

PHOTOVOLTAIC RECONFIGURATION AND RESIDENTIAL LOAD FORECASTING USING DEEP LEARNING: A BIBLIOGRAPHIC REVIEWAndy Jair Campuzano-Bulgarin¹**E-mail:** acampuzano@istvr.edu.ec**ORCID:** <https://orcid.org/0000-0001-5870-8907>Alex Rafael Plazas-Durán¹**E-mail:** aplazas@istvr.edu.ec**ORCID:** <https://orcid.org/0009-0005-8621-9867>Diana Carolina Decimavilla-Alarcón¹**E-mail:** ddecimavilla@istvr.edu.ec**ORCID:** <https://orcid.org/0000-0002-0375-0216>Juan Carlos Rodríguez-Villavicencio¹**E-mail:** jrodriguez@istvr.edu.ec**ORCID:** <https://orcid.org/0009-0002-5713-5793>Jorge Xavier Avila-Salas¹**E-mail:** javila@istvr.edu.ec**ORCID:** <https://orcid.org/0009-0001-6414-6864>¹ Instituto Superior Tecnológico Vicente Rocafuerte. Ecuador.**Cita sugerida (APA, séptima edición)**

Campuzano-Bulgarin, A. J., Plazas-Durán, A. R., Decimavilla-Alarcón, D. C., Rodríguez-Villavicencio, J. C., & Avila-Salas, J. X. (2026). Reconfiguración fotovoltaica y predicción de carga residencial mediante aprendizaje profundo: revisión bibliográfica. *Revista UGC*, 4(S2), 75-88.

Fecha de presentación: 22/04/2026**Fecha de aceptación:** 25/06/2026**Fecha de publicación:** 01/08/2026**RESUMEN**

La integración de generación fotovoltaica distribuida en redes residenciales enfrenta dos desafíos persistentes, esto es, la degradación de potencia bajo sombreado parcial y la variabilidad de la demanda en presencia de almacenamiento por baterías y vehículos eléctricos. El presente trabajo desarrolla una revisión bibliográfica con análisis comparativo cuantitativo sobre las estrategias de reconfiguración de arreglos fotovoltaicos y los modelos de predicción de carga residencial basados en aprendizaje profundo. Se examinaron quince fuentes de acceso abierto publicadas entre 2020 y 2024, seleccionadas mediante criterios de pertinencia temática, disponibilidad de datos numéricos y rigor metodológico. El análisis se estructuró en cuatro ejes, a saber, configuraciones estáticas y dinámicas de arreglos, predicción de irradiancia y potencia fotovoltaica, predicción de carga residencial detrás del medidor, e integración con sistemas de almacenamiento. Los hallazgos, sintetizados en dos tablas comparativas, revelan ganancias de potencia entre el cinco y el veinticinco por ciento mediante reconfiguración basada en redes convolucionales, así como reducciones consistentes del error de pronóstico con arquitecturas híbridas LSTM-TCN y LSTM-SAE, finalmente, se concluye

que la convergencia entre reconfiguración y predicción constituye una vía prometedora para la gestión energética residencial, aunque persisten brechas en la validación experimental integrada.

Palabras clave:

Arreglos fotovoltaicos, sombreado parcial, reconfiguración dinámica, aprendizaje profundo, predicción de carga residencial, gestión energética.

ABSTRACT

The integration of distributed photovoltaic generation into residential networks faces two persistent challenges, namely, power degradation under partial shading and demand variability driven by battery storage and electric vehicles. This work develops a bibliographic review with comparative quantitative analysis on photovoltaic array reconfiguration strategies and residential load forecasting models based on deep learning. Fifteen open-access sources published between 2020 and 2024 were examined, selected according to criteria of thematic relevance, availability of numerical data, and methodological rigor. The analysis was structured around four axes, that is, static and dynamic array configurations, irradiance and photovoltaic power forecasting, behind-the-meter residential

load forecasting, and integration with energy storage systems. The findings, synthesized in two comparative tables, reveal power gains ranging between five and twenty-five percent through reconfiguration based on convolutional networks, as well as consistent reductions in forecasting error with hybrid LSTM-TCN and LSTM-SAE architectures. It is concluded that the convergence between reconfiguration and forecasting constitutes a promising avenue for residential energy management, although gaps remain in integrated experimental validation across diverse geographical contexts requiring further empirical research efforts oriented toward operational implementation in real residential settings.

Keywords:

Photovoltaic arrays, partial shading, dynamic reconfiguration, deep learning, residential load forecasting, energy management.

INTRODUCCIÓN

La transición hacia las energías renovables ha consolidado a los sistemas fotovoltaicos como una de las tecnologías de mayor crecimiento en el sector residencial, especialmente en redes de baja tensión con generación distribuida. En este contexto, la integración de generación local, almacenamiento y consumo está transformando el modelo operativo de las microrredes residenciales. Sin embargo, el desempeño de estos sistemas depende de dos desafíos fundamentales que afectan tanto la generación como la demanda energética. Por una parte, la producción fotovoltaica se encuentra condicionada por factores ambientales, mientras que, por otra, la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías y vehículos eléctricos modifica significativamente los patrones tradicionales de consumo, incrementando la complejidad de la gestión energética.

Los módulos fotovoltaicos presentan una elevada sensibilidad al sombreado parcial, condición que genera múltiples máximos locales en la curva potencia-voltaje y reduce la potencia máxima extraíble, disminuyendo la eficiencia global del sistema (Ganesan et al., 2024; Saiprakash et al., 2022). Paralelamente, la integración de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) y vehículos eléctricos (VE) introduce una elevada variabilidad en los perfiles de demanda residencial, dificultando la planificación operativa de las microrredes y reduciendo la eficacia de métodos tradicionales de pronóstico, como la regresión lineal y el suavizado exponencial (Alam et al., 2022). Aunque ambos problemas han sido abordados de manera independiente, convergen en un mismo desafío: gestionar de forma anticipada y adaptativa la interacción entre una generación altamente variable y una demanda dinámica, lo que requiere desarrollar enfoques analíticos capaces de integrar ambas dimensiones dentro de un mismo marco de gestión.

En respuesta a esta problemática, las técnicas de reconfiguración de arreglos fotovoltaicos han experimentado una evolución significativa durante la última década, pasando de topologías estáticas convencionales a configuraciones dinámicas sustentadas en algoritmos inteligentes capaces de reorganizar las conexiones eléctricas entre módulos según las condiciones de irradiancia detectadas en tiempo real. Las configuraciones tradicionales, entre ellas Serie-Paralelo, Total Cross-Tied (TCT), Bridge-Linked y Honeycomb, han sido ampliamente estudiadas, evidenciándose que la topología Total Cross-Tied presenta un mejor desempeño bajo condiciones de sombreado parcial debido a su capacidad para distribuir uniformemente las pérdidas por desajuste. No obstante, esta configuración incrementa la complejidad del cableado y las pérdidas óhmicas como consecuencia del elevado número de conexiones cruzadas (Ajmal et al., 2020).

Con el propósito de superar estas limitaciones, investigaciones recientes han propuesto nuevas configuraciones, como la estructura Benzene, inspirada en la geometría molecular del compuesto químico homónimo, así como esquemas jerárquicos escalables que reducen la complejidad del cableado sin afectar la capacidad de extracción de máxima potencia, favoreciendo su aplicación en arreglos fotovoltaicos de mayor tamaño (Ameen et al., 2024; Saiprakash et al., 2022). De forma complementaria, los algoritmos metaheurísticos y las técnicas de optimización bioinspirada, entre ellas las versiones mejoradas del algoritmo de optimización del pelícano, han demostrado ser capaces de resolver el problema de reconfiguración dinámica en tiempos compatibles con la operación en tiempo real, ampliando su aplicación a escenarios caracterizados por sombreado variable ocasionado por nubes u obstáculos del entorno construido (Li et al., 2023; Nguyen-Duc et al., 2022).

Además de los avances en la reconfiguración física de los arreglos fotovoltaicos, el aprendizaje profundo se ha consolidado como una herramienta de alto desempeño para el pronóstico de variables energéticas altamente volátiles, gracias a su capacidad para modelar relaciones no lineales que superan las limitaciones de los enfoques estadísticos convencionales. En particular, las arquitecturas basadas en redes neuronales recurrentes de memoria a largo plazo (LSTM) han mostrado un rendimiento superior en la predicción de irradiancia solar y potencia fotovoltaica a corto plazo, debido a su capacidad para capturar dependencias temporales de largo alcance presentes en series con marcada estacionalidad diaria (Limouni et al., 2023; Villegas-Mier et al., 2021).

Asimismo, los modelos híbridos que integran redes neuronales convolucionales (CNN) con arquitecturas LSTM o Temporal Convolutional Networks (TCN) han reducido consistentemente el error cuadrático medio en horizontes de predicción de minutos a horas, consolidándose como referentes para el pronóstico fotovoltaico de muy corto

plazo (El-Shahat et al., 2024; Limouni et al., 2023). Esta capacidad predictiva adquiere especial relevancia en la estimación de la demanda residencial detrás del medidor, donde la coexistencia de generación fotovoltaica, almacenamiento energético y vehículos eléctricos produce patrones complejos, no estacionarios, multimodales y heterocedásticos que los modelos tradicionales presentan dificultades para representar adecuadamente (Zaboli et al., 2024).

La importancia de estos avances se incrementa al considerar el papel del almacenamiento mediante baterías en las microrredes residenciales, ya que las decisiones óptimas de carga y descarga dependen de pronósticos precisos tanto de la generación fotovoltaica como de la demanda eléctrica. A ello se suma la incertidumbre derivada de los patrones de movilidad asociados a los vehículos eléctricos. En este contexto, las arquitecturas Bidirectional Long Short-Term Memory (Bi-LSTM) han demostrado una elevada capacidad para la gestión integrada de microrredes con almacenamiento, reduciendo los costos operativos diarios mediante la coordinación de pronósticos energéticos con esquemas tarifarios basados en tiempo de uso (Aksan et al., 2024; Alam et al., 2022). De igual forma, los enfoques multiobjetivo que combinan redes neuronales feedforward con algoritmos de optimización por enjambre de partículas han evidenciado un desempeño satisfactorio para predecir simultáneamente la generación fotovoltaica y la demanda eléctrica residencial, abordando ambas variables como un sistema energético acoplado (Mbey et al., 2024; Ncir et al., 2023). Estos resultados indican que la frontera del conocimiento avanza hacia modelos integrados en los que la predicción y la optimización constituyen componentes complementarios de un mismo sistema de gestión energética.

A pesar de los avances registrados en ambos ámbitos, la literatura revisada evidencia una brecha persistente que justifica el desarrollo del presente estudio. La mayoría de las investigaciones aborda la reconfiguración de arreglos fotovoltaicos y la predicción de carga residencial como problemas independientes, sin integrarlos dentro de un marco unificado de gestión energética para microrredes residenciales. Las revisiones recientes sobre predicción detrás del medidor reconocen la necesidad de articular la variabilidad de la generación con el comportamiento dinámico de la demanda; sin embargo, pocas incorporan la reconfiguración física del arreglo fotovoltaico como una variable activa dentro de los procesos de optimización (Zaboli et al., 2024). De manera similar, los estudios sobre reconfiguración inteligente concentran sus esfuerzos en maximizar la potencia extraída del arreglo, sin analizar su interacción con perfiles de carga residencial que incluyan almacenamiento energético y movilidad eléctrica (Ameen et al., 2024). Esta ausencia de integración limita la transferencia de los resultados hacia escenarios residenciales reales, donde la coordinación entre generación, almacenamiento y consumo resulta esencial tanto

para la viabilidad económica del sistema como para su capacidad de proporcionar servicios auxiliares a la red de distribución.

A partir de esta brecha se formula la siguiente pregunta de investigación: ¿de qué manera convergen las estrategias de reconfiguración fotovoltaica y los modelos de predicción de carga residencial basados en aprendizaje profundo para sustentar una gestión energética integrada en microrredes residenciales?

Para responder esta interrogante, el objetivo general consiste en analizar comparativamente las contribuciones recientes relacionadas con la reconfiguración de arreglos fotovoltaicos y la predicción de carga residencial mediante técnicas de aprendizaje profundo, a partir de una revisión bibliográfica sistemática de fuentes abiertas publicadas entre 2020 y 2024, seleccionadas por su pertinencia temática, disponibilidad de datos cuantitativos comparables y rigor metodológico. Como objetivos específicos se plantean: caracterizar las configuraciones estáticas y dinámicas de arreglos fotovoltaicos bajo condiciones de sombreado parcial, identificando las ganancias de potencia y las limitaciones estructurales reportadas para cada topología; evaluar el desempeño de las arquitecturas de aprendizaje profundo aplicadas a la predicción de irradiación solar y carga residencial mediante la comparación de las métricas de error informadas en la literatura; e identificar oportunidades de integración entre ambos enfoques para fortalecer la gestión energética en microrredes residenciales con almacenamiento mediante baterías y vehículos eléctricos, proponiendo líneas de investigación orientadas a su aplicación práctica. Finalmente, es importante señalar que la presente revisión se fundamenta exclusivamente en quince fuentes seleccionadas conforme al procedimiento metodológico descrito en la sección correspondiente, garantizando la trazabilidad, consistencia y reproducibilidad del análisis comparativo realizado.

METODOLOGÍA

El presente estudio se desarrolló mediante una revisión bibliográfica con enfoque comparativo cuantitativo. Este tipo de investigación permite sintetizar el conocimiento disponible en un área específica mediante la integración sistemática de estudios primarios, identificando coincidencias metodológicas, contrastando resultados cuantitativos y detectando vacíos de conocimiento que orientan futuras líneas de investigación. Este enfoque resulta particularmente pertinente para el análisis conjunto de la reconfiguración de arreglos fotovoltaicos y la predicción de carga residencial, debido al acelerado crecimiento de la producción científica en ambas áreas durante los últimos años y a la limitada existencia de estudios que hayan sistematizado su convergencia mediante criterios homogéneos de comparación (Ameen et al., 2024; Zaboli et al., 2024).

El procedimiento metodológico se estructuró en cinco fases secuenciales: definición de los criterios de búsqueda, selección preliminar de las fuentes, evaluación de la calidad metodológica, extracción y normalización de los datos, y análisis comparativo organizado por bloques temáticos. Esta secuencia permitió garantizar la trazabilidad de cada una de las decisiones metodológicas adoptadas durante el desarrollo de la investigación.

La primera fase consistió en el diseño de los criterios de búsqueda, los cuales fueron establecidos para abarcar los tres ejes temáticos del estudio: la reconfiguración de arreglos fotovoltaicos bajo condiciones de sombreado parcial, la predicción de irradiancia y potencia fotovoltaica mediante aprendizaje profundo y la predicción de carga residencial considerando la integración de sistemas de almacenamiento mediante baterías y vehículos eléctricos. Para ello, se emplearon términos de búsqueda en inglés y español, debido a que la mayor parte de la producción científica especializada se publica en idioma inglés. Entre las principales palabras clave utilizadas se incluyeron “photovoltaic array reconfiguration”, “partial shading conditions”, “deep learning load forecasting”, “LSTM residential demand” y “PV BESS energy management”, combinadas mediante operadores booleanos para optimizar la recuperación de información. La búsqueda se realizó en las bases de datos IEEE Xplore, MDPI Open Access, ScienceDirect, Nature Portfolio y Springer Open, seleccionadas por su reconocimiento académico, indexación internacional y disponibilidad de publicaciones de acceso abierto. El período de búsqueda comprendió publicaciones entre enero de 2020 y diciembre de 2024, con el propósito de incorporar investigaciones recientes relacionadas con el aprendizaje profundo aplicado a sistemas fotovoltaicos y las estrategias contemporáneas de reconfiguración dinámica.

En la segunda fase se efectuó la selección preliminar de las fuentes mediante criterios de inclusión y exclusión previamente establecidos. Como criterios de inclusión se consideraron artículos científicos publicados en revistas indexadas con revisión por pares, relacionados con al menos uno de los tres ejes temáticos de la investigación, que reportaran resultados cuantitativos comparables, tales como factor de forma, potencia máxima global, error cuadrático medio o error porcentual absoluto medio, y que estuvieran disponibles en acceso abierto mediante licencias Creative Commons o repositorios institucionales autorizados. Como criterios de exclusión se descartaron actas de congresos sin revisión por pares, capítulos de libros no indexados, publicaciones en idiomas distintos del inglés y el español, así como estudios cuyos resultados numéricos no pudieran verificarse a partir de las tablas, figuras o información metodológica proporcionada por los autores. La aplicación de estos criterios permitió reducir un conjunto inicial de aproximadamente ciento veinte documentos a veintinueve artículos candidatos para la evaluación metodológica.

La tercera fase correspondió a la evaluación de la calidad metodológica de las veintinueve publicaciones seleccionadas. Para ello se diseñó una rúbrica compuesta por cinco criterios: claridad en el planteamiento del problema, descripción detallada de la metodología, disponibilidad de resultados cuantitativos verificables, comparación con métodos de referencia y análisis crítico de las limitaciones del estudio. Cada criterio fue valorado mediante una escala de tres niveles, estableciéndose como requisito mínimo una puntuación de doce sobre quince puntos posibles. Este procedimiento permitió asegurar un nivel adecuado de rigor científico sin comprometer la representatividad temática de la muestra. Como resultado, se seleccionaron definitivamente quince artículos, los cuales fueron organizados en cuatro bloques temáticos: seis investigaciones sobre reconfiguración de arreglos fotovoltaicos bajo sombreado parcial, tres relacionadas con predicción de irradiancia y potencia fotovoltaica, dos centradas en predicción de carga residencial detrás del medidor y cuatro orientadas a la gestión energética integrada entre sistemas fotovoltaicos, almacenamiento mediante baterías y vehículos eléctricos. Esta distribución refleja tanto la importancia relativa de cada temática como la disponibilidad de investigaciones con suficiente calidad metodológica.

La cuarta fase consistió en la extracción y normalización de los datos cuantitativos reportados en las quince publicaciones seleccionadas, con el propósito de establecer condiciones homogéneas de comparación entre estudios desarrollados bajo diferentes metodologías experimentales. En el primer bloque se recopilaban variables como potencia máxima global, factor de forma, pérdidas por desajuste y porcentaje de incremento de potencia respecto de configuraciones de referencia. Para el segundo bloque se extrajeron el error cuadrático medio normalizado, el error porcentual absoluto medio y el coeficiente de determinación. En el tercer bloque se emplearon las mismas métricas aplicadas a la predicción de carga residencial, mientras que en el cuarto bloque se analizaron indicadores relacionados con la reducción del costo operativo diario y el estado de carga de los sistemas de almacenamiento mediante baterías. Posteriormente, todas las variables fueron normalizadas mediante un sistema homogéneo de unidades, registrando las condiciones experimentales de cada estudio e identificando los conjuntos de datos empleados como referencia, lo que permitió establecer equivalencias metodológicas y detectar diferencias entre los resultados reportados.

La quinta fase comprendió el análisis comparativo de los cuatro bloques temáticos. En esta etapa se confrontaron los resultados cuantitativos previamente normalizados para identificar tendencias consistentes, valores atípicos y vacíos metodológicos presentes en la literatura. En el primer bloque se comparó el desempeño de configuraciones estáticas y dinámicas de arreglos fotovoltaicos bajo cinco patrones de sombreado parcial, considerando topologías

como Total Cross-Tied, Bridge-Linked, Honeycomb y Benzene, además de estrategias dinámicas basadas en redes neuronales convolucionales y algoritmos bioinspirados. En el segundo bloque se evaluó el desempeño de diferentes arquitecturas de aprendizaje profundo para horizontes de predicción de quince minutos, una hora y veinticuatro horas, incluyendo modelos LSTM, Temporal Convolutional Networks y arquitecturas híbridas CNN-LSTM y LSTM-TCN. Finalmente, en los bloques tercero y cuarto se analizaron las estrategias orientadas a la predicción conjunta de generación fotovoltaica y demanda residencial en viviendas con sistemas de almacenamiento energético y vehículos eléctricos, identificando las posibilidades de integración entre ambos enfoques dentro de un esquema unificado de gestión energética.

Para el procesamiento de la información se utilizaron hojas de cálculo estructuradas en las que se registraron todas las variables cuantitativas extraídas de las publicaciones seleccionadas. Asimismo, se empleó un gestor bibliográfico para administrar las referencias conforme a las directrices de la séptima edición de las normas de la American Psychological Association, garantizando la correcta trazabilidad de cada dato hasta su fuente original. Debido a la naturaleza documental de la investigación, no fue necesaria la aprobación por un comité de ética, puesto que únicamente se analizaron datos previamente publicados en revistas científicas con revisión por pares. No obstante, durante todo el proceso se respetaron los principios de integridad científica mediante la adecuada atribución de autoría, el cumplimiento de las condiciones establecidas por las licencias de acceso abierto y la documentación detallada de los procedimientos empleados, asegurando la reproducibilidad del análisis comparativo y fortaleciendo la validez metodológica de las conclusiones obtenidas.

DESARROLLO

El presente estudio se desarrolló mediante una revisión bibliográfica con enfoque comparativo cuantitativo. Este tipo de investigación permite sintetizar el conocimiento disponible en un área específica mediante la integración sistemática de estudios primarios, identificando coincidencias metodológicas, contrastando resultados cuantitativos y detectando vacíos de conocimiento que orientan futuras líneas de investigación. Este enfoque resulta particularmente pertinente para el análisis conjunto de la reconfiguración de arreglos fotovoltaicos y la predicción de carga residencial, debido al acelerado crecimiento de la producción científica en ambas áreas durante los últimos años y a la limitada existencia de estudios que hayan sistematizado su convergencia mediante criterios homogéneos de comparación (Ameen et al., 2024; Zaboli et al., 2024).

El procedimiento metodológico se estructuró en cinco fases secuenciales: definición de los criterios de búsqueda,

selección preliminar de las fuentes, evaluación de la calidad metodológica, extracción y normalización de los datos, y análisis comparativo organizado por bloques temáticos. Esta secuencia permitió garantizar la trazabilidad de cada una de las decisiones metodológicas adoptadas durante el desarrollo de la investigación.

La primera fase consistió en el diseño de los criterios de búsqueda, los cuales fueron establecidos para abarcar los tres ejes temáticos del estudio: la reconfiguración de arreglos fotovoltaicos bajo condiciones de sombreado parcial, la predicción de irradiancia y potencia fotovoltaica mediante aprendizaje profundo y la predicción de carga residencial considerando la integración de sistemas de almacenamiento mediante baterías y vehículos eléctricos. Para ello, se emplearon términos de búsqueda en inglés y español, debido a que la mayor parte de la producción científica especializada se publica en idioma inglés. Entre las principales palabras clave utilizadas se incluyeron “photovoltaic array reconfiguration”, “partial shading conditions”, “deep learning load forecasting”, “LSTM residential demand” y “PV BESS energy management”, combinadas mediante operadores booleanos para optimizar la recuperación de información. La búsqueda se realizó en las bases de datos IEEE Xplore, MDPI Open Access, ScienceDirect, Nature Portfolio y Springer Open, seleccionadas por su reconocimiento académico, indexación internacional y disponibilidad de publicaciones de acceso abierto. El período de búsqueda comprendió publicaciones entre enero de 2020 y diciembre de 2024, con el propósito de incorporar investigaciones recientes relacionadas con el aprendizaje profundo aplicado a sistemas fotovoltaicos y las estrategias contemporáneas de reconfiguración dinámica.

En la segunda fase se efectuó la selección preliminar de las fuentes mediante criterios de inclusión y exclusión previamente establecidos. Como criterios de inclusión se consideraron artículos científicos publicados en revistas indexadas con revisión por pares, relacionados con al menos uno de los tres ejes temáticos de la investigación, que reportaran resultados cuantitativos comparables, tales como factor de forma, potencia máxima global, error cuadrático medio o error porcentual absoluto medio, y que estuvieran disponibles en acceso abierto mediante licencias Creative Commons o repositorios institucionales autorizados. Como criterios de exclusión se descartaron actas de congresos sin revisión por pares, capítulos de libros no indexados, publicaciones en idiomas distintos del inglés y el español, así como estudios cuyos resultados numéricos no pudieran verificarse a partir de las tablas, figuras o información metodológica proporcionada por los autores. La aplicación de estos criterios permitió reducir un conjunto inicial de aproximadamente ciento veinte documentos a veintinueve artículos candidatos para la evaluación metodológica.

La tercera fase correspondió a la evaluación de la calidad metodológica de las veintinueve publicaciones seleccionadas. Para ello se diseñó una rúbrica compuesta por cinco criterios: claridad en el planteamiento del problema, descripción detallada de la metodología, disponibilidad de resultados cuantitativos verificables, comparación con métodos de referencia y análisis crítico de las limitaciones del estudio. Cada criterio fue valorado mediante una escala de tres niveles, estableciéndose como requisito mínimo una puntuación de doce sobre quince puntos posibles. Este procedimiento permitió asegurar un nivel adecuado de rigor científico sin comprometer la representatividad temática de la muestra. Como resultado, se seleccionaron definitivamente quince artículos, los cuales fueron organizados en cuatro bloques temáticos: seis investigaciones sobre reconfiguración de arreglos fotovoltaicos bajo sombreado parcial, tres relacionadas con predicción de irradiancia y potencia fotovoltaica, dos centradas en predicción de carga residencial detrás del medidor y cuatro orientadas a la gestión energética integrada entre sistemas fotovoltaicos, almacenamiento mediante baterías y vehículos eléctricos. Esta distribución refleja tanto la importancia relativa de cada temática como la disponibilidad de investigaciones con suficiente calidad metodológica.

La cuarta fase consistió en la extracción y normalización de los datos cuantitativos reportados en las quince publicaciones seleccionadas, con el propósito de establecer condiciones homogéneas de comparación entre estudios desarrollados bajo diferentes metodologías experimentales. En el primer bloque se recopilaron variables como potencia máxima global, factor de forma, pérdidas por desajuste y porcentaje de incremento de potencia respecto de configuraciones de referencia. Para el segundo bloque se extrajeron el error cuadrático medio normalizado, el error porcentual absoluto medio y el coeficiente de determinación. En el tercer bloque se emplearon las mismas métricas aplicadas a la predicción de carga residencial, mientras que en el cuarto bloque se analizaron indicadores relacionados con la reducción del costo operativo diario y el estado de carga de los sistemas de almacenamiento mediante baterías. Posteriormente, todas las variables fueron normalizadas mediante un sistema homogéneo de unidades, registrando las condiciones experimentales de cada estudio e identificando los conjuntos de datos empleados como referencia, lo que permitió

establecer equivalencias metodológicas y detectar diferencias entre los resultados reportados.

La quinta fase comprendió el análisis comparativo de los cuatro bloques temáticos. En esta etapa se confrontaron los resultados cuantitativos previamente normalizados para identificar tendencias consistentes, valores atípicos y vacíos metodológicos presentes en la literatura. En el primer bloque se comparó el desempeño de configuraciones estáticas y dinámicas de arreglos fotovoltaicos bajo cinco patrones de sombreado parcial, considerando topologías como Total Cross-Tied, Bridge-Linked, Honeycomb y Benzene, además de estrategias dinámicas basadas en redes neuronales convolucionales y algoritmos bioinspirados. En el segundo bloque se evaluó el desempeño de diferentes arquitecturas de aprendizaje profundo para horizontes de predicción de quince minutos, una hora y veinticuatro horas, incluyendo modelos LSTM, Temporal Convolutional Networks y arquitecturas híbridas CNN-LSTM y LSTM-TCN. Finalmente, en los bloques tercero y cuarto se analizaron las estrategias orientadas a la predicción conjunta de generación fotovoltaica y demanda residencial en viviendas con sistemas de almacenamiento energético y vehículos eléctricos, identificando las posibilidades de integración entre ambos enfoques dentro de un esquema unificado de gestión energética.

Para el procesamiento de la información se utilizaron hojas de cálculo estructuradas en las que se registraron todas las variables cuantitativas extraídas de las publicaciones seleccionadas. Asimismo, se empleó un gestor bibliográfico para administrar las referencias conforme a las directrices de la séptima edición de las normas de la American Psychological Association, garantizando la correcta trazabilidad de cada dato hasta su fuente original. Debido a la naturaleza documental de la investigación, no fue necesaria la aprobación por un comité de ética, puesto que únicamente se analizaron datos previamente publicados en revistas científicas con revisión por pares. No obstante, durante todo el proceso se respetaron los principios de integridad científica mediante la adecuada atribución de autoría, el cumplimiento de las condiciones establecidas por las licencias de acceso abierto y la documentación detallada de los procedimientos empleados, asegurando la reproducibilidad del análisis comparativo y fortaleciendo la validez metodológica de las conclusiones obtenidas.

Tabla 1 Comparación del desempeño de configuraciones de arreglos fotovoltaicos bajo sombreado parcial reportadas en la literatura revisada.

Configuración	Tipo	Tamaño del arreglo	Métrica principal reportada	Valor o rango	Fuente
Total Cross-Tied (TCT)	Estática convencional	Variable según estudio	Potencia máxima global bajo sombreado	Referencia superior entre estáticas	(Ajmal et al., 2020)

Bridge-Linked (BL)	Estática convencional	Variable según estudio	Potencia máxima global bajo sombreado	Inferior a TCT bajo cinco patrones	(Ajmal et al., 2020)
Honeycomb (HC)	Estática convencional	Variable según estudio	Potencia máxima global bajo sombreado	Intermedio entre SP y TCT	(Ajmal et al., 2020)
Benzene	Estática novedosa	Nueve por nueve módulos	Reducción de conexiones cruzadas	Aproximadamente 50% menor que TCT	(Saiprakash et al., 2022)
Configuración geométrica derivada	Estática novedosa	Cuatro por cuatro módulos	Mejora promedio de potencia	18,37% adicional	(Ganesan et al., 2024)
Reconfiguración jerárquica escalable	Dinámica	Variable según estudio	Tiempo de reconfiguración	Reducido frente a esquemas centralizados	(Ameen et al., 2024)
Algoritmo del pelícano mejorado	Dinámica bioinspirada	Variable según estudio	Velocidad de convergencia al GMPP	Superior a PSO y GA	(Li et al., 2023)
Reconfiguración basada en CNN	Dinámica con aprendizaje profundo	Variable según estudio	Mejora de potencia bajo sombreado	Entre 5,8% y 25,2%	(Nguyen-Duc et al., 2022)
Reconfiguración basada en CNN	Dinámica con aprendizaje profundo	Variable según estudio	Precisión de estimación de I_{sc}	88,47% (RMSE aproximado 0,0513)	(Nguyen-Duc et al., 2022)

Al comparar los resultados de la Tabla 1 con la discusión realizada, aparece un patrón bastante consistente que vale la pena señalar: las configuraciones dinámicas con aprendizaje profundo y algoritmos bioinspirados les ganan sistemáticamente a las estáticas tradicionales en cuanto a la potencia que se puede sacar, pero eso sí, tienen incluidos requisitos adicionales en infraestructura de control, procesamiento embebido y en la confiabilidad del sistema de conmutación. Las configuraciones estáticas nuevas como Benzene son como un punto medio: capturan parte de las ventajas de la reconfiguración avanzada, pero sin intervenir en los costos del control activo, lo que las hace atractivas para contextos residenciales donde la simplicidad operativa es un factor clave. Sin embargo, las fuentes revisadas muestran una limitación metodológica que se repite a menudo: la mayoría de los estudios evalúa cómo rinden las configuraciones propuestas usando solo un puñado de patrones de sombreado, sin considerar la variabilidad estacional y meteorológica que hay en la operación real de los sistemas fotovoltaicos en distintos lugares geográficos. Eso, pues, restringe qué tanto podemos generalizar los hallazgos a condiciones operativas más amplias (Ajmal et al., 2020; Ameen et al., 2024), lo que abre un espacio para investigar en el futuro cómo articular la reconfiguración dinámica con datos meteorológicos de largo plazo, una posibilidad que conecta directamente con los modelos de predicción presentados más adelante, los cuales justamente se enfocan en anticipar la irradiancia disponible y la potencia fotovoltaica generada en horizontes de tiempo útiles para la operación.

Predecir con buena precisión la irradiancia solar y la potencia que generan los paneles es el segundo pilar

conceptual de este análisis. ¿Por qué? Porque para que una microrred residencial funcione de manera eficiente, se necesita poder anticipar con suficiente antelación cuánta energía solar va a haber, y así coordinar las decisiones de carga, descarga y consumo. Las arquitecturas de aprendizaje profundo aplicadas a este problema han evolucionado a gran escala en los últimos cuatro años, han pasado de modelos individuales como las redes neuronales prealimentadas a esquemas híbridos que combinan la capacidad de extraer características espaciales con el modelado de dependencias temporales largas, alcanzando niveles de precisión que superan con creces a los enfoques estadísticos tradicionales (Limouni et al., 2023; Villegas-Mier et al., 2021). Esta evolución metodológica responde a que las series temporales de irradiancia son bastante complejas: tienen múltiples estacionalidades superpuestas, cambios bruscos cuando pasan nubes, y dependencias no lineales con variables meteorológicas como temperatura, humedad relativa y velocidad del viento, todo eso, desafiaba la capacidad de modelado de los métodos clásicos basados en regresión o suavizado exponencial.

Las redes LSTM (de memoria larga a corto plazo, como las conocemos por sus siglas en inglés) han sido el modelo de referencia dominante en la predicción fotovoltaica durante el período analizado, esto se debe a que pueden capturar dependencias temporales largas gracias a unos mecanismos de compuertas que regulan cómo fluye la información dentro de la red. Estudios comparativos sistemáticos demuestran que las LSTM superan consistentemente a métodos clásicos como ARIMA y también a las redes neuronales prealimentadas, en horizontes de

predicción que van desde 15 minutos hasta 24 horas. Por otro lado, las reducciones del error cuadrático medio llegan hasta el 30% bajo condiciones meteorológicas cambiantes (El-Shahat et al., 2024; Villegas-Mier et al., 2021), es necesario aclarar que usar LSTM solas tiene sus limitaciones cuando hay transiciones meteorológicas abruptas, porque la red tiende a suavizar las predicciones en intervalos donde la irradiancia cambia de golpe, esto ha motivado que se desarrollen arquitecturas híbridas que complementan las capacidades temporales de las LSTM con módulos especializados en detectar patrones espaciales o de muy corto plazo.

Entre las arquitecturas híbridas más relevantes que aparecen en la literatura reciente está el modelo LSTM-TCN, considerado un aporte metodológico importante, porque combina las redes LSTM con las redes convolucionales temporales (TCN), que aportan capacidad de procesamiento en paralelo y modelan eficientemente dependencias temporales mediante convoluciones dilatadas (Limouni et al., 2023). Los experimentos que hicieron con conjuntos de datos públicos de la región de Alice Springs en Australia muestran que el modelo híbrido LSTM-TCN supera a las arquitecturas individuales LSTM y TCN en horizontes de predicción de uno a seis pasos temporales, también las reducciones del error cuadrático medio normalizado son especialmente notables en días con intermitencia meteorológica, o sea, condiciones donde la irradiancia sube y baja en intervalos cortos por el paso intermitente de nubes, esta capacidad de manejar la variabilidad del clima es muy valiosa para aplicaciones residenciales en latitudes tropicales o subtropicales, porque ahí las condiciones atmosféricas cambian rápido y eso pone a prueba la robustez de los modelos predictivos.

Por otro lado, los modelos que usan redes convolucionales combinadas con LSTM, los famosos CNN-LSTM, han demostrado que pueden integrar el procesamiento de datos meteorológicos multivariados con el modelado temporal de las series de irradiancia, así alcanzan niveles de precisión mejores, sobre todo cuando se aplican técnicas de optimización de hiperparámetros mediante búsqueda exhaustiva con validación cruzada (El-Shahat et al., 2024). Los resultados comparativos que reportan confirman que la arquitectura CNN-LSTM optimizada con ese método produce errores porcentuales absolutos medios

consistentemente más bajos que los de modelos individuales como Support Vector Regression, Random Forest o las redes neuronales prealimentadas convencionales, además, los coeficientes de determinación superan el 90% en escenarios de predicción a corto plazo y funciona tan bien debido a la complementariedad entre las capas convolucionales, que extraen características locales de las series multivariadas, y las capas LSTM, que modelan las dependencias temporales del comportamiento secuencial del fenómeno físico.

Las redes neuronales artificiales tradicionales, aunque las arquitecturas profundas las superan en precisión predictiva, todavía tienen relevancia operativa en aplicaciones donde la simplicidad computacional es crítica, sobre todo en sistemas embebidos con poca capacidad de procesamiento. La revisión sistemática de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia basados en redes neuronales documenta que los esquemas convencionales alcanzan eficiencias de seguimiento superiores al 97% bajo condiciones uniformes de irradiancia, pero ese valor se reduce considerablemente bajo sombreado parcial, porque la complejidad de la curva potencia-voltaje exige capacidades de modelado más sofisticadas (Villegas-Mier et al., 2021). Esta limitación motiva que se integren arquitecturas profundas en los esquemas de seguimiento del punto de máxima potencia, una posibilidad que se conecta directamente con las estrategias de reconfiguración dinámica ya analizadas, configurando un marco coherente donde la predicción de irradiancia, el seguimiento del punto de máxima potencia y la reconfiguración del arreglo convergen como componentes interdependientes de la gestión energética fotovoltaica.

Al sistematizar los resultados reportados por las tres fuentes que forman el segundo bloque temático del estudio, se puede contrastar de manera estructurada las arquitecturas predominantes en la predicción fotovoltaica, observando las diferencias cuantitativas asociadas a cada enfoque metodológico. La Tabla 2 organiza las contribuciones según el tipo de arquitectura, el horizonte temporal de predicción evaluado, la métrica principal reportada y el rango de valores obtenidos en los experimentos documentados, generando un análisis comparativo que complementa lo que se había descrito.

Tabla 2 Desempeño comparativo de arquitecturas de aprendizaje profundo aplicadas a la predicción de irradiancia y potencia fotovoltaica.

Arquitectura	Tipo	Horizonte de predicción	Métrica principal	Desempeño reportado	Fuente
LSTM individual	Recurrente	Quince minutos a veinticuatro horas	Error medio cuadrático	Referencia comparativa	(Villegas-Mier et al., 2021)
TCN individual	Convolutacional temporal	Uno a seis pasos	Error medio cuadrático	Superado por híbridos	(Limouni et al., 2023)

LSTM-TCN	Híbrida	Uno a seis pasos	Error medio cuadrático en días intermitentes	Superior a LSTM y TCN individuales	(Limouni et al., 2023)
CNN-LSTM con grid search	Híbrida optimizada	Corto plazo	Coeficiente de determinación	Superior al noventa por ciento	(El-Shahat et al., 2024)
CNN-LSTM con grid search	Híbrida optimizada	Corto plazo	Error porcentual absoluto medio	Inferior a SVR, RF y FFNN	(El-Shahat et al., 2024)
ANN convencional	Prealimentada	Operación bajo irradiancia uniforme	Eficiencia de seguimiento MPPT	Superior al noventa y siete por ciento	(Villegas-Mier et al., 2021)
ANN convencional	Prealimentada	Operación bajo sombreado parcial	Eficiencia de seguimiento MPPT	Degradación significativa	(Villegas-Mier et al., 2021)

Analizando comparativamente los hallazgos resumidos en la Tabla 2 y que ya fueron discutidos, emergen tres tendencias consistentes que valen la pena destacar como aportes sintéticos de este análisis. Primero: las arquitecturas híbridas superan sistemáticamente a los modelos individuales, esto se cumple tanto para LSTM-TCN como para CNN-LSTM cuando se evalúan sobre conjuntos de datos diversos, lo que sugiere que combinar capacidades complementarias rinde mejor que solo sofisticar una única arquitectura. Segundo: optimizar adecuadamente los hiperparámetros con técnicas como búsqueda exhaustiva y validación cruzada produce mejoras importantes en el rendimiento predictivo, es decir, no basta con elegir una arquitectura buena, el ajuste fino es clave (El-Shahat et al., 2024). Tercero: el desempeño de los modelos profundos depende mucho de la calidad y representatividad de los datos de entrenamiento, esto introduce una limitación geográfica importante, porque un modelo entrenado con datos de una región puede perder precisión al aplicarlo en contextos meteorológicos distintos (Limouni et al., 2023; Villegas-Mier et al., 2021), esta restricción conecta directamente con las brechas ya identificadas sobre validación con variabilidad estacional, formando un patrón transversal que se puede ver ahora desde la perspectiva de la predicción de carga residencial, donde la naturaleza estadística de los perfiles de consumo añade más complejidades por la presencia de baterías y vehículos eléctricos del lado del usuario.

Realmente los hogares han cambiado significativamente en los últimos años, se han vuelto nodos activos de generación, almacenamiento y consumo, esto ha modificado sustancialmente cómo son estadísticamente los perfiles de demanda eléctrica, obligando a replantear los métodos tradicionales de pronóstico para el lado residencial. El concepto de gestión detrás del medidor (BTM, por sus siglas en inglés) agrupa todos esos activos energéticos que están del lado del consumidor y que generan, almacenan o consumen energía sin pasar necesariamente por el medidor principal de la distribuidora, lo que introduce un grado de invisibilidad operativa que complica la planificación de las redes de distribución (Zaboli et al., 2023).

Y esta opacidad estructural se intensifica cuando los hogares tienen al mismo tiempo paneles solares, baterías de almacenamiento y carros eléctricos, debido a que cada componente modifica el perfil neto que registra el medidor de manera distinta: los paneles reducen la demanda aparente durante las horas centrales del día, las baterías desplazan el consumo hacia las horas de menor tarifa, y los vehículos eléctricos introducen picos de demanda impredecibles según los hábitos de movilidad de cada usuario.

Las arquitecturas de aprendizaje profundo que se han aplicado a este problema han ido evolucionando para lidiar con la complejidad estadística que tienen los perfiles netos detrás del medidor, sobre todo mediante el desarrollo de esquemas que combinan capacidades de codificación, modelado secuencial y predicción multipaso todo en un mismo marco. El esquema que usa redes LSTM con autocodificadores apilados (LSTM-SAE) es uno de los aportes metodológicos más importantes vistos en la literatura reciente, articulando tres componentes funcionales complementarios bajo una arquitectura secuencia a secuencia: los autocodificadores extraen características latentes, las LSTM hacen el modelado temporal, y el paradigma de codificación-decodificación permite la predicción multipaso (Zaboli et al., 2023). Los resultados experimentales muestran que esta arquitectura supera consistentemente a modelos individuales como LSTM, GRU y SVR, logrando reducciones del error cuadrático medio que van del 15% al 22% según el horizonte de predicción, eso confirma que los esquemas híbridos tienen sentido para el pronóstico residencial cuando hay múltiples recursos energéticos distribuidos.

Adicionalmente, esto se complica cuando hay que predecir al mismo tiempo la generación fotovoltaica y la demanda eléctrica de la casa, porque ambas variables tienen estructuras estadísticas distintas, pero están acopladas a través de la operación del sistema de almacenamiento, lo que exige enfoques metodológicos que puedan manejar la naturaleza multiobjetivo del problema. Los modelos híbridos que combinan redes neuronales prealimentadas

con LSTM, optimizados mediante técnicas de enjambre de partículas multiobjetivo (MOPSO), han demostrado que funcionan bien para este desafío, predicen simultáneamente la generación y la demanda bajo un mismo marco de optimización, lo que permite considerar los compromisos entre la precisión de cada predicción individual (Kakeu et al., 2024). Los experimentos con datos de sistemas de redes inteligentes muestran que el modelo híbrido FFNN-LSTM-MOPSO produce errores porcentuales absolutos medios consistentemente más bajos que las arquitecturas individuales de referencia, con valores que se mantienen por debajo del 5% en la mayoría de los escenarios analizados. Ese rendimiento valida el enfoque multiobjetivo para aplicaciones residenciales con generación y demanda acopladas.

La revisión sistemática de los modelos de pronóstico para contextos detrás del medidor documenta gran cantidad de arquitecturas profundas evaluadas en la literatura reciente, con variaciones significativas en complejidad computacional, requerimientos de datos y desempeño predictivo, esto genera un panorama bastante heterogéneo que dificulta elegir un modelo para aplicaciones específicas (Zaboli et al., 2024). El análisis comparativo de más de cuarenta modelos documentados revela que las arquitecturas basadas en LSTM, GRU y sus variantes bidireccionales son el grupo predominante, representando aproximadamente el 60% de las contribuciones recientes, mientras tanto, las arquitecturas basadas en transformadores y mecanismos de atención están emergiendo como una línea de investigación promisorio, pero aún incipiente en el contexto residencial. Esta concentración metodológica refleja tanto la madurez tecnológica de las arquitecturas recurrentes como las limitaciones de datos que enfrenta el campo, porque los modelos con mecanismos de atención suelen necesitar conjuntos de entrenamiento bastante más grandes que los que están disponibles en aplicaciones residenciales individuales.

Por otro lado, un tema crítico que salta de la revisión documental tiene que ver con la naturaleza de los conjuntos de datos que se usan para entrenar y validar los modelos predictivos, porque la calidad de las predicciones depende directamente de qué tan representativas sean estadísticamente las series temporales que empleamos, y también de incluir variables exógenas pertinentes como condiciones meteorológicas, tarifas eléctricas y patrones de ocupación de la casa. Los estudios revisados destacan que poder acceder a datos de medidores inteligentes con resolución temporal de 15 minutos o menos es un requisito clave para desarrollar modelos predictivos robustos, eso establece una dependencia crítica entre la infraestructura de medición avanzada y la viabilidad operativa del pronóstico detrás del medidor (Zaboli et al., 2023), esta dependencia introduce una asimetría geográfica importante en el desarrollo del campo, porque las regiones con poco despliegue de medidores inteligentes enfrentan barreras adicionales para implementar modelos

avanzados, lo que restringe qué tan transferibles son los hallazgos a contextos residenciales en países en desarrollo, donde la infraestructura de medición todavía está en fases iniciales de modernización.

Cuando se comparan los hallazgos de las fuentes que sustentan el análisis sobre predicción residencial, emergen patrones consistentes que vale la pena destacar como aportes sintéticos. Primero: las arquitecturas que combinan codificación, modelado secuencial y predicción multipaso superan sistemáticamente a los modelos individuales, esto confirma la tendencia que ya vimos en la predicción de irradiancia, o sea, es un patrón transversal tanto para la oferta como para la demanda energética. Segundo: los enfoques multiobjetivo que abordan al mismo tiempo la predicción de generación y demanda son una vía metodológica muy promisorio para aplicaciones residenciales, porque capturan bien la naturaleza acoplada del problema energético doméstico mediante optimización conjunta (Kakeu et al., 2024). Tercero: la heterogeneidad de las arquitecturas evaluadas en la literatura reciente, sumada a la diversidad de conjuntos de datos usados, dificulta comparar directamente entre estudios y limita la generalización de los hallazgos a contextos operativos diversos. Esa restricción metodológica conecta directamente con las brechas que ya identificamos sobre validación en condiciones variables (Zaboli et al., 2024). Esta limitación transversal nos lleva al siguiente análisis, donde examinamos la integración de los componentes predictivos con la operación de sistemas de almacenamiento, cerrando así conceptualmente el marco analítico de este trabajo.

La gestión energética integrada es el eje culminante de este análisis, porque articula los componentes que ya examinamos (reconfiguración del arreglo fotovoltaico, predicción de irradiancia y predicción de carga residencial) dentro de un marco operativo unificado, ahí las decisiones de generación, almacenamiento y consumo se coordinan mediante esquemas de optimización basados en aprendizaje profundo. La aparición de las microrredes residenciales como unidades de gestión energética autónoma ha sido posible gracias a la convergencia de tres tendencias tecnológicas que ocurren al mismo tiempo: la maduración de las arquitecturas de aprendizaje profundo aplicadas a la predicción energética, la reducción sostenida del costo de los sistemas de almacenamiento por baterías, y la penetración creciente de vehículos eléctricos en el sector residencial. Todo eso configura un nuevo paradigma operativo donde los hogares dejan de ser consumidores pasivos y se convierten en nodos activos del sistema eléctrico (Aksan et al., 2024; Alam et al., 2022), esta transformación estructural exige desarrollar marcos de gestión capaces de articular decisiones operativas con horizontes temporales heterogéneos, desde la respuesta en segundos que se necesita para estabilizar localmente la tensión, hasta la planificación diaria asociada a los esquemas de tarificación por tiempo de uso.

Las redes Bi-LSTM (redes de memoria larga a corto plazo bidireccionales) han resultado ser una de las arquitecturas más efectivas para sostener la gestión energética integrada, debido a que procesan las series temporales en las dos direcciones, capturando dependencias tanto del pasado como del futuro inmediato durante el entrenamiento, y eso mejora bastante la precisión predictiva comparado con las LSTM unidireccionales convencionales. El modelo dinámico que propusieron Alam et al. (2022) integra una arquitectura Bi-LSTM con un algoritmo de optimización para gestionar microrredes residenciales que tienen paneles solares y baterías, demostraron que al articular predicción avanzada con optimización operativa se puede minimizar el costo diario de electricidad bajo tarifas por tiempo de uso, y al mismo tiempo considerar las penalizaciones por picos de demanda diaria, esto quiere decir que los resultados experimentales validan que esto funciona, mostrando reducciones significativas del costo operativo frente a esquemas convencionales basados en reglas heurísticas confirmando que los enfoques predictivos avanzados tienen sentido para la gestión energética en casas.

Incluir vehículos eléctricos en los esquemas de gestión añade otra capa de complejidad, porque la demanda de carga tiene patrones aleatorios asociados a los hábitos de movilidad de cada persona, difíciles de modelar con enfoques deterministas tradicionales. El estudio de Aksan et al. (2024) aborda este desafío desarrollando un esquema integrado que articula la predicción de la generación fotovoltaica con la predicción de la demanda de carga de los vehículos eléctricos, usan arquitecturas distintas adaptadas a la naturaleza estadística de cada serie temporal: redes neuronales recurrentes simples para la predicción fotovoltaica y arquitecturas Bi-LSTM para la demanda de carga vehicular. Los experimentos con un sistema fotovoltaico de quince kilovatios pico combinado con datos simulados de carga vehicular muestran que las redes recurrentes simples capturan bien los patrones relativamente estables de la generación solar, mientras que las Bi-LSTM son más eficaces para modelar las dinámicas complejas de la demanda vehicular, lo que sustenta la idea de seleccionar arquitecturas diferentes según la complejidad estadística de cada variable predictiva.

Determinar la capacidad óptima del sistema de baterías es una decisión de diseño crítica que se relaciona directamente con la calidad de las predicciones disponibles. Si la capacidad es insuficiente, el sistema no puede aprovechar bien el excedente de generación solar; si es excesiva, genera costos de inversión innecesarios y aumenta la complejidad operativa. El esquema de Aksan et al. (2024) integra los pronósticos de generación y demanda con un algoritmo de optimización de capacidad que determina el tamaño óptimo de la batería y también la programación de los ciclos de carga y descarga para maximizar el aprovechamiento de la energía solar sobrante, reduciendo así la dependencia de la red eléctrica convencional.

Los resultados validan que esta aproximación integrada permite identificar configuraciones que equilibran bien el uso de la red con el aprovechamiento del recurso solar local, mejorando la sostenibilidad operativa de la infraestructura de carga vehicular sin sacrificar la eficiencia económica del sistema.

El seguimiento del punto de máxima potencia cuando hay sombreado parcial complejo es otro desafío técnico que también se ha abordado con estrategias híbridas que combinan algoritmos de optimización con redes neuronales, articulando así los componentes predictivos con la operación física del arreglo fotovoltaico. La estrategia híbrida basada en evolución diferencial con redes neuronales prealimentadas (DE-FFNN), que desarrollaron Ncir et al. (2023), aborda específicamente condiciones de sombreado parcial y complejo donde algoritmos convencionales como Perturbación y Observación o Conductancia Incremental pierden rendimiento por los múltiples picos locales en la curva potencia-voltaje. Los resultados experimentales muestran que la estrategia DE-FFNN supera a los métodos convencionales en eficiencia de seguimiento bajo patrones complejos de sombreado, alcanzando niveles superiores al 98% en condiciones de sombreado severo, lo que valida que las estrategias híbridas son pertinentes para operar sistemas fotovoltaicos robustos dentro de microrredes residenciales con condiciones operativas variables.

Cuando se comparan los hallazgos de las cuatro fuentes que sustentan este último análisis, emerge una síntesis integradora que articula las contribuciones que ya examinadas. Primero: la gestión energética integrada de microrredes residenciales requiere articular coherentemente tres componentes funcionales: la reconfiguración del arreglo fotovoltaico para maximizar la generación bajo sombreado parcial, la predicción precisa de generación y demanda mediante arquitecturas profundas, y la optimización operativa de los recursos de almacenamiento bajo restricciones tarifarias y de demanda (Alam et al., 2022). Segundo: las arquitecturas Bi-LSTM y los esquemas multiobjetivo son las aproximaciones metodológicas más promisorias para sostener esta integración, porque capturan adecuadamente las dependencias temporales bidireccionales y los compromisos entre múltiples objetivos operativos (Aksan et al., 2024; Kakeu et al., 2024). Tercero: la literatura revisada muestra que la integración plena entre los tres componentes funcionales todavía está en una fase incipiente de desarrollo. La mayoría de los estudios aborda subconjuntos parciales del problema sin articular la reconfiguración física del arreglo con los esquemas predictivos y de optimización operativa, esa brecha confirma que la pregunta de investigación que planteamos al inicio de este trabajo sigue siendo pertinente, y también una oportunidad clara para desarrollar marcos analíticos integradores que orienten futuras investigaciones aplicadas al contexto residencial.

CONCLUSIONES

La presente investigación permitió sistematizar el estado del conocimiento sobre la convergencia entre la reconfiguración de arreglos fotovoltaicos y la predicción de carga residencial mediante técnicas de aprendizaje profundo, a partir del análisis comparativo de quince estudios de acceso abierto publicados entre 2020 y 2024. Los resultados evidenciaron que las estrategias de reconfiguración dinámica apoyadas en algoritmos bioinspirados y modelos de aprendizaje profundo superan de manera consistente a las configuraciones estáticas tradicionales en términos de potencia máxima extraída bajo condiciones de sombreado parcial, alcanzando incrementos comprendidos entre el cinco y el veinticinco por ciento, según la severidad del patrón de sombreado analizado. Estos hallazgos reflejan un nivel de madurez tecnológica que respalda su aplicación en sistemas fotovoltaicos residenciales (Ameen et al., 2024; Nguyen-Duc et al., 2022). De forma complementaria, el análisis de las arquitecturas predictivas mostró que los modelos híbridos, como LSTM-TCN y CNN-LSTM, presentan un desempeño superior al de las arquitecturas individuales tanto en la predicción de irradiancia como en la estimación de la carga residencial, evidenciando las ventajas de integrar diferentes capacidades de aprendizaje dentro de un mismo marco de modelado.

El análisis de la predicción de carga residencial detrás del medidor reveló que las arquitecturas híbridas que combinan procesos de codificación, modelado secuencial y predicción multipaso, como el esquema LSTM-SAE, alcanzan reducciones del error cuadrático medio superiores al quince por ciento en comparación con modelos convencionales de una sola arquitectura. Este comportamiento confirma la tendencia observada en la predicción de irradiancia y pone de manifiesto un patrón metodológico común aplicable tanto a la generación como a la demanda energética residencial (Zaboli et al., 2023, 2024). Asimismo, el estudio de los esquemas integrados que combinan sistemas fotovoltaicos, almacenamiento mediante baterías y vehículos eléctricos evidenció que las arquitecturas Bidirectional Long Short-Term Memory y los enfoques de optimización multiobjetivo constituyen las alternativas más prometedoras para la gestión energética de microrredes residenciales, debido a su capacidad para representar dependencias temporales bidireccionales y optimizar simultáneamente objetivos relacionados con la reducción del costo operativo, el incremento del autoconsumo y la disminución de los picos de demanda.

No obstante, es necesario reconocer las limitaciones de la presente investigación. En primer lugar, la revisión se restringió a quince estudios de acceso abierto seleccionados mediante criterios rigurosos de calidad metodológica. Si bien esta estrategia permitió realizar un análisis profundo y consistente, también redujo la cobertura de investigaciones publicadas en revistas de acceso

restringido. En segundo lugar, la heterogeneidad de los conjuntos de datos utilizados por los estudios revisados limitó la comparación directa de los resultados cuantitativos, dado que el desempeño de los modelos depende en gran medida de factores como la ubicación geográfica, las condiciones meteorológicas y la resolución temporal de los datos empleados durante las etapas de entrenamiento y validación (Limouni et al., 2023; Villegas-Mier et al., 2021). Finalmente, al tratarse de una investigación de naturaleza bibliográfica, no fue posible validar experimentalmente los resultados sintetizados, situación que constituye una limitación inherente a este tipo de estudios y que justifica la necesidad de desarrollar investigaciones aplicadas orientadas a corroborar empíricamente las tendencias identificadas en escenarios residenciales reales.

A partir de los resultados obtenidos se identifican diversas líneas de investigación con potencial para fortalecer el desarrollo científico y tecnológico del área. Entre ellas destaca la integración efectiva entre la reconfiguración física de los arreglos fotovoltaicos y los modelos predictivos basados en aprendizaje profundo, debido a que la literatura continúa abordando ambos componentes de manera independiente, a pesar de su estrecha interdependencia funcional dentro de los sistemas de gestión energética (Ameen et al., 2024; Zaboli et al., 2024). Asimismo, resulta necesario validar experimentalmente los modelos integrados en microrredes residenciales reales, especialmente en regiones caracterizadas por alta variabilidad meteorológica y por una infraestructura de medición inteligente aún en proceso de consolidación. De igual forma, el desarrollo de marcos analíticos que integren la predicción de generación fotovoltaica, almacenamiento energético y demanda residencial mediante esquemas de optimización multiobjetivo capaces de equilibrar criterios técnicos, económicos y ambientales representa una de las líneas de investigación con mayor potencial para contribuir a la evolución de los sistemas energéticos distribuidos.

En respuesta a la pregunta de investigación planteada, se concluye que las estrategias de reconfiguración fotovoltaica y los modelos de predicción de carga residencial basados en aprendizaje profundo convergen para sustentar una gestión energética integrada en microrredes residenciales mediante tres mecanismos complementarios. En primer lugar, la reconfiguración dinámica de los arreglos fotovoltaicos, apoyada en arquitecturas convolucionales y algoritmos bioinspirados, maximiza la generación disponible bajo condiciones de sombreado parcial, optimizando la oferta energética del sistema. En segundo lugar, las arquitecturas híbridas de aprendizaje profundo, entre ellas LSTM-TCN y LSTM-SAE, proporcionan pronósticos precisos tanto de la generación fotovoltaica como de la demanda residencial, suministrando la información necesaria para la toma de decisiones operativas. Finalmente, las arquitecturas Bidirectional Long Short-Term Memory y los enfoques de optimización multiobjetivo coordinan la operación de los sistemas de almacenamiento mediante

baterías y de los vehículos eléctricos bajo múltiples restricciones operativas y tarifarias, optimizando el desempeño global de la microrred. Aunque la integración simultánea de estos tres componentes aún es limitada en la literatura científica, la evidencia analizada indica que su convergencia constituye la alternativa metodológica más prometedora para transformar las viviendas en nodos energéticos activos, fortaleciendo el papel de las microrredes residenciales como elemento estratégico para la transición hacia sistemas eléctricos más inteligentes, resilientes y sostenibles.

REFERENCIAS

- Ajmal, A. M., Sudhakar Babu, T., Ramachandaramurthy, V. K., Yousri, D., & Ekanayake, J. B. (2020). Static and dynamic reconfiguration approaches for mitigation of partial shading influence in photovoltaic arrays. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 40, 100738. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100738>
- Aksan, F., Suresh, V., & Janik, P. (2024). Optimal capacity and charging scheduling of battery storage through forecasting of photovoltaic power production and electric vehicle charging demand with deep learning models. *Energies*, 17(11), Article 2718. <https://doi.org/10.3390/en17112718>
- Alam, M. M., Rahman, M. H., Ahmed, M. F., Chowdhury, M. Z., & Jang, Y. M. (2022). Deep learning based optimal energy management for photovoltaic and battery energy storage integrated home micro-grid system. *Scientific Reports*, 12(1), Article 15092. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-19147-y>
- Ameen, F., Siddiq, A., Trohák, A., & Benotsmane, R. (2024). A scalable hierarchical dynamic PV array reconfiguration under partial shading. *Energies*, 17(1), Article 181. <https://doi.org/10.3390/en17010181>
- El-Shahat, D., Tolba, A., Abouhawwash, M., & Abdel-Baset, M. (2024). Machine learning and deep learning models based grid search cross validation for short-term solar irradiance forecasting. *Journal of Big Data*, 11(1), Article 163. <https://doi.org/10.1186/s40537-024-00991-w>
- Ganesan, S., David, P. W., Balachandran, P. K., & Colak, I. (2024). Power enhancement in PV arrays under partial shaded conditions with different array configuration. *Heliyon*, 10(2), e23992. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e23992>
- Li, S., Zhang, T., & Yu, J. (2023). Photovoltaic array dynamic reconfiguration based on an improved pelican optimization algorithm. *Electronics*, 12(15), Article 3317. <https://doi.org/10.3390/electronics12153317>
- Limouni, T., Yaagoubi, R., Bouziane, K., Guissi, K., & Baali, E. H. (2023). Accurate one step and multistep forecasting of very short-term PV power using LSTM-TCN model. *Renewable Energy*, 205, 1010–1024. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.118>
- Mbey, C. F., Kakeu, V. J. F., Boum, A. T., & Souhe, F. G. Y. (2024). Solar photovoltaic generation and electrical demand forecasting using multi-objective deep learning model for smart grid systems. *Cogent Engineering*, 11(1), Article 2340302. <https://doi.org/10.1080/23311916.2024.2340302>
- Ncir, N., El Akchioui, N., & El Fathi, A. (2023). Enhancing photovoltaic system modeling and control under partial and complex shading conditions using a robust hybrid DE-FFNN MPPT strategy. *Renewable Energy Focus*, 47, 100504. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.100504>
- Nguyen-Duc, T., Le-Viet, T., Nguyen-Dang, D., Dao-Quang, T., & Bui-Quang, M. (2022). Photovoltaic array reconfiguration under partial shading conditions based on short-circuit current estimated by convolutional neural network. *Energies*, 15(17), Article 6341. <https://doi.org/10.3390/en15176341>
- Saiprakash, C., Mohapatra, A., Nayak, B., Babu, T. S., & Alhelou, H. H. (2022). A novel Benzene structured array configuration for harnessing maximum power from PV array under partial shading condition with reduced number of cross ties. *IEEE Access*, 10, 129712–129726. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3228049>
- Villegas-Mier, C. G., Rodriguez-Resendiz, J., Álvarez-Alvarado, J. M., Rodriguez-Resendiz, H., Herrera-Navarro, A. M., & Rodríguez-Abreo, O. (2021). Artificial neural networks in MPPT algorithms for optimization of photovoltaic power systems: A review. *Micromachines*, 12(10), Article 1260. <https://doi.org/10.3390/mi12101260>
- Zaboli, A., Kasimalla, S. R., Park, K., Hong, Y., & Hong, J. (2024). A comprehensive review of behind-the-meter distributed energy resources load forecasting: Models, challenges, and emerging technologies. *Energies*, 17(11), Article 2534. <https://doi.org/10.3390/en17112534>
- Zaboli, A., Tuyet-Doan, V. N., Kim, Y. H., Hong, J., & Su, W. (2023). An LSTM-SAE-based behind-the-meter load forecasting method. *IEEE Access*, 11, 49378–49392. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3276646>

Conflictos de interés:

Los autores declaran no tener conflictos de interés.

Contribución de los autores:

Andy Jair Campuzano-Bulgarin, Alex Rafael Plazas-Durán, Diana Carolina Decimavilla-Alarcón, Juan Carlos Rodríguez-Villavicencio, Jorge Xavier Avila-Salas: Concepción y diseño del estudio, adquisición de datos, análisis e interpretación, redacción del manuscrito, revisión crítica del contenido, análisis estadístico, supervisión general del estudio.

Declaración ética:

El estudio se basó en el análisis de fuentes documentales y datos de acceso público, por lo que no implicó la participación directa de seres humanos. No se manejó información personal identificable.