



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE GUAYAQUIL
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
CENTRALIZADA Y DESCENTRALIZADA PARA EL SECTOR RESERVA DE LA
COLONIA AGRÍCOLA AMAZONAS - EL TRIUNFO**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: SALINAS TENECOTA FABIAN ALEXANDER
TUTOR: DR. JUAN CARLOS LATA GARCIA, PhD

GUAYAQUIL – ECUADOR
2024

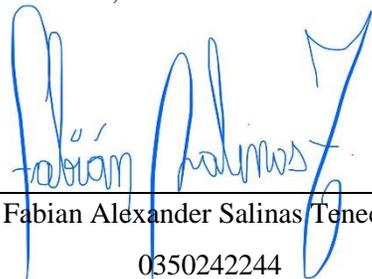
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Fabian Alexander Salinas Tenecota con documento de identificación N°0350242244 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 01 de agosto del año 2024

Atentamente,



Fabian Alexander Salinas Tenecota

0350242244

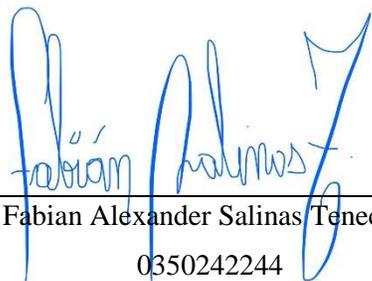
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Fabian Alexander Salinas Tenecota con documento de identificación No.0350242244, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del artículo académico: “Simulación de sistemas de generación fotovoltaica centralizada y descentralizada para el sector reserva de la colonia agrícola Amazonas - El Triunfo”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 01 de agosto del año 2024

Atentamente,



Fabian Alexander Salinas Tenecota

0350242244

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Juan Carlos Lata García con documento de identificación N° 0301791893, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “Simulación de sistemas de generación fotovoltaica centralizada y descentralizada para el sector reserva de la colonia agrícola Amazonas - El Triunfo”, realizado por Fabian Alexander Salinas Tenecota con documento de identificación N° 0350242244, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 01 de agosto del año 2024

Atentamente,



Dr. Juan Carlos Lata García, PhD
0301791893

Simulación de sistemas de generación fotovoltaica centralizada y descentralizada para el sector reserva de la colonia agrícola amazonas-El Triunfo

Abstract

Este trabajo de titulación presenta un análisis detallado sobre la simulación de sistemas de generación fotovoltaica, tanto centralizados como descentralizados, en el sector reserva de la colonia agrícola Amazonas-El Triunfo. La investigación se enfoca en la viabilidad y eficiencia de estos sistemas, considerando los desafíos que enfrenta la comunidad debido a su densa vegetación y difícil acceso, lo que impacta negativamente en la continuidad y calidad del servicio eléctrico. A través de simulaciones y análisis técnico-económicos, se busca optimizar el diseño y dimensionamiento de los componentes fotovoltaicos, maximizando el aprovechamiento de la radiación solar y garantizando un suministro energético confiable y sostenible. Se recopilaron datos sobre el consumo energético y la radiación solar específica de la zona, así como un análisis exhaustivo de la infraestructura eléctrica existente, identificando limitaciones y oportunidades para la integración de sistemas fotovoltaicos. Este estudio no solo contribuye al desarrollo de soluciones energéticas sostenibles, sino que también promueve la conciencia ambiental y el uso de tecnologías renovables en comunidades rurales.

1. Introducción

El acceso a la electricidad es fundamental para el desarrollo socioeconómico de las comunidades rurales. Sin embargo, muchas zonas rurales en países en desarrollo carecen de conexiones a la red eléctrica nacional debido a su ubicación remota y la baja densidad de población. En este contexto, las microrredes basadas en energías renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica, emergen como una solución descentralizada y sostenible para electrificar estas áreas marginadas.

La implementación de sistemas fotovoltaicos no solo busca brindar acceso a una fuente de energía confiable y sostenible, sino que también se alinea con las políticas nacionales e internacionales, razón por la cual dentro del plan maestro de electricidad del Ecuador promueven el uso de energías renovables para el desarrollo sostenible. En este sentido, la integración de tecnologías fotovoltaicas en comunidades rurales no solo mejora la calidad de vida de los residentes, sino que también contribuye a la mitigación del cambio climático y al cumplimiento de los objetivos de desarrollo sustentable (ODS) establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU).[1]

Diego Ochoa [2] analiza la viabilidad técnica y económica de implementar sistemas de microrredes para electrificar comunidades rurales en la provincia del Azuay, Ecuador. Se seleccionaron tres comunidades representativas y se realizaron simulaciones con el software HOMER para determinar la configuración óptima de generación y almacenamiento. Los resultados muestran que las microrredes híbridas solar-eólica-diésel son la opción más adecuada, con costos nivelados de electricidad entre 0.25 y 0.35 USD/kWh. Además, se evaluaron los impactos socioeconómicos potenciales de la electrificación, incluyendo mejoras en educación, salud, productividad y calidad de vida.[2]

Ramon Álvarez[3] investiga el impacto de la conexión de sistemas fotovoltaicos (PV) de micro generación en las redes de distribución eléctrica cuando se presentan fallos por interrupción del servicio. Específicamente, analiza el comportamiento de la red una vez superado un fallo por interrupción, cuando el usuario cuenta con un sistema de respaldo que usa micro generación convencional (generadores con propulsor de combustión) versus un sistema PV con inversor sincronizado con la red. Este concepto junto con la reducción de costos, desarrollo tecnológico, conciencia ambiental, derecho incentivos y regulaciones ha desatado el poder del sol.[3]

A través de simulaciones y análisis técnico-económicos, se busca determinar la viabilidad y eficiencia de los sistemas fotovoltaicos centralizados y descentralizados en el sector reserva de la colonia agrícola Amazonas-El Triunfo ya que este sector enfrenta problemas significativos en la provisión de energía debido a su densa vegetación y difícil acceso, lo que afecta la continuidad y calidad del servicio eléctrico. Estas herramientas especializadas permiten optimizar el diseño y dimensionamiento de los componentes, maximizando el aprovechamiento de la radiación solar y garantizando un suministro energético confiable y sostenible para la comunidad.

2. Métodos

En la investigación sobre la simulación de sistemas de generación fotovoltaica centralizada y descentralizada para la colonia agrícola Amazonas-El Triunfo, se siguieron los siguientes métodos:

Recolección de datos: Se recopilaron datos sobre el consumo energético promedio de los usuarios no centralizados en el sector, así como información detallada sobre la radiación solar específica para la zona de estudio. Se inspeccionó la infraestructura eléctrica existente y se recopiló información sobre el uso actual de energía para proporcionar un contexto completo del área de estudio.

Análisis de la infraestructura eléctrica: Se realizó un análisis detallado de la infraestructura eléctrica en la colonia agrícola Amazonas-El Triunfo para evaluar su capacidad técnica para integrar sistemas fotovoltaicos. Se identificaron posibles limitaciones o desafíos que podrían influir en la implementación de los sistemas fotovoltaicos en la zona.

Simulaciones y análisis técnico-económicos: Se llevarán a cabo simulaciones utilizando software especializado para evaluar la viabilidad y eficiencia de los sistemas fotovoltaicos centralizados y descentralizados en el sector reserva de la colonia agrícola. Se consideraron parámetros como la radiación solar, la demanda energética y los costos asociados para comparar los sistemas fotovoltaicos con el sistema eléctrico convencional.

La necesidad de realizar simulaciones de generaciones fotovoltaicas off-grid ha impulsado el desarrollo de diversos softwares para un mejor análisis, entre los que se destacan:

HOMER Grid y *HOMER Pro*: Herramientas de modelado y optimización de sistemas de energía distribuida, incluyendo sistemas fotovoltaicos aislados de la red y sistemas híbridos.[4]

iHOGA: Software diseñado específicamente para el diseño y optimización de sistemas fotovoltaicos híbridos aislados, utilizando algoritmos genéticos para el análisis técnico y económico detallado.[5]

Matlab/Simulink: Entorno de simulación utilizado para el diseño, análisis y simulación de sistemas fotovoltaicos aislados, incluyendo el modelado de componentes y el desarrollo de algoritmos de control inteligentes basados en lógica difusa y redes neuronales.[6]

Estos softwares permiten evaluar la viabilidad técnica y económica de implementar sistemas fotovoltaicos off-grid, optimizando el diseño y dimensionamiento de los componentes para garantizar la confiabilidad y el suministro de energía en aplicaciones aisladas de la red eléctrica.[7]

Dimensionamiento de componentes: Se realizó un dimensionamiento detallado de los componentes del sistema fotovoltaico, como los paneles solares, el banco de baterías y el sistema de acoplamiento de potencia. Se seleccionó la capacidad y la configuración óptima de cada componente en función de la demanda energética y otros factores relevantes para garantizar un suministro energético confiable y sostenible para la comunidad.[8], [9]

3. Estudio de caso

En la provincia del Cañar, cantón La Troncal, parroquia La Troncal, sector Reserva de la colonia agrícola Amazonas-El Triunfo, el corregimiento está ubicado en las coordenadas UTM 17S 693817,659; 9731387,400, en donde viven 6 familias con un total de 35 personas, cuya principal actividad es la agricultura.

Según las visitas en campo que se ha realizado todas las familias cuentan con su respectivo sistema de medición, la empresa eléctrica encargada de la provisión del servicio eléctrico es la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., revisando los consumos que factura la empresa de cada familia se evidencia que la potencia mensual máxima por familia es de 60 kW y la mínima es de 6 kW, el perfil de carga se muestra en la figura 1.

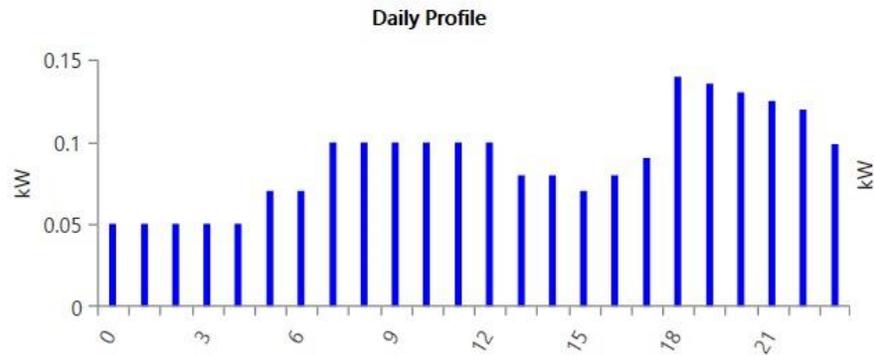


Fig. 1. Perfil de carga de sector Reserva de la colonia agrícola Amazonas-El Triunfo

3.1 Recursos Renovables

La base meteorológica de las variables disponibles en el lugar de estudio se obtuvo utilizando el software Homer Pro, en la Fig. 2 se muestra la radiación total anual en intervalos de 12 meses, sirven como variable de entrada de la simulación. El sector recibe 4,58 kWh/m²/day; marzo es el mes más significativo con 5,040 horas solares pico, lo que importa a la hora de determinar el tamaño del sistema las dimensiones del sistema.

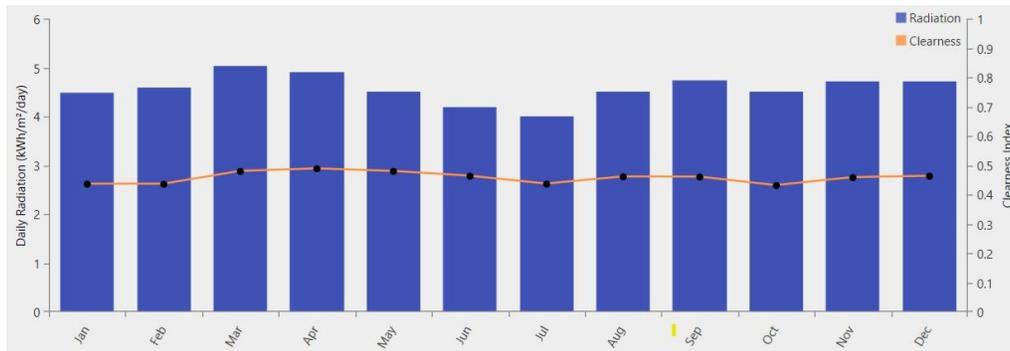


Fig. 2. Radiación solar en el sitio de simulación

4. Componentes del sistema

Dadas las condiciones climáticas de la zona elegida, se requiere que el sistema centralizado o descentralizado conste de paneles solares para su uso como generador, un banco de baterías para almacenamiento y respaldo en caso de que los paneles fotovoltaicos no puedan producir la cantidad de

energía requerida para la carga, y un inversor para convertir la generación de CD en CA para el correcto funcionamiento de las cargas de la casa.[10]

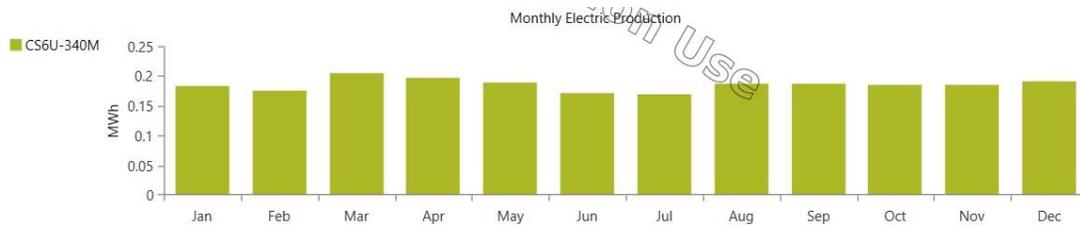


Fig. 3. Producción de energía mensual de la fuente

4.1 Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos es el componente principal encargado de captar la radiación solar y convertirla en energía eléctrica. Estos paneles están compuestos por celdas fotovoltaicas que generan corriente continua (CC) cuando son expuestas a la luz solar. Se seleccionaron paneles solares de alta eficiencia y durabilidad, considerando la radiación solar específica de la zona y la demanda energética de la comunidad.[11]

Para la simulación se utilizarán paneles solares fotovoltaicos Canadian Solar, modelo MaxPower CS6U-340M ya que cuentan con un módulo de alta eficiencia con tecnología de células monocristalinas, compuesta por 72 células y un diseño de placa plana (Flat plate). Con una capacidad nominal (P_{max}) de 340W, tiene una alta eficiencia del módulo de hasta el 17,49%, y un coeficiente de temperatura de $-0,41\%$ $^{\circ}\text{C}$, son ideales para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales. Operan en un rango de temperaturas de -40°C a $+85^{\circ}\text{C}$ y soportan una tensión máxima del sistema de 1000V DC.

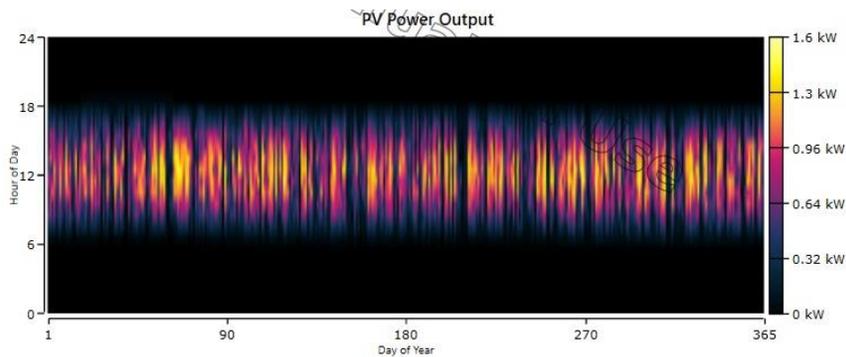


Fig. 4. Potencia de salida del generador fotovoltaico

Para instalar el panel solar fotovoltaico en la zona ecuatorial, se recomienda un ángulo óptimo de inclinación de aproximadamente 0° a 15° para maximizar la captación solar y minimizar la pérdida por suciedad. En la tabla 2 se muestran las características técnicas del panel fotovoltaico.

Tabla 2. Características técnicas fotovoltaicas

PV	
Fabricación	Canadian Solar
Modelo	CS6U-340W
Potencia Fotovoltaica	340 W
Voltaje de operación optimo (Vmp)	37.9V
Corriente de operación optimo (Imp)	8.97A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	46.2V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.48 A
Capital costo	US\$ 460/340 Wp
Costo de reemplazo	US\$ 460/340 Wp
Costo de operación y mantenimiento	US\$ 10
Vida útil	25 años

La ecuación 1 se utiliza para calcular la potencia entregada por el generador fotovoltaico.

$$P_{PV} = P_{PV.Rated} * dr * \left(\frac{G_T}{G_{T.STC}} \right) \quad (1)$$

Donde:

P_{PV} : Potencia generada por sistema fotovoltaico se mide en kW.

$P_{PV.Rated}$: Potencia nominal del sistema bajo condiciones estándar.

G_T : Irradiancia real sobre el panel.

$G_{T.STC}$: Irradiancia bajo condiciones estándar de prueba (STC, por sus siglas en inglés.)

dr : Factor de corrección que puede incluir perdidas del sistema o eficiencia.

4.2 Banco de baterías

El banco de baterías es un componente crucial en los sistemas fotovoltaicos, ya que permite almacenar la energía generada por los paneles solares para su uso posterior, especialmente durante periodos de baja radiación solar o durante la noche. Se consideraron aspectos como la autonomía del sistema, la eficiencia de carga y descarga de las baterías, así como su vida útil para asegurar la fiabilidad y durabilidad del sistema fotovoltaico[12]. El dimensionamiento de correcto del banco de baterías es esencial para optimizar la gestión de la energía almacenada y proporcionar una fuente de energía confiable y sostenible a los usuarios de la colonia agrícola. La tabla 3 muestra las características de las baterías a utilizar.

Tabla 3. Características técnicas

Batería	
Modelo	BAE SECURA SOLAR 12 V 2 PVS 140
Tensión nominal (V)	12 V
Capacidad nominal (kWh)	1.68
Capacidad máxima (Ah)	140
Eficiencia de ida y vuelta (%)	95
Capital costo	US\$ 280
Costo de reemplazo	US\$ 280
Costo de operación y mantenimiento	US\$ 20
Vida útil	18 años

La ecuación 2 se utiliza para calcular la cantidad de componentes del banco de baterías durante el tiempo de actividad del proyecto.

$$N_{bat} = \text{ceil} \times \left(\frac{Life_{HS} \times Life_{bt}^{pu,year}}{T_{bat}^{Life}} \right) \quad (2)$$

Donde:

N_{bat} : Número de baterías necesarias para el sistema fotovoltaico.

ceil : Función que redondea hacia arriba al número entero más cercano.

$Life_{HS}$: Vida útil del sistema en horas (h). Esto podría representar el tiempo total de operación esperado del sistema.

$Life_{bt}^{pu,year}$: Vida útil de la batería en años de unidades de potencia (Wh/año). Es posible que esto represente la vida útil estimada de una batería en términos de la energía que puede almacenar y suministrar anualmente.

T_{bat}^{Life} : Vida útil total del batería en años.

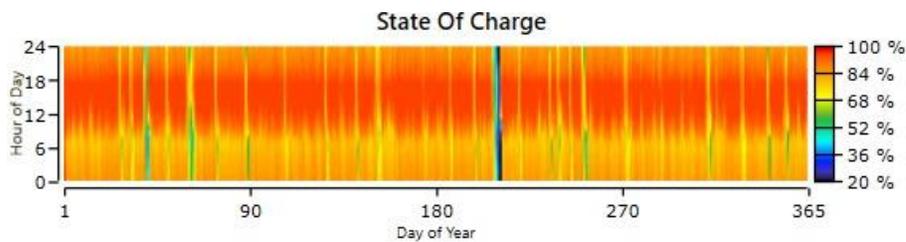


Fig. 6. Estado de carga del banco durante un año

4.3 Acoplamiento de potencia

El acoplamiento de potencia es un componente fundamental en los sistemas de generación fotovoltaica, tanto centralizados como descentralizados[13]. Este sistema se encarga de gestionar la interconexión entre los paneles solares, el banco de baterías y la carga eléctrica de la comunidad, asegurando un suministro eficiente y estable de energía. [14]Se empleará un controlador de carga de batería MMPT de 25 A para sistemas fotovoltaicos. Permite maximizar la recolección de energía mediante el uso de la tecnología MPPT de TrakStar para determinar y ajustar el punto de máxima potencia real a medida que la insolación cambia a lo largo del día.

El inversor utilizado para el sistema de generación fotovoltaica será del fabricante CyboEnergy, modelo Cybo1000N1/N2 ya que se adapta de manera con las características del panel fotovoltaico y el banco de baterías. La tabla 4 muestra las características del inversor a utilizar.

Tabla 4. Características técnicas

Entrada de CC (Por canal)	Panel de 60/72 celdas	Batería
Potencia de entrada admitida	250 W - 380 W	48 V, 50 Ah - 300 Ah
Rango de voltaje de entrada de CC operativo	15 V - 58 V	47 V - 58 V
Rango de rendimiento de potencia máxima	30 V - 58 V	48 V - 58 V
Voltaje/corriente de CC de entrada máxima	58 V/11,5 A	58 V/11,5 A
Potencia máxima de entrada	330 W	330 W
Voltaje mínimo de arranque	20 V	47 V
Entrada de CC (Por canal)	Datos	
Potencia de salida nominal / Potencia de salida máxima	960 W / 1250 W	
Aumento de potencia al inicio durante 12 segundos	1500 W (potencia máxima de CC en caso de sobretensión = 400 W por canal)	
Corriente de salida nominal (RMS)	8A (RMS - Raíz cuadrada media)	
Voltaje de salida nominal / rango	120 V (108 V - 132 V, monofásica)	
Frecuencia nominal/rango	60 Hz (59,5 Hz - 60,5 Hz)	
Factor de potencia	>0,95	
Capital costo	US\$ 600	
Costo de reemplazo	US\$ 600	
Costo de operación y mantenimiento	US\$ 20	
Vida útil	10 años	

4.4 Condiciones de puesta a tierra del sistema

Se requiere un sistema de puesta a tierra, que debe ser independiente de la compañía de distribución, conectado a todos los componentes metálicos asociados a la instalación del sistema fotovoltaico, incluidos los de las secciones de corriente alterna y corriente continua.

Para crear una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones del sistema solar, debe utilizarse un transformador de aislamiento o cualquier otro dispositivo que sirva para los mismos fines [15].

4.5 Sistema de protecciones

El sistema de protecciones deberá garantizar la desconexión en caso de fallas, ya sean por causas internas del sistema o de la red de distribución.

La instalación deberá contar con los siguientes interruptores:

4.5.1. Un interruptor termomagnético de apertura y cierre del circuito, que también pueda accionarse manualmente. En el dimensionamiento de este interruptor se tendrán en cuenta las corrientes de cortocircuito derivadas de las cargas de corriente de cada vivienda.[5]

4.5.2. Un interruptor diferencial, cuya función principal es salvaguardar a las personas en caso de que algún elemento del lado de corriente continua de la instalación derivase o perdiese corriente.[5]

5. Resultados

En la comparación entre sistemas centralizados y descentralizados, se observaron diferencias significativas en eficiencia, seguridad y costos. El sistema centralizado mostró una alta eficiencia en la gestión de recursos y un mejor control sobre los datos sensibles, pero conlleva el riesgo de un punto de fallo único y altos costos iniciales debido a la infraestructura centralizada. En contraste, el sistema descentralizado ofrece una mejor distribución de la carga de trabajo y una mayor resistencia a fallos, aunque puede enfrentar problemas de duplicación de esfuerzos y una coordinación más compleja. La seguridad distribuida del sistema descentralizado proporciona resistencia a ataques específicos, pero puede ser difícil mantener políticas de seguridad coherentes.

Los dos sistemas han sido simulados en el software HOMER Pro versión 3.18.1, ya que es un software comercial y utilizado por investigadores, en la tabla 5 se muestra los principales resultados obtenidos en las simulaciones. El sistema centralizado (SC) tiene un costo menor que el sistema descentralizado (SD), la diferencia entre el costo nivelado de la energía (LCOE) para SC es de 0.349 USD/kWh y para SD es de 0.370 USD/kWh, existiendo una diferencia entre los dos sistemas de 0.021 USD/kWh

Tabla 5. Comparación de sistemas

<i>Sistema Centralizado</i>				<i>Sistema Descentralizado</i>			
<i>PPV</i> (kW)	<i>BATERIA</i> A (U)	<i>NPC</i> (USD)	<i>LCOE</i> (USD/kWh)	<i>PPV</i> (kW)	<i>BATERIA</i> (U)	<i>NPC</i> (USD)	<i>LCOE</i> (USD/kWh)
12.4	17	20,085	0.349	1.58	4	3,550	0.370

6. Conclusiones

En este trabajo se simulan dos tipos de sistemas de energía renovable para satisfacer las necesidades de una población aislada, los resultados muestran que los dos tipos de sistemas funcionan de manera correcta y eficiente, respecto al tamaño que tiene el generador fotovoltaico en el sistema centralizado es de mayor potencia, mientras que en este sistema el tamaño del banco de baterías es menor si multiplicamos la batería necesaria para cada casa por el número de viviendas. El análisis económico se evalúa utilizando el parámetro *Costo Total del Sistema* (NPC) donde todos los costos que incurren en la vida útil del proyecto, como el costo de capital, los costos de reemplazo de componentes y los costos de operación y mantenimiento, el resultado económico indica que los sistemas centralizados son más eficientes que los descentralizados el tamaño total del sistema fotovoltaico y el análisis económico, costando el primero 0,349 \$/kWh y el segundo 0,370 \$/kWh.

En conclusión, la elección entre un sistema centralizado y uno descentralizado depende de las necesidades específicas de los usuarios. Si se prioriza el control y la eficiencia con capacidad para manejar altos costos iniciales, un sistema centralizado puede ser más adecuado. Sin embargo, si la resiliencia y la flexibilidad en costos son más importantes, un sistema descentralizado sería más beneficioso.

Permanece como línea abierta de investigación para agregar costos de líneas eléctricas, postes, aisladores etc. y pérdidas técnicas en líneas de distribución, estos valores incrementan los costos del proyecto y no han sido considerados en este estudio.

7. Referencias

- [1] “Plan de MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES”.
- [2] D. Ochoa, C. Ochoa, y S. Ochoa, “Electrificación por microrredes en zonas rurales de la provincia del Azuay, Ecuador”, pp. 1–12, 2022.
- [3] R. Antonio Álvarez López y A. Arango Manrique, “IMPLEMENTATION OF PHOTOVOLTAIC GENERATION AS SUPPORT TO FAILS IN DISTRIBUTION NETWORKS IMPLEMENTACIÓN DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA COMO RESPALDO ANTE FALLOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN”.
- [4] A. Singh, P. Baredar, y 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, ene. 2015, doi: 10.1016/J.PROENG.2015.11.408.
- [5] P. Ganguly, A. Kalam, y A. Zayegh, “Design an optimum standalone hybrid renewable energy system for a small town at Portland, Victoria using iHOGA”, en *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, IEEE, nov. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/AUPEC.2017.8282487.
- [6] C. Mai, L. Zhang, y X. Hu, “Combining dynamic adaptive snake algorithm with perturbation and observation for MPPT in PV systems under shading conditions”, *Appl Soft Comput*, vol. 162, p. 111822, sep. 2024, doi: 10.1016/j.asoc.2024.111822.
- [7] M. Baneshi y F. Hadianfard, “Techno-economic feasibility of hybrid diesel/PV/wind/battery electricity generation systems for non-residential large electricity consumers under southern Iran climate conditions”, *Energy Convers Manag*, vol. 127, pp. 233–244, nov. 2016, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2016.09.008.
- [8] Y. Kalinci, A. Hepbasli, y I. Dincer, “Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 40, núm. 24, pp. 7652–7664, jun. 2015, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2014.10.147.
- [9] M. R. Elkadeem, S. Wang, S. W. Sharshir, y E. G. Atia, “Feasibility analysis and techno-economic design of grid-isolated hybrid renewable energy system for electrification of agriculture and irrigation area: A case study in Dongola, Sudan”, *Energy Convers Manag*, vol. 196, pp. 1453–1478, sep. 2019, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2019.06.085.
- [10] J. Tinajero, W. Mayorga, y G. Ampuño, “Simulation of centralized and decentralized photovoltaic generation systems for isolated sectors of the electricity grid”.
- [11] Escobar Andres y Holguín Mauricio, “SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA Y SU APLICACIÓN EN ENERGIAS RENOVABLES”.
- [12] Minchala Efraín y Godoy Manuel, “Implementación de un modelo de simulación para la integración de recursos de generación distribuidos en edificaciones mediante Matlab”.

- [13] Maldonado Megan y Velastegui Dustin, "IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA RESIDENCIA, EN LA COMUNA MASA 2".
- [14] H. S. Kamil, D. M. Said, M. W. Mustafa, M. R. Miveh, y N. Ahmad, "Low-voltage ride-through methods for grid-connected photovoltaic systems in microgrids: A review and future prospect", 2018, *Institute of Advanced Engineering and Science*. doi: 10.11591/ijpeds.v9.i4.pp1834-1841.
- [15] AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, "RESOLUCION NRO. ARCONEL-042/18", 2018.