agency*, 2022. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- MINUTO, F. D.; CROSATO, M.; SCHIERA, D. S.; BORCHIPELLINI, R.; LANZINI, A.: "Shared energy in renewable energy communities: The benefits of east-and west-facing rooftop photovoltaic installations". *Energy Reports*, 11, 5593-5601, 2024, ISSN: 2352-4847. Disponible en <https://www.science-direct.com/science/article/pii/S2352484724003329>
- PADRÓN-SUÁREZ, L.; GUTIÉRREZ-URDANETA, L.; VALLADARES-AGUILERA, J.: "Sistemas fotovoltaicos con limitaciones de terreno: la doble orientación como alternativa". *Ingeniería Energética*, 42(3), 45-55, 1-11, 2021, ISSN: 1815-5901. Disponible en <https://scielo.sld.cu/pdf/rie/v42n3/1815-5901-rie-42-03-45.pdf>
- POTES, P.; PROAÑO, X.: "Diseño de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en el Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi". *Revista Técnica energía*, 16(2), 148-157, 2020, 2602-8492. Disponible en <https://scielo.senescyt.gob.ec/pdf/rte/v16n2/2602-8492-rte-16-02-00148.pdf>
- SALAZAR-QUEVEDO, S. S.; BRAVO-CARRASCO, A.; LINDAO-CABRERA, K. J.; SÁNCHEZ-PARRALES, E.; SALAZAR-SOLEDISPA, V. B.: "Análisis del impacto de los apagones de energía eléctrica en la rentabilidad de las grandes empresas en la provincia del Guayas, 2024". *Polo del conocimiento*, 10(5), 1411-1430, 2025, ISSN: 2550-682X. Disponible en <https://www.polodelconocimiento.com/ojs/index.php/es/article/view/9513>
- SAXENA, A. K.; SAXENA, S.; SUDHAKAR, K.: "Energy, economic and environmental performance assessment of a grid-tied rooftop system in different cities of India based on 3E analysis". *Clean energy*, 5(2), 288-301, 2021, 2515-396X. Disponible en: <https://doi.org/10.1093/ce/zkab008>
- SHARMA, A.; Y KOLHE, M. L.: "Impacts of electricity pricing on techno-economic performance of photovoltaic-battery centered microgrid". *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 47(1), 6254-6269, 2025. ISSN: 1556-7036. Disponible en <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15567036.2021.1905112>