

Dimensionamiento y análisis de sensibilidad de una microrred aislada usando HOMER Pro

Sizing and Sensitivity Analysis of a Stand-alone Microgrid Using HOMER Pro

 Jersson García-García¹;
  German Osma-Pinto²

¹ Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga-Colombia,
jersson2218419@correo.uis.edu.co

² Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga-Colombia,
gealosma@uis.edu.co

ISSN-p: 0123-7799
ISSN-e: 2256-5337

Vol. 26, nro. 56, e2565, 2023

Recibido: 10 noviembre 2022
Aceptado: 15 marzo 2023
Disponible: 22 marzo 2023

©Instituto Tecnológico Metropolitano
Este trabajo está licenciado bajo
una Licencia Internacional
Creative Commons Atribución
(CC BY-NC-SA)



Cómo citar / How to cite

J. García-García, G. Osma-Pinto, “Dimensionamiento y análisis de sensibilidad de una microrred aislada usando HOMER Pro,” *Tecnológicas*, vol. 26, nro. 56, e2565, 2023.
<https://doi.org/10.22430/22565337.2565>

Resumen

En años recientes, ha incrementado la implementación y el estudio de microrredes (MR). Su dimensionamiento depende de los datos de entrada (ej., demanda, microclima, costos y restricciones), por lo que la variación de uno o más de estos pueden modificar la solución óptima de la MR y su operación esperada. Tal variación se presenta debido al contexto económico, tecnológico o climático, por lo que, se propuso hacer un análisis de sensibilidad que caracterice su impacto. Con el fin de aportar en la aplicación del análisis de sensibilidad en proyectos de MR, el objetivo de este trabajo consistió en estudiar el impacto de siete variables de sensibilidad (irradiación solar, velocidad del viento, temperatura ambiente, estado de carga mínimo del banco de baterías, precio del combustible, tasa de descuento y tasa de inflación) sobre el dimensionamiento e indicadores económicos y operativos de una MR aislada para usuarios residenciales en un municipio rural de Colombia. El análisis se realizó a partir del uso de la herramienta HOMER Pro, siendo los principales indicadores analizados: costo presente neto, costo de energía, costo de capital, costo de operación y fracción renovable. Los resultados permitieron identificar que las variables más influyentes para el caso de estudio son: precio del combustible, tasa de inflación, tasa de descuento e irradiación solar; asimismo, apreció la utilidad de HOMER Pro para este tipo de análisis y la conveniencia de la representación gráfica para estudiar el impacto de las variables de sensibilidad. En conclusión, la variación de los datos de entrada influye en la factibilidad de resultados, como por ejemplo, el costo presente neto disminuye con el aumento del precio del combustible, la temperatura ambiente o la tasa de inflación, mientras que aumenta con la reducción del estado de carga mínimo, la irradiación solar o la tasa de descuento.

Palabras clave

Análisis de sensibilidad, HOMER Pro, indicadores económicos, indicadores técnicos, microrred aislada, procedimiento de dimensionamiento.

Abstract

In recent years, the implementation and study of microgrids (MG) has increased. Their sizing depends on the input data (e.g., demand, microclimate, costs, and constraints), so that the variation of one or more of these can modify the optimal solution of the MG and its expected operation. Such variation occurs due to the economic, technological, or climatic context, so a sensitivity analysis was proposed to characterize its impact. In order to contribute to the application of sensitivity analysis in MG projects, the objective of this work was to study the impact of seven sensitivity variables (solar irradiation, wind speed, ambient temperature, minimum state of charge of the battery bank, fuel price, discount rate and inflation rate) on the sizing and economic and operational indicators of an isolated MG for residential users in a rural municipality of Colombia. The analysis was carried out using the HOMER Pro tool, and the main indicators analyzed were net present cost, energy cost, capital cost, operating cost and renewable fraction. The results allowed identifying that the most influential variables for the case study are fuel price, inflation rate, discount rate and solar irradiation; likewise, it appreciated the usefulness of HOMER Pro for this type of analysis and the convenience of the graphic representation to study the impact of the sensitivity variables. In addition, the variation of the input data influences the feasibility of results, as, for example, the net present cost decreases with increasing fuel price, ambient temperature, or inflation rate, while it increases with decreasing minimum state of charge, solar irradiance, or discount rate.

Keywords

Sensitivity analysis; HOMER Pro; economic indicators; technical indicators; stand-alone microgrid; sizing procedure.

1. INTRODUCCIÓN

Una microrred (MR) es un grupo interconectado de cargas y recursos energéticos (p.ej., generación fotovoltaica, generación eólica y grupos electrógenos) con límites eléctricos claramente definidos y que busca actuar como una unidad. Puede ser aislada o conectada a la red; esta última también puede operar en modo isla al contar con almacenamiento de energía [1].

En los últimos años, el estudio y la implementación de MR han incrementado tanto por la promoción de la generación renovable como por la búsqueda del mejoramiento de la confiabilidad en redes eléctricas y la accesibilidad a la energía eléctrica [2].

El diseño y análisis de estos sistemas comprende desafíos asociados a la intermitencia de algunas fuentes de generación (p.ej., generador fotovoltaico o turbinas eólicas), la cantidad de soluciones factibles y su viabilidad técnico-financiera, entre otros [3]–[6]. El dimensionamiento de una MR puede realizarse a partir de varios métodos o herramientas computacionales [7], siendo HOMER Pro uno de los softwares más utilizados.

Éste determina la solución de dimensionamiento de la MR a partir de un proceso de optimización que busca el menor costo presente neto (CPN). A continuación, se relacionan algunos estudios que emplearon este software.

En [8] estudian la viabilidad técnico-financiera y ambiental de cuatro configuraciones conformadas por la combinación de generador FV, grupos electrógenos y sistema de almacenamiento de energía (baterías) para suministrar energía a la comunidad Cerrito de los Morreños en Guayaquil, Ecuador. En [9] estudian diversas combinaciones de componentes como celdas de combustibles, turbinas eólicas, generador fotovoltaico (FV) y convertidores para diseñar un sistema híbrido en las aldeas de Sharak y Gujar de Baluchistán, Pakistán. Eras et al. [10], analizan sistemas con tecnologías energéticas como generador FV, aerogeneradores, grupo electrógeno, baterías y bombeo hidráulico, con el fin de dimensionar una solución energética en las Islas Galápagos, Ecuador.

En [11] analizan la viabilidad técnico-financiera de una MR híbrida para suministrar energía a una aldea de Chamarajanagar en Karnataka (India).

HOMER Pro permite inferir sobre la viabilidad técnico-financiera de una MR a partir de la simulación de su operación y la cuantificación de indicadores financieros y operativos [12], [13],[14].

La Tabla 1 relaciona indicadores empleados en el dimensionamiento de MRs en diversos casos. Los indicadores operativos típicamente usados son fracción renovable (FR), emisiones de CO₂ (ECO₂) y carga insatisfecha (L_{un}); este último indica la cantidad de energía no suministrada en un periodo de tiempo. Por su parte, el análisis financiero se basa principalmente en los siguientes indicadores: costo de energía – COE (*cost of energy*), CPN, costo de capital (C_{ca}) y costo de operación (C_{op}), siendo COE (85%) y CPN (85%) los más utilizados.

Para el caso colombiano, algunos trabajos estudian el dimensionamiento de MRs. Barrozo et al. [15] determinan el dimensionamiento de una MR conformada por un generador FV y turbina eólica para condiciones climáticas de La Guajira usando CPN y ECO₂. Restrepo et al. [16] dimensionan una MR aislada (generación FV, generación eólica, banco de baterías y grupo electrógeno) y una MR conectada a la red (generación FV, generación eólica y banco de baterías) en Medellín (Antioquia) a partir del análisis de la producción de energía, C_{ca}, C_{op}, y ECO₂. Y Torres et al. [17] estudian el impacto de variables meteorológicas, el nivel de confiabilidad y el desempeño financiero (COE, CPN, tasa interna de retorno - TIR y el periodo de recuperación de la inversión) para cuatro arquitecturas de MRs en Neiva (Huila).

Tabla 1. Indicadores operativos y financieros empleados en el dimensionamiento de MR
Fuente: elaboración propia.

Ref.	Año	País	Indicadores operativos			Indicadores financieros			
			FR	ECO ₂	L _{un}	COE	CPN	C _{ca}	C _{op}
[18]	2022							√	
[19]	2021	Arabia Saudita				√	√	√	
[20]	2021		√		√	√			
[21]	2022				√	√			
[22]	2022	Reino Unido					√	√	
[23]	2022	Ecuador	√			√	√	√	
[24]	2022	Suecia				√		√	
[25]	2022	Alemania				√			
[26]	2022					√	√	√	
[27]	2021	Bangladés				√	√		
[28]	2022	Qatar				√	√		
[29]	2022	Egipto	√				√	√	
[30]	2021	Nigeria	√			√	√	√	
[31]	2021	Nueva Zelanda	√	√		√	√	√	
[32]	2020		√			√	√	√	
[32]	2020	Emiratos Árabes Unidos	√	√		√	√		
[33]	2020		√			√	√	√	
[15]	2020			√			√		
[16]	2018	Colombia	√	√		√	√	√	
[17]	2018					√	√		
<i>Representatividad</i>			45%	25%	10%	85%	85%	55%	50%

FR: fracción renovable; ECO₂: emisiones de dióxido de carbono; L_{un}: carga no atendida; COE: costo de la energía; CPN: costo presente neto; C_{ca}: costo de capital; C_{op}: costo de operación

Además de trabajos de dimensionamiento de MR, la literatura también expone la importancia del análisis de sensibilidad como herramienta para estudiar el impacto de la variación de datos de entrada sobre las capacidades de los componentes y la viabilidad técnico-financiera de una MR [34]–[36].

La realización de un análisis de sensibilidad es uno de los mayores atractivos de HOMER Pro, el cual permite considerar simultáneamente diversos valores de tasa de descuento, tasa de inflación, tiempo de vida, fracción renovable, demanda promedio diaria y precio del combustible, entre otros [37], [38], denominadas variables de sensibilidad. Por ejemplo, Suman *et al.* [39] estudian la afectación del COE debido a variación de la demanda diaria; Oladigbolu *et al.* [40] caracterizan el impacto de la variación de la irradiación solar, la demanda diaria, el costo del combustible y el precio de venta de energía a partir de los indicadores CPN, COE y ECO₂; y Jahangir y Cheraghi [41] estiman el comportamiento de COE, C_{ca} y C_{op} considerando la variación de la tasa de entrada de biomasa, el precio de la biomasa y la tasa de inflación.

La Tabla 2, relaciona variables de entrada e indicadores empleados en diversos análisis de sensibilidad. Se aprecia que las variables de entrada tienden a tomar entre 2 y 8 valores, siendo la irradiación solar (54 %) y la velocidad del viento (46 %) las más usadas, seguidas por el precio de combustible (31 %) y la demanda (31 %).

Los indicadores financieros más empleados en los trabajos revisados sobre análisis de sensibilidad son CPN (92 %) y COE (77 %). Note que la FR puede ser tanto una variable de entrada (restricción) para fijar la mínima participación de generación renovable como un indicador operativo que caracteriza a la solución óptima.

Tabla 2. Variables de sensibilidad e indicadores de desempeño usando HOMER Pro. Fuente: elaboración propia.

Ref. año	País	Variable de entrada (# de valores)													Indicadores								
		PC	PE	H	TE	CFV	CGE	TM	VV	PTE	PB	TI	TF	DB	FR	D	COE	CPN	C _{ca}	C _{op}	FR	L _{un}	
[42]	2022	Kenia	3	2					2								√	√					
[19]	2022	Arabia Saudita	2						3								√	√	√	√		√	
[43]	2022				3				3						4	√	√						
[44]	2021				6				6							√	√						
[39]	2021	India				8	8	8							8	√						√	
[45]	2021				6						5	6				√	√	√	√	√	√	√	√
[31]	2021	Nueva Zelanda				2			4							√	√	√	√	√		√	
[46]	2020	China							5	5							√					√	
[33]	2020	Colombia											4	6	5	√	√	√					
[41]	2020	Irán									3		2	3		√	√	√	√				
[40]	2019	Nigeria	5	5	5										5	√	√	√				√	
[47]	2018	Reino Unido	5		7												√					√	
[48]	2014	Grecia			3				4								√						√
		<i>Representatividad</i>	31%	8%	54%	15%	8%	8%	8%	46%	8%	15%	8%	8%	15%	8%	31%	77%	92%	46%	31%	46%	31%

PC: precio del combustible; PE: precio de energía; H: irradiación solar; TE: turbina eólica; CFV: capacidad instalada del generador FV; CGE: capacidad instalada del generador eléctrico; TM: turbina mareomotriz; VV: velocidad del viento; PTE: precio de turbina eólica; PB: precio de biomasa; TI: tasa de interés; TF: tasa de inflación; DB: disponibilidad de biomasa; FR: fracción renovable; D: demanda; COE: costo de la energía; CPN: costo presente neto; C_{ca}: costo de capital; C_{op}: costo de operación; L_{un}: carga no atendida

Con el fin de contribuir a la aplicación del análisis de sensibilidad, este trabajo presenta el dimensionamiento de una MR y la caracterización del impacto de siete variables sobre indicadores de viabilidad técnico-financiera. Para ello, se establece la solución óptima de dimensionamiento de una MR aislada a partir de HOMER Pro, la cual busca atender la demanda energética de usuarios ubicados en una zona no interconectada (ZNI) cercana al municipio de Sipí (Chocó, Colombia). Las variables de sensibilidad son irradiación solar, velocidad del viento, temperatura ambiente, precio del combustible, estado mínimo de carga de las baterías, tasa de inflación y tasa de descuento, cuyo impacto de variación es caracterizado numéricamente y gráficamente a partir de indicadores financieros (e.g., CPN, COE, C_{ca} y C_{op}) e indicadores operativos (e.g., FR y L_{un}) de la MR usando mayormente las funcionales de HOMER Pro para análisis de sensibilidad.

El estudio pretende conocer el impacto de la variación de ciertas variables de entrada sobre indicadores técnicos y financieros. La variabilidad de condiciones micro climáticas puede ocasionar inquietudes sobre las capacidades óptimas de la MR y su operación estimada [19]; específicamente, Sharma et al. [43] indican que el incremento de la irradiación solar o la velocidad del viento reduce la capacidad instalada renovable y los valores del CPN. Y el COE. El precio del combustible puede variar por disposiciones políticas o dinámicas de oferta y demanda a nivel mundial; tal como mencionan Murty y Kumar [49] y Masrur et al. [50], un mayor valor del combustible incrementa el costo de operación del grupo eléctrico y, por

ende, del CPN y el COE. y las variables económicas (tasa de descuento y tasa de inflación) pueden influir en los flujos de caja del proyecto [46], [51]; tal como exponen Son et al. [52] el incremento de la tasa de inflación aumenta el COE, mientras Chaurasia et al. [53] indican que el incremento de la tasa de inflación aumenta el CPN.

El estudio realizado contribuye a la divulgación del análisis de sensibilidad como herramienta de toma de decisiones en proyectos de MR. Específicamente, se destacan cuatro aspectos; primero, la presentación gráfica del impacto de variables de sensibilidad (7) sobre indicadores técnicos (4) y operativos (9) para facilitar la identificación de tendencias y nivel de afectación; segundo, el uso de HOMER Pro como herramienta de dimensionamiento y análisis de sensibilidad; tercero, la identificación de la existencia de correlaciones entre variables de sensibilidad e indicadores; cuarto, la cuantificación de decrementos o incrementos en indicadores por unidad de la variable de sensibilidad, con el fin de determinar el nivel de influencia (1 a 4) de cada una de éstas.

Además, se considera que este trabajo es de interés para el entorno colombiano dado que existen un marco legal soportado en las leyes 1715 de 2014 [54] y 2099 de 2021 [55], las cuales promueven el uso de fuentes de energía no convencionales (FNCE) y el acceso a energía eléctrica en ZNI.

2. METODOLOGÍA

Esta sección presenta el caso de estudio que incluye el perfil de carga y los recursos energéticos característicos del lugar (Sección 2.1), consideraciones técnicas y financieras para el dimensionamiento de la MR (Sección 2.2), consideraciones para la simulación con HOMER Pro (Sección 2.3) y, finalmente, las variables de sensibilidad y los valores definidos para el estudio (Sección 2.4), tal como muestra la Figura 1.

Note que HOMER Pro es una herramienta ampliamente utilizada en diversas publicaciones científicas. En este caso de estudio, HOMER Pro se utilizó para realizar el dimensionamiento de la MR y obtener resultados numéricos (indicadores) y gráficos (de sistema óptimo y de superficie) para los diversos valores de las variables de sensibilidad.

Posteriormente, los datos resultantes fueron analizados en Microsoft Excel, lo que permitió construir curvas normalizadas para caracterizar la influencia de las variables de sensibilidad, establecer la existencia de correlaciones entre variables de sensibilidad e indicadores usando el coeficiente R^2 y cuantificar los decrementos o incrementos en indicadores por unidad de la variable de sensibilidad a fin de determinar el nivel de influencia (1 a 4) de cada una de éstas.

2.1 Caso de estudio

Este trabajo considera un conjunto de usuarios residenciales rurales ubicados cerca al municipio de Sipí (4.653°N, 76.645°W) a 332 msnm, lugar que corresponde a una zona del departamento de Chocó (Colombia) con limitaciones para el acceso al servicio de energía eléctrica. La Figura 2 muestra los perfiles de carga diario y anual considerado para una demanda promedio de 50 kWh/día (1500 kWh/mes o 18250 kWh/año), alcanzando un valor horario promedio y máximo de 2.08 y 9.28 kW durante el año, respectivamente.

Según NASA Prediction of Worldwide Energy Resource database, Sipí presenta valores promedio de irradiación solar, temperatura ambiente y velocidad del aire de 3.94 kWh/m²-día, 23 °C y 2.48 m/s, respectivamente. La Figura 3 presenta información sobre la irradiación solar y la velocidad del viento.

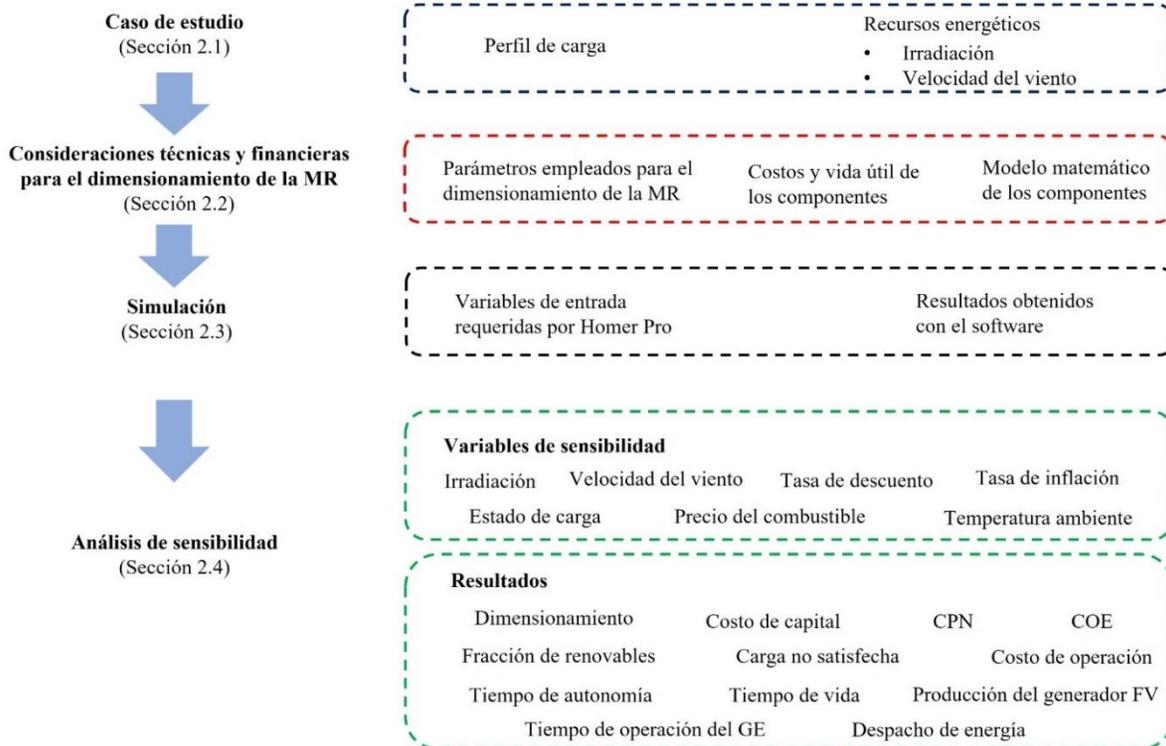


Figura 1. Esquema de metodología propuesta. Fuente: elaboración propia.

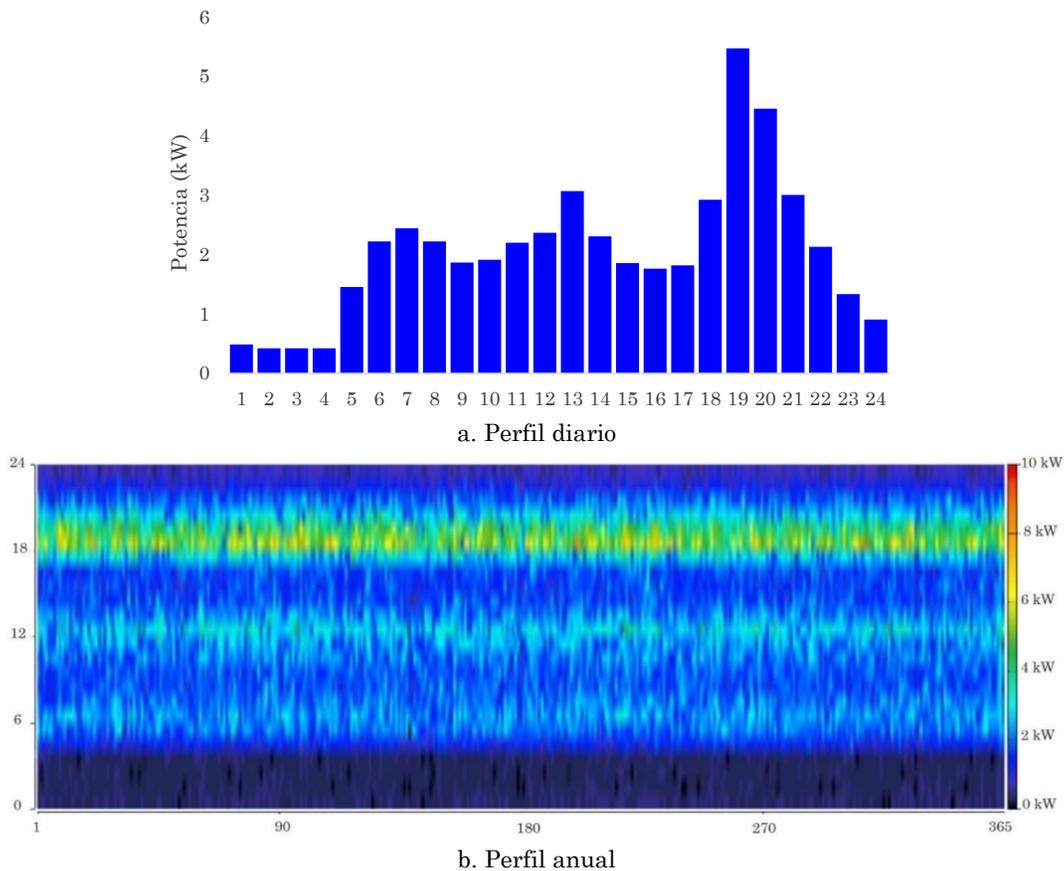


Figura 2. Perfiles estimados de carga de los usuarios. Fuente: HOMER Pro [56].

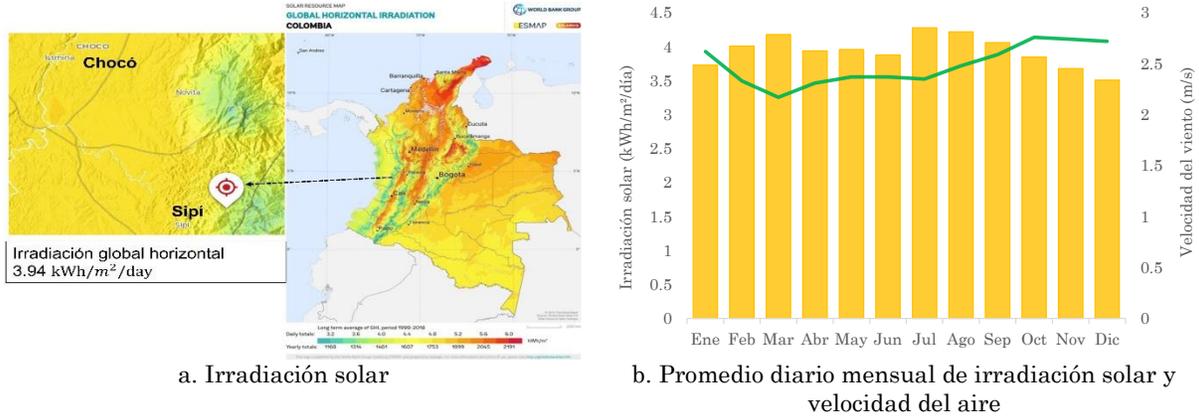


Figura 3. Recursos energéticos en el municipio de Sipí (Chocó, Colombia). Fuente: [57] y [58].

2.2 Consideraciones técnicas y financieras para el dimensionamiento de la MR

La Figura 4 muestra el esquema de la MR considerada para este caso, la cual está conformada por un generador FV, turbinas eólicas, un sistema de almacenamiento (baterías), un grupo electrógeno y un convertidor. La Tabla 3 relaciona los parámetros generales del proyecto y la Tabla 4 presenta los costos de los componentes (capital, reemplazo y operación y mantenimiento) y su vida útil.

2.2.1 Modelo del generador FV

El generador FV seleccionado en HOMER Pro es tipo *Generic flat plate PV*. La potencia de salida del generador FV es determinada por (1), donde Y_{PV} es la capacidad nominal del generador FV, f_{PV} es el factor de reducción de potencia, G_T es la irradiancia solar incidente, $G_{T,STC}$ es la irradiancia incidente en condiciones de prueba estándar, α_p es el coeficiente de temperatura de potencia, T_c es la temperatura del panel FV y $T_{c,STC}$ es la temperatura del panel FV en condiciones de prueba estándar.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})] \tag{1}$$

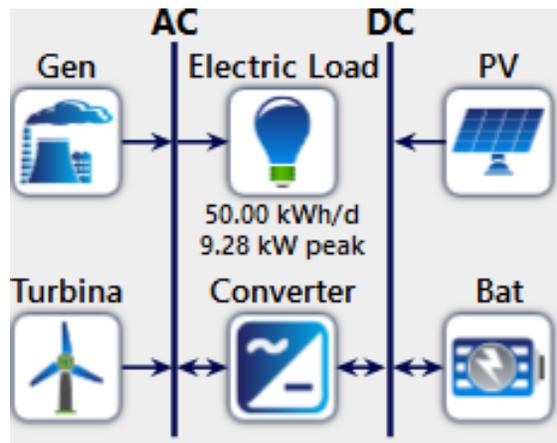


Figura 4. Esquema de la MR. Fuente: HOMER Pro [56].

Tabla 3. Parámetros empleados para el dimensionamiento de la MR. Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
Tasa de descuento (%)	8
Tasa de inflación (%)	2
Capacidad de escasez (%)	5
Precio del combustible (\$/l)	0.51
Vida útil (años)	25

Tabla 4. Datos de costos y vida útil empleados en el dimensionamiento de la MR. Fuente: elaboración propia.

Componentes	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/año)	Vida útil
Generador fotovoltaico	1 210/kW	1 210/kW	15/kW	25 años
Unidad de almacenamiento	300/kWh	300/kWh	3.75/kWh	10 años
Convertidor	590/kW	590/kW	10/kW	15 años
Generador diésel	340/kW	340/kW	10.95/kW	15 000 horas
Turbina eólica	1500/kW	1500/kW	190/kW	20 años

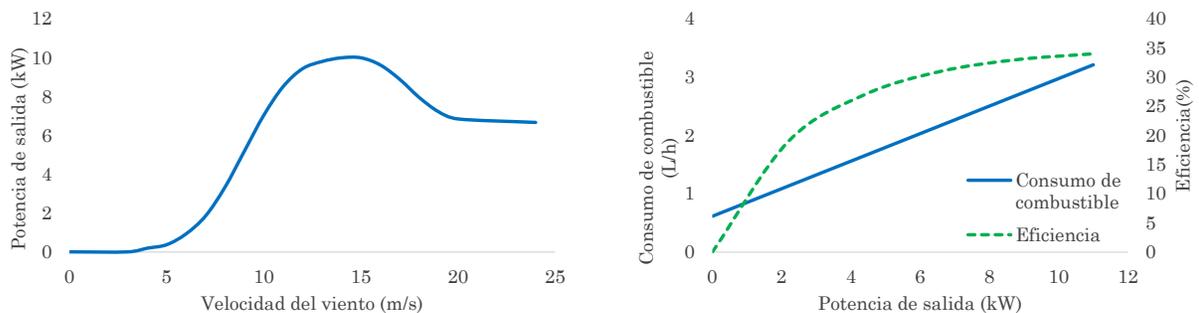
2.2.2 Modelo de turbina eólica

La potencia de salida de la turbina eólica está relacionada con la velocidad del aire como lo indica la Figura 5a. La turbina tiene una capacidad nominal de 10 kW y una vida útil de 20 años.

2.2.3 Modelo del generador diésel

El tipo de grupo electrógeno seleccionado en HOMER Pro es Autosize Genset, el cual se dimensiona automáticamente para satisfacer la demanda. La Figura 5.b presenta el comportamiento de la tasa de consumo de combustible y la eficiencia de conversión como funciones de la potencia de salida considerando un valor nominal de 11 kW. El consumo de combustible está dado por (2), donde F_0 es coeficiente de intercepción de la curva de combustible, Y_{gen} es la capacidad nominal del generador (kW), F_1 es la pendiente de la curva de combustible P_{gen} es la salida de potencia eléctrica del generador (kW).

$$F = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen} \left(\frac{L}{h} \right) \tag{2}$$



a. Turbina eólica

b. Grupo electrógeno

Figura 5. Curvas características de la turbina eólica y el grupo electrógeno. Fuente: elaboración propia.

2.2.4 Modelo del banco de baterías

La batería considerada para el estudio es de plomo ácido y tiene una capacidad de 2.40 kWh (12 V, 200 Ah) y SOC mínimo de 30 %. HOMER Pro determina las potencias de carga y descarga de las baterías mediante (3) y (4), respectivamente, donde Q_1 es la energía disponible en el almacenamiento al comienzo del paso de tiempo, Q es la cantidad total de energía al comienzo del paso del tiempo, c es la relación de capacidad de almacenamiento, k es la constante de velocidad de almacenamiento, Δt es la duración de paso de tiempo y, finalmente, Q_{max} es la capacidad total de almacenamiento.

$$P_{carga} = \frac{kQ_1e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \tag{3}$$

$$P_{descarga} = \frac{-kcQ_{max} + kQ_1e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \tag{4}$$

Tabla 5. Indicadores financieros y técnicos. Fuente: elaboración propia

Dominio	Parámetro	Definición	Fórmula
Financiero	Costo presente neto (CPN)	Valor presente de flujos de efectivo, que incluye el costo inicial de todos los componentes del sistema, el costo de reemplazo y el costo de mantenimiento.	$CPN = I + \sum_{n=1}^t \frac{FCN_n}{(1+r)^n}$
	Costo de energía (COE)	Precio por unidad de energía.	$COE = \frac{r(1+r)^t}{(1+r)^{t-1}E} CPN$
	Costo de capital (C_{ca})	El costo total al inicio del proyecto.	$C_{ca} = \sum_{k=1}^K Cc_k$
	Costo de operación (C_{op})	Es la suma de los costos de operación y mantenimiento de todos los componentes.	$C_{op} = \sum_{k=1}^K C_{O\&M_k}$
Técnico	Fracción renovable (FR)	Es la fracción de energía entregada a la carga proveniente de fuentes de energía renovable.	$FR = 1 - \frac{E_{NR}}{E_S}$
	Carga insatisfecha (L_{un})	Es la cantidad de energía que el sistema no puede servir en un periodo de tiempo.	$L_{un} = \sum_{h=1}^H E_{unh}$

Cc : Costo del componente k ; $C_{O\&M_k}$: Costo de operación del componente k ; E_{NR} : Producción de energía no renovable; E_S : Carga servida; E_{unh} : Energía no atendida en la hora h ; FCN : Flujo de caja neto; H : Total de horas; I : Inversión; K : número de componentes de la microrred; n : Número de años; r : Tasa de interés; t : vida útil de proyecto

2.2.5 Indicadores técnicos y financieros

Los indicadores financieros permiten establecer los costos del proyecto e inferir sobre la viabilidad financiera. Los indicadores técnicos describen características de la microrred y permiten comprender su desempeño. La Tabla 5 presenta definiciones y expresiones para determinar indicadores considerados en este estudio.

2.3 Simulación

El funcionamiento de HOMER Pro se basa en tres conceptos principales: simulación, optimización y análisis de sensibilidad [59]–[61]. En la simulación se modela la configuración de la microrred y se determina la viabilidad técnica. La optimización determina la mejor

configuración del sistema, la cual satisface los requerimientos del usuario con el menor CPN. Y el análisis de sensibilidad realiza múltiples configuraciones y muestra qué tan sensibles son las salidas debido a cambios en las entradas. El diagrama de bloques de la Figura 6 relaciona de manera general las variables de entradas requeridas por el software y algunos resultados que suministra.

2.4 Análisis de sensibilidad

HOMER Pro permite asignar varios valores a algunos datos de entrada, a las cuales se denominan variables de sensibilidad y se relacionan en la Tabla 6 para este estudio. En el municipio de Sipí, los valores de irradiación solar, velocidad del viento y temperatura ambiente varían de 3.75 a 4.25 kWh/m²día, 2 a 3 m/s y 21 a 25 °C, respectivamente. Los demás valores considerados permiten extrapolar al lector los hallazgos para otros escenarios y lugares de Colombia.

El impacto de las variables de sensibilidad es analizado a partir del comportamiento de indicadores financieros y operativos y gráficas de sensibilidad, tal como muestra la Tabla 7.

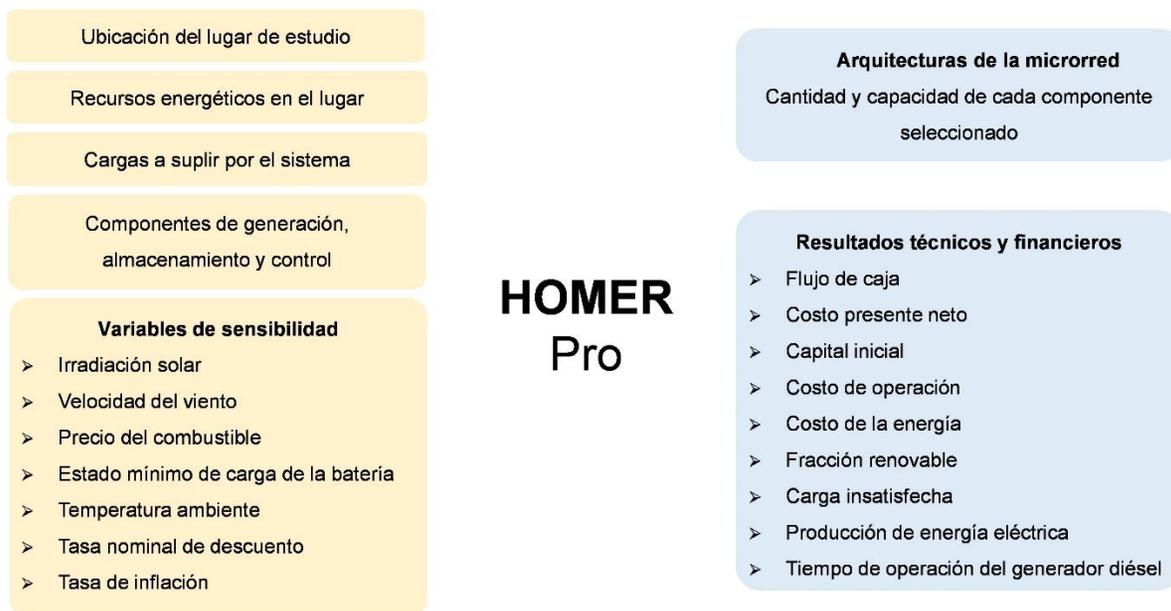


Figura 6. Diagrama de bloques de las entradas y salidas de Homer Pro. Fuente: elaboración propia.

Tabla 6. Variables de sensibilidad. Fuente: elaboración propia.

Variable	Valores	Comentario
Irradiación solar (kWh/m ² día)	3.5, 3.75, 4.0, 4.25, 5.0,	Rango de valores de irradiación solar en Colombia.
Velocidad del viento (m/s)	1.0, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0	Rango de valores de velocidad del viento en Colombia.
Precio del combustible (\$/l)	0.38, 0.51, 0.64, 0.77, 1.02	Potencial variación del precio de combustible en Colombia
Estado mínimo de carga de la batería (%)	30, 40, 50, 60, 70	Valores posibles usados en dimensionamiento
Temperatura ambiente (°C)	15, 21, 23, 25, 30, 35	Rango de valores de temperaturas ambiente promedio en Colombia
Tasa de descuento (%)	8, 9, 10, 11, 12	Valores representativos para Colombia
Tasa de inflación (%)	2, 3, 4, 5, 6	

Tabla 7. Relación entre variables de entrada e indicadores y gráficas de sensibilidad
Fuente: elaboración propia.

Variables de entrada	Indicadores financieros				Indicadores operativos							Representación						
	CPN	COE	C _{ca}	C _{op}	FR	L _{un}	CN	AO	DE	t _{auto}	t _{life}	PFV	t _{opGE}	Num	GTSO	GS	GST	GCN
Irradiación solar	√	√	√	√	√	√		√							√	√		
Velocidad del viento	√	√	√	√	√	√		√							√	√		
Precio del combustible	√	√	√	√	√	√	√		√				√	√				√
Estado mínimo de carga de la batería	√	√	√	√	√	√	√			√	√	√	√					√
Temperatura ambiente	√	√	√	√	√	√	√			√	√	√	√					√
Tasa de descuento	√	√	√	√	√	√												√
Tasa de inflación	√	√	√	√	√	√												√

CPN: *costo presente neto*; COE: *costo de la energía*; C_{ca}: *costo de capital*; C_{op}: *costo de operación*; FR: *fracción renovable*; L_{un}: *carga no atendida*; CN: *capacidades nominales*; AO: *arquitecturas óptimas*; DE: *despacho de energía*; t_{auto}: *tiempo de autonomía (día)*; t_{life}: *tiempo de vida (año)*; PFV: *producción del generador FV (kWh/año)*; t_{opGE}: *tiempo de operación del grupo electrógeno (h/año)*; Num: *representación numérica*; GTSO: *gráfico de tipo de sistema óptimo*; GS: *gráfico de superficie*; GST: *gráfico de series temporales*; GCN: *gráfico de curvas normalizadas*

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La solución óptima obtenida con HOMER Pro está conformada por un generador FV con capacidad nominal de 11.4 kWp, tres baterías de 2.40 kWh, un convertidor de 4.04 kW y grupo electrógeno de 11.0 kW. Esta solución se caracteriza financieramente por un COE de \$ 0.442/kWh, una generación renovable de 32 % (FR) y una atención del 100 % de la demanda. La Tabla 8 muestra las capacidades nominales de los componentes y los indicadores financieros y operativos de la solución.

Esta sección presenta los resultados obtenidos al realizar variaciones en los datos de entrada de variables como precio del combustible (3.1), estado de carga mínimo de la batería (3.2), temperatura ambiente (3.3), recursos energéticos (3.4) y tasas de inflación y descuento (3.5) con respecto a los valores obtenidos de los indicadores operativos y financieros de la solución óptima; note que Lun es 0.0 % en todos los casos. Adicionalmente, presenta un consolidado de la afectación causada por las variables de sensibilidad (3.6).

Tabla 8. Solución óptima para el caso de estudio. Fuente: elaboración propia.

Arquitectura		Indicadores financieros							Indicadores operativos						
CFV	TE	CGE	Conv	N _{bat}	CPN	COE	C _{ca}	C _{op}	FR	L _{un}	t _{auto}	t _{life}	t _{opGE}	PFV	PGE
kW	Unid	kW	kW	Unid	\$	\$/kWh	\$	\$/año	%	%	h	año	h/año	kWh/año	kWh/año
11.4	-	11.0	4.04	3	104	270	0.442	21 700	1 385	32	-	2.43	1.22	3 834	12 320 12 405

CFV: *capacidad instalada fotovoltaica*; TE: *turbina eólica*; CGE: *capacidad del grupo electrógeno*; Conv: *convertidor*; N_{bat}: *número de baterías*; CPN: *costo presente neto*; COE: *costo de la energía*; C_{ca}: *costo de capital*; C_{op}: *costo de operación*; FR: *fracción renovable*; L_{un}: *carga no atendida*; t_{auto}: *tiempo de autonomía de las baterías (día)*; t_{life}: *tiempo de vida de las baterías (año)*; t_{opGE}: *tiempo de operación del grupo electrógeno (h/año)*; PFV: *producción del generador FV (kWh/año)*; PGE: *producción del generador electrógeno (kWh/año)*

3.1 Análisis del precio del combustible

La Tabla 9 presenta las características y los costos asociados de la MR obtenidos al variar el precio de combustible con valores de \$ 0.38/L, \$ 0.51/L, \$ 0.64/L, \$ 0.77/L y \$ 1.02/L. Los resultados muestran que un precio bajo de combustible incrementa el tiempo de uso y energía suministrada por el grupo electrógeno, lo cual implica una menor capacidad del generador FV y del banco de baterías.

El precio del combustible impacta en la viabilidad financiera, ya que su mayor valor incrementa CPN, Cca y FR. Cca aumenta debido al incremento de las capacidades nominales del generador FV y el banco de baterías y, por ende, CPN. Además, topGE disminuye con el aumento del precio del combustible y, en consecuencia, Cop. También cabe resaltar que las soluciones óptimas con cada valor del precio de combustible pueden satisfacer el 100 % de la demanda, por lo que Lun es 0.0 %.

La Figura 7 muestra el despacho de energía de la MR para precios de combustible de \$ 0.51/L y \$ 1.02/L. Se puede evidenciar el aumento del suministro de energía por parte del generador FV cuando hay incremento del precio del combustible y, por ende, un menor suministro de energía por parte del grupo electrógeno.

El precio del combustible afecta el dimensionamiento y los costos de una MR, ya que su variación ocasiona que pueda decidir si usar el grupo electrógeno un mayor o menor tiempo. Ello está en consonancia con lo indicado por Murty y Kumar [49] y Masrur et al. [50], quienes señalan que un mayor valor del combustible incrementa tanto el costo de operación del grupo electrógeno como los indicadores CPN y COE.

3.2 Análisis del estado de carga mínimo del banco de baterías

La Figura 8 muestra características de la MR cuando cambia el valor del estado de carga mínimo (SOCmin) de las baterías. Los valores están normalizados con respecto a la solución obtenida para las condiciones del caso de estudio (ver Tabla 7) y son determinados mediante (5), donde vn es el valor normalizado, x_T es el valor en función de la variable de sensibilidad y x_{Ref} es el valor del caso base.

$$vn = \frac{x_T}{x_{Ref}} \tag{5}$$

Tabla 9. Capacidad de componentes e indicadores de la MR según la variación del precio del combustible
Fuente: elaboración propia.

		Precio del combustible				
		\$ 0.38/L	\$ 0.51/L	\$ 0.64/L	\$ 0.77/L	\$ 1.02/L
Componentes	CFV (kWp)	9.7	11.4	12.6	13.7	14.1
	N _{bat}	3	3	3	4	4
	Conv (kW)	3.69	4.04	3.99	4.47	4.57
	GE (kW)	11.0				
	t _{opGE} (h/año)	4 004	3 834	3 745	3 290	3 262
Indicadores	PGE (kWh/año)	12 885	12 405	12 153	10 891	10 812
	CPN (\$)	95 263	104 270	113 082	121 238	136 035
	COE (\$)	0.404	0.442	0.479	0.514	0.577
	C _{ca} (\$)	19 448	21 700	23 189	25 342	25 342
	C _{op} (\$/año)	1 429	1 385	1 361	1 229	1 223
	FR (%)	29.4	32	33.4	40.3	40.8

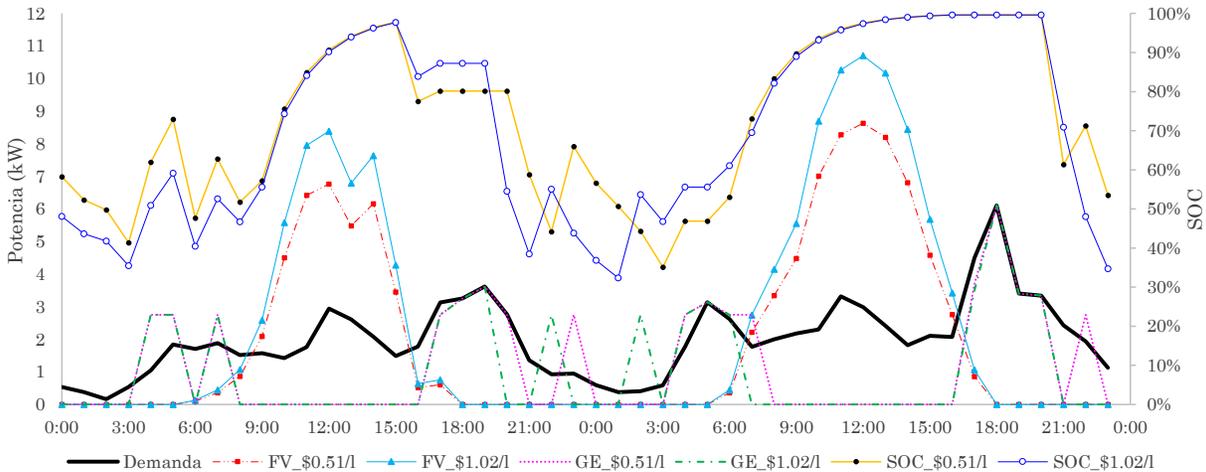


Figura 7. Series temporales del despacho de energía con la variación del precio del combustible
Fuente: elaboración propia.

Al aumentar el SOC_{min}, la cantidad de energía que puede entregar por descarga y la autonomía es menor, por lo que es necesario el aumento de baterías; en contraste, un aumento del SOC_{min} ayuda a incrementar la vida útil de la batería.

Para un SOC_{min} de 40 %, la solución implica un aumento en el número de baterías, de este modo incrementa el tiempo de autonomía y la capacidad de almacenamiento de energía, la cual puede ser aprovechada aumentando la capacidad del generador FV; además, reduce topGE y aumentan C_{ca} y FR respecto a la solución obtenida con un SOC_{min} de 30 %.

3.3 Análisis de temperatura ambiente

La Figura 9 muestra las características de la MR cuando cambia la temperatura ambiente. La temperatura impacta en la producción de energía del generador FV. El incremento de la temperatura en el rango de 15 a 30 °C reduce la producción de energía y, por ende, aumenta la capacidad nominal del generador FV y resulta en un incremento de C_{ca}. Para temperaturas mayores a 30 °C, es más económico aumentar el uso del grupo electrógeno, aunque se incurra en un incremento de C_{op}; así, CPN resulta afectado por la variación de C_{ca} y C_{op}.

La potencia nominal del convertidor depende de la capacidad FV o la producción de energía, por lo que un incremento de éstos aumenta C_{ca}. Asimismo, es posible notar una reducción de C_{ca} cuando la temperatura alcanza 35 °C, dado que se reduce la producción FV y ello resulta en la reducción de la capacidad nominal del convertidor.

Con el fin de analizar la producción de energía del generador FV, se fija su capacidad en 11.4 kW y se varía el valor de la temperatura ambiente. La Figura 10 muestra la afectación tanto de la producción de energía de los generadores PV y diésel como de los indicadores CPN y Cop. Los valores están normalizados respecto a la solución obtenida con el generador FV de 11.4 kW y con temperatura ambiente de 23 °C.

La producción de energía a partir del generador FV disminuye con el aumento de la temperatura ambiente a pesar de mantener la misma capacidad nominal, lo cual es debido al aumento de la temperatura de operación de la celda T_c. Tal afectación térmica también es descrita por Mehdi *et al.* [62] y Tello *et al.* [63] con quienes se coincide en que el aumento de T_c disminuye la eficiencia de conversión y, por ende, reduce la potencia de salida ocasionando que el grupo electrógeno sea utilizado mayor tiempo, lo cual incrementa C_{op} y CPN.

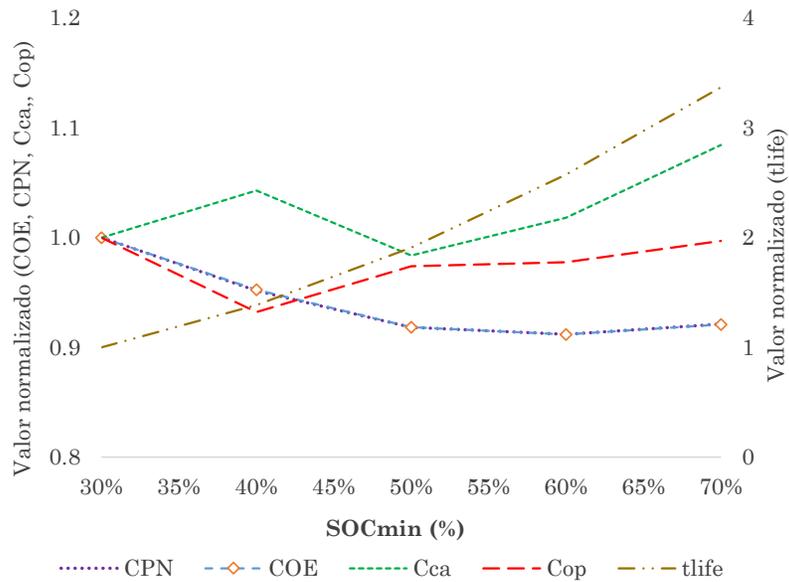
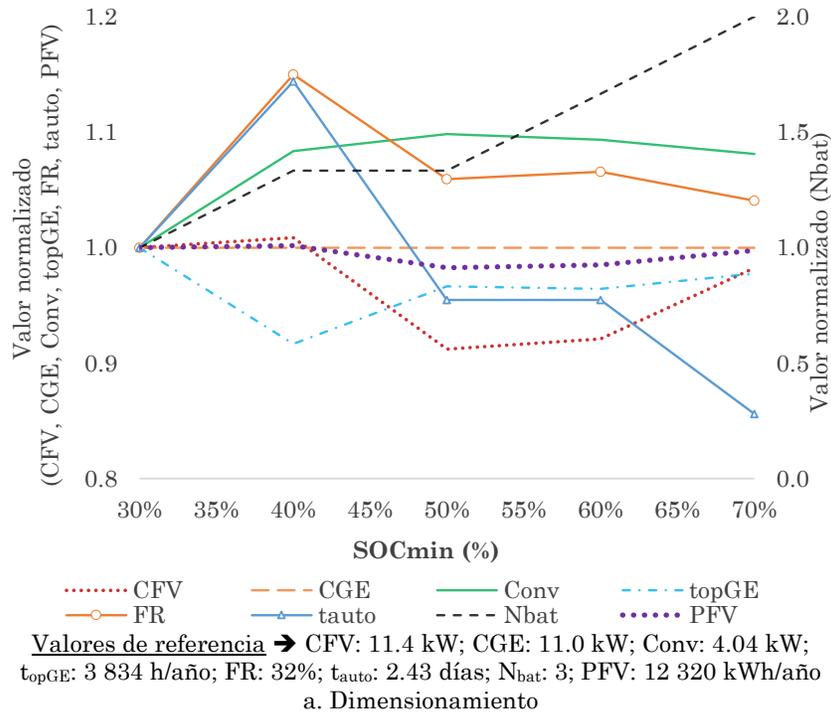


Figura 8. Caracterización de indicadores de la MR según la variación del SOCmin
 Fuente: elaboración propia.

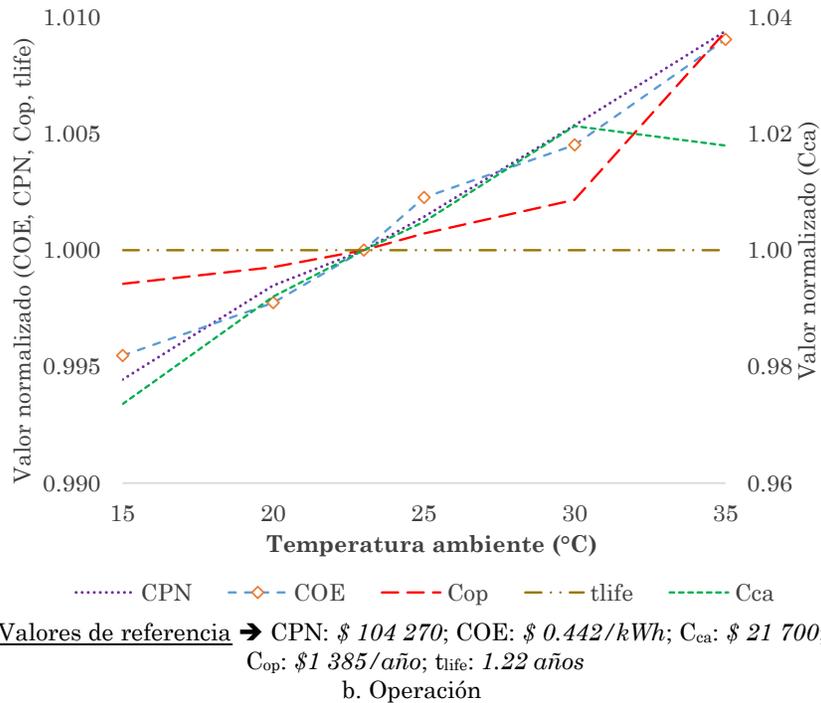
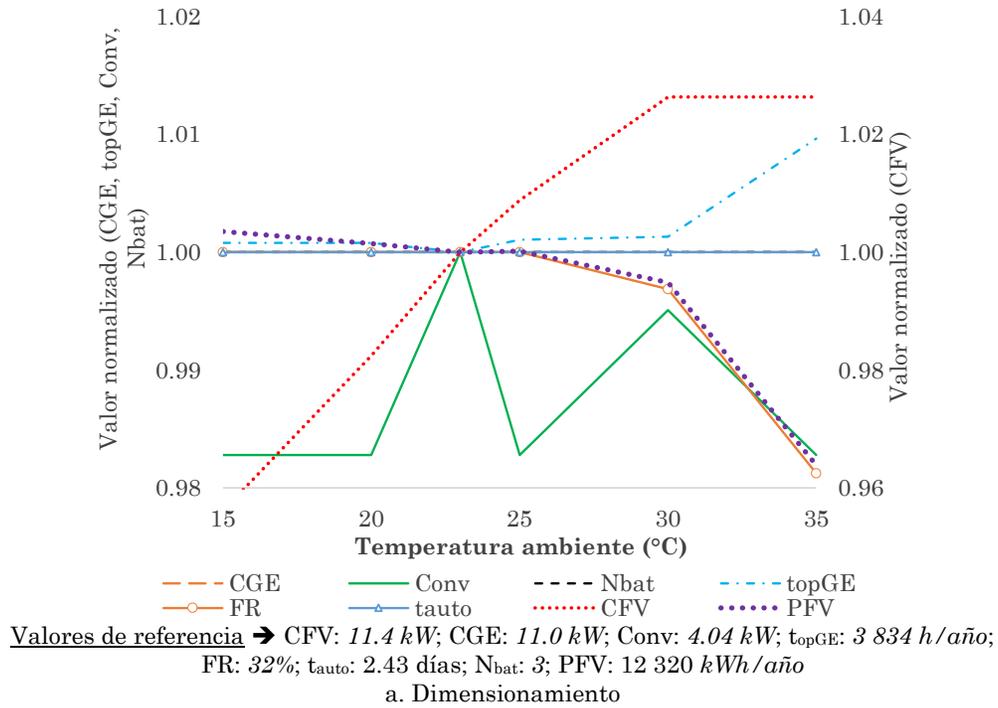
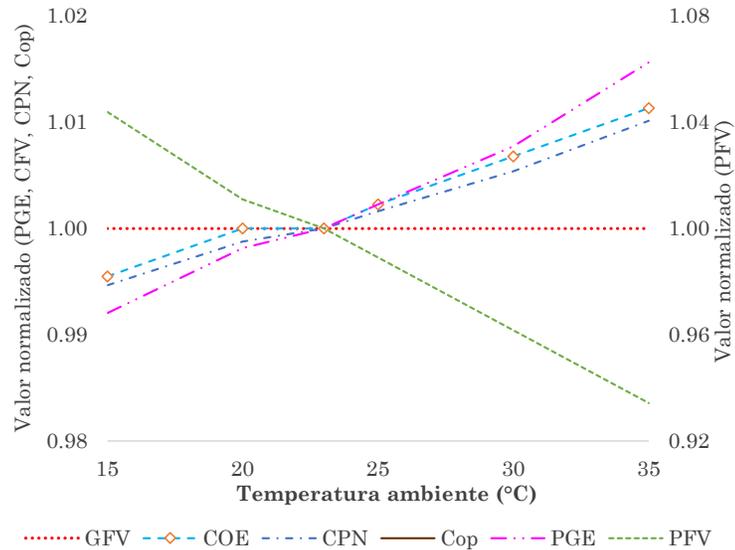


Figura 9. Caracterización de indicadores de la MR según la variación de la temperatura ambiente
Fuente: elaboración propia.

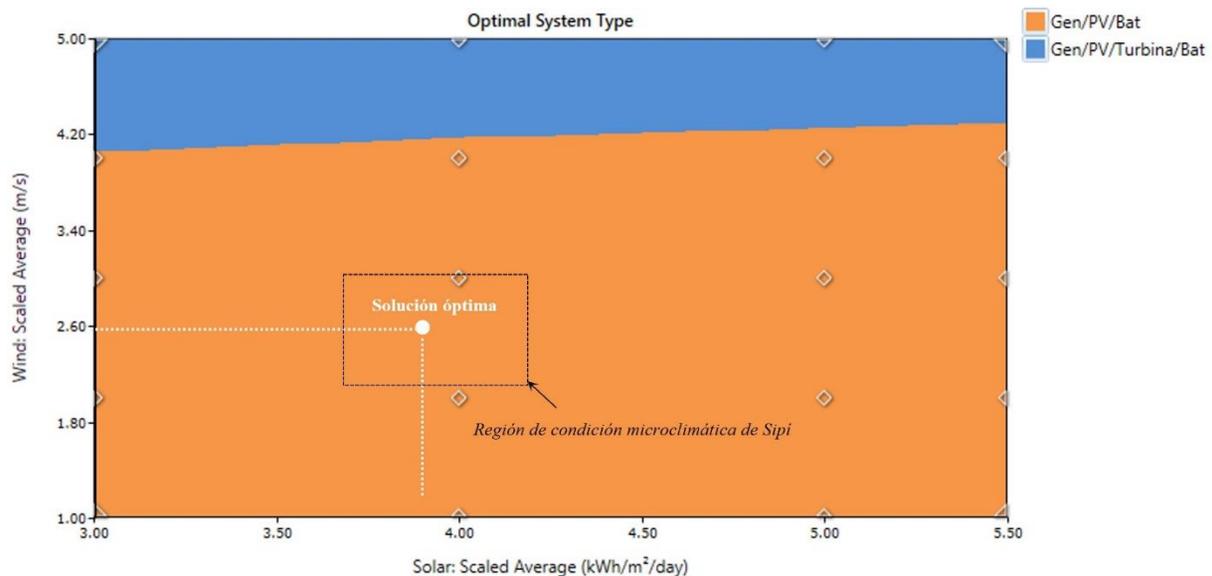


Valores de los indicadores para $t_{amb} = 23\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $CFV = 11.4\text{ kW}$ → $COE: \$ 0.442/kWh$; $CPN: \$ 104\ 270$;
 $Cop: \$1\ 385/año$; $t_{life}: 1.22\text{ años}$; $Cca: \$ 21\ 700$

Figura 10. Resultados con capacidad del generador FV fija y variación de la temperatura
 Fuente: elaboración propia.

3.4 Análisis de recursos energéticos

La Figura 11 presenta las arquitecturas óptimas según la disponibilidad de los recursos energéticos. La región encerrada en un recuadro punteado corresponde al rango de valores de irradiación solar y velocidad del viento en Sipí. La arquitectura conformada por un grupo electrógeno, un generador FV y banco de baterías es óptima para velocidades del viento de hasta 4.2 m/s; mientras para valores superior a 4.2 m/s es incluida una turbina eólica en la MR.



Valores de las capacidades para $H = 3.94\text{ kWh/m}^2$ y $VV = 2.48\text{ m/s}$ → $CGE: 11.0\text{ kW}$; $CFV: 11.4\text{ kW}$; $N_{bat}: 3$

Figura 11. Configuración óptima ante la variación de la irradiación solar y la velocidad del viento
 Fuente: Homer Pro [56].

Las figuras 12.a a 12.e muestran el impacto de la irradiación solar y la velocidad del viento en CPN, C_{ca} y C_{op} , respectivamente. CPN es mayor con los menores valores de irradiación solar debido a que aumenta C_{op} al requerir del funcionamiento del grupo electrógeno por mayor tiempo. Además, se requiere aumentar la capacidad instalada FV para valores de irradiación solar baja, lo cual incrementa el C_{ca} .

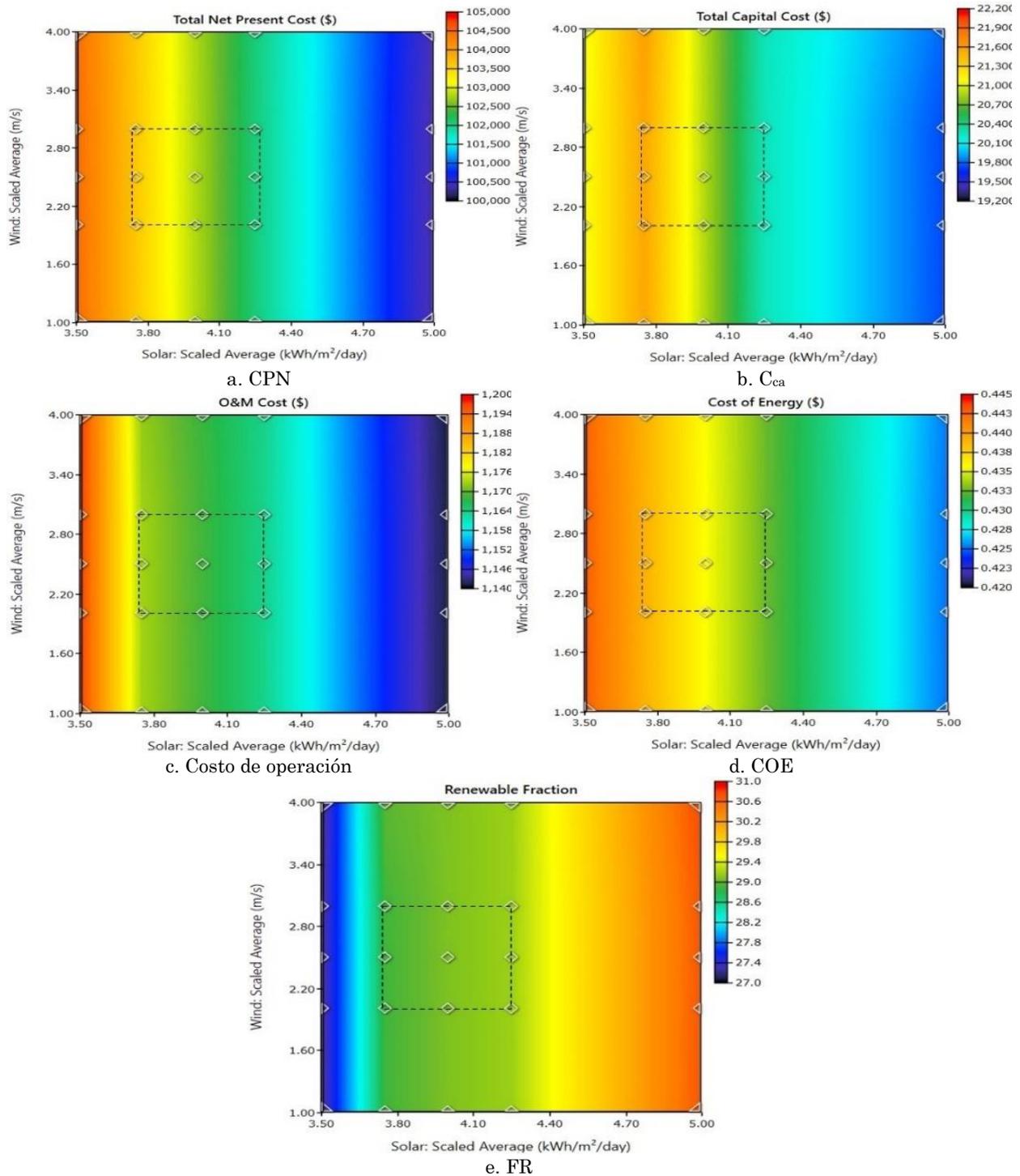


Figura 12. Gráficas de superficie de indicadores según la variación de la irradiancia solar y la velocidad del viento. Fuente: Homer Pro [56].

Las Figuras 12.d y 12.e muestran el efecto sobre COE y FR; como es lógico, COE incrementa y FR disminuye principalmente cuando la irradiación solar baja y viceversa. La velocidad del viento tiene poca influencia en los indicadores debido a que la participación de la generación eólica es nula o reducida en las soluciones óptimas. Al igual que en Sharma *et al.* [43] y en Sharma *et al.* [44], CPN y COE disminuyen a medida que aumentan los valores de irradiación solar y velocidad del viento, siendo la primera de mayor incidencia sobre los indicadores.

La Figura 13 muestra las capacidades nominales de los componentes e indicadores como funciones de la irradiación solar. En general, son observables tendencias de incremento o decremento; donde la causalidad permite modelar linealmente los decrementos de CPN ($R^2=0.9963$), t_{opGE} ($R^2=0.8246$) y COE ($R^2=0.9963$) y el incremento de FR ($R^2=0.8249$).

El aumento de la irradiación solar aumenta producción del generador FV, permitiendo reducir su capacidad y el tiempo de operación del GE y aumentar FR; a su vez, esto permite un menor valor de C_{ca} por las menores capacidades del generador FV y convertidor. Estos hallazgos concuerdan con lo indicado por Sadat *et al.* [64] en cuanto a la influencia de la variación de la irradiación solar sobre los indicadores financieros de una MR.

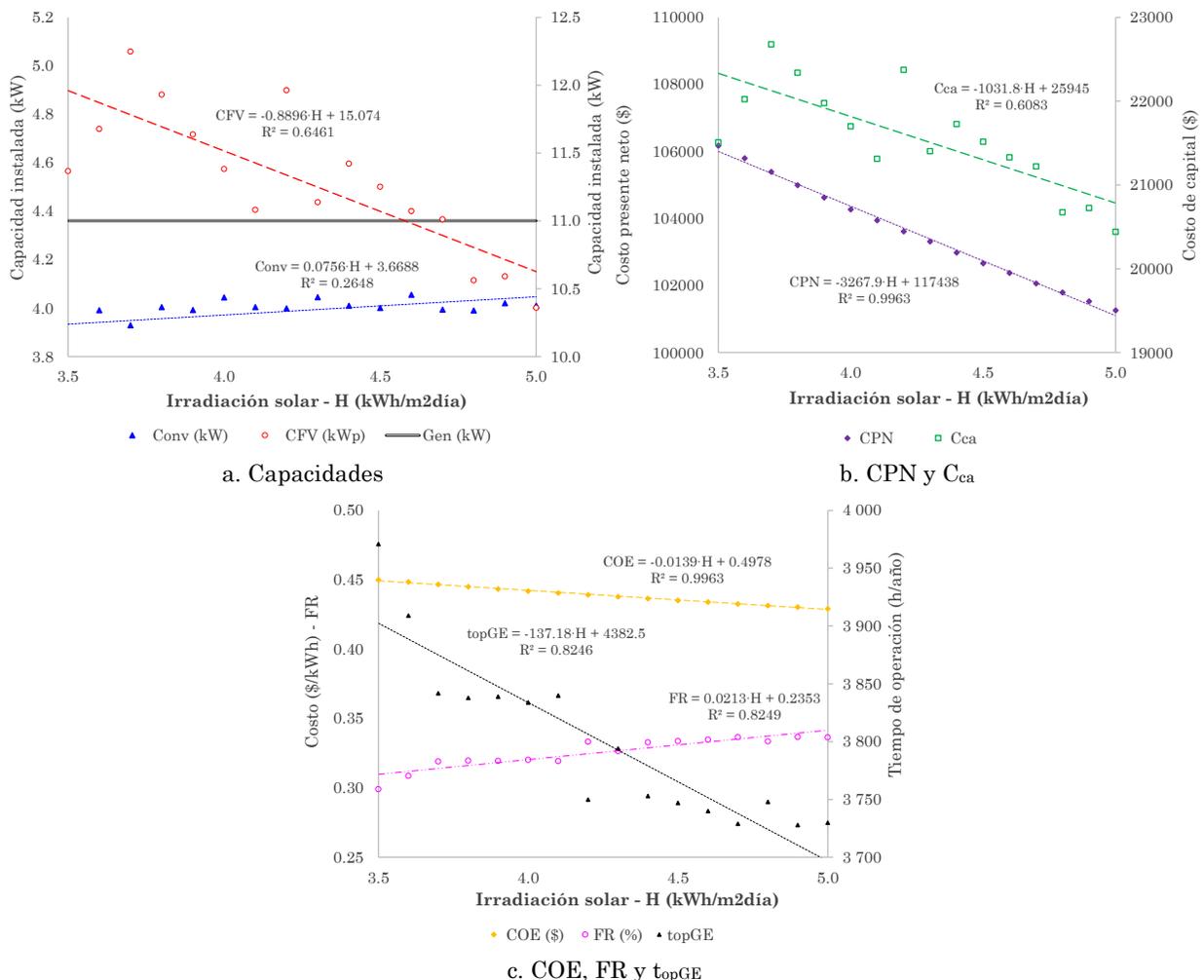


Figura 13. Gráficas de dispersión de indicadores según la variación de la irradiación solar
Fuente: elaboración propia.

3.5 Impacto de las tasas de inflación y descuento

La Figura 14 muestra que el incremento de la tasa de inflación y la disminución de la tasa de descuento simultáneos ocasionan el incremento de CPN, C_{ca} y FR y la disminución de C_{op} y COE.

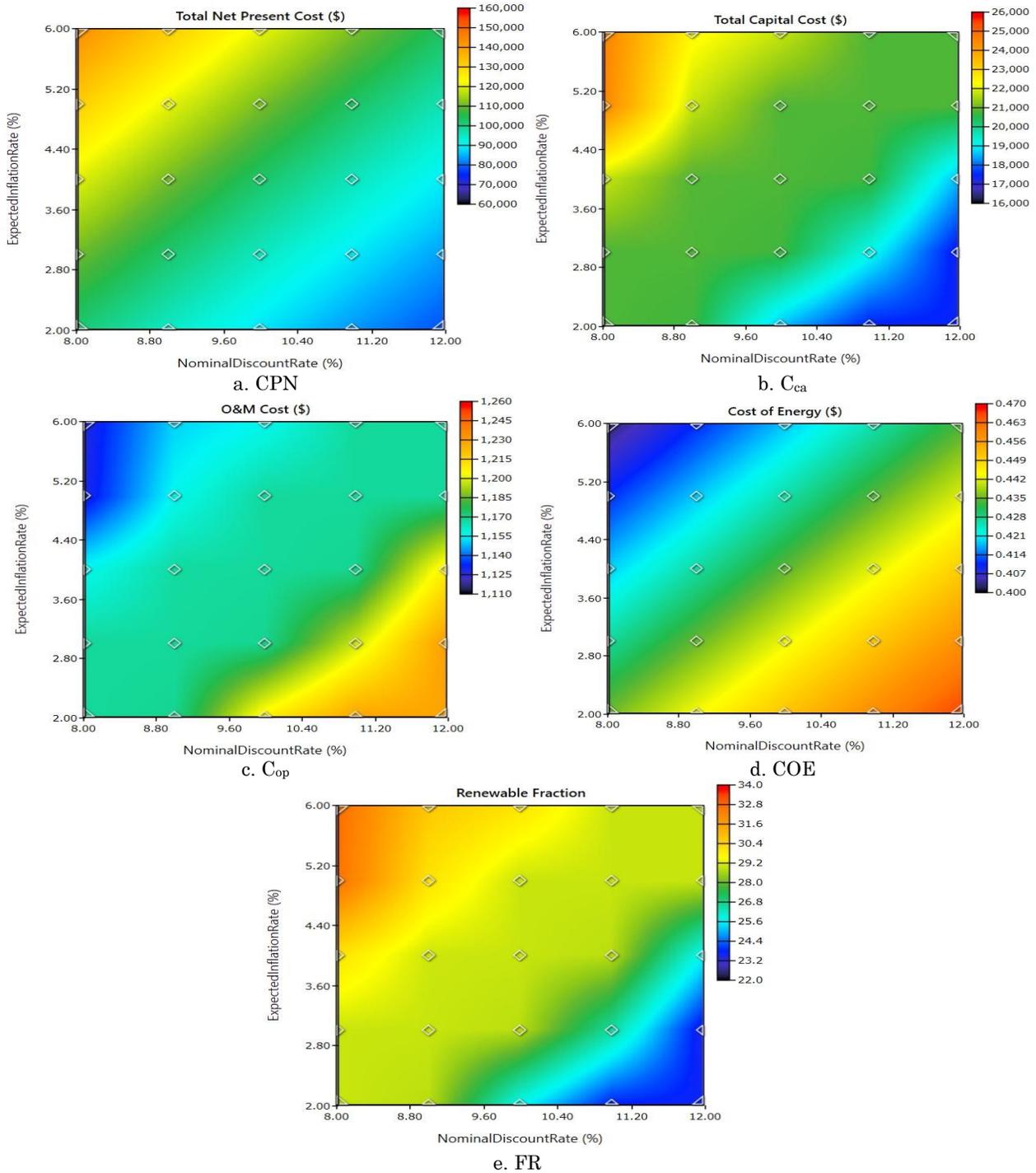


Figura 14. Gráficas de superficie de indicadores según la variación de las tasas de interés y de descuento.
Fuente: HOMER Pro [56].

Los resultados muestran que los costos de una MR y el valor de FR son impactados por las variaciones de las tasas de inflación y descuento, lo cual corrobora afirmaciones realizadas en otros estudios. En [52] se indica que el COE aumenta con el incremento de la tasa de descuento y Chaurasia *et al.* [53] señala que el crecimiento de la tasa de inflación reduce el COE y aumenta moderadamente el CPN.

Dado que el efecto de las tasas depende mayormente de su diferencia, la Figura 15 presenta capacidades de componentes e indicadores en función de la tasa real de descuento (TRD), la cual se calcula a partir de (6) donde TI es la tasa de inflación y TF es la tasa de interés o de descuento. Las líneas de tendencias y coeficientes de determinación evidencian un grado importante de causalidad, por lo que es recomendable el análisis de sensibilidad considere conjuntamente a TI y TF .

$$TRD = \frac{TI - TF}{1 + TI} \quad (6)$$

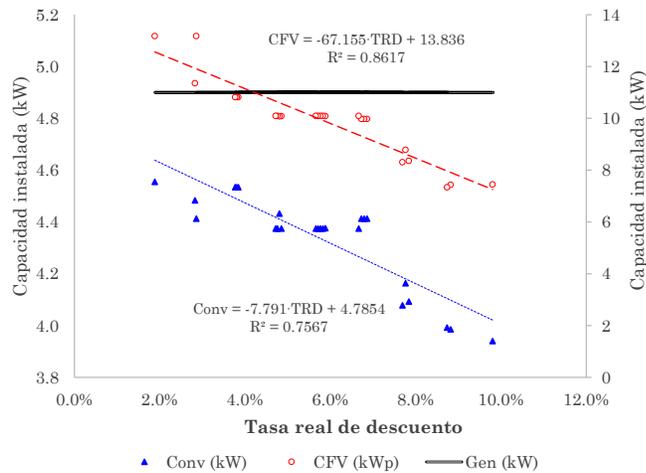
A mayor TRD (mayor diferencia entre la TI y TF), se reduce la capacidad del generador FV ($R^2=0.8617$) y los CPN ($R^2=0.9754$) y de C_{ca} ($R^2=0.8677$) y la FR ($R^2=0.8596$), aunque ocasiona el aumento del COE ($R^2=0.9998$) y del uso del grupo electrógeno ($R^2=0.8555$).

3.6 Afectación de las variables de sensibilidad

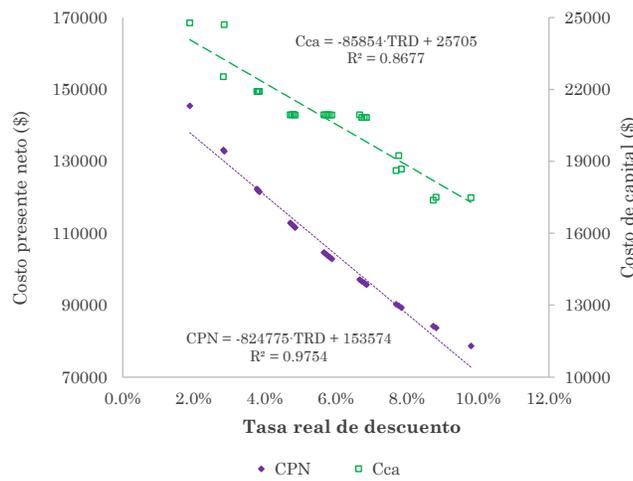
La Tabla 10 presenta la tendencia de variación de CPN, COE, C_{ca} , C_{op} , FR y L_{un} por unidad de cada variable de sensibilidad. El aumento en el indicador es representado con una flecha en dirección hacia arriba y la reducción con una flecha en dirección hacia abajo. Además, el color verde significa un resultado deseado, mientras el color rojo indica un resultado no deseable.

CPN aumenta con el incremento del precio de combustible, la temperatura ambiente o la tasa de inflación, a tasas aproximadas de $\frac{\$ 63\,706}{\$ 1.0/L}$, $\frac{\$ 78}{1.0\,^{\circ}C}$ y $\frac{\$ 10\,634}{1.0\%}$, respectivamente; mientras decrece a mayor SOCmin ($-\frac{\$ 205}{1.0\%}$), irradiación solar ($-\frac{\$ 3\,268}{kWh/m^2\,día}$) o tasa de descuento ($-\frac{\$ 6\,061}{1.0\%}$). FR puede incrementar con el aumento del precio del combustible ($\frac{17.8\%}{\$ 1.0/L}$), el SOCmin ($\frac{0.032\%}{1.0\%}$), la irradiación solar ($\frac{2.1\%}{kWh/m^2\,día}$) o la tasa de inflación ($\frac{1.0\%}{1.0\%}$); mientras disminuye por la elevación de la temperatura ambiente ($-\frac{0.030\%}{1.0\,^{\circ}C}$) y la tasa de descuento ($-\frac{1.4\%}{1.0\%}$).

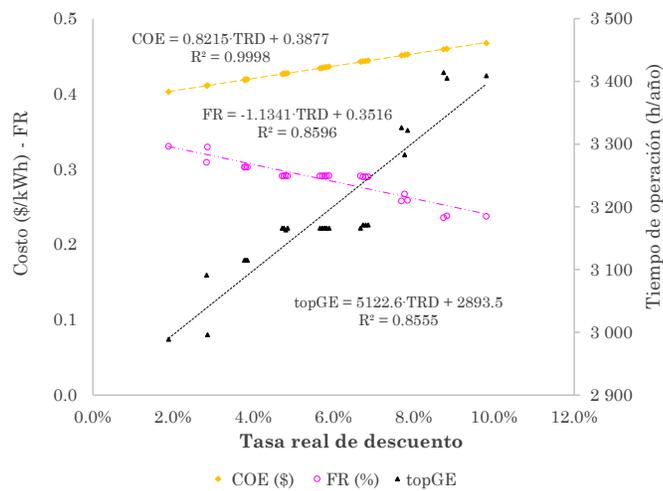
Con base en los resultados presentados, es posible establecer un nivel de influencia de las variables de sensibilidad sobre los indicadores analizados, tal como muestra la Tabla 11. El número representa el grado de influencia sobre los indicadores, donde 1 es el menor grado y 4 el mayor grado. Para este caso de estudio, se aprecia que las variables más influyentes son el precio de combustible, la tasa de inflación, la tasa de descuento y la irradiación solar; mientras las menos influyentes son el SOCmin, la temperatura ambiente y la velocidad del viento.



a. Capacidades



b. CPN y Cca



c. COE, FR y topGE

Figura 15. Gráficas de dispersión de indicadores según la variación de la tasa real de descuento
Fuente: elaboración propia.

Tabla 10. Tendencia de resultados debido a variables de sensibilidad. Fuente: elaboración propia.

Variable	CPN (\$)	COE (\$/kWh)	C _{ca} (\$)	C _{op} (\$/año)	FR
Precio de combustible (\$/L)	63 706↑	0.270↑	9209.4↑	-321.9↓	17.8%↑
SOC _{min} (%)	-205↓	-0.0009↓	45.7↑	-0.10↓	0.032%↑
Temperatura ambiente (°C)	78↑	0.0003↑	48.2↑	0.75↑	-0.030%↓
Irradiación solar (kWh/m ² día)	-3 268↓	-0.014↓	-1031.8↓	-38.0↓	2.1%↑
Tasa de descuento (%)	-6 061↓	0.0078↑	-863.0↓	15.8↑	-1.4%↓
Tasa de inflación (%)	10 634↑	-0.0082↓	960.5↑	-10.3↓	1.0%↑

Tabla 11. Incidencia de las variables de sensibilidad en los indicadores
Fuente: elaboración propia.

Variable	CPN	COE	C _{ca}	C _{op}	FR
Precio del combustible (\$/L)	4	4	4	4	4
SOC _{min} (%)	2	2	2	1	2
Temperatura ambiente (°C)	1	1	2	1	1
Irradiación solar (kWh/m ² día)	2	2	2	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1	1	1	1	1
Tasa de descuento (%)	3	2	3	2	3
Tasa de inflación (%)	4	2	3	2	3

4. CONCLUSIONES

El estudio presenta el dimensionamiento y el análisis sensibilidad para una MR aislada, con el fin de estudiar la afectación de siete variables, a saber; precio de combustible, estado mínimo de carga de las baterías, temperatura ambiente, irradiación solar, velocidad del viento, tasa de descuento y tasa de inflación, sobre las capacidades nominales de los componentes e indicadores operativos y financieros.

El precio de combustible resultó ser la variable de mayor relevancia. Su aumento reduce el consumo de combustible, el tiempo de uso del grupo electrógeno e incrementa las capacidades del generador FV y del banco de baterías, lo cual aumenta el valor de CPN, C_{ca} y FR.

A parte del precio del combustible, las otras variables más influyentes son tasa de inflación, tasa de descuento e irradiación solar; mientras las menos influyentes son SOC_{min}, temperatura ambiente y velocidad del viento, tal como muestra la Tabla 11. Tal aproximación al grado de influencia de las variables de sensibilidad es particular para cada proyecto, por lo que determinarlo facilitaría el proceso de toma de decisiones a los interesados.

Los resultados muestran que la ocurrencia simultánea de un incremento de la tasa de inflación con una disminución de la tasa de descuento ocasiona el incremento de CPN, C_{ca} y FR y la disminución de C_{op} y COE. Se apreció que la intensidad del impacto depende de la diferencia entre las dos tasas, por lo que es conveniente analizar la afectación sobre las capacidades de los componentes e indicadores en función de la tasa real de descuento (TRD); específicamente, se hallaron valores del coeficiente R² de 0.8555 a 0.9998 entre TRD e indicadores. A mayor valor de TRD, se reduce la capacidad del generador FV y los valores de CPN, C_{ca} y FR, aunque se aumenta el valor de COE y el uso del grupo electrógeno.

Con respecto a las otras variables de sensibilidad, se tienen los siguientes hallazgos: primero, el aumento de la temperatura ambiente reduce la generación fotovoltaica (sin afectar la capacidad instalada), lo cual ocasiona un incremento en el tiempo de uso y consumo

de combustible del grupo electrógeno; segundo, el análisis del SOC_{min} permite apreciar que las descargas profundas reducen la vida útil de las baterías resultando en mayores costos; tercero, la presencia de un alto potencial energético puede disminuir los valores de CPN, COE y C_{op} , aunque ello implica un mayor C_{ca} por el aumento de la capacidad instalada; y cuarto, se destaca que la capacidad nominal del grupo electrógeno no es influenciada por variable alguna, ya que depende principalmente de la potencia máxima demandada por la carga.

Se destaca la utilidad del software HOMER Pro por la oferta y la amigable configuración de las variables de sensibilidad, la búsqueda simultánea de las soluciones óptimas y la representación tabuladas y gráfica para observar las tendencias de influencia de las variables de sensibilidad sobre los indicadores analizados.

5. AGRADECIMIENTOS Y FINANCIACIÓN

Los autores agradecen el apoyo brindado por la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander.

CONFLICTOS DE INTERÉS DE LOS AUTORES

Todos los autores declaran que no hay conflicto de intereses.

CONTRIBUCIONES DE LOS AUTORES

Jersson García-García: conceptualización, metodología, software, análisis formal, investigación, redacción del documento, visualización

German Osma-Pinto: conceptualización, metodología, validación, análisis formal, investigación, edición del documento, visualización, supervisión.

6. REFERENCIAS

- [1] M. N. Alam, S. Chakrabarti, and A. Ghosh, "Networked Microgrids: State-of-the-Art and Future Perspectives," *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 15, no. 3, pp. 1238–1250, Mar. 2019, <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2881540>
- [2] M. Sandelic, S. Peyghami, A. Sangwongwanich, and F. Blaabjerg, "Reliability aspects in microgrid design and planning: Status and power electronics-induced challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112127, May. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112127>
- [3] M. Debouza, A. Al-Durra, T. H. M. EL-Fouly, and H. H. Zeineldin, "Survey on microgrids with flexible boundaries: Strategies, applications, and future trends," *Electric Power Systems Research*, vol. 205, p. 107765, Apr. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107765>
- [4] V. Lavanya and N. S. Kumar, "A Review: Control Strategies for Power Quality Improvement in Microgrid," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 8, no. 1, pp. 1–16, Mar. 2018, <https://doi.org/10.20508/ijrer.v8i1.6643.g7290>
- [5] K. M. Krishna, "Optimization analysis of Microgrid using HOMER - A case study," in *2011 Annual IEEE India Conference*, Dec. 2011, pp. 1–5. <https://doi.org/10.1109/INDCON.2011.6139566>
- [6] S. Fazal, E. Haque, M. Taufiqul, and A. Gargoom, "Grid integration impacts and control strategies for renewable based microgrid," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 56, p. 103069, Mar. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103069>

- [7] J. Lian, Y. Zhang, C. Ma, Y. Yang, and E. Chaima, “A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems,” *Energy Convers Manag*, vol. 199, p. 112027, Nov. 2019, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112027>
- [8] R. Hidalgo-Leon *et al.*, “Feasibility Study for Off-Grid Hybrid Power Systems Considering an Energy Efficiency Initiative for an Island in Ecuador,” *Energies*, vol. 15, no. 5, p. 1776, Feb. 2022, <https://doi.org/10.3390/en15051776>
- [9] M. Ur Rashid, I. Ullah, M. Mehran, M. N. R. Baharom, and F. Khan, “Techno-Economic Analysis of Grid-Connected Hybrid Renewable Energy System for Remote Areas Electrification Using Homer Pro,” *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 17, no. 2, pp. 981–997, Mar. 2022, <https://doi.org/10.1007/s42835-021-00984-2>
- [10] P. Arévalo, A. A. Eras-Almeida, A. Cano, F. Jurado, and M. A. Egido-Aguilera, “Planning of electrical energy for the Galapagos Islands using different renewable energy technologies,” *Electric Power Systems Research*, vol. 203, p. 107660, Feb. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107660>
- [11] S. Vendoti, M. Muralidhar, and R. Kiranmayi, “Techno-economic analysis of off-grid solar/wind/biogas/biomass/fuel cell/battery system for electrification in a cluster of villages by HOMER software,” *Environ Dev Sustain*, vol. 23, no. 1, pp. 351–372, Jan. 2021, <https://doi.org/10.1007/s10668-019-00583-2>
- [12] M. N. Uddin, M. M. Biswas, and S. Nuruddin, “Techno-economic impacts of floating PV power generation for remote coastal regions,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 51, p. 101930, Jun. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101930>
- [13] S. Ladide, A. EL Fathi, M. Bendaoud, H. Hihi, and K. Faitah, “Flexible design and assessment of a stand-alone hybrid renewable energy system: a case study Marrakech, Morocco,” *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 9, no. 4, pp. 2003–2022, Dec. 2019, <https://doi.org/10.20508/ijrer.v9i4.9936.g7806>
- [14] S. Sreenath, A. M. Azmi, and Z. A. M. Ismail, “Feasibility of solar hybrid energy system at a conservation park: Technical, economic, environmental analysis,” *Energy Reports*, vol. 9, supplement 1, pp. 711–719, Mar. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.11.065>
- [15] F. A. Barrozo Budes, G. Valencia Ochoa, L. G. Obregon, A. Arango-Manrique, and J. R. Núñez Álvarez, “Energy, Economic, and Environmental Evaluation of a Proposed Solar-Wind Power On-grid System Using HOMER Pro®: A Case Study in Colombia,” *Energies*, vol. 13, no. 7, p. 1662, Apr. 2020, <https://doi.org/10.3390/en13071662>
- [16] D. Restrepo, B. Restrepo-Cuestas, and A. Trejos, “Microgrid analysis using HOMER: A case study,” *DYNA (Colombia)*, vol. 85, no. 207, pp. 129–134, Oct. 2018, <http://doi.org/10.15446/dyna.v85n207.69375>
- [17] A. F. Torres Ome, A. L. Paque Salazar, and F. Díaz Franco, “Arquitecturas híbridas para la evaluación económica de un sistema de energía eólico-solar a partir del análisis de las variables meteorológicas en la ciudad de Neiva,” *Cina Research*, vol. 2, no. 3, pp. 14–27, Jan. 2018, <https://journals.uninavarra.edu.co/index.php/cinaresearch/article/view/134>
- [18] S. Ferahtia, H. Rezk, M. A. Abdelkareem, and A. G. Olabi, “Optimal techno-economic energy management strategy for building’s microgrids based bald eagle search optimization algorithm,” *Applied Energy*, vol. 306, pp. 118069, Jan. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118069>
- [19] M. M. A. Seedahmed, M. A. M. Ramli, H. R. E. H. Bouchekara, M. S. Shahriar, A. H. Milyani, and M. Rawa, “A techno-economic analysis of a hybrid energy system for the electrification of a remote cluster in western Saudi Arabia,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, no. 7, pp. 5183–5202, Jul. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.aej.2021.10.041>
- [20] M. M. A. Seedahmed *et al.*, “Optimal sizing of grid-connected photovoltaic system for a large commercial load in Saudi Arabia,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, no. 8, pp. 6523–6540, Aug. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.aej.2021.12.013>
- [21] S. Kumar, R. Sharma, S. Srinivasa Murthy, P. Dutta, W. He, and J. Wang, “Thermal analysis and optimization of stand-alone microgrids with metal hydride based hydrogen storage,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, no. PA, p. 102043, Aug. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102043>
- [22] H. Mohammadpourkarbasi and S. Sharples, “Appraising the life cycle costs of heating alternatives for an affordable low carbon retirement development,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 49, Jul. 2021, p. 101693, Feb. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101693>
- [23] D. A. Figueroa Guerra, J. F. Culqui Tipan, M. D. Núñez Verdezoto, and O. D. Cruz Panchi, “Modelamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red considerando la variación de irradiancia solar en Homer Pro,” *Ingeniería Investigación y Desarrollo*, vol. 22, no. 1, pp. 60–71, Jun. 2022, <https://doi.org/10.19053/1900771X.v22.n1.2022.14456>

- [24] O. Tang, J. Rehme, and P. Cerin, “Levelized cost of hydrogen for refueling stations with solar PV and wind in Sweden: On-grid or off-grid?,” *Energy*, vol. 241, no. 3, p. 122906, Feb. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122906>
- [25] C. Klemm and F. Wiese, “Indicators for the optimization of sustainable urban energy systems based on energy system modeling,” *Energy Sustain Soc*, vol. 12, no. 3, pp. 1–20, Jan. 2022, <https://doi.org/10.1186/s13705-021-00323-3>
- [26] A. K. Podder et al., “Feasibility Assessment of Hybrid Solar Photovoltaic-Biogas Generator Based Charging Station: A Case of Easy Bike and Auto Rickshaw Scenario in a Developing Nation,” *Sustainability*, vol. 14, no. 1, p. 166, Dec. 2021, <https://doi.org/10.3390/su14010166>
- [27] M. F. Ishraque et al., “Optimal Sizing and Assessment of a Renewable Rich Standalone Hybrid Microgrid Considering Conventional Dispatch Methodologies,” *Sustainability*, vol. 13, no. 22, p. 12734, Nov. 2021, <https://doi.org/10.3390/su132212734>
- [28] A. al Wahedi and Y. Bicer, “Techno-economic optimization of novel stand-alone renewables-based electric vehicle charging stations in Qatar,” *Energy*, vol. 243, p. 123008, Mar. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.123008>
- [29] A. I. Omar, N. M. Khattab, and S. H. E. Abdel Aleem, “Optimal strategy for transition into net-zero energy in educational buildings: A case study in El-Shorouk City, Egypt,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 49, p. 101701, Feb. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101701>
- [30] M. S. Okundamiya, “Integration of photovoltaic and hydrogen fuel cell system for sustainable energy harvesting of a university ICT infrastructure with an irregular electric grid,” *Energy Convers Manag*, vol. 250, p. 114928, Dec. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114928>
- [31] N. Majdi Nasab, J. Kilby, and L. Bakhtiaryfard, “Case Study of a Hybrid Wind and Tidal Turbines System with a Microgrid for Power Supply to a Remote Off-Grid Community in New Zealand,” *Energies*, vol. 14, no. 12, p. 3636, Jun. 2021, <https://doi.org/10.3390/en14123636>
- [32] C. Ghenai, T. Salameh, and A. Merabet, “Technico-economic analysis of off grid solar PV/Fuel cell energy system for residential community in desert region,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 20, pp. 11460–11470, Apr. 2020, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.05.110>
- [33] K. Rakhsia, M. Shezad, R. Yudhistira, N. Ruiz, A. Prasad, and G. Roper, “Polygeneration System Design for Filipinas.” 2020. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1555554/FULLTEXT01.pdf>
- [34] M. Hunt and A. Benigni, “Sensitivity Analysis of Optimal Battery Sizing to Differences in Microgrid Use,” in *2019 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Jul. 2019, pp. 444–449. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2019.8890179>
- [35] S. A. Luthfi, Novizon, and R. Fahreza, “Cost of Energy Sensitivity Analysis of PV/Diesel with Hydro Pumped Storage for Mentawai Microgrid System,” in *2021 IEEE 4th International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON)*, Sep. 2021, pp. 1–5. <https://doi.org/10.1109/GUCON50781.2021.9573985>
- [36] M. Nur Sabrina Noorpi, K. Meng, X. Li, Z. Yang Dong, and W. Kong, “Zonal Formation for Multiple Microgrids using Load Flow Sensitivity Analysis,” in *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Nov. 2018, pp. 358–363. <https://doi.org/10.1109/POWERCON.2018.8601576>
- [37] P. Jagadeesh, M. Mohamed Thameem Ansari, and M. Saiveerraju, “Optimal Power Management of an Educational Institution Using HOMER,” *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 16, no. 4, pp. 1793–1798, Jul. 2021, <https://doi.org/10.1007/s42835-021-00713-9>
- [38] M. A. A. Rahmat et al., “An Analysis of Renewable Energy Technology Integration Investments in Malaysia Using HOMER Pro,” *Sustainability* (Switzerland), vol. 14, no. 20, Oct. 2022, <https://doi.org/10.3390/su142013684>
- [39] G. K. Suman, J. M. Guerrero, and O. P. Roy, “Optimisation of solar/wind/bio-generator/diesel/battery based microgrids for rural areas: A PSO-GWO approach,” *Sustain Cities Soc*, vol. 67, p. 102723, Apr. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102723>
- [40] J. O. Oladigbolu, M. A. M. Ramli, and Y. A. Al-Turki, “Techno-Economic and Sensitivity Analyses for an Optimal Hybrid Power System Which Is Adaptable and Effective for Rural Electrification: A Case Study of Nigeria,” *Sustainability*, vol. 11, no. 18, p. 4959, Sep. 2019, <https://doi.org/10.3390/su11184959>
- [41] M. H. Jahangir and R. Cheraghi, “Economic and environmental assessment of solar-wind-biomass hybrid renewable energy system supplying rural settlement load,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 42, p. 100895, Dec. 2020, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100895>
- [42] F. Eze, J. Ogola, R. Kivindu, M. Egbo, and C. Obi, “Technical and economic feasibility assessment of hybrid renewable energy system at Kenyan institutional building: A case study,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 51, p. 101939, Jun. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101939>
- [43] S. Sharma et al., “Modeling and sensitivity analysis of grid-connected hybrid green microgrid system,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 13, no. 4, p. 101679, Jun. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.asej.2021.101679>

- [44] S. Sharma and Y. R. Sood, "Optimal planning and sensitivity analysis of green microgrid using various types of storage systems," *Wind Engineering*, vol. 45, no. 4, pp. 939–952, Aug. 2021, <https://doi.org/10.1177/0309524X20941475>
- [45] P. Malik, M. Awasthi, and S. Sinha, "Techno-economic and environmental analysis of biomass-based hybrid energy systems: A case study of a Western Himalayan state in India," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 45, p. 101189, Jun. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101189>
- [46] X. Yang, S. Liu, L. Zhang, J. Su, and T. Ye, "Design and analysis of a renewable energy power system for shale oil exploitation using hierarchical optimization," *Energy*, vol. 206, p. 118078, Sep. 2020, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118078>
- [47] A. Oulis Rousis, D. Tzelepis, I. Konstantelos, C. Booth, and G. Strbac, "Design of a Hybrid AC/DC Microgrid Using HOMER Pro: Case Study on an Islanded Residential Application," *Inventions*, vol. 3, no. 3, p. 55, Aug. 2018, <https://doi.org/10.3390/inventions3030055>
- [48] D. I. Papaioannou, C. N. Papadimitriou, A. L. Dimeas, E. I. Zountouridou, G. C. Kiokes, and N. D. Hatziargyriou, "Optimization & Sensitivity Analysis of Microgrids using HOMER software- A Case Study," in *MedPower 2014*, pp. 1–7, Nov. 2014. <https://doi.org/10.1049/cp.2014.1668>
- [49] V. V. V. S. N. Murty and A. Kumar, "Optimal Energy Management and Techno-economic Analysis in Microgrid with Hybrid Renewable Energy Sources," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 8, no. 5, pp. 929–940, Sep. 2020, <https://doi.org/10.35833/MPCE.2020.000273>
- [50] H. Masrur, H. O. R. Howlader, M. Elsayed Lotfy, K. R. Khan, J. M. Guerrero, and T. Senjyu, "Analysis of Techno-Economic-Environmental Suitability of an Isolated Microgrid System Located in a Remote Island of Bangladesh," *Sustainability*, vol. 12, no. 7, p. 2880, Apr. 2020, <https://doi.org/10.3390/su12072880>
- [51] T. Khan, M. Waseem, H. A. Muqet, M. M. Hussain, M. Yu, and A. Annuk, "3E analyses of battery-assisted photovoltaic-fuel cell energy system: Step towards green community," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 184–191, Dec. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.393>
- [52] I. W. Son, Y. Jeong, S. Son, J. H. Park, and J. I. Lee, "Techno-economic evaluation of solar-nuclear hybrid system for isolated grid," *Appl Energy*, vol. 306, no. PA, p. 118046, Jan. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118046>
- [53] R. Chaurasia, S. Gairola, and Y. Pal, "Technical, economic, and environmental performance comparison analysis of a hybrid renewable energy system based on power dispatch strategies," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, no. PD, p. 102787, Oct. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102787>
- [54] Congreso de la República de Colombia, "Ley 1715 del 13 de mayo de 2014," 2014. http://www.upme.gov.co/normatividad/nacional/2014/ley_1715_2014.pdf
- [55] Congreso de la República de Colombia, "Ley 2099 del 10 de julio de 2021," 2021. <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY>
- [56] HOMER Pro, "HOMER Pro - Microgrid Software for Designing Optimized Hybrid Microgrids," 2022. <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html> (accessed Jan. 26, 2023).
- [57] IDEAM, "Atlas Interactivo - Radiación IDEAM.", Accessed: Sep. 27, 2022. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- [58] IDEAM, "Atlas Interactivo - Vientos - IDEAM.", (accessed Sep. 27, 2022). <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>
- [59] A. Singh, P. Baredar, and B. Gupta, "Computational Simulation & Optimization of a Solar, Fuel Cell and Biomass Hybrid Energy System Using HOMER Pro Software," *Procedia Eng*, vol. 127, pp. 743–750, 2015, <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.11.408>
- [60] M. Nurunnabi, N. K. Roy, E. Hossain, and H. R. Pota, "Size Optimization and Sensitivity Analysis of Hybrid Wind/PV Micro-Grids- A Case Study for Bangladesh," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 150120–150140, Oct. 2019, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2945937>
- [61] J. R. Baral, S. R. Behera, and T. Kisku, "Design and Economic Optimization of Community Load Based Microgrid System Using HOMER Pro," in *2022 International Conference on Intelligent Controller and Computing for Smart Power (ICICCSPP)*, Jul. 2022, pp. 1–5. <https://doi.org/10.1109/ICICCSPP53532.2022.9862479>
- [62] M. Mehdi, N. Ammari, A. Alami Merrouni, H. El Gallassi, M. Dahmani, and A. Ghennioui, "An experimental comparative analysis of different PV technologies performance including the influence of hot-arid climatic parameters: Toward a realistic yield assessment for desert locations," *Renewable Energy*, vol. 205, pp. 695–716, Mar. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.082>
- [63] C. E. Tello-Argüelles, M. J. Espinosa-Trujillo, D. M. Medina Carril, "Evaluación del efecto de la radiación solar sobre la superficie de un sistema fotovoltaico," in *ECORFAN*, 2020, pp. 196–209. <https://doi.org/10.35429/H.2020.5.196.209>

- [64] S. A. Sadat, J. Faraji, M. Babaei, and A. Ketabi, “Techno-economic comparative study of hybrid microgrids in eight climate zones of Iran,” *Energy Sci Eng*, vol. 8, no. 9, pp. 3004–3026, Sep. 2020, <https://doi.org/10.1002/ese3.720>