

# Energy Autonomy in Households using Photovoltaic Solar Energy and Battery Energy Storage: An Evaluation Model

Eliseo Zarate-Perez, Ph. D Student<sup>1,3</sup>, Cecilia Cornejo-Carbajal, Ph. D Student<sup>1</sup>, Juan Grados, Ph. D<sup>2</sup>, and Rafael Sebastián, Ph. D<sup>3</sup>.

<sup>1</sup>Universidad Privada del Norte (UPN), 15314 Los Olivos, Peru, eliseo.zarate@upn.edu.pe, cecilia.cornejo@upn.edu.pe

<sup>2</sup>Universidad Nacional del Callao (UNAC), 07011 Bellavista, Peru, jhgradosg@unac.edu.pe

<sup>3</sup>Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED), 28040 Madrid, España, ezarate9@alumno.uned.es, rsebastian@ieec.uned.es

*Abstract– The COVID-19 pandemic has devastated various industries, and electric power is no exception. Therefore, a significant change in human activities has been generated, causing economic disruption and energy shortages. In this sense, the objective of the study focuses on proposing a model for evaluating the Autonomy of Solar Photovoltaic (SPV) Microgrids (AMR) with battery energy storage systems (BESS). For the analysis of the AMR, the daily records (hours) of energy consumption of a house and the local daily solar irradiation data were used. Considering the zero-target approach, the Microgrid (MR) and the BESS should supply as much SPV power as possible at all times based on demand. The results show that the AMR model manages to perform the evaluation consistently; and that the AMR depends on the daily profile of the residential energy demand, the stochastic availability of the solar energy resource and the optimization of the BESS. Therefore, the AMR evaluation model is essential to establish the best possible scenario of the autonomous, optimal and stable operation of MRs in residential applications.*

*Keywords-- Energy autonomy, 100% renewable, Photovoltaic microgrid, isolated microgrids, Photovoltaic energy.*

**Digital Object Identifier (DOI):**

<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2022.1.1.180>

**ISBN:** 978-628-95207-0-5 **ISSN:** 2414-6390

# Autonomía Energética en Viviendas con Energía Solar Fotovoltaica y Almacenamiento de Energía en Baterías: Un Modelo de Evaluación

Eliseo Zarate-Perez, Ph. D Student<sup>1,3</sup>, Cecilia Cornejo-Carbajal, Ph. D Student<sup>1</sup>, Juan Grados, Ph. D<sup>2</sup>, and Rafael Sebastián, Ph. D<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Universidad Privada del Norte (UPN), 15314 Los Olivos, Peru, eliseo.zarate@upn.edu.pe, cecilia.cornejo@upn.edu.pe

<sup>2</sup>Universidad Nacional del Callao (UNAC), 07011 Bellavista, Peru, jhgradosg@unac.edu.pe

<sup>3</sup>Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED), 28040 Madrid, España, ezarate9@alumno.uned.es, rsebastian@ieec.uned.es

**Resumen**— La pandemia de COVID-19 ha devastado varias industrias y la energía eléctrica no es una excepción. Por lo tanto, se ha generado un cambio significativo en las actividades humanas provocando trastornos económicos y escasez de energía. En tal sentido, el objetivo del estudio se centra en proponer un modelo de evaluación de la Autonomía de Microrredes (AMR) solar fotovoltaicas (SFV) con sistemas de almacenamiento de energía por batería (SAB). Para el análisis de la AMR se utilizó los registros diarios (horas) de consumo de energía de una vivienda y los datos de irradiación solar diaria local. Considerando el enfoque de objetivo cero, la Microrred (MR) y el SAB deben suministrar la mayor cantidad posible de energía SFV en todo momento en función de la demanda. Los resultados muestran que el modelo de AMR logra realizar la evaluación consistentemente; y que la AMR depende del perfil diario de la demanda energética residencial, la disponibilidad estocástica del recurso energético solar y de la optimización del SAB. Por lo tanto, el modelo de evaluación de la AMR es esencial para ampliar un mejor panorama del funcionamiento autónomo, óptimo y estable de las MRs en aplicaciones residenciales.

**Palabras clave**-- Autonomía energética, 100 % renovable, Microrred fotovoltaica, Microrredes aisladas, Energía fotovoltaica.

## I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, varios factores han influenciado en el aumento del consumo de electricidad, como el crecimiento de la población, desarrollo económico e industrialización en todo el planeta [1]. De esa forma, algunas proyecciones muestran que la demanda mundial de energía crecería en 1,3% en promedio anual hasta el 2040 [1]. Ello se convierte en un aumento del uso de los principales combustibles fósiles, agravando los problemas ambientales por el incremento de la emisión de gases de efecto invernadero. A pesar de esta tendencia, la dependencia de los recursos fósiles sigue siendo alta, representando un 80 % de la producción total de energía primaria a nivel mundial [2].

Frente a este problema, las fuentes de energía renovables (FER) se han convertido en un aspecto importante para la industria energética, contribuyendo en la solución de los problemas medioambientales y del desarrollo de un futuro sostenible [3]. Las FERs ofrecen una forma más limpia de generar energía eléctrica, disminuyendo la dependencia de recursos fósiles altos en carbono y permitiendo la electrificación de lugares remotos. Por ejemplo, la energía

solar fotovoltaica (SF) es la fuente renovable con una buena participación en la generación de energía eléctrica. En el año 2017, ella aumentó su capacidad más que cualquier otro tipo de tecnología de generación no renovable. Es decir, se instaló más energía SFV que las sumas netas de capacidad de los combustibles fósiles y la energía nuclear (Fig. 1) [4].

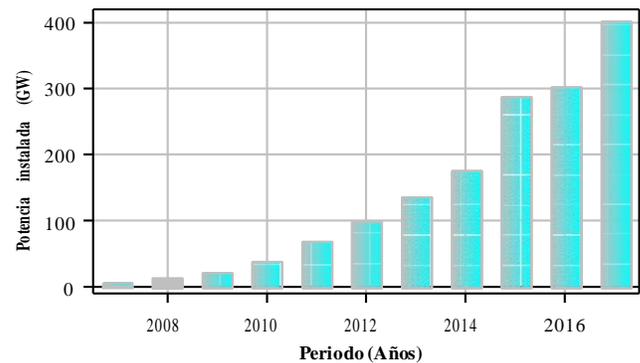


Fig. 1 Capacidad global solar fotovoltaica (2007- 2017); Fuente: [4].

Sin embargo, solo es posible generar electricidad con fuentes de energía SFV durante periodos disponibles del recurso solar. Es por ello por lo que los sistemas de energía renovable están cambiando profundamente la forma como se produce, distribuye y consume. Es decir, la transición a la producción de energía renovable y descentralizada se ha propuesto como una solución, no solo para hacer frente al cambio climático. Sino también, para aumentar la autosuficiencia en el suministro de energía [5]; debido a la reciente pandemia de COVID-19 que ha afectado a las industrias y los mercados energéticos de todo el mundo [6].

De esa forma, la autonomía de una red se describe a menudo como un aspecto clave de los sistemas energéticos. La literatura académica, sobre la autonomía energética, ha abordado predominantemente desde una perspectiva tecnológica y lo ha conceptualizado como una autosuficiencia en la producción de energía [7]. En ese sentido, para mejorar la autosuficiencia de los sistemas de producción de energía SFV se han diseñado aplicaciones que integren sistemas de almacenamiento [8]. En consecuencia, esos sistemas tendrían que ser capaces de reducir varios factores, como: el comportamiento estocástico; las características no lineales de

los componentes del sistema y su integración; el desbalance entre la demanda y producción de energía; y algunos otros factores asociados a los costos de implementación y mantenimiento.

Existen varios ejemplos de autonomía energética en comunidades y ciudades que buscan la autosuficiencia energética local mediante el empleo de tecnologías de energía renovable y almacenamiento. Por ejemplo, en [9] se plantea un sistema de una  $M_R$  autónoma que abastecería la demanda de energía para un conjunto residencial de manera confiable. Generalmente, el planteamiento de propuestas y modelos para realizar el análisis a la autonomía energética emplea diferentes métodos que van desde cálculos básicos de balance de energía [10], hasta los enfoques con simulaciones [11]. Modelos más especializados se presentan como los que aplican metaheurísticas [12]; algoritmo de colonia de abeja artificial [13], algoritmo de polinización de flores [14]; optimizaciones lineales de enteros mixtos [15]; y optimizaciones multiobjetivo [16], entre otros.

Esos métodos utilizados llaman la atención, porque la mayoría de ellos solo realizan cálculos en base a datos simplificados [17]. Por ejemplo, el número y el tamaño de las plantas o microrredes suelen estar predefinidos y no optimizados. Las simulaciones se utilizan con frecuencia y, a menudo, utilizando los *softwares* de simulación *HOMER* y *EnergyPLAN* [18]. En tal sentido, los estudios carecen de un análisis de impacto de los sistemas de energía autónomos con series temporales de alta frecuencia. En consecuencia, el diseño robusto de los sistemas de energía autónomos requiere la utilización de series temporales con resoluciones de tiempo más altas y simulaciones en condiciones extremas [17]. Por lo tanto, se requiere realizar investigaciones que desarrollen metodologías considerando series de alta frecuencia y que sean fáciles de utilizar.

Por lo tanto, el objetivo de esta investigación es proponer un modelo para evaluar la Autonomía de una Microrred ( $A_{MR}$ ) SFV con sistema de almacenamiento de energía por batería (SAB), utilizando los históricos del consumo de energía en una residencia. El documento se organiza de la siguiente manera: el Capítulo II presenta la metodología enmarcando el modelado de producción de energía SFV, de almacenamiento de energía con baterías (SAB) y el análisis de autonomía de la  $M_R$ . En el capítulo III se evalúa e informa el modelo centrado en la  $A_{MR}$ . Este trabajo contribuye a los interesados a aplicar una metodología como una herramienta de análisis de alto desempeño y de fácil uso para evaluar la  $A_{MR}$  en los futuros emprendimientos.

## II. METODOLOGÍA

### A. Autonomía en una microrred

En este apartado, se presenta la metodología del modelo de evaluación del grado de autonomía de una microrred ( $A_{MR}$  (%)) con energía SFV, utilizando los datos de la demanda de energía de una residencia (Fig. 2). De esa forma, se evalúa el margen de independencia de la energía SFV utilizada en el consumidor residencial. Aplicaciones similares se ha estudiado ampliamente en la literatura, como propuesta por los proveedores de almacenamiento de energía para el hogar a los

clientes residenciales, según muestra en [19], [20]. En este estudio, se sigue la metodología desarrollada en [21], donde se plantea utilizar el SAB de energía SFV para su uso posterior en la misma residencia. De esa manera, se evalúa las compensaciones asociadas con el SAB en lugar de enviarla a la red de servicios públicos, como se aborda en otros trabajos [22], [23].

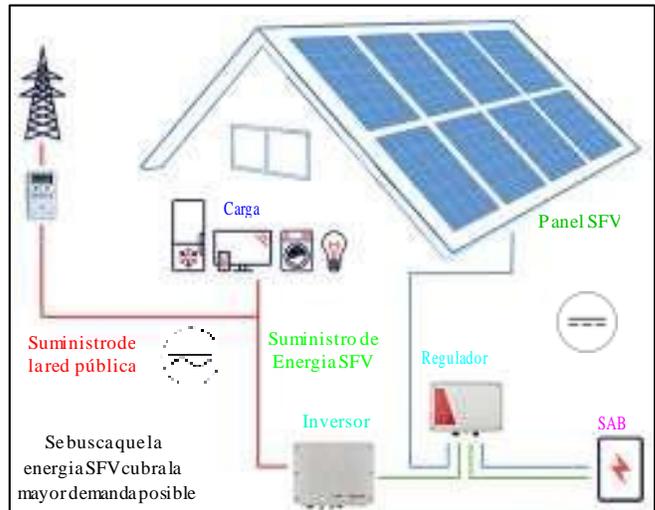


Fig. 2 Esquema del sistema de energía residencial evaluado.

### 1) Datos utilizados

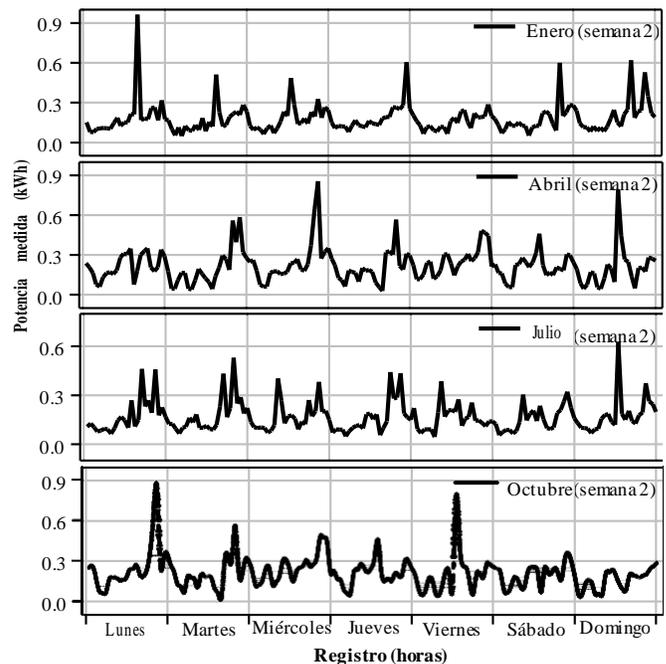


Fig. 3 Registro por horas del consumo residencial de energía.

Para realizar el análisis se ha utilizado datos, tanto los de consumo de la energía de una residencia ubicada en la ciudad de Lima, así como los de irradiación solar para la misma ubicación. Los datos de consumo de energía residencial han sido obtenidos por medio de un contador de consumo eléctrico instalado en la residencia. El dispositivo realiza mediciones

cada 10 s (kW) y seguidamente obtiene la media de los valores leídos a cada una hora (kWh), como se muestra en la Fig. 3 (Datos parciales). En ese sentido, se ha seleccionado 4 meses completos del año 2021: enero, abril, julio y octubre (verano; otoño; invierno; y primavera, respectivamente), con la finalidad de evaluar la  $A_{MR}$  en función a los perfiles estacionales de consumo energético.

De la misma forma, los datos recopilados de irradiación solar horaria se obtuvieron de la base nacional de datos de radiación solar, teniendo en cuenta la ubicación de la residencia (*National Solar Radiation Database – NSRDB*) [24]. NSRDB presenta una colección completa en serie de valores por hora de las tres mediciones más comunes de irradiación solar y una gama de datos meteorológicos. Con el respaldo de la iniciativa SunShot del Departamento de Energía de EE. UU, la NSRDB es un recurso ampliamente utilizado y confiable [25], [26]. La base de datos es administrada y actualizada utilizando los últimos métodos de investigación por un equipo especializado de pronosticadores en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) [27]. Los datos de irradiación solar utilizados para el análisis se presentan en la Fig. 4.

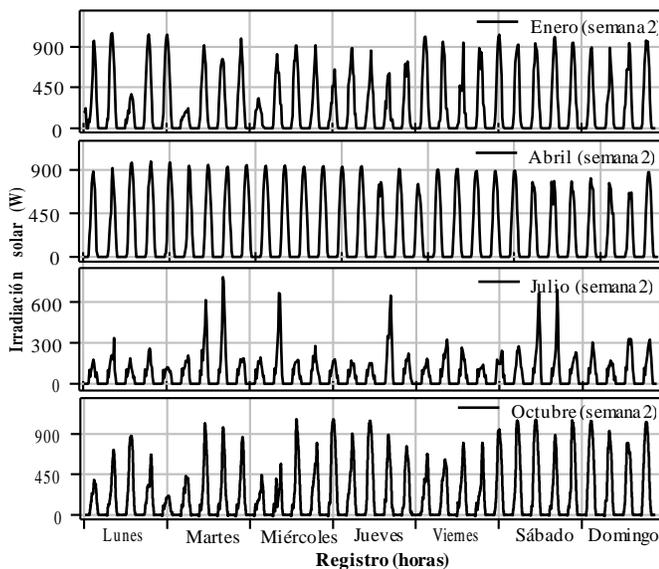


Fig. 4 Irradiación solar diaria.

2) *Modelado del panel fotovoltaico*: La cantidad de energía producida por un panel fotovoltaico dependen tanto de factores deterministas, principalmente relacionados con las características técnicas de los paneles; como de factores estocásticos, esencialmente de la cantidad de radiación solar incidente; y algunas variables climáticas que modifican la eficiencia, como la temperatura y velocidad del viento [28]. De esa forma, una vez recolectado los datos de irradiación solar, se modeló la producción por horas de energía SFV utilizando la ecuación 1 [29].

$$E_{gen} = \frac{Q_{solar} * P_{max} * K_{use}}{r_{ref}} \quad (1)$$

Donde,  $E_{gen}$ , es la producción por hora de energía del panel fotovoltaico (kWh);  $Q_{solar}$ , es la irradiancia solar horaria en kWh/m<sup>2</sup>;  $P_{max}$  es la potencia máxima del panel fotovoltaico en condiciones estándar en kW ( $I_{ref} = 1 \text{ kW/m}^2$ , temperatura = 25 °C);  $I_{ref}$  representa la radiación estándar (1 kW/m<sup>2</sup>);  $k_{use}$  es un factor que se relaciona con las condiciones únicas del sitio (temperatura, características de los materiales e instalación) y pérdidas; considerándose un valor de 0,8 [30].

3) *Modelado del sistema de almacenamiento de energía con batería (SAB)*: En este trabajo se utiliza un SAB que considera un enfoque de objetivo cero. Es decir, la batería no tiene información sobre el nivel futuro de generación de energía SFV o de la demanda de electricidad, buscando reducir las inyecciones de energía de la red pública en todo el tiempo. Además, el modo objetivo cero restringe el SAB para que se cargue solo con energía SFV. La Fig. 5 ilustra la lógica de control del método operativo para efectos de la simulación del sistema, siguiendo la metodología propuesta en [21]. Mientras que la Tabla I presenta las variables utilizadas en el análisis.

TABLA I  
VARIABLES UTILIZADAS EN EL MODELO

Variable	Descripción
$A_{MR}$	Autonomía de la microrred SFV (%)
Batería Gel	De 12 V a 55 Ah, equivalente a 0.66 kWh (SAB)
DoD	Equivalente a profundidad de descarga (%)
$E_{bat, min}$	Límite inferior relacionado con un DoD máximo (kWh)
$E_{bat, max}$	Límite máximo en función de su capacidad instalada (kWh)
$E_f$	Eficiencia de la batería (%)
$E_{gen}$	Producción de energía SFV diaria por horas (kWh)
$E_{gen, uso}$	Energía SFV de uso directo, sin pasar por el SAB (kWh)
$P_{bat (-)}$	Energía entregada por el SAB (-kWh)
$P_{bat (+)}$	Energía SFV excedente, almacenada en el SAB (+kWh)
$P_{uso}$	Demanda de la energía residencial (kWh)
SoC	Estado de carga de energía en el SAB (kWh)

El método objetivo cero pasa de una hora a la siguiente sin prever la demanda futura de electricidad o la generación SFV, y busca establecer la demanda neta de la red en cero siempre que sea posible, restringiéndose a las limitaciones de energía y potencia del SAB, como se muestra en la Fig. 5. Para efectos del modelado, la descarga del SAB se representa con un signo negativo ( $P_{bat (-)}$ ); mientras que la carga del SAB se presenta con un signo positivo ( $P_{bat (+)}$ ). De esa forma, el objetivo cero prioriza ser lo más independiente posible durante la hora actual para mostrar los impactos en función a la autonomía de la MR con el uso de un SAB. El SAB se puede modelar a través del estado de carga (SoC - en kWh de energía almacenada); la profundidad de descarga (DoD); y la eficiencia del sistema ( $E_f$ ) y está dado por la ecuación 2 [31].

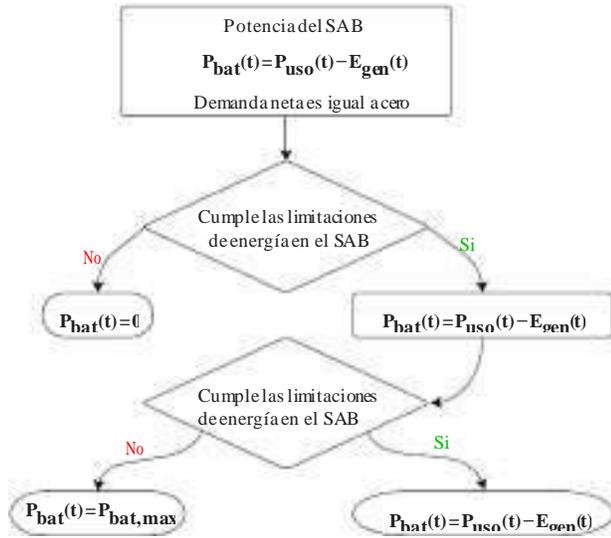


Fig. 5 Lógica de control de operación de almacenamiento.

$$SoC_h = SoC_{(h-1)} + E_f * E_{bat,h}$$

$$E_{bat,min} \leq SoC_h \leq E_{bat,max}$$

$$E_{bat,min} = (1-DoD) * E_{bat,max} \quad (2)$$

$$E_f = \begin{cases} E_f = \eta; E_{bat,h} > 0; \text{Batería carga} \\ E_f = \frac{1}{\eta}; E_{bat,h} < 0; \text{Batería descarga} \end{cases}$$

Estas ecuaciones impulsan la dinámica a medida que la energía entra y sale del SAB, cuya operación consiste en una capacidad máxima de almacenamiento ( $E_{bat, max}$ ) y un límite inferior ( $E_{bat, min}$ ) relacionado con un DoD máximo, para maximizar la vida útil. A cada hora (h) habrá un SoC (en kWh) que se puede aumentar o reducir para el arbitraje energético considerando su eficiencia ( $E_f$ ). Para realizar el modelado, se considera un SAB con baterías solares Gel de 12 V a 55 Ah (0.66 kWh por unidad). En la Tabla 2 se muestra los parámetros de descarga según el uso de la batería [30]. Considerando que el DoD depende de la función del costo de la vida útil de la batería, correspondería utilizar un DoD del 61 % según la Tabla II. Sin embargo, la profundidad óptima de descarga de la batería para sistemas SFV es de 50 % [32]. De esa forma, la cantidad de flujo de energía del banco de baterías durante los ciclos de DoD debe satisfacer la demanda de carga al menor costo y con la mayor confiabilidad.

TABLA II  
PARÁMETROS DE DESCARGA DE LA BATERÍA

Descarga (horas)	Voltaje final (V)	AGM Deep Cycle (%)	Gel Deep Cycle (%)	Gel Long Life (%)
10	10.8	92	87	100
5	10.8	85	80	94
3	10.8	78	73	79
1	9.6	65	61	63

Fuente: [30]

De esa manera, la  $A_{MR}(\%)$  está dada por la energía que es capaz de suministrar la  $M_R$  en cada periodo evaluado, en función de la ecuación 2.

$$A_{MG}(t, \%) = \left( \frac{E_{gen(uso)}(t) - P_{red(real)}(t)}{E_{gen(uso)}(t)} \right) \times 100\% \quad (2)$$

Donde  $E_{gen(uso)}$  está dado por la energía que suministra la  $M_R$  directamente para cubrir parte de la demanda residencial ( $P_{uso}$ ), sin pasar por el SAB ( $P_{bat}$ ). De la misma forma, en cada periodo se medirá el excedente suministrado a la batería como un  $P_{bat(+)}$  del total de la energía generada ( $E_{gen}$ ) de la  $M_R$ . En tal sentido,  $E_{gen(uso)}$  se expresa a partir de la ecuación (3). Cabe relatar que los valores que tome  $E_{gen(uso)}$  siempre será mayor o igual a cero.

$$E_{gen(uso)}(t) = E_{gen}(t) - P_{bat(+)}(t) \quad (3)$$

$P_{red(real)}$  es la energía faltante en cada periodo y podría ser suministrado por la energía de la red pública. Esta variable se define en la ecuación (4), sujeta a la función de Máximo valor; es decir,  $P_{red(real)}$  siempre será mayor o igual a cero. De tal manera, cuando  $P_{red(real)}$  tome valores menores de cero, siempre tomará un valor de cero. A su vez, como  $P_{bat(-)}$  es la energía almacenada por el SAB y disponible para su uso en cada periodo, ella está sujeta a las restricciones presentadas en la ecuación 1 ( $SoC_h$ ,  $E_{bat, min}$  y  $E_{bat, max}$ ).

$$P_{red(real)}(t) = MAX(P_{uso}(t) - E_{gen}(t) - P_{bat(-)}(t)) \quad (4)$$

De esa forma, la secuencia metodológica tiene la finalidad de realizar el modelado de  $A_{MR}$  teniendo en cuenta la optimización de la potencia máxima ( $P_{max}$ ) (potencia de instalación) de la  $M_R$  en kWp; así mismo, se evaluará la capacidad del SAB ( $P_{bat}$  (KWh)) entre los valores de 0,594 y 6,534 kWh o el valor óptimo en función al modelado. La simulación está sujeta a la  $E_{gen}$  (energía SFV generada) en función a la ecuación (5) del modelado del panel fotovoltaico y al  $P_{uso}$  que está dado por los datos reales de consumo residencial.

$$E_{gen}(t) = E_{gen(uso)}(t) + P_{bat(+)}(t) \quad (5)$$

De la misma forma, una vez encontradas las variables buscadas a partir de las ecuaciones planteadas, inmediatamente se podría verificar algunos otros valores. Por ejemplo, a partir de la ecuación 3, se forma la ecuación 6 con  $P_{bat(+)}(t)$ . Ello se justifica, porque el excedente de la energía SFV que no se usa en función de la demanda residencial, se almacena en el SAB, siempre y cuando las condiciones lo permitan.

$$P_{bat(+)}(t) = E_{gen}(t) - E_{gen(uso)}(t) \quad (6)$$

Igualmente, a partir de la ecuación 4, se puede encontrar el valor de  $P_{bat(-)}$ . La función máxima hace que se pueda cumplir en todo momento las condiciones de máximos y mínimos permitidos según lo establecido por el SoC y el DoD referenciados en la ecuación 1 y la secuencia de Fig. 5. De esa manera, el  $P_{bat(-)}$  es expresado en la ecuación 7.

$$P_{bat(-)}(t) = MAX(P_{uso}(t) - E_{gen}(t) - P_{red(real)}(t)) \quad (7)$$

Finalmente, se puede establecer un criterio de pérdida ( $E_{RES}$ ) o desperdicio de la energía SFV. Ello está asociado a la energía en el cual no se puede utilizar directamente por la demanda residencial y la capacidad almacenable del SAB en ese intervalo. De esa forma, la pérdida de la energía se puede expresar en porcentaje entre la energía que se genera y la que se aprovecha del sistema SFV (ecuación 8).

$$E_{RES}(t) = \begin{cases} \text{Es igual a: } \frac{E_{gen}(t) - P_{uso}(t) - P_{bat(-)}(t)}{E_{gen}(t)}; \\ \text{si, } E_{gen}(t) > P_{uso}(t) \\ \text{ó, es igual a: } 0; \text{ si, } E_{gen}(t) \leq P_{uso}(t) \end{cases} \quad (8)$$

Para realizar la verificación del modelo, en este trabajo se ha utilizado el software libre R Core Team [33]. Esta herramienta ejecuta las instrucciones directamente sin una previa compilación del programa a instrucciones en lenguaje máquina. Además de utilizarse en estadística, se utiliza ampliamente en modelado de series de tiempo, optimización de procesos, entre otras aplicaciones. La herramienta utiliza recursos para el procesamiento que incluye saltos condicionales, bucles, funciones recursivas y utilidades para la entrada y salida de datos.

### III. RESULTADOS

#### A. Modelado de producción de energía SFV

La Fig. 6 muestra la proyección de producción de energía SFV para los 4 meses de diferentes estaciones del año, utilizando la ecuación 1. Se observa que existe una acentuada variabilidad entre ellos, tanto por las condiciones diarias y estacionales. El mes de julio es el menos favorecido por los recursos energéticos solares.

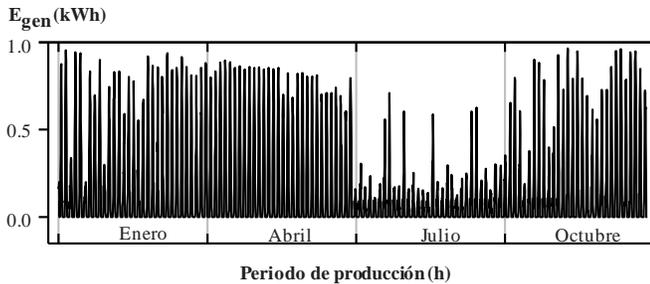


Fig. 6 Proyección de la producción de energía SFV.

#### B. Modelado del SAB y autonomía de la Microred ( $A_{MR}$ )

La Fig. 7 muestra como ejemplo la interacción de la energía SFV con una capacidad de 1kWp, el almacenamiento de energía y el consumo de la energía de la red pública en función a la demanda residencial. La Fig. muestra que la red presenta autonomía desde la hora 8 hasta la 17, coincidiendo con el horario de mayor irradiación solar. Para una capacidad de instalación de 1kWp del sistema SFV y una capacidad del SAB de 2.376 kWh (220 Ah, 12 V), no es posible tener una autonomía energética SFV para todas las horas. La energía SFV que se utilizó directamente ( $E_{gen-uso}$ ) corresponde a un

59% de la energía generada, mientras que la energía utilizada por medio del SAB ( $P_{bat(-)}$ ) corresponde a un 41 %.

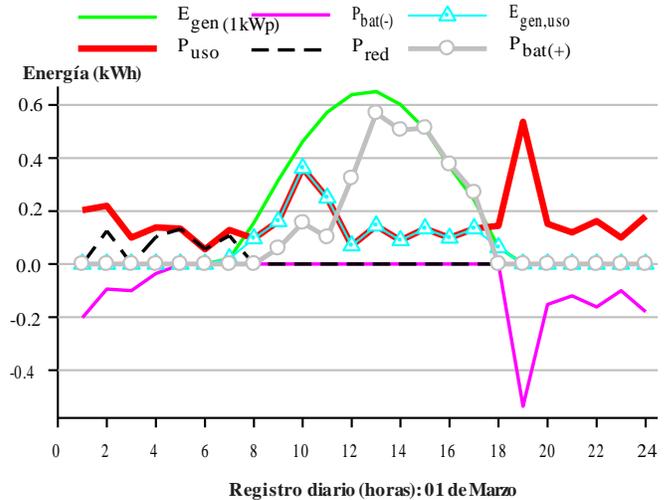


Fig. 7 Energía SFV, SAB y energía de la red pública para el día 01 de marzo.

De la misma forma, para este día evaluado, la  $M_R$  fotovoltaica presentó una autonomía del 72 % en las condiciones de potencia y almacenamiento establecidas. Es decir, el 28 % de energía demandada sería suministrada por intermedio de la red de pública. Mientras que, por las condiciones de capacidad del SAB y la producción estocástica del sistema SFV, un 8 % de la energía generada por la  $M_R$  no pudo ser utilizada.

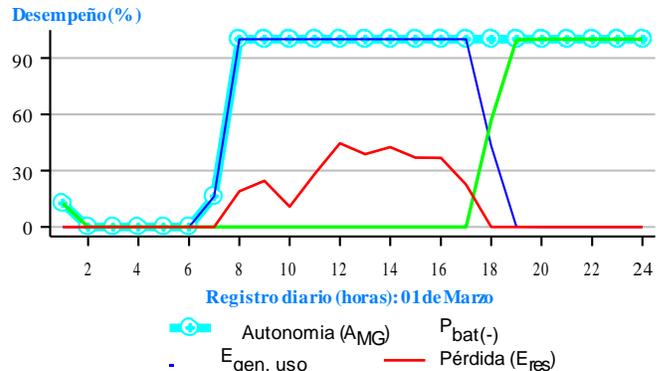


Fig. 8 Autonomía de la microrred SFV para el 01 de marzo

La Fig. 8 muestra el 100% de autonomía ( $A_{MR}$ ) a partir de las 08 hasta las 24 horas. A partir de la hora 18 se muestra que el SAB entrega la energía almacenada en función a la demanda, logrando obtener la autonomía con una capacidad 2.376 kWh (220 Ah, 12 V) y condiciones de carga y descarga para ese intervalo. Mientras que, en las horas de 1 a 7 no presenta disponibilidad de energía en el SAB. De la misma forma, se muestra que no almacena toda la energía disponible por la  $M_R$  SFV en periodos de horario pico de producción, limitado a la capacidad del SAB.

La Fig. 9 muestra la autonomía de la microrred ( $A_{MR}$ ) con una potencia de instalación del sistema fotovoltaico de 1 kWp y con acondicionamiento del SAB de capacidad variable. Se observa que, en el caso de la batería de 0.594 kWh, presenta

una  $A_{MR}$  del 100 % solo en horarios de máxima irradiación solar, para el periodo de 8 a 18 horas. De la misma forma, en el caso del SAB con 1.782 kWh de capacidad, se muestra una mejora de  $A_{MR}$ ; sin embargo, aún no es suficiente para suministrar la energía SFV necesaria en función de la demanda de la residencia.

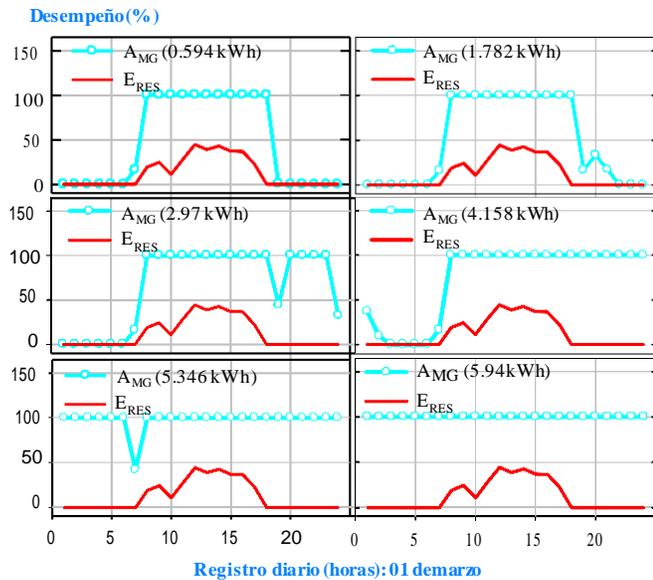


Fig. 9 Autonomía de la microrred ( $A_{MR}$ ) de 1 kWp con SAB variable

Sin embargo, para la capacidad de almacenamiento de 2.97 kWh y 4.158 kWh se muestra una mejor consistencia en la autonomía ( $A_{MR}$ ) de la microrred; no en tanto, en algunos horarios sería necesario recurrir a la energía de la red pública. Finalmente, cuando se utiliza una capacidad de almacenamiento 5.346 kWh presenta una autonomía del 100% en casi todos los periodos, excepto en la hora 7; ello es superado por una capacidad del SAB equivalente a 5.94 kWh. Cabe resaltar que la pérdida de energía es equivalente en casi todas las capacidades del SAB. Generalmente, la pérdida ( $E_{RES}$ ) SFV se realiza en las horas pico de irradiación solar.

La Fig. 10 muestra los resultados de la  $A_{MR}$  manteniendo constante la capacidad del SAB con un valor de 5.94 kWh (550 Ah) y una producción de energía SFV variable en función de la potencia instalada de la MR. En el caso de 0.2 a 0.8 kWp de la potencia de instalación, se presenta una  $A_{MR}$  parcial creciente en función a la capacidad del sistema SFV. De la misma forma, para la capacidad de 1 y 1.2 kWp de potencia de instalación SFV, se presenta una autonomía del 100 % para todas las horas del día evaluado. Las pérdidas de energía, se relaciona con la curva de generación en base a irradiancia solar y de la demanda de energía de la residencia; evidenciándose siempre un porcentaje de la energía SFV que no es utilizada debido al comportamiento estocástico de las variables, con una variación ligera respecto a la potencia de instalación del sistema SFV.

Ello evidencia las variaciones atípicas de la demanda de energía, las variaciones estocásticas de las condiciones estacionales durante el año en función de la región geográfica de aplicación para la producción de energía SFV. En tal

sentido, es conveniente evaluar la  $A_{MR}$  en función de los datos reales del consumo de la residencia para la muestra completa y producción disponible de energía SFV con base en las condiciones de disponibilidad de los recursos fotovoltaicos. Para realizar el análisis completo se tomarán en cuenta las mismas características del sistema SFV y SAB.

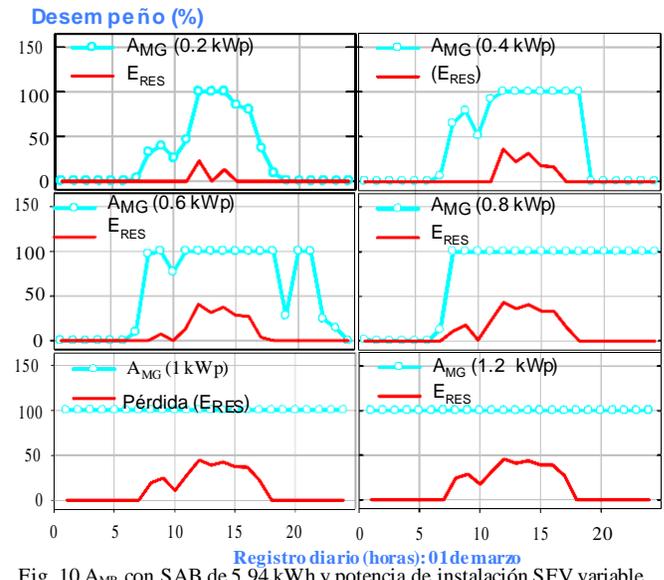


Fig. 10  $A_{MR}$  con SAB de 5.94 kWh y potencia de instalación SFV variable.

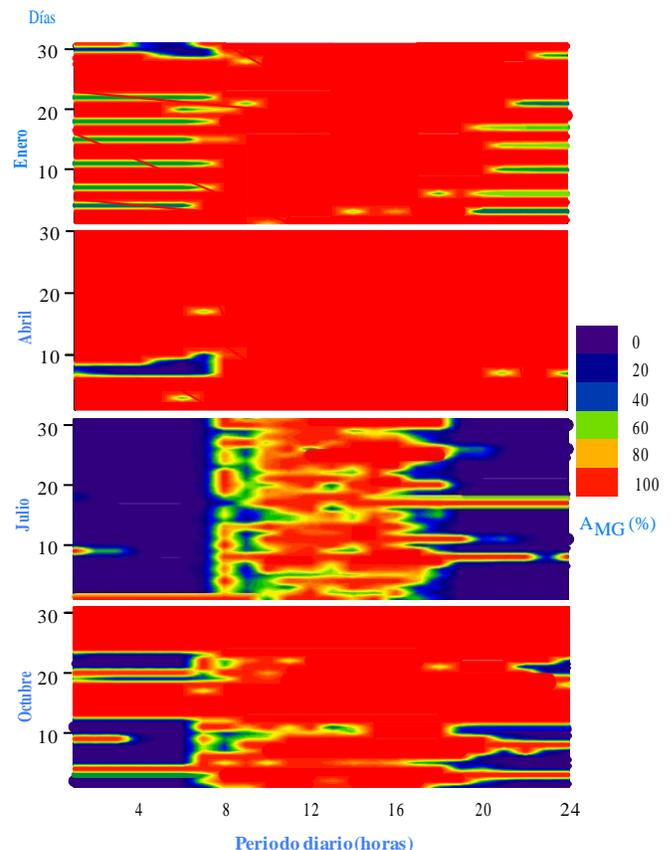


Fig. 11 Autonomía de la Microrred ( $A_{MR}$ ) con capacidades optimas de 1.4 kWp (SFV) y 6.534 kWh (SAB).

En tal sentido, la Fig. 11 presenta los resultados óptimos de la  $A_{MR}$  con 1.4 kWp de potencia de instalación del sistema SFV y un SAB de 6.534 kWh. Se muestra que se ha tenido un aumento considerable de  $A_{MR}$  en los meses de enero y abril, pero que en los meses de julio y octubre se aprecia cambios menos consistentes en función del aumento de la capacidad de la  $M_R$  de 1.2 kWp. Ello está acorde con un estudio de optimización de recursos energéticos SFV, donde se presenta cierto tipo de variaciones acentuadas a partir de los generadores fotovoltaicos [34].

En efecto, los recursos fotovoltaicos son beneficiosas para reducir las emisiones de carbono, pero sus características intermitentes pueden resultar en problemas de suministro de energía en función a la demanda. El SAB generalmente se considera una herramienta eficaz para hacer frente a estos problemas. Como es de notar, por más que el SAB aumente la capacidad de almacenamiento, se requiere que se aumente también la capacidad de potencia de instalación de la  $M_R$ .

En consecuencia, la variabilidad de la irradiancia solar en múltiples escalas de tiempo informa una amplia gama de aplicaciones; sin embargo, ellas están relacionadas directamente con la influencia natural del Sol en las condiciones climáticas. En tal sentido, el aumento mundial en curso de las  $M_{RS}$  implementadas atrae la atención sobre la variabilidad de la producción inducida por el clima [35]. Por lo tanto, comprender la volatilidad espaciotemporal subyacente de la radiación solar es esencial para delinear con éxito el funcionamiento estable de las redes eléctricas futuras, en base a un modelo óptimo de evaluación de la  $A_{MR}$ .

Por otro lado, es importante verificar el porcentaje de pérdida de la energía SFV no aprovechada en función de la producción disponible, la demanda energética de la residencia y de la capacidad del SAB. Estos desafíos incluyen la estimación correcta del rendimiento de un sistema SFV, el dimensionamiento adecuado del SAB, el equilibrio de la generación y carga; así como el apoyo a la calidad de la energía, como la estabilidad de tensión y frecuencia. Dado que la variabilidad de la energía SFV está determinada principalmente por la heterogeneidad inducida por el clima en los campos de radiación solar, los análisis de  $A_{MR}$  basados en datos reales y las cuantificaciones de la variabilidad de la irradiancia son esenciales para delinear con éxito el funcionamiento estable de las futuras redes eléctricas.

TABLA II  
PÉRDIDA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA DIFERENTES  
CAPACIDADES (%)

Potencia (kWp)	Capacidad (kWh)	Enero	Abril	Julio	Octubre
1	0.594; 1.782; 2.97; 4.158; 5.346; 6.534	8.492	9.909	1.340	7.765
1.2	5.346	9.859	11.345	1.926	9.197
1.4	6.534	11.047	12.441	2.575	10.394

En la Tabla 4 se muestra las diferentes pérdidas en base a la configuración de capacidad del sistema SFV y el SAB. Como es de notar (Fig. 9 y 10), las pérdidas están asociadas a la potencia de instalación del sistema SFV y el perfil de carga

de la residencia. Es decir, cuando la potencia de instalación de la  $M_R$  y la carga de la residencia se mantiene constante, la energía no aprovechable también mantiene sus ratios, inclusive cuando la dimensión del SAB varía. De modo que, cuando la potencia de instalación de la  $M_R$  varía, también existe cambios en la energía que no podría ser aprovechada en cada instante, en función al perfil de la demanda. Por lo tanto, los resultados muestran la relevancia del modelado de  $A_{MR}$  con recursos energéticos fotovoltaicos para el planteamiento óptimo de dimensión del sistema.

#### IV. CONCLUSIONES

El aumento del uso de los principales combustibles fósiles ha agravado los problemas ambientales debido al aumento de la emisión de gases de efecto invernadero, impulsando la energía renovable de una forma consistente. Este estudio evalúa la autonomía de una microrred ( $A_{MR}$ ) solar fotovoltaica (SFV) con un sistema de almacenamiento de energía con baterías (SAB). Para el análisis de la  $A_{MR}$  se utilizó los registros diarios (horas) de consumo de energía de la residencia y los datos de irradiancia solar diaria.

En tal forma, los resultados determinan una autonomía sin muchas variaciones de potencia de instalación SFV para los meses de enero, abril, y octubre; correspondiente a las estaciones de verano, otoño y primavera respectivamente. Sin embargo, para el mes de julio (estación de invierno) se debe aumentar la potencia de la  $M_R$  SFV y gradualmente el SAB. Por lo tanto, una decisión óptima evaluando la  $A_{MR}$  permitirá ampliar un panorama general, con la finalidad de optar por SFV que inyecte la mayor cantidad de energía en función del perfil real de la carga residencial. Ello se lograría aplicando un modelo de evaluación de autonomía ( $A_{MR}$ ) solar fotovoltaica.

De una forma general, la variabilidad de la irradiancia afecta principalmente el rendimiento de una microrred SFV y del SAB en función a su capacidad. Mientras que la variación relativa afecta la calidad de la energía y la estabilización del equilibrio de producción SFV. Estos desafíos deben cubrir las necesidades de estimación óptima de la  $A_{MR}$  SFV y el SAB. A su vez, la variabilidad de la energía SFV está definida en función de la heterogeneidad inducida por el clima en base de la irradiancia solar. Por lo tanto, los análisis de  $A_{MR}$  en base de los datos de irradiancia solar y datos reales de la carga son esenciales para desarrollar un funcionamiento óptimo y estable de la  $M_R$  que usa los recursos energéticos del sol.

#### AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Privada del Norte (UPN) por el apoyo en parte del trabajo de investigación.

#### REFERENCIAS

- [1] L. G. Acuña, M. Lake, R. V. Padilla, Y. Y. Lim, E. G. Ponzón, and Y. C. Soo Too, "Modelling autonomous hybrid photovoltaic-wind energy systems under a new reliability approach," *Energy Convers. Manag.*, vol. 172, pp. 357–369, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.07.025.
- [2] U. Nations, "El papel de los combustibles fósiles en un sistema energético sostenible | Naciones Unidas," *Crónica ONU*, 2021. <https://www.un.org/es/chronicle/article/el-papel-de-los-combustibles-fosiles-en-un-sistema-energetico-sostenible> (accessed Jun. 21, 2021).
- [3] T. M. David, P. M. Silva Rocha Rizol, M. A. Guerreiro Machado, and G.

- P. Bucciari, "Future research tendencies for solar energy management using a bibliometric analysis, 2000–2019," *Heliyon*, vol. 6, no. 7, p. e04452, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04452.
- [4] R. Adib REN, M. Folkecenter, A. Development Bank, M. Eckhart Mohamed El-Ashry David Hales Kirsty Hamilton Peter Rae, and F. Bariloche, "A Comprehensive Annual Overview of the State of Renewable Energy," 2018. Accessed: Jun. 28, 2021. [Online]. Available: [www.ren21.net](http://www.ren21.net).
- [5] Hermann Scheer, *Energy Autonomy: New Politics for Renewable Energy*, vol. 1. 2006.
- [6] M. Vaka, R. Walvekar, A. K. Rasheed, and M. Khalid, "A review on Malaysia's solar energy pathway towards carbon-neutral Malaysia beyond Covid'19 pandemic," *J. Clean. Prod.*, vol. 273, p. 122834, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122834.
- [7] J. K. Juntunen and M. Martiskainen, "Improving understanding of energy autonomy: A systematic review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 141, p. 110797, May 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110797.
- [8] R. Luna-Rubio, M. Trejo-Perea, D. Vargas-Vázquez, and G. J. Ríos-Moreno, "Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 4, pp. 1077–1088, Apr. 2012, doi: 10.1016/j.solener.2011.10.016.
- [9] A. L. Bakar, C. W. Tan, and K. Y. Lau, "Optimal sizing of an autonomous photovoltaic/wind/battery/diesel generator microgrid using grasshopper optimization algorithm," *Sol. Energy*, vol. 188, pp. 685–696, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.06.050.
- [10] T. Jenssen, A. König, and L. Eltrop, "Bioenergy villages in Germany: Bringing a low carbon energy supply for rural areas into practice," *Renew. Energy*, vol. 61, pp. 74–80, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2012.08.014.
- [11] G. Krajačić, N. Duić, and M. da G. Carvalho, "H2RES, Energy planning tool for island energy systems - The case of the Island of Mljet," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 16, pp. 7015–7026, Aug. 2009, doi: 10.1016/j.ijhydene.2008.12.054.
- [12] M. S. Javed, A. Song, and T. Ma, "Techno-economic assessment of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island using genetic algorithm," *Energy*, vol. 176, pp. 704–717, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.03.131.
- [13] A. Maleki, F. Pourfayaz, and M. H. Ahmadi, "Design of a cost-effective wind/photovoltaic/hydrogen energy system for supplying a desalination unit by a heuristic approach," *Sol. Energy*, vol. 139, pp. 666–675, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.09.028.
- [14] M. M. Samy, S. Barakat, and H. S. Ramadan, "A flower pollination optimization algorithm for an off-grid PV-Fuel cell hybrid renewable system," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 4, pp. 2141–2152, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.05.127.
- [15] A. Alhamwi, W. Medjroubi, T. Vogt, and C. Agert, "Development of a GIS-based platform for the allocation and optimisation of distributed storage in urban energy systems," *Appl. Energy*, vol. 251, p. 113360, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113360.
- [16] M. Sameti and F. Haghghat, "Integration of distributed energy storage into net-zero energy district systems: Optimum design and operation," *Energy*, vol. 153, pp. 575–591, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.04.064.
- [17] J. M. Weinand, F. Scheller, and R. McKenna, "Reviewing energy system modelling of decentralized energy autonomy," *Energy*, vol. 203, p. 117817, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117817.
- [18] Energy PLAN, "EnergyPLAN | Modelo informático de análisis avanzado de sistemas de energía," 2021. <https://www.energyplan.eu/> (accessed Sep. 11, 2021).
- [19] Y. Li, L. Zhang, K. Lai, and X. Zhang, "Dynamic state estimation method for multiple battery energy storage systems with droop-based consensus control," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 134, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107328.
- [20] H. A. Muqet, A. Ahmad, I. A. Sajjad, R. Liaqat, A. Raza, and M. M. Iqbal, "Benefits of Distributed Energy and Storage System in Prosumer Based Electricity Market," Jun. 2019, doi: 10.1109/EEEIC.2019.8783636.
- [21] R. L. Fares and M. E. Webber, "The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility," *Nat. Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 1–10, Jan. 2017, doi: 10.1038/nenergy.2017.1.
- [22] R. AbdelHady, "Modeling and simulation of a micro grid-connected solar PV system," *Water Sci.*, vol. 31, no. 1, pp. 1–10, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.wsj.2017.04.001.
- [23] A. Elrayah, Y. Sozer, and M. E. Elbuluk, "Modeling and control design of microgrid-connected PV-based sources," in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Dec. 2014, vol. 2, no. 4, pp. 907–919, doi: 10.1109/JESTPE.2014.2330797.
- [24] NREL, "NSRDB Data Viewer," 2021. <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer> (accessed May 13, 2021).
- [25] M. Sengupta, Y. Xie, A. Lopez, A. Habte, G. Maclaurin, and J. Shelby, "The National Solar Radiation Data Base (NSRDB)," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 89, pp. 51–60, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.003.
- [26] Y. Xie, M. Sengupta, M. R. Dooraghi, and A. M. Habte, "Reducing PV Performance Uncertainty by Accurately Quantifying the PV Resource," Golden, CO (United States), May 2019. doi: 10.2172/1524334.
- [27] NREL, "National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page | NREL," 2021. <https://www.nrel.gov/> (accessed May 15, 2021).
- [28] L. Casula, G. D'Amico, G. Masala, and F. Petroni, "Performance estimation of photovoltaic energy production," *Lett. Spat. Resour. Sci.*, vol. 13, no. 3, pp. 267–285, Dec. 2020, doi: 10.1007/s12076-020-00258-x.
- [29] L. K. Ergo Pikas, Jarek Kumitski, Martin Thalfeldt, Martin Thalfeldt, "Cost-benefit analysis of nZEB energy efficiency strategies with on-site photovoltaic generation," *Energy*, vol. 128, pp. 291–301, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.03.158.
- [30] E. J. Zarate Pérez, M. P. Fernandez, A. L. Torres, and S. Da Motta, "SISTEMA DE ILUMINAÇÃO RESIDENCIAL FOTOVOLÁTICA AUTÔNOMO: O CASO DE PERU," in *6ª Conferência sobre Patologia e Reabilitação de Edifícios – PATORREB*, 2018, p. 10, doi: ISBN 978-85-60270-03-3.
- [31] Á. D. J. do Nascimento and R. Rütther, "Evaluating distributed photovoltaic (PV) generation to foster the adoption of energy storage systems (ESS) in time-of-use frameworks," *Sol. Energy*, vol. 208, pp. 917–929, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.08.045.
- [32] M. I. Hlal, V. K. Ramachandaramurthy, A. Sarhan, A. Pouryektá, and U. Subramaniam, "Optimum battery depth of discharge for off-grid solar PV/battery system," *J. Energy Storage*, vol. 26, p. 100999, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.100999.
- [33] "R Core Team (2018). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria." [Online]. Available: <https://www.r-project.org/>.
- [34] A. N. Celik, "Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems," *Energy Convers. Manag.*, vol. 43, no. 18, pp. 2453–2468, Dec. 2002, doi: 10.1016/S0196-8904(01)00198-4.
- [35] G. M. Lohmann, "Irradiance Variability Quantification and Small-Scale Averaging in Space and Time: A Short Review," *Atmos. 2018, Vol. 9, Page 264*, vol. 9, no. 7, p. 264, Jul. 2018, doi: 10.3390/ATMOS9070264.