

Design and Sizing of Lithium-Ion Battery Storage Systems for Photovoltaic Self-Consumption

Erika Leonida Inga Cahuana, MSc¹, Nohemy Miriam Canahua Apaza, MSc¹, Dante Castillo Ccorahua, MSc¹ and Jhon Jhonathan Peñalva Sanchez, PhD¹

¹Universidad Tecnológica del Perú, Perú, C26604@utp.edu.pe

¹Universidad Tecnológica del Perú, Perú, C26052@utp.edu.pe

¹Universidad Tecnológica del Perú, Perú, C24894@utp.edu.pe

¹Universidad Tecnológica del Perú, Perú, C25434@utp.edu.pe

Abstract—The increase in energy consumption in urban buildings and the need for sustainability are driving renewable solutions with energy storage. This research proposes the design and evaluation of a photovoltaic system with lithium batteries for self-consumption in a building in Peru, aiming to maximize energy autonomy, reduce grid dependence, and improve profitability. The approach addresses the technical and economic challenges posed by solar variability and hourly demand in urban areas. The HOMER Pro software was used to simulate various configurations based on irradiance data, load profiles, and the costs of each system component. The optimization criteria included the Levelized Cost of Energy (LCOE), Renewable Fraction (RF), and Net Present Cost (NPC). The optimal configuration consisted of a 2,500 kW photovoltaic array with 2,204 lithium batteries, achieving a renewable fraction of 100 %, an autonomy of 33.9 hours, and an LCOE of \$0.198/kWh. The system presents an energy surplus of 50.7 %, which could potentially be harnessed for future technologies such as green hydrogen or electric mobility.

Keywords— Energy self-consumption, photovoltaic energy, lithium-ion batteries, HOMER Pro, LCOE, hybrid systems, energy storage

Diseño y Dimensionamiento Óptimo de Sistemas de Almacenamiento con Baterías de Litio para Autoconsumo Fotovoltaico

Erika Leonida Inga Cahuana, MS¹, Nohemy Miriam Canahua Apaza, MS¹, Dante Castillo Ccorahua, MSc¹ and Jhon Jhonathan Peñalva Sanchez, PhD¹

¹Universidad Tecnológica del Perú, Perú, C26604@utp.edu.pe

¹Universidad Tecnológica del Perú, Perú, C26052@utp.edu.pe

¹Universidad Tecnológica del Perú, Perú, C24894@utp.edu.pe

¹Universidad Tecnológica del Perú, Perú, C25434@utp.edu.pe

Resumen– El aumento del consumo energético en edificaciones urbanas y la necesidad de sostenibilidad impulsan soluciones renovables con almacenamiento. Esta investigación propone diseñar y evaluar un sistema fotovoltaico con baterías de litio para autoconsumo en una edificación en Perú, con el objetivo de maximizar la autonomía energética, reducir la dependencia de la red y mejorar la rentabilidad. El enfoque responde a los retos técnicos y económicos que impone la variabilidad solar y la demanda horaria en zonas urbanas. Se utilizó el software HOMER Pro para simular diversas configuraciones, basadas en datos de irradiancia, perfiles de carga y costos de cada componente del sistema. Los criterios de optimización incluyeron el Costo Nivelado de Energía (LCOE), la Fracción Renovable (RF) y el Costo Neto Actual (NPC). La configuración óptima consistió en un arreglo fotovoltaico de 2,500 kW con 2,204 baterías de litio, logrando una fracción renovable del 100 %, una autonomía de 33.9 horas y un LCOE de \$0.198/kWh. El sistema presenta un excedente energético del 50.7 %, con potencial para ser aprovechado en tecnologías futuras como el hidrógeno verde o movilidad eléctrica.

Palabras clave– Autoconsumo energético, energía fotovoltaica, baterías de litio, HOMER Pro, LCOE, sistemas híbridos, almacenamiento energético.

I. INTRODUCCIÓN

El crecimiento sostenido de los costos de la energía eléctrica en sistemas convencionales representa un desafío crítico para organizaciones y edificaciones, afectando directamente su rentabilidad operativa [1]. Esta problemática se agrava por la elevada huella de carbono asociada a la generación energética tradicional, contribuyendo significativamente a las emisiones globales de gases de efecto invernadero [2]. En este contexto, el impulso hacia soluciones energéticas sostenibles ha cobrado relevancia, especialmente mediante la integración de sistemas fotovoltaicos con tecnologías de almacenamiento en baterías.

Las baterías de ion-litio han emergido como una de las opciones más prometedoras debido a su alta densidad energética, mayor vida útil y eficiencia de carga/descarga [3]. La combinación de estas baterías con sistemas fotovoltaicos permite no solo reducir la dependencia de la red eléctrica, sino también mejorar la eficiencia del autoconsumo, reducir costos operativos y contribuir a la sostenibilidad ambiental [4]. Sin

embargo, el diseño óptimo de estos sistemas implica desafíos técnicos y económicos, tales como el dimensionamiento adecuado de los componentes, la variabilidad de la generación solar, y la gestión eficiente del ciclo de vida de las baterías [5].

Diversos estudios han abordado el problema del dimensionamiento óptimo de estos sistemas híbridos mediante técnicas de optimización matemática, programación heurística, y herramientas de simulación como HOMER Pro [6][7][8][9][10]. Estos enfoques han demostrado que una configuración inadecuada, ya sea por sobredimensionamiento o subdimensionamiento, puede afectar negativamente tanto la eficiencia económica como la operativa del sistema [11]. No obstante, gran parte de estas investigaciones se han desarrollado en contextos diferentes al peruano, lo cual limita su aplicabilidad directa debido a diferencias en perfiles de demanda, irradiación solar y estructuras tarifarias.

El presente estudio se enfoca en el diseño y dimensionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico con baterías de litio para autoconsumo en una edificación específica en Lima, Perú. Para ello, se ha realizado un análisis exhaustivo del perfil de carga de la edificación y del recurso solar local, considerando las características técnicas y económicas de los componentes. Utilizando el software de optimización HOMER Pro, se identificaron las capacidades óptimas de los módulos fotovoltaicos, las baterías de litio y el inversor. El análisis de viabilidad se centró en la configuración óptima, evaluando su Costo Presente Neto (NPC) y el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), así como los costos de capital, reemplazo y operación y mantenimiento (O&M) a lo largo de la vida útil del proyecto. Además, se analizó la operatividad del sistema, la producción anual de energía, el estado de carga de las baterías y la potencia de salida de los componentes para asegurar que la demanda energética se cubra de manera confiable. Por último, se realizó un análisis comparativo de las diferentes configuraciones óptimas para determinar la vida útil, el NPC, el LCOE y el número de componentes, lo que permitió identificar la solución más sostenible.

El artículo se estructura en cinco secciones: I. Introducción, que justifica la necesidad del estudio; II. Metodología, que detalla la optimización del sistema con HOMER Pro; III.

Resultados, que presentan la configuración óptima y su viabilidad; IV. Discusión, que compara los hallazgos con la literatura; y V. Conclusiones.

II. METODOLOGÍA

A. Diseño metodológico

La metodología se centró en simulaciones utilizando el software HOMER Pro, permitiendo modelar el comportamiento energético del sistema bajo distintas configuraciones. Los datos de entrada incluyeron el perfil real de consumo eléctrico de la edificación, irradiancia solar local extraída de la base de datos NASA POWER, temperaturas promedio del sitio y costos actualizados de los componentes tecnológicos. El sistema modelado incorporó módulos fotovoltaicos (Jinko Solar Panel de 585 W - Monocristalino), baterías de litio (Felicity Solar LiFePO₄ - 2.56 kWh) y un inversor bidireccional Dynapower BTM-250. La evaluación del sistema se realizó en función de indicadores clave como el Costo Nivelado de Energía (LCOE), el Costo Neto Actual (NPC), la fracción renovable y la autonomía energética del banco de baterías.

B. Sistema fotovoltaico con batería de Litio

La Fig. 1 ilustra un sistema de energía fotovoltaico autónomo, diseñado para alimentar una carga eléctrica en corriente alterna (AC) con un consumo de energía al día promedio de 4,367.94 kW/d y un pico potencia de demanda máxima de 589.6 kW. La generación de energía proviene de un arreglo de paneles solares “Jinko Solar Panel de 585 W – Monocristalino” en el bus de corriente continua (DC). Este sistema se complementa con un banco de baterías de litio, modelo “Felicity Solar LiFePO₄ - 2.56 kWh”, que permite almacenar el excedente de energía para su uso posterior. Un inversor bidireccional “Dyn250” gestiona el flujo de potencia, convirtiendo la energía DC de los paneles y las baterías a la corriente AC requerida por la carga, y viceversa, para la carga de las baterías.

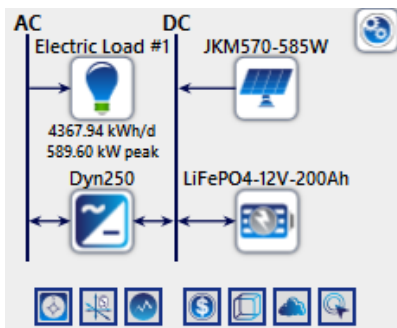


Fig. 1 Arquitectura del sistema fotovoltaico con almacenamiento, modelado en el software HOMER Pro.

C. Datos climáticos y datos de consumo

Para realizar una simulación precisa y representativa, se utilizaron datos específicos de la localidad del proyecto. Estos datos de entrada son fundamentales para determinar el comportamiento y la viabilidad del sistema energético propuesto.

1. **Recurso Solar y Temperatura:** Se incorporaron los datos del recurso solar y la temperatura ambiente promedio mensual, como se observa en la Fig. 2 (a) y Fig.2 (b). El recurso solar presenta una radiación diaria promedio anual de aproximadamente 4.98 kWh/m²/día, con una clara estacionalidad: los valores más altos se registran en los meses de verano (enero a abril) y los más bajos en invierno (mayo a agosto). El índice de claridad sigue esta misma tendencia, indicando una mayor nubosidad en los meses de invierno. Paralelamente, la temperatura media diaria anual es de 19.36 °C, variando acorde a las estaciones. Estos dos parámetros son cruciales para modelar con exactitud la producción de energía del sistema fotovoltaico, ya que la eficiencia de los paneles depende directamente de la radiación recibida y de la temperatura de operación.

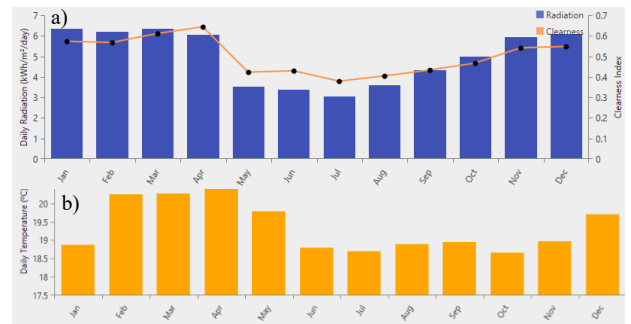


Fig. 2 Radiación solar y temperatura. Los datos representan promedios mensuales históricos obtenidos de la base de datos POWER de la NASA y fueron procesados con el software HOMER Pro.

2. **Perfil de Consumo Energético:** En la Fig. 3 presenta un mapa de calor que ilustra el perfil de carga anual, donde el eje horizontal representa los días del año y el eje vertical las horas del día. Se observa un patrón de consumo diario consistente a lo largo del año, con una demanda que se incrementa notablemente durante las horas de operación diurna (aproximadamente de 7:00 a 22:00 horas). Destaca un periodo de consumo particularmente intensivo entre los días 90 y 180 del año (aproximadamente a finales de marzo a junio), donde las cargas máximas superan consistentemente los 480 kW, alcanzando picos de hasta 589.60 kW.

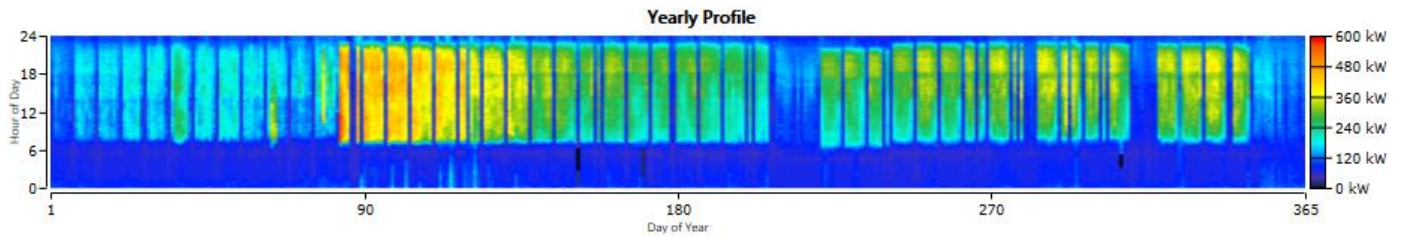


Fig. 3 Perfil de consumo energético anual procesado y visualizado con el software HOMER Pro

Por otro lado, se definió un perfil de carga eléctrica horario para un día típico del mes de enero, como se muestra en el gráfico de la Fig. 4. La demanda es más baja durante la madrugada, entre las 2:00 y las 6:00 horas, con un consumo cercano a los 100 kW. A partir de las 7:00, la demanda aumenta significativamente, manteniéndose elevada durante el día y alcanzando un pico de consumo de aproximadamente 182 kW en promedio a las 18:00 horas, antes de comenzar a descender. Este perfil es determinante para el dimensionamiento del sistema, ya que el banco de baterías debe tener la capacidad suficiente para cubrir los picos de demanda y el consumo nocturno, cuando no hay generación fotovoltaica disponible.

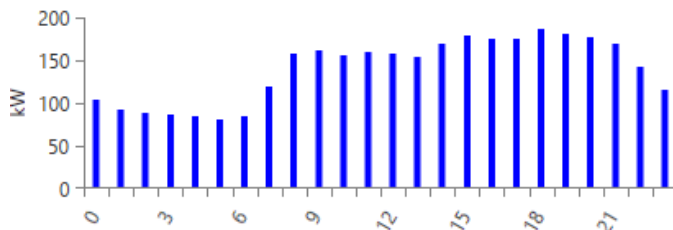


Fig. 4 Perfil de demanda horaria representativo del mes de enero, mostrando la variación del consumo (kW). Perfil generado con el software HOMER Pro.

D. Características técnicas de los componentes

La caracterización técnica y económica de los componentes principales del sistema, cuyas especificaciones se resumen en la Tabla 1. Se considera un panel fotovoltaico (Jinko Solar Panel) con abreviación JKM570-585W y potencia nominal de 585 W y 22.65% de eficiencia; un sistema de almacenamiento con batería de litio (Felicity Solar) con abreviación LiFePO₄ 12V 200Ah con una capacidad de 2.56 kWh; y un inversor (Dynapower BTM-250) de 250 kW de potencia. Los costos de capital, reemplazo y operación y mantenimiento (O&M) para cada equipo, detallados en dicha tabla, fueron utilizados como datos de entrada fundamentales para la simulación técnica y el análisis de viabilidad económica del sistema propuesto.

Se establecieron además parámetros complementarios como la vida útil de cada componente, tasas de descuento, tasas de inflación, y factores de rendimiento (derating). Para asegurar realismo en la simulación, se utilizaron perfiles horarios de consumo eléctrico y datos climáticos representativos de la zona de estudio. Con estas consideraciones, se ejecutaron múltiples

escenarios de simulación en HOMER Pro, permitiendo comparar configuraciones con distintas capacidades fotovoltaicas y niveles de almacenamiento.

TABLA I
COMPONENTES DEL SISTEMA Y SUS PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

Componente	Parámetro	Valor
Panel Fotovoltaico (Jinko Solar Panel, JKM570-585W)	Costo de Capital	\$190.00 / equipo (\$0.585 / kW)
	Costo de Reemplazo	\$62 / equipo
	Costo de O&M	\$12/ año / equipo
	Vida Útil	12 años
	Potencia Nominal (Pmax)	585 W
	Eficiencia del Módulo	22.65%
	Voltaje de Operación (Vmp)	44V
	Corriente de Operación (Imp)	13 A
	Voltaje de Circuito Abierto (Voc)	52V
	Corriente de Corto Circuito (Isc)	13 A
	Coefficiente de Temperatura	-0.29 %/°C
	Temp. de Operación (NOCT)	40 °C
Batería de Litio (Felicity Solar, LiFePO ₄ 12V 200Ah (2.56 kWh))	Costo de Capital	\$434.78.00 / equipo (\$0.435 / kWh)
	Costo de Reemplazo	\$434.78.00 / equipo
	Costo de O&M	\$12 / año / equipo
	Capacidad Nominal	2.56 kWh, 200 Ah
	Voltaje Nominal	12.8 V
Inversor (Dynapower, BTM-250)	Costo de Capital	\$390.00 / equipo (\$1.56 / kW)
	Costo de Reemplazo	\$312.00 / equipo
	Costo de O&M	\$2.70 / año / equipo
	Potencia Nominal	250 kW

III. RESULTADOS

A. Optimización del sistema Fotovoltaico y batería de litio

Los resultados de la optimización, mostrados en la Fig. 5, determinan que la configuración de sistema más rentable consiste en un arreglo fotovoltaico de 2,500 kW (compuesto por 4,274 paneles de 585 W) y un inversor de 792 kW, complementado con un sistema de almacenamiento de energía de 2,204 baterías con 6,489 kWh de capacidad.

Summary

Tables

Graphs

Calculation Report

Compare Economics

Column Choices...

Export...

Optimization Results

Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.

Categorized

Overall

Architecture				Cost				System		JKM570-585W		LiFePO4-12V-200Ah		
  	JKM570-585W (kW)	LiFePO4-12V-200Ah	Dyn250 (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (\$)	Production (kWh/yr)	Autonomy (hr)	Annual Throughput (kWh/yr)
  	2,500	2,204	792	LF	\$4.07M	\$0.198	\$154,077	\$2.08M	100	0	811,966	3,523,999	33.9	818,300
  	2,500	2,224	775	LF	\$4.08M	\$0.199	\$154,643	\$2.08M	100	0	811,966	3,523,999	34.2	818,412
  	2,500	2,212	811	LF	\$4.09M	\$0.199	\$154,588	\$2.09M	100	0	811,966	3,523,999	34.0	818,345
  	2,486	2,236	809	LF	\$4.10M	\$0.200	\$155,126	\$2.10M	100	0	807,402	3,504,193	34.4	818,784
  	2,500	2,236	798	LF	\$4.10M	\$0.200	\$155,342	\$2.10M	100	0	811,840	3,523,453	34.4	818,487
  	2,500	2,220	832	LF	\$4.11M	\$0.200	\$155,124	\$2.10M	100	0	811,966	3,523,999	34.1	818,389
  	2,500	2,272	759	LF	\$4.12M	\$0.201	\$156,278	\$2.10M	100	0	811,966	3,523,999	34.9	818,680
  	2,500	2,268	794	LF	\$4.13M	\$0.201	\$156,517	\$2.11M	100	0	811,966	3,523,999	34.9	818,658
  	2,485	2,344	708	LF	\$4.15M	\$0.202	\$158,067	\$2.10M	100	0	807,203	3,503,328	36.0	819,401
  	2,483	2,284	824	LF	\$4.15M	\$0.202	\$157,023	\$2.12M	100	0	806,529	3,500,402	35.1	819,111
  	2,500	2,412	627	LF	\$4.17M	\$0.203	\$160,098	\$2.11M	100	0	811,966	3,523,999	37.1	819,463
  	2,451	2,368	774	LF	\$4.18M	\$0.204	\$158,852	\$2.13M	100	0	796,160	3,455,400	36.4	820,310

Fig. 5. Tabla de optimización con las soluciones de sistema más rentables, generada por el software HOMER Pro.

Económicamente, este sistema óptimo requiere una inversión de capital (CAPEX) de \$2.08 millones, alcanza un Costo Neto Actual (NPC) de \$4.07 millones y un Costo Nivelado de Energía (LCOE) de \$0.198/kWh, con un costo de operación anual estimado de \$154,077/año. Esta configuración opera con una fracción 100% renovable.

B. Análisis eléctrico y techno económico

El análisis del balance eléctrico, detallado en la Fig. 6, indica que el sistema fotovoltaico genera una producción anual total de 3'523,999 kWh para satisfacer una demanda de 1'586,480 kWh. El sistema demuestra una alta fiabilidad, con una carga no satisfecha (unmet load) de apenas el 0.490 %, aunque produce un considerable exceso de electricidad del 50.7 % a lo largo del año. La gráfica de barras que muestra la producción eléctrica mensual evidencia la estacionalidad del

recurso solar, con los picos de generación durante los meses de verano (enero-abril) y los valores más bajos en el periodo de invierno (mayo-agosto), lo cual es consistente con la ubicación geográfica del proyecto. Un análisis detallado del Costo Neto Actual (NPC) del sistema (Fig. 7) muestra una clara dependencia económica del almacenamiento de energía. El costo del banco de batería de litio LiFePO₄ 12V 200Ah (2.56 kWh) constituye aproximadamente el 49.92 % del costo total del proyecto (\$4.07 millones), un valor derivado de su considerable inversión de capital (\$2.03 millones) y sus costos operativos proyectados. Los demás componentes, como el sistema fotovoltaico (\$1.6 millones) y el convertidor de potencia (\$421,546), representan una fracción muy inferior del costo total. Por tanto, la viabilidad económica de estos sistemas 100% renovables está intrínsecamente ligada a la inversión en la tecnología de almacenamiento.

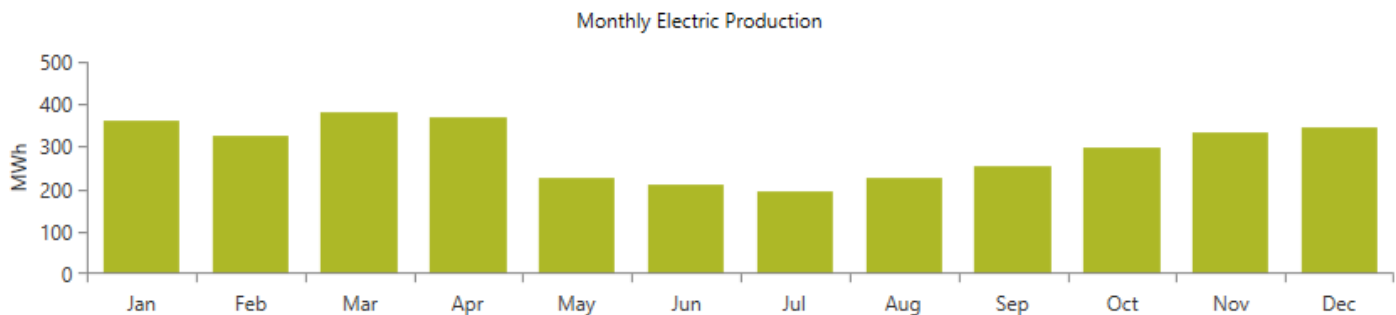
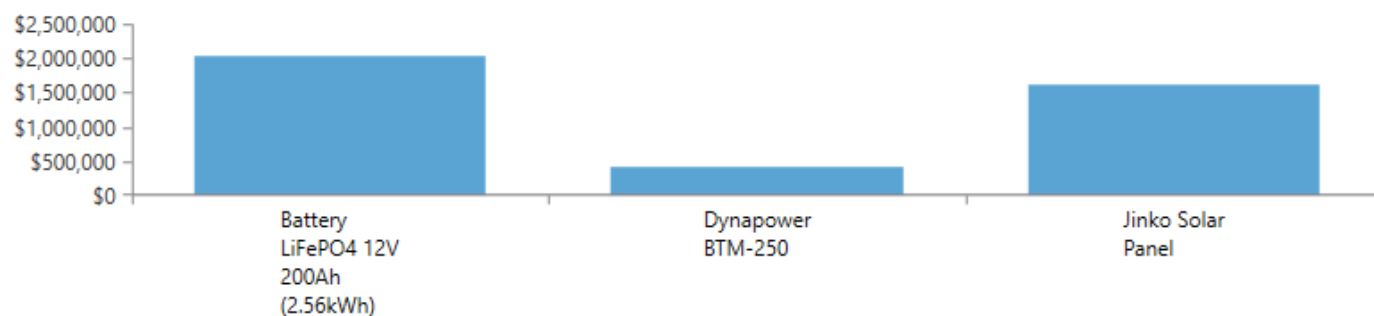


Fig. 6. Producción anual del sistema fotovoltaico. Los resultados fueron obtenidos mediante la simulación del módulo fotovoltaico en HOMER Pro.



Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
Battery LiFePO4 12V 200Ah (2.56kWh)	\$958,255.12	\$846,558.63	\$341,906.96	\$0.00	(\$114,778.77)	\$2,031,941.94
Dynapower BTM-250	\$308,817.35	\$104,818.50	\$27,638.59	\$0.00	(\$19,727.90)	\$421,546.54
Jinko Solar Panel	\$811,965.81	\$200,648.36	\$662,949.57	\$0.00	(\$58,183.21)	\$1,617,380.53
System	\$2,079,038.28	\$1,152,025.49	\$1,032,495.12	\$0.00	(\$192,689.88)	\$4,070,869.01

Fig. 7. Costo del sistema por componente. El desglose de costos es el resultado de los cálculos de optimización económica realizados por el software HOMER Pro.

C. Producción fotovoltaica y almacenamiento de la energía en la batería de Litio

La Fig. 8 detalla el rendimiento operativo del arreglo fotovoltaico de 2,500 kW de capacidad nominal, el cual alcanza una potencia de salida media de 402 kW y opera con un factor de capacidad del 16.1%, logrando un costo nivelado de energía (LCOE) propio de \$0.0355/kWh. El sistema genera una producción diaria promedio de 9,655 kWh/d, sumando un total de 3,523,999 kWh anuales, lo que representa una penetración fotovoltaica del 221% sobre la demanda total. El mapa de calor ilustra la producción de potencia para cada hora a lo largo del año, mostrando la estacionalidad del recurso: la duración e intensidad de la generación, con un total de 4,396 horas de operación anuales, son mayores durante los meses de verano y disminuyen en invierno. Es relevante notar que la potencia máxima alcanza los 1,912 kW, siendo ligeramente menor a la capacidad nominal del arreglo fotovoltaico (2,500 kW), y no se registra energía recortada (clipped production), lo que indica un dimensionamiento adecuado del sistema de conversión de potencia.

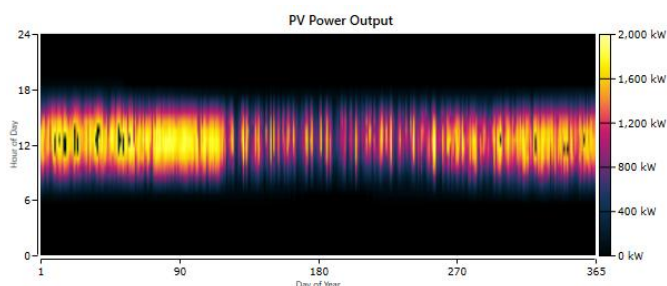


Fig. 8. Perfil de rendimiento del arreglo fotovoltaico a lo largo de un año. La gráfica es una visualización de la potencia de salida horaria (kW) calculada por la simulación en HOMER Pro.

El rendimiento del sistema de almacenamiento de energía, compuesto por un total de 2,204 baterías, se detalla en la Fig. 9. El banco de baterías provee una capacidad nominal útil de 6,489 kWh, lo que garantiza una notable autonomía de 33.9 horas para la carga promedio y, debido a su gran dimensionamiento, se proyecta una vida útil excepcional de 10 años. La Fig. 9 del estado de carga (SoC) confirman este comportamiento operativo. Los ciclos de descarga más profundos en la batería tienden a ser infrecuentes, se observa una elevada carga durante los meses de verano, por encima del 80% durante todo el año, e incluso en parte del invierno. No obstante, existen periodos específicos en los que la carga disminuye significativamente, alcanzando niveles entre el 10 % y el 60 %. Esta variabilidad estacional permite una operación que, en general, minimiza la degradación de la batería y contribuye a mantener una alta fiabilidad en el suministro energético.

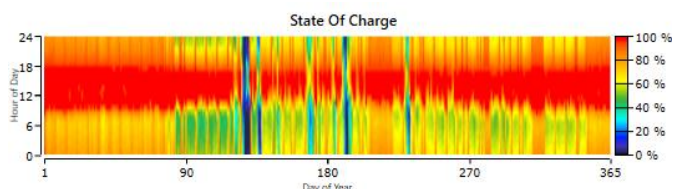


Fig. 9 Mapa de calor (DMap) del estado de carga (SoC) de la batería de litio a lo largo de un año. La visualización fue generada por el software HOMER Pro.

D. Análisis Comparativo de Configuraciones del Sistema

Se realizó un análisis comparativo de tres configuraciones de sistema distintas para evaluar el impacto del dimensionamiento de los componentes en el rendimiento técnico y el costo del proyecto. Los resultados de las tres configuraciones principales se resumen en la Tabla 2 y se detallan a continuación:

El Caso 1, que representa la solución económicamente óptima, consiste en un arreglo fotovoltaico de 2,500 kW, inversor con potencia de 792 kW y un banco de 2,204 baterías. Este sistema presenta el Costo Neto Actual (NPC) más bajo, de \$4.07 millones, y un Costo Nivelado de Energía (LCOE) de \$0.198/kWh. Técnicamente, ofrece una notable autonomía de 33.9 horas y una capacidad útil de 6,164 kWh, representando el balance más eficiente entre costo y rendimiento.

El Caso 2 es una ligera variación del óptimo, con un arreglo fotovoltaico de 2,429 kW y un banco de baterías ligeramente mayor (2,524 unidades). Esto resulta en un aumento marginal en la autonomía (38.8 horas) y en los costos, con un NPC de \$4.21 millones y un LCOE de \$0.205/kWh. Este caso demuestra que pequeñas desviaciones en la configuración no alteran drásticamente la viabilidad, pero sí penalizan ligeramente la rentabilidad.

Finalmente, el Caso 3 analiza un sistema sobredimensionado en almacenamiento, manteniendo los 2,500 kW de potencia fotovoltaica, pero incrementando significativamente el banco a 4,692 baterías. Como resultado, la resiliencia del sistema aumenta considerablemente, alcanzando una autonomía de 72.1 horas y extendiendo la capacidad útil de las baterías a 13,123 kWh debido a ciclos de descarga menos profundos. Sin embargo, esta mejora en la seguridad de suministro tiene un alto costo financiero: el NPC se dispara a \$7.36 millones y el LCOE aumenta hasta los \$0.357/kWh, haciendo que el proyecto sea significativamente menos competitivo.

El análisis comparativo evidencia una correlación directa entre el costo nivelado de energía (LCOE) y la autonomía del sistema. Se observa que un sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento (Caso 3), si bien incrementa la resiliencia energética, resulta en una penalización económica sustancial, con un aumento del LCOE superior al 80% respecto al LCOE óptimo. Por consiguiente, el Caso 1 (Óptimo) es identificado como la solución de referencia, ya que presenta el balance más eficiente entre la robustez técnica y la viabilidad económica a largo plazo, minimizando el costo de la energía.

TABLA II
ANÁLISIS COMPARATIVO DE CONFIGURACIONES DEL SISTEMA PARA TRES
ESCENARIOS DISTINTOS.

Parámetro	Caso 1 (Óptimo)	Caso 2	Caso 3 (Sobredimensionado)
Configuración FV	2,500 kW	2,429 kW	2,500 kW
Inversor	792 kW	591 kW	2,655 kW
Nº de Baterías	2,204	2,524	4,692
Capacidad Útil de Batería	6,164 kWh	7,059 kWh	13,123 kWh
Autonomía	33.9 horas	38.8 horas	72.1 horas
Costo Neto Actual (NPC)	\$4.07 M	\$4.21 M	\$7.36 M
Costo Nivelado de Energía (LCOE)	\$0.198 / kWh	\$0.205 / kWh	\$0.357 / kWh

E. Operatividad óptima del sistema Fotovoltaico y batería

La Fig. 10 ilustra la dinámica de operación del sistema durante la semana del 30 de abril al 6 de mayo. En ella se observa la interacción entre la potencia de los paneles solares, la carga de CA o consumo de energía y el estado de carga de la batería. Durante el día, los picos de generación solar satisfacen la demanda y elevan el estado de carga de la batería, que alcanza su máximo en las horas de mayor irradiación. Al anochecer, ante la ausencia de producción solar, la batería se descarga para cubrir la demanda nocturna, como muestra la disminución de su estado de carga. Este ciclo diario demuestra la correcta operación del sistema, asegurando el suministro de energía ante las variaciones de la generación fotovoltaica.

La Fig. 11 permite analizar la operación del sistema bajo distintas condiciones durante la semana del 8 al 14 de mayo. Se presenta un escenario adverso centrado en los días 10 y 11 de mayo, que registran la generación solar más baja. Durante este periodo crítico, la producción fotovoltaica es casi nula, forzando a la batería a suministrar la energía necesaria hasta que su Estado de Carga (SoC) llega a su punto mínimo. En contraste, la gráfica muestra una notable recuperación a partir del 13 de mayo, culminando el 14 de mayo con un escenario muy favorable. En este último día, un pico de alta generación fotovoltaica permite no solo cubrir la demanda, sino también recargar completamente la batería hasta el 100% de su capacidad. Esto demuestra la resiliencia del sistema para recuperarse tras varios días de baja irradiación solar.

El análisis de ambos casos, el de déficit y el de superávit de generación, valida la resiliencia y la correcta operatividad del sistema óptimo para gestionar tanto los días críticos como los favorables.

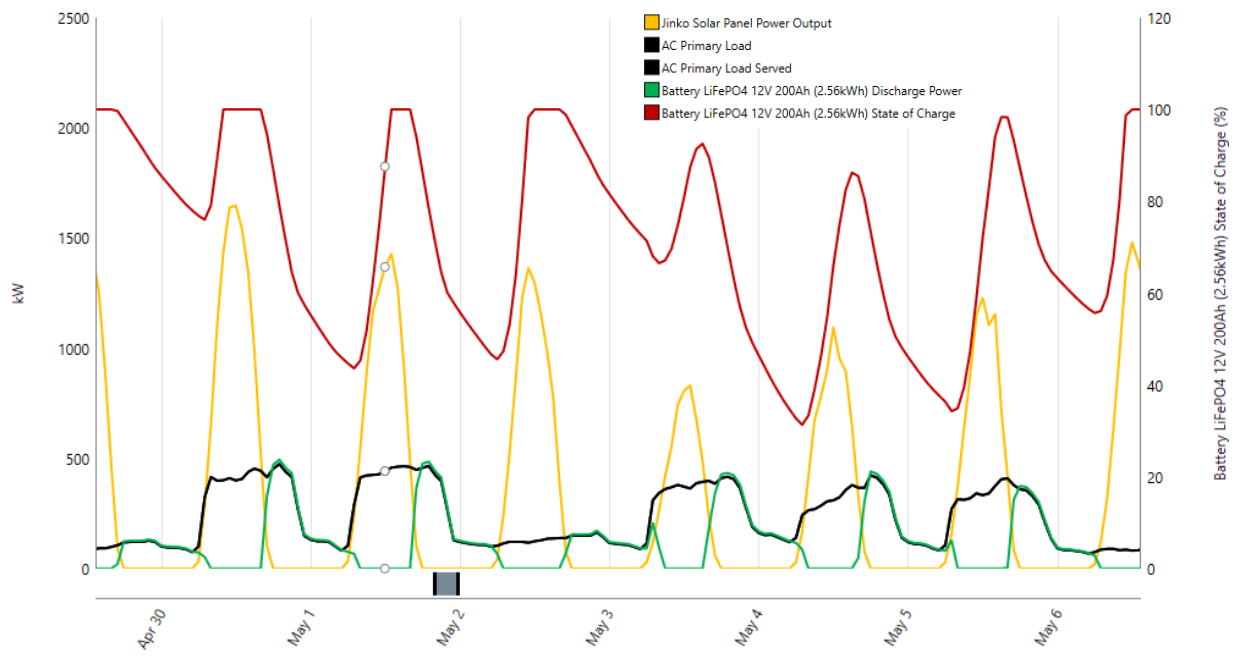


Fig. 10 Operación horaria del sistema a finales de abril y principios de mayo. La simulación de HOMER Pro muestra cómo la demanda (negro) es cubierta por la generación fotovoltaica (amarillo) y la descarga de la batería (verde).

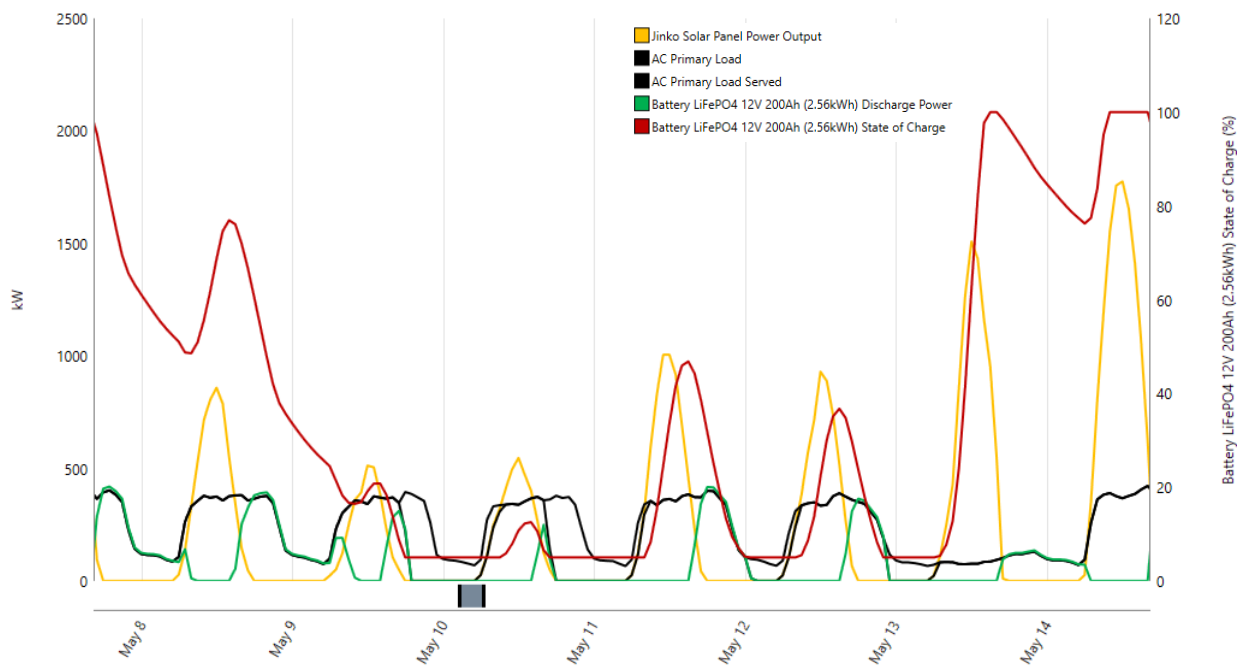


Fig. 11 Despacho de energía destacando la operación del 8 y 4 de mayo. La gráfica de HOMER Pro ilustra la interacción entre la demanda (negro), la generación FV (amarillo) y la batería (descarga en verde y estado de carga en rojo).

IV. DISCUSIÓN

El presente estudio ha demostrado que un diseño adecuado de un sistema fotovoltaico autónomo, con un arreglo de 2,500 kW y almacenamiento mediante 2,204 baterías de litio, puede alcanzar un excelente desempeño técnico y económico. La solución propuesta logró una autonomía energética de 33.9

horas, una capacidad útil de batería de 6,164 kWh, y una carga no satisfecha mínima del 0.490%, con un excedente anual del 50.7%. Estos resultados reflejan una configuración robusta que combina fiabilidad, sostenibilidad y viabilidad económica, siendo capaz de operar con una fracción 100% renovable y manteniendo el estado de carga (SoC) de las baterías por encima del 80% durante la mayor parte del año.

Los resultados de la optimización de la configuración del sistema fotovoltaico y baterías permiten establecer una base de comparación con estudios previos: Dawood et al. [12] reportaron un NPC de 3.74 millones de dólares y un COE de \$0.394/kWh para un sistema fotovoltaico de 1,708 kW y cuatro BESS, diseñado para un consumo de 2,000 kWh/día. En nuestro estudio, el sistema cubre un consumo de 4,367.94 kWh/día con una potencia máxima de 589.6 kW, empleando 2,204 baterías de litio y un inversor de 792 kW. Los resultados obtenidos muestran un NPC de 4.07 millones de dólares y un LCOE de \$0.198/kWh, valores menores al reportado por Dawood et al. [12]. Asimismo, Matsuo et al. [13], Chaichan et al. [14] y Kebede et al. [8] obtuvieron LCOE de 0.386, 0.361 y 0.340 \$/kWh para consumos de 1,024, 3,637 y 16 kWh/día, respectivamente. Comparativamente, el LCOE de nuestra investigación es inferior, lo que indica un desempeño técnico y económico favorable respecto a los valores publicados en la literatura. Estos resultados evidencian que el NPC y el LCOE dependen directamente de la adecuada identificación de los componentes del sistema (paneles fotovoltaicos, baterías e inversores), así como de la estimación precisa de sus costos, lo que permitió obtener un dimensionamiento óptimo y resultados coherentes con los estudios previos.

En los resultados económicos se ha identificado que del costo capital de la batería de litio alcanzando valores de 49.92% del total del costo de los componentes del sistema, siendo esto también mencionado por Jin et al. [15].

Por otra parte, el excedente energético registrado revela un potencial estratégico para futuras ampliaciones, coincidiendo con lo propuesto por Tian et al. [16] y Malek et al. [17] quienes sugieren aprovechar dicho excedente mediante tecnologías como el hidrógeno verde o la movilidad eléctrica. En ese sentido, cuando la generación fotovoltaica supera la demanda del edificio, este excedente puede destinarse a su inyección en la red eléctrica, al almacenamiento en baterías estacionarias o de tracción de vehículos eléctricos, o a la producción de hidrógeno que posteriormente puede reconvertirse en electricidad o calor mediante celdas de combustible, según lo mencionado por Malek et al. [17].

Los resultados del análisis comparativo de configuraciones evidencian que un sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento incrementa la resiliencia, aunque con un impacto económico considerable. En este contexto, Maleki et al. [18] señalan que el dimensionamiento óptimo de los sistemas híbridos es fundamental para alcanzar un equilibrio entre confiabilidad y rentabilidad, ya que un sobredimensionamiento excesivo, si bien mejora la autonomía energética, incrementa significativamente los costos totales del sistema.

V. CONCLUSIONES

Este estudio demuestra que el dimensionamiento óptimo de sistemas fotovoltaicos con baterías de litio es una solución técnica y económicamente viable para lograr autosuficiencia energética en zonas urbanas. La configuración evaluada

alcanzó una fracción renovable del 100 %, una autonomía de 33.9 horas y un LCOE competitivo de \$0.198/kWh.

El análisis comparativo reveló que el sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento incrementa la resiliencia, pero eleva significativamente el LCOE, lo que compromete su sostenibilidad económica. Este resultado permitió identificar un punto de equilibrio entre confiabilidad y rentabilidad, validando la configuración óptima como la alternativa más eficiente.

Además, se registró un excedente energético anual del 50.7 %, lo que representa una oportunidad para integrar tecnologías complementarias. Como línea futura de investigación, se propone el aprovechamiento de este excedente para aplicaciones como la producción de hidrógeno verde y la carga de vehículos eléctricos, ampliando el impacto del sistema hacia usos estratégicos más allá del autoconsumo.

Se recomienda que futuras implementaciones consideren el uso de controladores inteligentes, estrategias de control predictivo y esquemas de financiamiento que faciliten la adopción de estas soluciones, consolidando su papel en la transición energética urbana.

AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen a la universidad privada de lima por el apoyo brindado para la adquisición de la licencia del software HOMER Pro y por el financiamiento para la realización de este proyecto de investigación.

REFERENCIAS

- [1] Y. Basheer, S. M. Qaisar, A. Waqar, F. Lateef, and A. Alzahrani, "Investigating the Optimal DOD and Battery Technology for Hybrid Energy Generation Models in Cement Industry Using HOMER Pro," IEEE Access, vol. 11, pp. 81331–81347, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3300228.
- [2] IPCC, "Summary for Policymakers: Synthesis Report," Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, no. studies, pp. 1–34, 2023, [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>
- [3] I. R. E. Agency, "Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030," no. October, p. undefined-undefined, 2017, Accessed: Sep. 28, 2025, [Online]. Available: https://www.climateaction.org/images/uploads/documents/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- [4] K. T. Akindeji and D. R. E. Ewim, "Economic and environmental analysis of a grid-connected hybrid power system for a University Campus," Bull Natl Res Cent, vol. 47, no. 1, 2023, doi: 10.1186/s42269-023-01053-6.
- [5] R. Tu, Z. Guo, L. Liu, S. Wang, and X. Yang, "Reviews of Photovoltaic and Energy Storage Systems in Buildings for Sustainable Power Generation and Utilization from Perspectives of System Integration and Optimization," Energies (Basel), vol. 18, no. 11, pp. 1–46, 2025, doi: 10.3390/en18112683.
- [6] Y. Liu, Y. Zhong, and C. Tang, "Sizing Optimization of a Photovoltaic Hybrid Energy Storage System Based on Long Time-Series Simulation Considering Battery Life," Applied Sciences, vol. 13, no. 15, p. 8693, Jul. 2023, doi: 10.3390/app13158693.
- [7] W. J. Makhubele, B. A. Thango, and K. A. Ogudo, "Evaluating Rooftop Solar Photovoltaics and Battery Storage for Residential Energy Sustainability in Benoni, South Africa," Processes, vol. 13, no. 6, 2025, doi: 10.3390/pr13061828.
- [8] A. A. Kebede et al., "Techno-economic analysis of lithium-ion and lead-acid batteries in stationary energy storage application," J Energy Storage, vol. 40, no. June, p. 102748, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102748.

- [9] P. H. Kumar, R. R. Gopi, R. Rajarajan, N. B. Vaishali, K. Vasavi, and S. Kumar P, "Prefeasibility techno-economic analysis of hybrid renewable energy system," *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 7, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.prime.2024.100443.
- [10] F. K. Alhousni, F. B. I. Alnaimi, P. C. Okonkwo, I. Ben Belgacem, H. Mohamed, and E. M. Barhoumi, "Photovoltaic Power Prediction Using Analytical Models and Homer-Pro: Investigation of Results Reliability," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, no. 11, Jun. 2023, doi: 10.3390/su15118904.
- [11] C. Xie, D. Wang, C. S. Lai, R. Wu, X. Wu, and L. L. Lai, "Optimal sizing of battery energy storage system in smart microgrid considering virtual energy storage system and high photovoltaic penetration," *J Clean Prod*, vol. 281, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.125308.
- [12] F. Dawood, G. M. Shafiullah, and M. Anda, "Stand-alone microgrid with 100% renewable energy: A case study with hybrid solar pv-battery-hydrogen," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 12, no. 5, Mar. 2020, doi: 10.3390/su12052047.
- [13] H. Matsuo, Y. Pandey, M. I. Kabir, and S. Chattopadhyay, "'Bridging complexity and accessibility: A novel model for PV and BESS capacity estimation in rural microgrids near the equatorial region,'" *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 14, Dec. 2025, doi: 10.1016/j.prime.2025.101107.
- [14] W. Chaichan et al., "Sustainability analysis of hybrid renewable-based power generation with battery energy storage system for remote islands: Application to Koh Hang, Thailand," *Cleaner Energy Systems*, vol. 12, Dec. 2025, doi: 10.1016/j.cles.2025.100203.
- [15] L. Jin, M. Rossi, A. Monforti Ferrario, F. Mennilli, and G. Comodi, "Designing hybrid energy storage systems for steady green hydrogen production in residential areas: A GIS-based framework," *Appl Energy*, vol. 389, Jul. 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.125765.
- [16] C. Tian, Q. Tan, G. Fang, and X. Wen, "Hydrogen production to combat power surpluses in hybrid hydro–wind–photovoltaic power systems," *Appl Energy*, vol. 371, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123627.
- [17] A. Malek, J. Caban, and Ł. Wojciechowski, "Charging electric cars as a way to increase the use of energy produced from RES," *Open Engineering*, vol. 10, no. 1, pp. 98–104, Jan. 2020, doi: 10.1515/eng-2020-0009.
- [18] A. Maleki and F. Pourfayaz, "Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms," *Solar Energy*, vol. 115, pp. 471–483, May 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.03.004.