EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Tesis de Maestría

ANÁLISIS DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGÍAS RENOVABLES: UN CASO DE ESTUDIO

presentada por:

Ing. Nilber Cruz Arias

Directora de tesis

Dra. Susana Estefany De León Aldaco

Codirector de tesis

Dr. Jesús Aguayo Alquicira

Cuernavaca, Morelos, México. junio de 2026.

cenidet
Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Educación
Secretaría de Educación Pública

TECNOLOGICO NACIONAL DE MEXICO



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca, Mor; 15/junio/2026

Oficio No. DIE/0140/2026

Asunto: Aceptación de documentos.

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. NILBER CRUZ ARIAS**, con número de control **M24CE122** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"ANALISIS DE UN SISTEMA HIBRIDO DE ENERGIAS RENOVABLES: UN CASO DE ESTUDIO",** y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Susana Estefany De León Aldaco
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 10458245

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. Jesús Aguayo Aguayo Alquicira
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 4706315

REVISOR 1

Dr. Víctor Manuel Alvarado Martínez
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 8031070

19 AGO 2026
LMZ

REVISOR 2

Dra. Mónica Borunda Pacheco
Doctora en Filosofía
Cédula profesional (sin cédula)

SEP SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA | TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

16 JUN 2026

CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO
SERVICIOS ESCOLARES
RECIBIDO

C.c.p. Mtra. Verónica Sotelo Boyas. Jefa del Departamento de Servicios Escolares
Estudiante
JGM/ibm



2026 año de Margarita Maza

cenidet

100% LIBRE DE PLÁSTICO



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, 21/agosto/2026
Oficio No. SAC/263/2026
Asunto: Autorización de impresión de tesis

NILBER CRUZ ARIAS
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"ANALISIS DE UN SISTEMA HIBRIDO DE ENERGIAS RENOVABLES: UN CASO DE ESTUDIO"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E
Excelencia en Educación Tecnológica®
"Conocimiento y Tecnología al servicio de México"

EDUCACIÓN | TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO

c.c.p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz



2026 año de Margarita Maza

RESUMEN

Este trabajo presenta el análisis y diseño de un sistema híbrido de energías renovables para alimentar una estación base de telecomunicaciones en una comunidad rural de Oaxaca, México, donde el acceso a la red eléctrica convencional es limitado o poco confiable. El estudio tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica y económica de integrar generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y un generador diésel como respaldo para garantizar un suministro continuo de energía. Los datos meteorológicos, incluyendo irradiancia solar y velocidad del viento, se obtuvieron de la base de datos NASA POWER con el fin de caracterizar el potencial de energía renovable del sitio seleccionado. Se consideró un perfil de carga correspondiente a un sistema de telecomunicaciones de 48 V en corriente directa (CD), con una demanda promedio aproximada de 2.5 kW. El sistema fue modelado y optimizado utilizando el software HOMER Pro, analizando diferentes configuraciones y estrategias de despacho. Los resultados indican que una configuración fotovoltaica-diésel-baterías puede reducir significativamente el consumo de combustible diésel, manteniendo al mismo tiempo la confiabilidad del sistema. La fracción renovable alcanzada es elevada bajo el diseño propuesto, siendo la generación fotovoltaica responsable de suministrar la mayor parte de la demanda energética diaria, mientras que el generador diésel opera únicamente como fuente de respaldo durante periodos de baja disponibilidad de recursos renovables. Los hallazgos demuestran que los sistemas híbridos de energías renovables representan una solución viable para mejorar el acceso a la energía en regiones aisladas, reduciendo los costos de operación y el impacto ambiental. Este trabajo contribuye al desarrollo de soluciones energéticas sostenibles para la infraestructura de telecomunicaciones en zonas rurales.

ABSTRACT

This paper presents the analysis and design of a hybrid renewable energy system for powering a telecommunication base station in a rural community of Oaxaca, Mexico, where conventional grid access is limited or unreliable. The study aims to evaluate the technical and economic feasibility of integrating photovoltaic generation, battery storage, and a diesel generator as backup to ensure continuous energy supply. Meteorological data, including solar irradiance and wind speed, were obtained from the NASA POWER database to characterize the renewable energy potential of the selected site. A load profile corresponding to a 48 V DC telecommunication system with an average demand of approximately 2.5 kW was considered. The system was modeled and optimized using HOMER Pro software, analyzing different configurations and dispatch strategies. Results indicate that a photovoltaic–diesel–battery configuration can significantly reduce diesel fuel consumption while maintaining system reliability. The renewable fraction achieved is high under the proposed design, with photovoltaic generation supplying the majority of the daily energy demand, while the diesel generator operates only as a backup source during low renewable availability periods. The findings demonstrate that hybrid renewable systems represent a viable solution for improving energy access in isolated regions, reducing operational costs and environmental impact. This work contributes to the development of sustainable energy solutions for rural telecommunication infrastructure.

DEDICATORIA

A todas aquellas personas que han creído en mí, incluso en los momentos en los que yo mismo dudé; a quienes, con sus palabras, enseñanzas, compañía y ejemplo, han dejado una huella en mi vida y me han ayudado a convertirme en una mejor persona.

A quienes han estado presentes en este camino, de cerca o de lejos, y que de alguna manera han contribuido a que hoy sea quien soy.

Este logro también les pertenece.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a todas las personas e instituciones que hicieron posible la realización de este trabajo de investigación.

En primer lugar, agradezco al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico y al Tecnológico Nacional de México por brindarme la oportunidad de continuar mi formación académica a nivel de posgrado y proporcionarme las herramientas, conocimientos y espacios necesarios para el desarrollo de esta investigación.

Agradezco a la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación por el apoyo otorgado a través de la beca de posgrado, la cual me permitió dedicar el tiempo y esfuerzo requeridos para el cumplimiento de este proyecto.

Expreso mi más sincero agradecimiento a mi directora de tesis, la Dra. Susana Elena de León Aldaco, por su orientación, paciencia, exigencia académica y valiosas observaciones durante cada etapa de esta investigación. Sus conocimientos, experiencia y compromiso fueron fundamentales para fortalecer este trabajo y para mi crecimiento profesional como investigador.

Asimismo, agradezco a los integrantes de mi comité revisor, el Dr. Víctor Manuel Alvarado Martínez y la Dra. Mónica Borunda Pacheco, por sus comentarios, recomendaciones y aportaciones, las cuales contribuyeron significativamente a mejorar la calidad de esta tesis.

A mis profesores, quienes a lo largo de mi formación compartieron sus conocimientos, experiencias y enseñanzas, ayudándome a desarrollar las competencias necesarias para enfrentar los retos académicos y profesionales.

A mi familia, especialmente a mis padres, por su amor incondicional, apoyo constante, confianza y sacrificios realizados a lo largo de los años. Gracias por creer en mí incluso en los momentos de incertidumbre y por enseñarme el valor del esfuerzo, la perseverancia y la educación.

A mi coach, por enseñarme que la disciplina no solo se entrena, también se vive. Gracias por motivarme, acompañarme y estar presente durante este camino.

También agradezco a mis amigos, compañeros y todas aquellas personas que de una u otra forma me brindaron apoyo, consejos, motivación o una palabra de aliento durante este proceso.

Tabla de contenido

RESUMEN 4
ABSTRACT 5
DEDICATORIA 6
AGRADECIMIENTOS 7
Índice de figura 11
Índice de tablas 11
CAPITULO I. INTRODUCCIÓN 12
1.1. Introducción 12
1.2. Antecedentes 13
1.3. Objetivos 13
1.4. Metas 14
1.5. Justificación 14
1.6. Planteamiento del problema 15
1.7. Hipótesis 16
1.8. Alcance 16
1.9. Metodología de investigación 17
CAPÍTULO II. ESTADO DEL ARTE 19
2.1. Metodología de investigación del estado del arte 19
2.2. Artículos seleccionados para el estado del arte. 20
2.3. Sistemas de almacenamiento 26
2.4. Métodos de optimización 27
CAPITULO III. MARCO TEÓRICO 29
3.1. Sistema Híbrido de Energías Renovables (SHER) 29
3.2. Generador diésel 30
3.3. Sistema de baterías 31
3.4. Inversores 33
3.5. Convertidores 33
CAPITULO IV. CARACTERIZACIÓN DEL SITIO DE ESTUDIO 34
4.1. Localización del sitio de estudio 34
4.2. Características demográficas 35
4.3. Acceso a servicios y tecnologías de información 36
4.4. Datos meteorológicos y recurso energético 37

4.5. Perfil de demanda eléctrica 39
CAPÍTULO V. DIMENSIONAMIENTO TEÓRICO DEL SISTEMA 43
4.1. Energía consumida por la base de telecomunicaciones durante las horas solares 45
4.2. Energía que se debe suministrar al banco de baterías 45
4.3. Dimensionamiento del banco de baterías 46
4.4. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico 51
4.5. Dimensionamiento del generador diésel 54
CAPITULO VI. SIMULACIÓN DEL SISTEMA 58
6.1. Panel fotovoltaico 58
6.2. Banco de baterías 59
6.3. Convertidor 59
6.4. Generador diésel 60
CAPÍTULO VII. ANÁLISIS DE RESULTADOS 61
7.1. Configuración óptima del sistema híbrido 61
7.2. Evaluación económica 62
7.3. Distribución de costos 65
7.4. Comportamiento del sistema a lo largo de un día representativo 67
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES 69
REFERENCIAS 71
ANEXOS 75

Índice de figura

Figura 1. Metodología de investigación. 18
Figura 2. Metodología para la elaboración del estado del arte. 20
Figura 3. Irradiación solar global horizontal promedio mensual (GHI) 38
Figura 4. Perfil de carga diario 42
Figura 5. Flujo de caja de la evaluación económica del sistema. 64
Figura 6. Distribución de costos del sistema. 66
Figura 7. Comportamiento del sistema a lo largo de un día representativo 67

Índice de tablas

Tabla 1. Artículos seleccionados para el estado del arte 21
Tabla 2. Comparación de sistemas de almacenamiento energético 26
Tabla 3. Comparación de métodos de optimización. 27
Tabla 4. Características demográficas del sitio seleccionado. 35
Tabla 5. Indicadores para selección del sitio de estudio. 36
Tabla 6. Datos meteorológicos por mes correspondientes al sitio de estudio. 37
Tabla 7. Resumen del perfil de demanda de la base de telecomunicaciones. 40
Tabla 8. Perfil de demanda eléctrica 40
Tabla 9. Parámetros del módulo fotovoltaico utilizado en la simulación. 58
Tabla 10. Parámetros del sistema de almacenamiento. 59
Tabla 11. Parámetros del convertidor bidireccional. 60
Tabla 12. Parámetros del generador diésel. 60
Tabla 13. Configuración óptima del sistema híbrido obtenido en HOMER Pro. 61
Tabla 14. Evaluación económica del sistema 63

CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción

El acceso confiable a la energía eléctrica es un requisito fundamental para la operación continua de la infraestructura de telecomunicaciones, especialmente en estaciones base ubicadas en zonas rurales y aisladas. La expansión de los servicios móviles y el incremento en la demanda de conectividad han puesto de manifiesto la necesidad de soluciones energéticas que garanticen autonomía, estabilidad y bajos costos operativos en regiones donde la red eléctrica es limitada o inexistente. En estos contextos, el suministro energético suele depender de generadores diésel, lo que implica elevados costos de combustible, dificultades logísticas para su transporte y un impacto ambiental considerable debido a las emisiones asociadas.

Ante estas limitaciones, los sistemas híbridos basados en energías renovables han emergido como una alternativa viable para mejorar la confiabilidad del suministro y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Diversos estudios han demostrado que la combinación de tecnologías fotovoltaicas, almacenamiento en baterías y generación auxiliar puede ofrecer soluciones energéticas eficientes para aplicaciones fuera de red, incluyendo estaciones base de telecomunicaciones. Sin embargo, la mayoría de estas investigaciones se han desarrollado en contextos climáticos, económicos o tecnológicos distintos al mexicano, lo que limita su aplicabilidad directa. Además, persisten desafíos relacionados con la variabilidad de los recursos renovables, la optimización del tamaño de los componentes y la evaluación del costo del ciclo de vida del sistema.

En México, y particularmente en el estado de Oaxaca, las condiciones de radiación solar y la dispersión geográfica de las comunidades rurales representan un escenario propicio para el análisis de sistemas híbridos orientados a telecomunicaciones. No obstante, existe una escasez de estudios que integren datos meteorológicos locales, perfiles de carga específicos y metodologías de optimización reconocidas internacionalmente para evaluar la viabilidad técnica y económica de estas soluciones.

En este trabajo se presenta un análisis tecno-económico de un sistema híbrido fotovoltaico–diésel–batería diseñado para abastecer una estación base de telecomunicaciones en una comunidad rural de Oaxaca. El sistema se evalúa mediante el software HOMER Pro, utilizando datos climáticos locales y un perfil de demanda representativo, con el objetivo de identificar la configuración óptima que garantice la confiabilidad del suministro y minimice los costos del ciclo de vida. Los resultados obtenidos buscan contribuir a la literatura existente mediante un estudio contextualizado al entorno mexicano y con un enfoque reproducible y comparativo.

1.2. Antecedentes

Con el fin de conocer el estado actual de los avances en la investigación de temas afines a la presente investigación, fue necesario llevar a cabo una búsqueda de trabajos previos. El resultado fue que, dejando fuera artículos internacionales y/o anteriores a 5 años, se lograron localizar dos documentos pertenecientes al TecNM que tratan temas similares al abordar la propuesta de un Sistema Híbrido de Energías Renovables. En uno de ellos, Juan Carlos León analizó con el uso de HOMER Pro, la viabilidad de un Sistema Híbrido de Energía Renovable para alimentar los hogares de una localidad remota, siendo el sistema óptimo el que se compone de FV-BAT-GD, logrando una fracción renovable superior al 80% [1]. Mientras que Minerva Elizabeth Hernández modeló un sistema híbrido eólico-fotovoltaico aislado para alimentar una comunidad rural, logrando, además de los beneficios a la localidad en materia de educación, salud y economía local, una reducción de gastos de hasta el 40% en comparación con los gastos asociados al uso de generadores diésel[2].

1.3. Objetivos

General:

Desarrollar un análisis integral de un sistema híbrido de energía renovable aplicado a un caso de estudio específico, evaluando su viabilidad técnica y económica con

el fin de determinar una configuración adecuada y fomentar su integración en la matriz energética sustentable.

Específicos:

- Evaluar el potencial de generación de energía renovable en la región del caso de estudio mediante el análisis de datos meteorológicos históricos y el uso del software HOMER Pro para estimar la producción anual de energía.
- Analizar la viabilidad técnica del sistema híbrido con el uso del software HOMER Pro, evaluando el desempeño energético para alimentar la carga.
- Evaluar la viabilidad económica del sistema híbrido considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como indicadores económicos como el costo de energía (COE, por sus siglas en inglés) y el costo presente neto (NPC, por sus siglas en inglés).

1.4. Metas

- Selección de un municipio: Realizar un informe que permita identificar y seleccionar un municipio adecuado para implementar un sistema de telecomunicaciones basado en energías renovables.
- Evaluación tecno-económica: Realizar un artículo del análisis de la viabilidad económica del sistema híbrido.

1.5. Justificación

El fortalecimiento de la conectividad en zonas rurales favorece el acceso a la educación, servicios de salud, comercio electrónico y comunicación, contribuyendo al desarrollo económico y la inclusión digital de comunidades aisladas. No obstante, las bases de telecomunicaciones en estas regiones requieren de un suministro de energía confiable, muchas veces basados en combustibles fósiles[3].

En este contexto, la implementación de un SHER representa una alternativa para reducir la dependencia de combustibles fósiles, disminuir emisiones contaminantes

y garantizar la continuidad del servicio eléctrico. Asimismo, el análisis de viabilidad energética de estos sistemas en un contexto como lo es el estado Oaxaca proporciona información técnica que puede apoyar la toma de decisiones para el despliegue de estaciones base de telecomunicaciones con menores costos de operación a largo plazo, siendo este el valor tecno-económico y social que aporta el presente trabajo.

1.6. Planteamiento del problema

En la actualidad, la conectividad es un aspecto muy importante para el desarrollo social, económico y educativo. El acceso a servicios de telecomunicaciones, como telefonía móvil e internet, permite a las comunidades integrarse en redes de conocimiento, acceder a oportunidades laborales y participar activamente en el crecimiento económico. Sin embargo, en muchas comunidades rurales y aisladas, la falta de infraestructura de comunicaciones perpetúa el aislamiento, la pobreza y la exclusión social.

El estado de Oaxaca es una de las regiones más afectadas por este problema en México. De acuerdo con datos del 2020 extraídos del SCITEL, perteneciente al INEGI, muchas comunidades del estado de Oaxaca presentan índices prácticamente nulos de conectividad y deficiencias significativas en la cobertura de telefonía celular. Esta falta de acceso limita el intercambio de información crucial sobre temas de salud, educación y empleo, además de restringir la posibilidad de desarrollar iniciativas económicas que dependan de la comunicación con otras regiones o del acceso a plataformas digitales para ampliar sus mercados.

Para abordar esta problemática, es indispensable considerar soluciones integrales y sostenibles que permitan implementar sistemas de telecomunicaciones en comunidades con acceso limitado a la red eléctrica. En este contexto, los sistemas híbridos de energías renovables se perfilan como una opción viable, ya que combinan fuentes renovables, como la energía solar y eólica, con tecnologías de almacenamiento para garantizar un suministro confiable de energía. Estos sistemas

no solo son sostenibles, sino que también pueden ser adaptados a las necesidades específicas de comunidades aisladas.

El presente proyecto tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de un sistema híbrido de energías renovables en una comunidad del estado de Oaxaca, enfocado en la alimentación de un sistema de telecomunicaciones.

1.7. Hipótesis

La implementación de un sistema híbrido de energía renovable, compuesto por fuente solar, generador diésel y almacenamiento en baterías, es una solución viable y económicamente accesible para abastecer de energía a un sistema de telecomunicaciones en Ignacio Zaragoza, San Juan Lalana, Oaxaca, mejorando así la conectividad y promoviendo el desarrollo de la comunidad.

1.8. Alcance

El presente estudio se limita al análisis de la viabilidad de un SHER destinado al suministro energético de una base de telecomunicaciones hipotética ubicada en la localidad de Ignacio Zaragoza, municipio de San Juan Lalana, Oaxaca. Para ello, se consideran aspectos técnicos y económicos que influyen en el desempeño del sistema bajo las condiciones energéticas propias de la región.

El análisis se orienta exclusivamente a evaluar la capacidad del SHER para abastecer la demanda energética requerida por la infraestructura de telecomunicaciones propuesta, sin contemplar escenarios de expansión futura, crecimiento de la demanda o replicación directa en otras localidades. Pues de considerarlo, sería necesario hacer una serie de ajustes adicionales.

1.9. Metodología de investigación

El diseño y análisis de sistemas híbridos de energías renovables puede abordarse mediante diferentes metodologías de optimización y simulación. En la literatura especializada se reporta el uso de diversas técnicas, incluyendo algoritmos metaheurísticos como Particle Swarm Optimization (PSO), Genetic Algorithms (GA), Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II), así como herramientas computacionales desarrolladas específicamente para el dimensionamiento y evaluación de sistemas energéticos híbridos. Sin embargo, debido a su amplia aceptación en la comunidad científica, facilidad de implementación y capacidad para integrar análisis técnicos y económicos, HOMER Pro se ha consolidado como una de las plataformas más utilizadas para el modelado y optimización de sistemas híbridos de energías renovables.

En este trabajo se empleó HOMER Pro como herramienta principal para evaluar distintas configuraciones de generación y almacenamiento energético destinadas a suministrar energía a una estación base de telecomunicaciones ubicada en una comunidad rural. La metodología desarrollada, resumida en el diagrama de la figura 1, permitió integrar información meteorológica, características de la demanda eléctrica y parámetros técnico-económicos de los componentes con el fin de determinar la viabilidad del sistema propuesto.

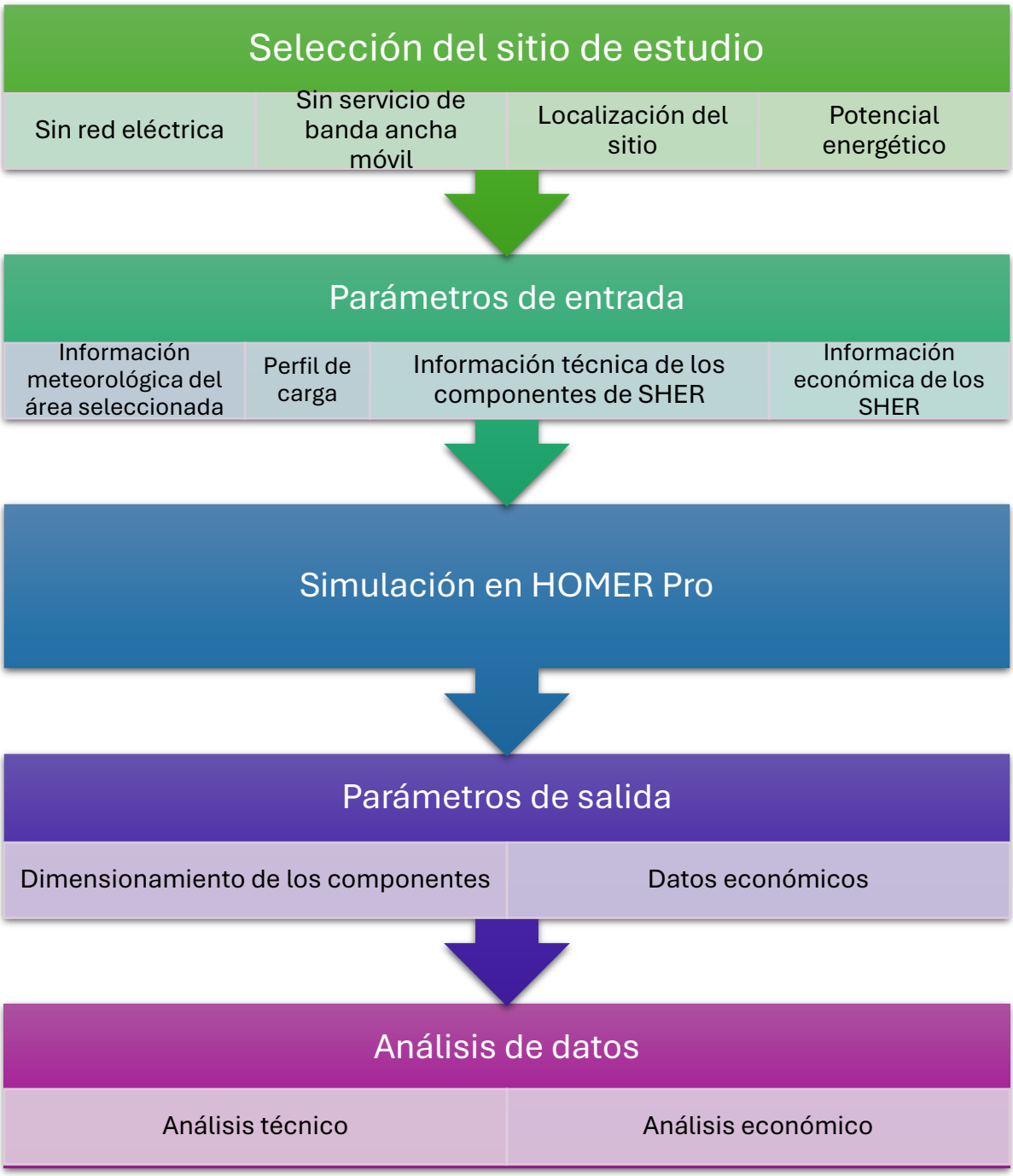


Figura 1. Metodología de investigación.

CAPÍTULO II. ESTADO DEL ARTE

2.1. Metodología de investigación del estado del arte

El desarrollo del estado del arte se fundamentó en una revisión sistemática de literatura científica relacionada con el análisis, diseño y evaluación de Sistemas Híbridos de Energías Renovables (SHER). En la actualidad, existe una amplia cantidad de investigaciones orientadas al estudio de este tipo de sistemas, debido principalmente a las ventajas que presentan frente a configuraciones basadas en una única fuente energética, especialmente en aplicaciones aisladas o rurales donde se busca incrementar la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

Con el objetivo de identificar las arquitecturas empleadas, metodologías de análisis, herramientas de simulación y técnicas de optimización utilizadas en investigaciones previas, se realizó una búsqueda bibliográfica estructurada en diversas bases de datos científicas de reconocimiento internacional.

Para ello, se definieron previamente palabras clave relacionadas con el tema de estudio, entre las que destacan Hybrid renewable energy systems, Homer Pro y Homer. Dichas palabras clave fueron empleadas en plataformas académicas especializadas como MDPI, Elsevier ScienceDirect e IEEE Xplore.

Posteriormente, los resultados obtenidos fueron sometidos a un proceso de filtrado inicial, el cual consistió en limitar la búsqueda a publicaciones comprendidas en el periodo 2019–2025, con el propósito de considerar información acorde con el estado tecnológico actual. Asimismo, la selección se restringió a artículos científicos, capítulos de libros y tesis.

En una segunda etapa se llevó a cabo un proceso de preselección manual basado en la pertinencia temática de cada documento respecto al objetivo de investigación. Para ello, se analizaron elementos clave como el título, resumen (abstract), introducción y conclusiones, permitiendo identificar aquellos trabajos con mayor relación con el análisis y dimensionamiento de sistemas híbridos de generación energética.

Finalmente, los documentos seleccionados fueron revisados con el fin de extraer la información necesaria para la construcción del presente estado del arte. El procedimiento general seguido durante esta revisión se resume en el diagrama de bloques mostrado en la Figura 2.

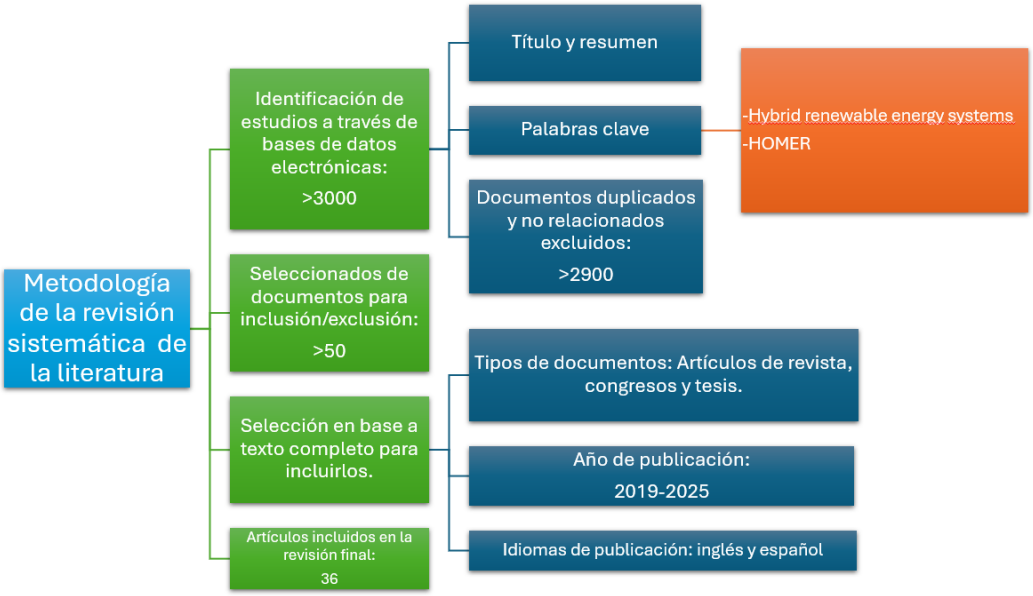


Figura 2. Metodología para la elaboración del estado del arte.

2.2. Artículos seleccionados para el estado del arte.

En la Tabla 1 se presentan los artículos científicos seleccionados para la elaboración del estado del arte. El análisis de estos trabajos permitió comprender el contexto actual de la investigación, identificar las principales metodologías empleadas para abordar problemáticas similares, así como conocer las diferentes configuraciones, las tecnologías de almacenamiento de energía y los criterios técnicos y económicos utilizados en su evaluación.

Tabla 1. Artículos seleccionados para el estado del arte

Ref	Título	Año	Fuentes de Energía	Aplicación	Dimensión del sistema
[4]	Hybrid Energy Solutions for Rural Power Reliability (España)	2025	FV-Biomasa-SB-Red	Microred rural conectada	Reducción 70% dependencia red
[5]	Hybrid Genetic Algorithm-Based Optimal Sizing (ICT Ethiopia)	2025	FV-AG-SB-GD	Centro ICT aislado	LCOE 0.2546 USD/kWh
[6]	HRES for Rural Electrification in Developing Countries	2025	FV-AG-SB-GD	Electrificación rural	Comparación HOMER / iHOGA
[7]	Techno-economic optimization and sensitivity analysis (India)	2025	FV-AG-H2-SB	Comunidad rural off-grid	NPC y COE optimizados
[2]	Diseño óptimo de un sistema híbrido aislado aplicado a una comunidad rural del estado de Oaxaca, México	2025	FV-AG-SB	Comunidad rural aislada	Sistema optimizado mediante HOMER
[8]	A state-of-the-art review of energy-efficient and renewable energy systems in higher education facilities	2024	FV-AG-SB	Infraestructura educativa	No aplica
[9]	Hybrid Renewable Energy Systems: An Analysis from the State-of-the-Art Review	2024	FV-AG-SB-GD	Revisión bibliográfica	No aplica
[10]	An overview of hybrid energy systems based on PV-solar and wind	2024	FV-AG	Revisión bibliográfica	No aplica
[11]	Techno-Economic Feasibility of Hybrid Energy Systems Installation in Pakistan	2024	FV-AG-SB-GD	Zona rural aislada	No especifica

[12]	Intelligent Energy Management Strategy and Sizing Methodology for Hybrid Systems in Isolated Regions	2024	FV-AG-SB-GD	Sistemas aislados	No especifica
[13]	Multi-agent Based Optimal Sizing of Hybrid Renewable Energy Systems and Their Significance in Sustainable Energy Development	2024	FV-AG-SB	Sistema híbrido / microred	No especifica
[14]	Optimized Energy Management Strategy for an Autonomous DC Microgrid Integrating PV-Wind-Battery-Diesel Hybrid	2024	FV-AG-SB-GD	Microred DC autónoma	No especifica
[15]	An Effective Sizing Study on PV-Wind-Battery Hybrid Renewable Energy Systems	2024	FV-AG-SB	Sistemas aislados	Dimensionamiento optimizado mediante HOMER
[16]	Empowering Remote Living: Optimizing Hybrid Renewable Energy Systems in Mexico	2024	FV-GD-SB	Electrificación rural residencial	Sistema autónomo para 25 viviendas (~177.14 kWh/día)
[17]	A multiscale approach to optimize off-grid hybrid renewable energy systems	2024	FV-AG-SB-GD	Electrificación rural aislada	Sistema optimizado (16 años)
[18]	Evaluating the Viability of Hybrid Solar-Wind Systems	2024	FV-AG	Selección geográfica	Análisis espacial
[19]	The Selection of the Suitable Renewable Hybrid Pairs	2024	FV-AG-Hidro	Selección óptima de pares	Algoritmo de selección híbrida

[20]	Review of Optimization Techniques for ESS and HRES	2024	FV-AG-SB	Revisión optimización	No aplica
[1]	Estrategia de administración de un sistema de energías renovables híbrido	2024	FV-GD-SB	Electrificación rural aislada	Sistema autónomo (>80% renovable)
[21]	Optimal Scheduling of Isolated Microgrids With Hybrid Renewables and Energy Storage Systems Considering Demand Response	2023	FV-AG-SB	Microred aislada	No especifica capacidad instalada
[22]	A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions	2023	FV-AG	Revisión bibliográfica	No aplica
[22]	A Review of Hybrid Renewable Energy Systems Architectures, Battery Systems, and Optimization Techniques	2023	FV-AG-SB-GD	Revisión arquitecturas HRES	No aplica
[23]	Estimation of Renewable Energy Systems for Mobile Networks Based on Real Measurements Using HOMER Software in Egypt	2023	FV-AG-SB-GD	Estación base LTE en zona remota	Sistema híbrido para red móvil LTE
[24]	Hybrid renewable energy systems	2023	FV-AG-SB-GD	Revisión general HRES	No aplica
[25]	Hybrid Renewable Energy Systems Modeling	2023	FV-AG-SB-GD	Modelado energético	Simulación de sistemas híbridos
[26]	Designing and Sensitivity Analysis of an Off-Grid Hybrid Wind-Solar Power Plant	2022	FV-AG-SB-GD	Zona rural aislada	Planta híbrida optimizada

[27]	Configuración del Diseño Óptimo de un Sistema Híbrido Aislado	2022	FV-AG-SB	Zona rural aislada	Sistema híbrido residencial
[28]	Optimization and Designing of Hybrid Power System Using HOMER Pro	2021	FV-AG-SB-Red	Sistema conectado a red	Dimensionamiento HOMER
[29]	Battery-Aware Green Cellular Networks Fed by Smart Grid and Renewable Energy	2021	FV-SB-Red	Redes celulares inteligentes	Optimización uso baterías
[30]	Optimum Sizing of Photovoltaic and Energy Storage Systems for Powering Green Base Stations	2021	FV-SB	Estación base celular	Dimensionamiento PV-Battery
[31]	Design of Hybrid Microgrid PV/Wind/Diesel/Battery System	2020	FV-AG-SB-GD	Microred aislada	Sistema híbrido optimizado
[32]	Solar PV and Biomass Resources-Based Sustainable Energy Supply for Off-Grid Cellular Base Stations	2020	FV-Biomasa-SB	Estaciones base celulares	Sistema autónomo telecom
[33]	Techno-Economic and Energy Efficiency Analysis for Green Cellular Base Stations	2020	FV-AG-SB-GD	Telecomunicaciones	Evaluación energética
[34]	Toward Energy Efficiency Aware Renewable Energy Management in Green Cellular Networks	2019	FV-GD-SB	Redes celulares verdes	Gestión energética LTE
[35]	Economical and Sustainable Power Solution for Remote Cellular Network Sites	2017	FV-SB-GD	Estaciones base celulares	Sistema híbrido telecom off-grid

[36]	A Hybrid Renewable Energy System for Powering ICT	2010	FV-AG-SB-GD	Cargas críticas ICT / BTS	No especifica

2.3. Sistemas de almacenamiento

Tabla 2. Comparación de sistemas de almacenamiento energético

Referencia	**Tipo de almacenamiento**	**No. de estudios**	**Aplicaciones típicas**	**Observaciones**
[15], [36], [20], [26], [29], [30]	Baterías Li-Ion	6	Microrredes, telecomunicaciones, electrificación rural	Mayor densidad energética y vida útil
[11], [35], [29], [25], [2]	Baterías Lead-Acid	5	Sistemas rurales de bajo costo	Bajo costo inicial
[21], [12], [13], [14], [37], [23], [24], [17], [32]	ESS genérico (modelado)	9	Estudios HOMER	No especifican química

El análisis de la literatura especializada confirma que el almacenamiento energético constituye un componente esencial en el diseño de Sistemas Híbridos de Energías Renovables, especialmente en configuraciones aisladas donde la intermitencia de los recursos naturales individuales exige garantizar estabilidad operativa y continuidad del suministro. Como se muestra en la tabla 2, la mayoría de los estudios revisados incorpora almacenamiento electroquímico, lo que evidencia su papel estructural dentro de estos sistemas.

Las baterías de ion-litio presentan una presencia destacada en investigaciones recientes orientadas principalmente a microrredes autónomas y electrificación rural, debido a su mayor densidad energética y vida útil. Por su parte, las baterías plomo-ácido continúan empleándose en estudios tecno-económicos y aplicaciones rurales de bajo presupuesto, principalmente por su menor costo inicial, aunque con limitaciones operativas.

Asimismo, diversos trabajos modelan el almacenamiento como un sistema genérico (ESS) sin especificar tecnología, priorizando el análisis de dimensionamiento y costos globales. En menor medida, se analizan tecnologías como supercapacitores para funciones

complementarias [6], [29], mientras que algunos estudios se enfocan únicamente en evaluación de recurso o planificación preliminar sin integrar almacenamiento [38], [10], [18], [19].

En conjunto, la evidencia revisada confirma que el almacenamiento electroquímico, particularmente basado en baterías de ion-litio, constituye el pilar técnico de los sistemas híbridos aislados y respalda su integración en aplicaciones de telecomunicaciones rurales como la planteada en esta investigación.

2.4. Métodos de optimización

Tabla 3. Comparación de métodos de optimización.

Referencias	Método de optimización	No. De documentos	Aplicaciones típicas
[11], [24], [17], [35], [32], [25]	Optimización mediante HOMER Pro	6	Electrificación rural, telecomunicaciones, microrredes aisladas
[26], [1], [6]	Algoritmos Genéticos (GA)	3	Dimensionamiento óptimo de microrredes
[14], [6]	Particle Swarm Optimization (PSO) y métodos híbridos	2	Gestión energética y control
[13], [37]	Optimización basada en sistemas multi-agente	2	Microredes inteligentes
[35], [2], [29]	Análisis de sensibilidad	3	Evaluación tecnoeconómica
[21], [20], [7]	Programación matemática / optimización analítica	3	Planificación energética

El análisis de la literatura revisada muestra que la optimización constituye una etapa fundamental dentro del diseño de Sistemas Híbridos de Energías Renovables, debido a la necesidad de determinar configuraciones capaces de equilibrar desempeño energético, confiabilidad operativa y viabilidad económica. Los estudios analizados emplean diversos enfoques de optimización cuya selección depende principalmente del nivel de complejidad del sistema y del objetivo del análisis.

En la tabla 3, se puede ver que entre los métodos identificados, la optimización mediante la herramienta HOMER Pro presenta una presencia predominante en investigaciones

orientadas a electrificación rural, microrredes aisladas y sistemas energéticos para telecomunicaciones, como se observa en la tabla anterior. Este software permite realizar simultáneamente el dimensionamiento energético y la evaluación económica del sistema mediante indicadores como el costo presente neto y el costo nivelado de energía, lo que explica su amplia adopción en estudios aplicados.

Por otra parte, diversos trabajos emplean algoritmos metaheurísticos, particularmente algoritmos genéticos, con el propósito de obtener configuraciones óptimas mediante la minimización de funciones objetivo, asociadas al costo o a las emisiones del sistema. Aunque estos métodos permiten explorar espacios de solución más amplios, requieren mayores recursos computacionales y modelos matemáticos más complejos.

Asimismo, técnicas basadas en la Optimización por enjambre de partículas (PSO, por sus siglas en inglés) y enfoques híbridos han sido utilizadas principalmente en estrategias avanzadas de gestión energética y control de microrredes autónomas. Y en menor proporción, algunos estudios incorporan esquemas de optimización basados en sistemas multiagente o formulaciones matemáticas analíticas orientadas a la planificación energética y operación coordinada de microrredes. Sin embargo, estos enfoques suelen emplearse en investigaciones de carácter teórico o en redes inteligentes de mayor complejidad.

Adicionalmente, el análisis de sensibilidad aparece como una herramienta complementaria ampliamente utilizada para evaluar la robustez del sistema.

CAPITULO III. MARCO TEÓRICO

3.1. Sistema Híbrido de Energías Renovables (SHER)

En la literatura especializada, el término Sistema Híbrido de Energías Renovables (SHER) se emplea para describir una configuración energética que integra múltiples fuentes de generación, principalmente renovables como la solar fotovoltaica, eólica o hidráulica, junto con tecnologías de almacenamiento energético, tales como baterías de ion-litio o plomo-ácido. Estos sistemas se diseñan con el propósito de mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, maximizar el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y mitigar las limitaciones asociadas a la intermitencia característica de las fuentes renovables individuales. En determinados casos, los SHER pueden incorporar fuentes convencionales, como generadores diésel, con el fin de incrementar la flexibilidad operativa y garantizar el abastecimiento energético durante periodos de alta demanda o baja disponibilidad del recurso renovable [37][39][40][9][38].

La operación de un sistema híbrido se fundamenta en la interacción coordinada entre sus subsistemas de generación, almacenamiento y conversión de potencia, permitiendo equilibrar continuamente la energía producida con la demanda eléctrica requerida por la carga. Para ello, se emplean dispositivos electrónicos de potencia y estrategias de gestión energética encargadas de regular el flujo de energía, priorizar el aprovechamiento de fuentes renovables y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

La Figura 2 muestra un ejemplo representativo de la arquitectura general de un sistema híbrido de generación energética, en el cual se integran fuentes renovables, almacenamiento electroquímico y sistemas de respaldo convencional para garantizar el suministro eléctrico continuo hacia cargas aisladas.

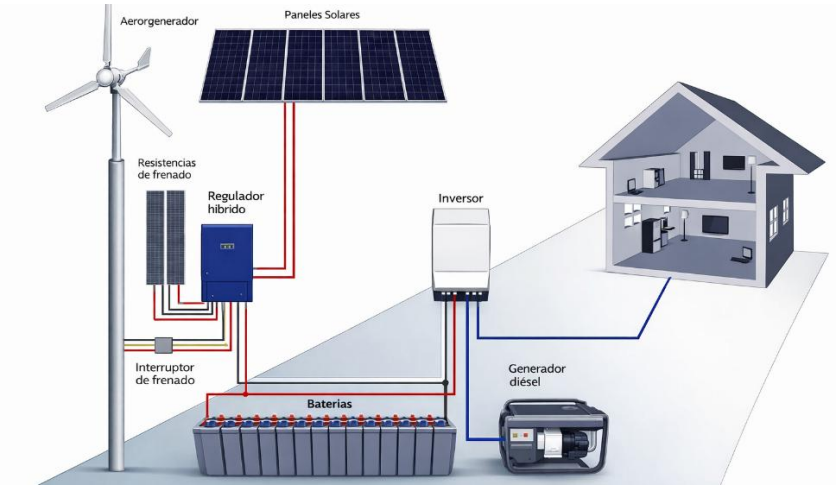


Figura 1. Ejemplo de un sistema híbrido de energías renovables.

3.2. Generador diésel

Se considera el generador diésel como fuente de respaldo, encargado de suministrar energía cuando la producción proveniente de los recursos renovables resulta insuficiente para cubrir la demanda eléctrica. El análisis asociado a este componente se centra, principalmente, en su comportamiento de consumo de combustible, el cual se representa mediante la denominada curva de combustible. Dicha curva establece la relación entre la potencia generada y la cantidad de combustible consumido. Con el fin de simplificar el modelado, se asumió una relación lineal entre ambas variables.

Bajo esta suposición, el consumo de combustible del generador se expresa como:

$$m_{fuel} = F = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen}$$

donde F_0corresponde al coeficiente asociado al consumo en vacío (intercepto de la curva), F_1representa la pendiente de la curva de combustible, Y_{gen}es la potencia nominal del generador y P_{gen}su potencia de salida instantánea.

El rendimiento del generador se define como la relación entre la energía eléctrica producida y la energía química contenida en el combustible consumido durante el proceso de combustión, y puede expresarse como:

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 \cdot P_{gen}}{m_{fuel} \cdot LHV_{fuel}}$$

donde LHV_{fuel}es el poder calorífico inferior del combustible utilizado.

Para efectos de optimización, la capacidad nominal del generador diésel se evaluó en un rango comprendido entre 0 y 100 kW, con incrementos de 10 kW, con el objetivo de determinar la configuración más adecuada del sistema [41].

3.3. Sistema de baterías

Durante cada intervalo temporal de simulación, el software HOMER determina la potencia máxima que el banco de almacenamiento puede absorber o suministrar, parámetro fundamental para la gestión energética del sistema híbrido. Este valor permite establecer si el almacenamiento es capaz de aprovechar completamente el excedente de energía renovable disponible o si resulta necesario recurrir a fuentes de generación adicionales. La capacidad de carga del sistema varía dinámicamente en función del estado de carga del banco de baterías y de su historial reciente de operación [42].

Para determinar la potencia máxima de carga, HOMER considera tres restricciones principales asociadas al comportamiento físico y operativo del sistema de almacenamiento. La primera limitación se basa en el modelo cinético de baterías, el cual describe la dinámica interna del proceso de almacenamiento energético y se expresa mediante:

$$P_{batt,cmax,kbm} = \frac{kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}$$

donde Q_1representa la energía disponible al inicio del intervalo temporal, Qcorresponde a la energía total almacenada, $c$es el coeficiente de capacidad del sistema, $k$la constante de velocidad del almacenamiento y Δtla duración del paso temporal.

La segunda restricción está asociada a la tasa máxima de carga admisible por el banco de baterías, la cual limita la potencia de entrada en función de la capacidad disponible restante:

$$P_{batt,cmax,mcr} = \frac{(1 - e^{-\alpha_c \Delta t})(Q_{max} - Q)}{\Delta t}$$

donde $\alpha_c$representa la tasa máxima de carga y Q_{max}la capacidad total del sistema de almacenamiento.

La tercera limitación considera la corriente máxima de carga permitida por el banco de baterías, definida como:

$$P_{batt,cmax,mcc} = \frac{N_{batt} \cdot I_{max} \cdot V_{nom}}{1000}$$

siendo N_{batt}el número de baterías instaladas, I_{max}la corriente máxima admisible y V_{nom}el voltaje nominal del acumulador.

La potencia máxima de carga efectiva del sistema se establece como el menor valor obtenido entre las tres restricciones anteriores, considerando además la eficiencia de carga del banco de almacenamiento:

$$P_{batt,cmax} = MIN(P_{batt,cmax,kbm}, P_{batt,cmax,mcr}, P_{batt,cmax,mcc})\eta_{batt,c}$$

De manera análoga, la potencia máxima de descarga del banco de baterías se determina considerando el modelo cinético y la eficiencia de descarga del sistema:

$$P_{batt,dmax} = \eta_{batt,d} \cdot P_{batt,dmax,kbm}$$

donde $\eta_{batt,d}$ corresponde a la eficiencia de descarga del almacenamiento.

Este enfoque permite representar de manera realista las limitaciones operativas del banco de baterías dentro del sistema híbrido, garantizando que los procesos de carga y descarga se mantengan dentro de condiciones físicamente viables durante la simulación energética.

3.4. Inversores

Los **inversores** son dispositivos encargados de convertir la energía eléctrica en corriente directa (CD), proveniente principalmente de sistemas fotovoltaicos o bancos de baterías, en corriente alterna (CA), forma requerida por la mayoría de las cargas eléctricas y sistemas de distribución convencionales. Además de la conversión CD–CA, los inversores modernos incorporan funciones de control asociadas a la regulación de voltaje y frecuencia, sincronización eléctrica y gestión del intercambio energético entre los distintos elementos del sistema híbrido.

3.5. Convertidores

Los **convertidores de potencia** permiten la adaptación de los niveles de tensión y corriente entre los diferentes subsistemas energéticos que operan en corriente directa o alterna. En aplicaciones basadas en energías renovables, estos dispositivos se emplean comúnmente para elevar o reducir el voltaje generado por fuentes como paneles fotovoltaicos o aerogeneradores previamente rectificados, así como para controlar los procesos de carga y descarga del sistema de almacenamiento energético.

La incorporación de convertidores dentro de sistemas híbridos posibilita el acoplamiento eficiente entre fuentes de generación, almacenamiento y carga, contribuyendo a mejorar el aprovechamiento energético y la estabilidad operativa del sistema.

CAPITULO IV. CARACTERIZACIÓN DEL SITIO DE ESTUDIO

Este estudio se centra en el análisis y dimensionamiento de un Sistema Híbrido de Energías Renovables destinado a abastecer una infraestructura de telecomunicaciones en una localidad rural del estado de Oaxaca, México. La selección del sitio responde a criterios de viabilidad técnica, disponibilidad de información y pertinencia social, considerando las condiciones energéticas y de conectividad de la región.

México presenta un elevado potencial para el aprovechamiento de recursos renovables, particularmente solar y eólico, debido a sus condiciones geográficas y climáticas. Sin embargo, persisten desigualdades significativas en el acceso a servicios básicos, especialmente en comunidades rurales donde la infraestructura energética y de telecomunicaciones es limitada. Esta situación justifica el análisis de soluciones híbridas que permitan garantizar suministro eléctrico confiable en zonas aisladas.

4.1. Localización del sitio de estudio

El sitio de estudio seleccionado corresponde a la localidad de Ignacio Zaragoza, perteneciente al municipio de San Juan Lalana, en el estado de Oaxaca, México. La selección de esta comunidad se realizó considerando criterios de disponibilidad de información oficial, condiciones rurales y limitaciones existentes en el acceso a servicios de telecomunicaciones, factores que permiten justificar el análisis de soluciones energéticas autónomas basadas en Sistemas Híbridos de Energías Renovables.

La localidad se encuentra ubicada aproximadamente en las coordenadas 17.54° de latitud norte y −95.89° de longitud oeste, La Figura 4 muestra la localización geográfica del sitio de estudio dentro del estado de Oaxaca y su delimitación a nivel local.



Figura 2. Localización del sitio de estudio

4.2. Características demográficas

De acuerdo con información obtenida del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), la localidad presenta las características demográficas mostradas en la Tabla 4.

Tabla 4. Características demográficas del sitio seleccionado.

Parámetro	Valor
Municipio	San Juan Lalana
Localidad	Ignacio Zaragoza
Clave de localidad	10
Tot al de viviendas	393
Población total	1303 habitantes
Población femenina	632 habitantes
Población masculina	671 habitantes

Los datos anteriores permiten identificar que se trata de una localidad rural, de acuerdo con la clasificación del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), al contar con una población menor a 2,500 habitantes. Asimismo, su tamaño poblacional (1303 habitantes) la sitúa dentro del rango de localidades rurales intermedias, lo que representa un escenario adecuado para el análisis de

soluciones energéticas descentralizadas orientadas al fortalecimiento de servicios básicos y de conectividad.

4.3. Acceso a servicios y tecnologías de información

Además de las características demográficas, resulta fundamental evaluar las condiciones de acceso a servicios tecnológicos y de comunicación, Primero que nada, porque la falta de acceso a sistemas de telecomunicaciones fue una de las condiciones para la selección del sitio de estudio, pero también, porque estos factores influyen directamente en el desarrollo social y económico de la población. La Tabla 5 presenta indicadores relacionados con disponibilidad de energía eléctrica y acceso a tecnologías de la información y comunicación (TIC).

Tabla 5. Indicadores para selección del sitio de estudio.

Indicador	**Número de viviendas**
Viviendas habitadas sin energía eléctrica	8
Viviendas sin radio ni televisor	192
Viviendas sin computadora ni acceso a Internet	339
Viviendas sin línea telefónica fija ni teléfono celular	296
Viviendas sin acceso a tecnologías de información y comunicación (TIC)	186

Si bien la mayoría de las viviendas dispone de suministro eléctrico, los datos evidencian limitaciones importantes en el acceso a infraestructura de telecomunicaciones y tecnologías digitales. En particular, un alto número de viviendas carece de acceso a internet y servicios de comunicación, lo que refleja la existencia de una brecha digital significativa dentro de la comunidad.

Estas condiciones justifican el análisis de alternativas tecnológicas que permitan mejorar la disponibilidad de servicios de conectividad mediante el suministro

energético confiable a infraestructura de telecomunicaciones en zonas rurales aisladas.

4.4. Datos meteorológicos y recurso energético

Para determinar si un sitio es adecuado para la instalación y operación de paneles fotovoltaicos, resulta fundamental conocer su nivel de irradiación solar, ya que esta variable representa el principal factor que influye directamente en la producción de energía mediante tecnología fotovoltaica [43].

La evaluación del potencial energético en la localidad de Ignacio Zaragoza, municipio de San Juan Lalana, Oaxaca, se realizó mediante el análisis de datos meteorológicos históricos obtenidos de la base de datos NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (NASA POWER), integrada en el software HOMER Pro. Se consideraron variables relevantes como el índice de claridad y la radiación solar global horizontal (GHI), con el fin de caracterizar la disponibilidad del recurso solar en la zona de estudio. En la Tabla 6 se muestra tanto el índice de claridad como la radiación solar diaria promedio para cada mes del año.

Tabla 6. Datos meteorológicos por mes correspondientes al sitio de estudio.

Mes	Índice de claridad	Radiación solar diaria (kWh/m^2/día)
Enero	0.473	3.71
Febrero	0.498	4.37
Marzo	0.539	5.29
Abril	0.559	5.9
Mayo	0.533	5.77
Junio	0.475	5.14
Julio	0.467	5.04
Agosto	0.473	5.01
Septiembre	0.441	4.42
Octubre	0.46	4.16

Noviembre	0.482	3.87
Diciembre	0.478	3.6

Promedio anual: 4.69 kWh/m²/día

Para una mejor comprensión, a partir de los datos presentados en la Tabla 6 el mismo software elaboró la gráfica de la figura 3, la cual permite visualizar el comportamiento mensual de la irradiación solar global horizontal y del índice de claridad en la localidad de estudio. Se observa que la irradiación solar presenta una tendencia creciente desde enero hasta alcanzar su valor máximo en abril, con aproximadamente 5.90 kWh/m²/día. Posteriormente, los valores disminuyen gradualmente durante la segunda mitad del año, registrándose el nivel más bajo en diciembre.

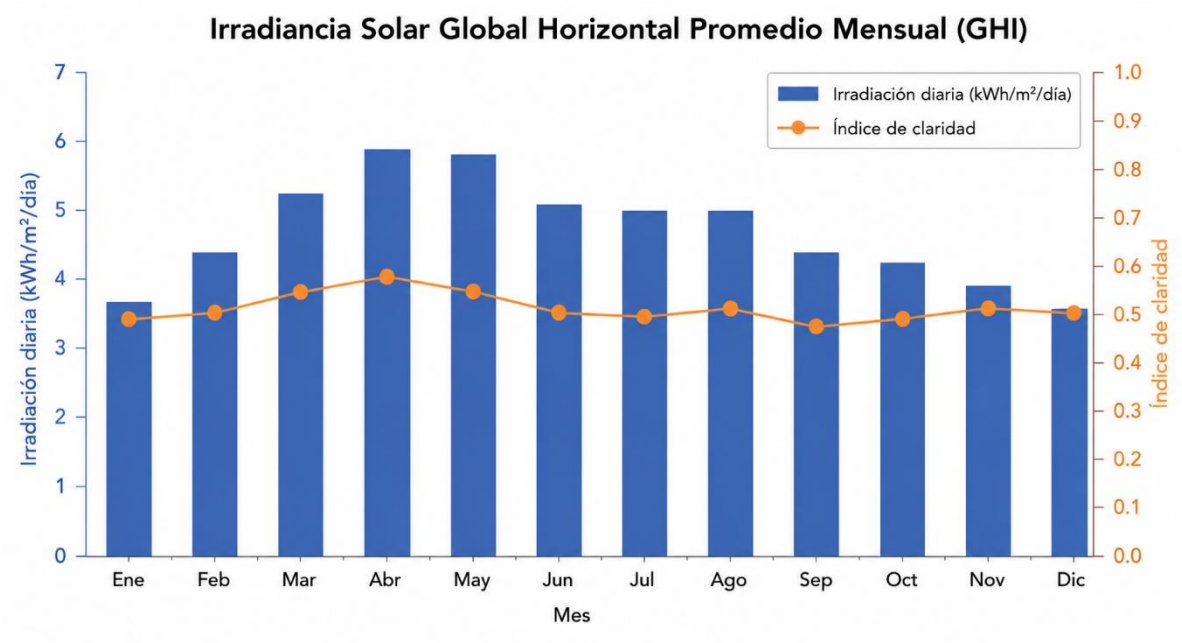


Figura 3. Irradiación solar global horizontal promedio mensual (GHI)

De manera similar, el índice de claridad muestra sus valores más elevados durante los meses de primavera, lo que indica una mayor disponibilidad de radiación solar incidente sobre la superficie terrestre. El promedio anual de irradiación solar

obtenido fue de 4.69 kWh/m²/día, valor que evidencia un recurso solar favorable para aplicaciones fotovoltaicas.

De acuerdo con reportes técnicos y estudios de idoneidad solar realizados en regiones de África y Asia [44],[45], el análisis del recurso solar muestra que la localidad presenta niveles de irradiación moderadamente favorables para la generación fotovoltaica durante la mayor parte del año. Los valores máximos se registran entre marzo y mayo, mientras que los niveles mínimos ocurren durante los meses de invierno. No obstante, el promedio anual obtenido permite considerar a la energía solar como la principal fuente renovable dentro del sistema híbrido propuesto.

4.5. Perfil de demanda eléctrica

Para el análisis energético del sistema híbrido se definió un perfil de carga representativo de una estación base de telecomunicaciones. El perfil fue modelado en HOMER Pro a partir de los datos reportados en [46], cuyo comportamiento es característico de este tipo de infraestructura debido a que los equipos deben operar de manera continua para garantizar la disponibilidad del servicio. Esta condición implica la necesidad de incorporar sistemas de almacenamiento energético que permitan mantener la continuidad del suministro eléctrico ante posibles variaciones en la disponibilidad de los recursos renovables.

Las principales características de la demanda eléctrica considerada para la estación base se presentan en la Tabla 7. Como puede observarse, la demanda promedio diaria es de 60.35 kWh/día, con una potencia media de 2.51 kW y una potencia máxima de 2.53 kW. La diferencia mínima entre ambos valores indica una carga prácticamente uniforme durante todo el día.

Tabla 7. Resumen del perfil de demanda de la base de telecomunicaciones.

Parámetro	Valor
Demanda promedio diaria	60.35 kWh/día
Potencia promedio	2.51 kW
Potencia pico	2.53 kW
Tipo de carga	Corriente Directa (CD)
Variabilidad diaria	0%
Operación	Continua (24 h)

Con base en la información reportada en [46], la Tabla 8 muestra el desglose de los equipos considerados en la estación base y sus respectivos consumos eléctricos. Entre ellos se incluyen los sistemas de iluminación, unidades de radio, unidades remotas, unidad de banda base, unidad de alimentación y batería, así como el sistema de transmisión. Se observa que la mayor contribución al consumo energético corresponde a la unidad de alimentación y batería, seguida por las unidades de radio y el sistema de transmisión, mientras que la iluminación representa una fracción menor de la demanda total.

Tabla 8. Perfil de demanda eléctrica

	Carga 1	Carga 2	Carga 3	Carga 4	Carga 5	Carga 6	Carga 7	Carga
	Iluminación	Unidades de radio	Unidad digital	Unidad remota ded radio	Unidad de banda base	Unidad de alimentación y batería	Sistema de transmisión de radio 980	
Carga en Watts	25	370	80	150	200	1400	300	W
00:00 - 01:00								2525
01:00 - 02: 00								2525
02:00 - 03: 00								2525
03:00 - 04: 00								2525
04:00 - 05: 00								2525

05:00 - 06: 00								2525
06:00 - 07: 00								2525
07:00 - 08:00								2500
08:00 - 09:00								2500
09:00 - 10:00								2500
10:00 - 11:00								2500
11:00 - 12:00								2500
12:00 - 13:00								2500
13:00 - 14:00								2500
14:00 - 15:00								2500
15:00 - 16:00								2500
16:00 - 17:00								2500
17:00 - 18:00								2525
18:00 - 19:00								2525
19:00 - 20:00								2525
20:00 - 21:00								2525
21:00 - 22:00								2525
22:00 - 23:00								2525
23:00 - 00:00								2525
Energía	350	8880	1920	3600	4800	33,600	7200	60,350
Horas	14	24	24	24	24	24	24	

A partir de la distribución horaria de las cargas presentada en la Tabla 8, se generó el perfil de demanda diaria empleado en HOMER Pro, el cual se muestra en la Figura 4. Debido a que la mayoría de los equipos operan de forma continua durante las 24 horas, la demanda resultante mantiene un comportamiento prácticamente constante, presentando únicamente ligeras variaciones asociadas al sistema de iluminación, las cuales son casi despreciables.



Figura 4. Perfil de carga diario

CAPÍTULO V. DIMENSIONAMIENTO TEÓRICO DEL SISTEMA

Para el dimensionamiento del sistema híbrido fue necesario considerar ciertos supuestos de operación, como que la carga de la estación base se considera aproximadamente constante durante 24 horas, el sistema fotovoltaico cubre el 80 % de la energía diaria entregada a la carga, el generador diésel cubre el 20 % restante de la energía diaria, el excedente de generación fotovoltaica durante las horas solares se utiliza para cargar el banco de baterías, las baterías suministran energía a la carga durante las horas sin radiación solar, la eficiencia global del banco de baterías (η_{bat}) se considera en 0.9, la profundidad máxima de descarga (DoD) es de 0.8, la tensión nominal del banco de baterías (V_{banco}) es de 48 V, las horas solar pico (HSP) del sitio seleccionado son de 4.69 h/día, y el factor de rendimiento global (PR) del sistema fotovoltaico se considera de 0.75.

En este análisis preliminar se empleó el valor promedio anual de HSP con el fin de estimar una capacidad base representativa del sistema fotovoltaico. Dado que se trata de un sistema híbrido con almacenamiento y respaldo mediante generador diésel, no resulta necesario dimensionar el generador fotovoltaico exclusivamente con base en el mes de menor radiación, ya que dicha condición es compensada por las demás fuentes del sistema. Asimismo, utilizar el valor mínimo de irradiancia implicaría un sobredimensionamiento del arreglo fotovoltaico y un incremento innecesario en el costo del sistema. Por ello, la variabilidad estacional del recurso solar y el comportamiento del sistema ante condiciones críticas se consideran posteriormente mediante simulación anual en HOMER Pro.

Una vez considerados estos supuestos, se procedió con la elaboración del dimensionamiento de todo el sistema. Para comenzar, la estación base de telecomunicaciones presenta un consumo energético diario total de:

$$E_{load} = 60.35\ kWh/día$$

Bajo el supuesto de que la base de telecomunicaciones presenta una demanda aproximadamente constante durante las 24 horas del día, con una variabilidad de 25W entre horas de mayor y menor demanda, la potencia promedio requerida por la carga puede estimarse de la siguiente manera:

$$P_{load,prom} = \frac{E_{load}}{24h}$$

$$P_{load,prom} = \frac{60.35\ kWh}{24h} = 2.51\ kW$$

Donde:

- E_{load}: energía diaria consumida por la estación base.
- $P_{load,prom}$: potencia promedio de la carga.

Como supuesto de diseño preliminar, se propone que el 80 % de la energía diaria sea suministrada por el sistema fotovoltaico, mientras que el 20 % restante sea cubierto por el generador diésel. De este modo se permite maximizar la fracción de energía renovable, reducir el consumo de combustible fósil y limitar el uso intensivo del sistema de almacenamiento, logrando así un balance adecuado entre desempeño energético, confiabilidad operativa y costos del sistema.

De este modo la energía diaria que debe entregar el sistema fotovoltaico a la carga se calcula mediante:

$$E_{FV,load} = f_{FV} \cdot E_{load}$$

$$E_{FV,load} = 0.8 \cdot 60.35\ kWh = 48.28\ kWh/día$$

La energía diaria que debe ser suministrada por el generador diésel es:

$$E_{DG,load} = f_{DG} \cdot E_{load}$$

$$E_{DG,load} = 0.2 \cdot 60.35\ kWh = 12.07\ kWh/día$$

Donde:

- f_{FV}: fracción de energía cubierta por el sistema fotovoltaico.
- f_{DG}: fracción de energía cubierta por el generador diésel.
- $E_{FV,load}$: energía diaria suministrada por el sistema FV a la carga.
- $E_{DG,load}$: energía diaria suministrada por el generador diésel.

4.1. Energía consumida por la base de telecomunicaciones durante las horas solares

Durante las horas solares, una parte de la energía generada por el sistema fotovoltaico puede alimentar directamente la carga.

La energía consumida por la carga durante el periodo solar ($E_{load,día}$) se calcula utilizando las horas solar pico (HSP), las cuales representan un equivalente energético del recurso solar disponible, definido como el número de horas en las que la irradiancia sería constante e igual a $1000W/m^2$, de la siguiente manera:

$$E_{load,día} = P_{load,prom} \cdot HSP$$
$$E_{load,día} = 2.51kW \cdot 4.69\ h/día = 11.77\ kWh/día$$

Esto significa que aproximadamente 11.77 kWh deberían poder ser suministrados directamente por el sistema fotovoltaico a la base de telecomunicaciones mientras hay radiación solar, siempre que se den las condiciones adecuadas.

4.2. Energía que se debe suministrar al banco de baterías

El resto de la energía fotovoltaica destinada a la carga debe ser almacenada previamente en el banco de baterías para poder ser utilizada durante las horas sin sol.

La energía que el banco de baterías debe entregar diariamente a la carga ($E_{bat \rightarrow load}$) se calculó de la siguiente manera:

$$E_{bat \rightarrow load} = E_{FV \rightarrow load} - E_{load,día}$$
$$E_{bat \rightarrow load} = 48.28 - 11.77 = 36.51\ kWh/día$$

Donde:

$E_{bat \rightarrow load}$: energía que suministrada diariamente por las baterías a la carga.

$E_{FV \rightarrow load}$: energía diaria suministrada por el sistema FV a la carga.

$E_{load,día}$: energía consumida por la carga durante las HSP.

Por lo tanto, el banco de baterías debe ser capaz de suministrar aproximadamente 36.51 kWh diarios a la carga durante el periodo nocturno.

4.3. Dimensionamiento del banco de baterías

La energía útil entregada por el banco de baterías está limitada por la profundidad máxima de descarga y por la eficiencia global del sistema de almacenamiento. Por esta razón, la energía nominal requerida del banco debe ser mayor que la energía útil requerida.

La profundidad de descarga (DoD) es un parámetro muy importante cuando se habla de un sistema de almacenamiento, ya que tiene una repercusión directa en la vida útil del banco de baterías. Pues se sabe que con valores elevados de DoD se incrementa el aprovechamiento de la capacidad, pero se reduce el número de ciclos de vida del sistema, por lo que al establecer este valor es recomendable lograr un equilibrio entre capacidad utilizable y durabilidad [47].

Para estos cálculos, se estableció un DoD de 0.8, el cuál se encuentra dentro de los rangos comúnmente utilizados que permiten

Asimismo, la eficiencia global del banco de baterías (η_{bat}) se considera de 0.9, valor representativo dentro del rango típico de eficiencia (85 %–95 %) reportado para sistemas de almacenamiento en aplicaciones fotovoltaicas [48].

Con base en estos parámetros, la energía nominal del banco se calcula mediante:

$$E_{bat,nom} = \frac{E_{bat \rightarrow load}}{DoD \cdot \eta_{bat}}$$

$$E_{bat,nom} = \frac{36.51}{0.8 \cdot 0.9} = 50.71\ kWh$$

Donde:

- $E_{bat \rightarrow load}$: energía diaria que el banco debe entregar a la carga.
- DoD: profundidad máxima de descarga.
- η_{bat}: eficiencia global del banco de baterías.
- $E_{bat,nom}$: energía nominal requerida del banco.

Una vez determinada la energía nominal requerida, es posible calcular la capacidad del banco de baterías en amperios-hora considerando la tensión nominal del sistema.

La capacidad de carga del banco se calculó de la siguiente manera:

$$C_{Ah} = \frac{E_{bat,nom} \cdot 1000}{V_{banco}}$$

$$C_{Ah} = \frac{50.71 \cdot 1000}{48} = 1056\ Ah$$

Donde:

- $E_{bat,nom}$: energía nominal del banco de baterías.
- V_{banco}: tensión nominal del banco.
- C_{Ah}: capacidad nominal del banco de baterías.

Por lo tanto, la capacidad nominal del banco de baterías es de aproximadamente:

$$C_{banco} \approx 1056\ Ah\ a\ 48V$$

Si se emplean baterías comerciales de 12 V y 200 Ah, la configuración necesaria para alcanzar la tensión y capacidad requeridas es la siguiente.

Baterías en serie

Para obtener un banco de 48 V se requieren:

$$N_s = \frac{48}{12} = 4$$

Por lo tanto, el número de baterías conectadas en serie debe ser de 4.

Baterías en paralelo

Cada rama en serie mantiene una capacidad de 200 Ah, por lo que para alcanzar aproximadamente 1056 Ah se requieren:

$$N_p = \frac{1056}{200}$$
$$N_p = 5.28$$

Redondeando este valor al siguiente más próximo

$$N_p = 6$$

Esto significa que el banco de baterías estaría conformado por 6 ramas en paralelo, cada integrada por 4 baterías conectadas en serie.

Número total de baterías

El número total de baterías se calcula mediante:

$$N_{bat,total} = N_s \cdot N_p$$
$$N_{bat,total} = 4 \cdot 6 = 24 \ baterías$$

La capacidad real del banco (C_{real}) es:

$$C_{real} = 200 \ Ah \cdot 6 = 1200 \ Ah$$

Energía nominal real del banco de baterías:

$$E_{real} = 48\text{V} \ \cdot 1200Ah = 57{,}600 \ Wh$$

Lo que es igual a $57.6 \ kWh$

Sin embargo, la energía útil real que el banco de baterías puede entregar está limitada por la profundidad máxima de descarga y por la eficiencia global del sistema de almacenamiento. Por lo tanto, la energía útil disponible se calcula mediante:

$$E_{real,útil} = E_{real} \cdot DoD \cdot \eta_{bat}$$
$$E_{real,útil} = 57.6 \cdot 0.8 \cdot 0.9 = 41.47 \ kWh$$

Donde:

- E_{real}: energía nominal real del banco de baterías.
- DoD: profundidad máxima de descarga.
- η_{bat}: eficiencia global del banco.
- $E_{real,útil}$: energía útil real que el banco puede entregar a la carga.

Comparando este resultado con la energía requerida por el sistema:

$$41.47\ kWh > 36.51\ kWh$$

se observa que el banco de baterías es capaz de suministrar la energía necesaria para cubrir el desplazamiento energético entre el periodo diurno y nocturno, por lo que la configuración seleccionada cumple con los requerimientos del sistema.

Energía diaria de recarga del banco

Si el banco de baterías debe entregar diariamente $36.51\ kWh$ a la carga, es necesario calcular la energía que debe ser suministrada por el sistema fotovoltaico para recargar el banco y compensar dicha descarga.

Debido a que el proceso de almacenamiento presenta pérdidas asociadas a la eficiencia global del banco de baterías definida previamente como 0.9, la energía requerida para recargar las baterías será mayor que la energía entregada a la carga.

La energía diaria que debe ingresar al banco desde el sistema fotovoltaico se calcula mediante:

$$E_{FV \rightarrow bat} = \frac{E_{bat \rightarrow load}}{\eta_{bat}}$$

$$E_{FV \rightarrow bat} = \frac{36.51}{0.9} = 40.57\ kWh/día$$

Donde:

- $E_{bat \rightarrow load}$: es la energía que el banco entrega diariamente a la carga.
- η_{bat}: es la eficiencia global del banco de baterías.
- $E_{FV \rightarrow bat}$: energía diaria que el sistema fotovoltaico debe suministrar para recargar el banco.

Este valor representa la energía adicional que el sistema fotovoltaico debe generar diariamente para compensar las pérdidas del sistema de almacenamiento y garantizar el suministro energético durante el periodo nocturno.

4.4. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Energía total requerida del sistema FV

El generador fotovoltaico debe ser capaz de producir suficiente energía para cubrir dos requerimientos:

1. La energía que alimenta directamente a la carga durante las horas solares.
2. La energía destinada a recargar el banco de baterías.

Por lo tanto, la energía total que debe producir el sistema fotovoltaico diariamente se calcula como:

$$E_{FV,total} = E_{load,día} + E_{FV \rightarrow bat}$$
$$E_{FV,total} = 11.77 + 40.57 = 52.34\ kWh/día$$

Donde:

- $E_{load,día}$: energía que la carga consume durante las horas solares.
- $E_{FV \rightarrow bat}$: energía destinada a recargar el banco de baterías.
- $E_{FV,total}$: energía total que debe generar el sistema fotovoltaico.

Este valor representa el total de energía que debe ser generada por el sistema fotovoltaico antes de considerar las pérdidas de rendimiento del sistema.

Energía generada por cada kWp instalado

Para estimar la producción energética del sistema fotovoltaico se utiliza el concepto de energía específica generada por cada kilowatt pico instalado, la cual depende del recurso solar disponible y del rendimiento global del sistema.

El factor de rendimiento (PR, por sus siglas en inglés) considera las pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico, tales como temperatura, inversor, cableado y desajustes.

Se estableció un valor $PR = 0.75$, el cuál se encuentra dentro del rango típico reportado en la literatura para sistemas fotovoltaicos reales. Diversos estudios indican que este valor puede variar en un amplio rango dependiendo de las condiciones de operación, con valores típicos que se sitúan entre 0.6 y 0.9, mientras que sistemas bien operados suelen presentar valores cercanos a 0.7–0.8. Asimismo, estudios experimentales reportan valores promedio alrededor de 0.8 en condiciones reales de operación. De este modo el valor seleccionado representa una estimación conservadora para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico [49], [50], [51].

Esta energía específica se calcula mediante:

$$e_{FV,esp} = HSP \cdot PR$$

$$e_{FV,esp} = 4.69 \cdot 0.75 = 3.52 \text{ h}/día$$

Donde:

- HSP: horas sol pico del sitio.
- PR: factor de rendimiento del sistema fotovoltaico.
- $e_{FV,esp}$: energía diaria generada por cada kWp instalado.

Dado que las horas solar pico representan horas equivalentes de generación a potencia nominal, el resultado obtenido corresponde a la energía generada por unidad de potencia instalada. Por lo tanto, la energía específica se expresa en

unidades de $kWh/kWp/día$, es decir, la energía generada diariamente por cada kilowatt pico instalado, quedando de la siguiente manera:

$$e_{FV,esp} = 3.52\ kWh/kWp/día$$

Lo que significa que por cada kWp instalado de paneles solares se produce 3.52 kWh diarios considerando las pérdidas del sistema.

Potencia fotovoltaica requerida

Conociendo la energía total que debe producir el sistema fotovoltaico y la energía generada por cada kWp instalado, es posible calcular la potencia requerida del generador fotovoltaico mediante:

$$P_{FV} = \frac{E_{FV,total}}{e_{FV,esp}}$$

$$P_{FV} = \frac{52.34\ kWh/día}{3.52\ kWh/kWp/día} = 14.88\ kWp$$

Donde:

- $E_{FV,total}$: energía total que debe generar el sistema FV.
- $e_{FV,esp}$: energía generada por cada kWp instalado.
- P_{FV}: potencia requerida del generador fotovoltaico.

Número de módulos fotovoltaicos

Una vez determinada la potencia requerida del generador fotovoltaico, es posible calcular el número de módulos necesarios considerando la potencia nominal de cada panel.

Si se utilizan módulos de 400 Wp, el número requerido de paneles se calcula mediante:

$$N_{mod} = \left\lceil \frac{P_{FV}}{P_{mod}} \right\rceil$$

$$N_{mod} = \left\lceil \frac{14.88}{0.4} \right\rceil = 38$$

La potencia total instalada del sistema fotovoltaico es:

$$P_{FV,inst} = 38 \cdot 0.4 = 15.2\ kWp$$

4.5. Dimensionamiento del generador diésel

La energía diaria asignada al generador diésel corresponde al 20 % de la demanda energética total del sistema, la cual se calculó previamente como:

$$E_{DG \rightarrow load} = 12.07\ kWh/día$$

Sin embargo, el dimensionamiento del generador diésel no se realiza únicamente con base en la energía diaria, sino considerando la potencia que debe ser capaz de suministrar para alimentar la carga cuando sea requerido.

Para estimar la potencia requerida del generador, se considera un margen del 20 % sobre la potencia promedio de la carga, con el fin de cubrir variaciones operativas del sistema.

$$P_{load,max} = 1.2 \cdot P_{load,prom}$$

$$P_{load,max} = 1.2 \cdot 2.51 = 3.02\ kW$$

Donde:

- $P_{load,prom}$: potencia promedio de la carga.
- $P_{load,max}$: potencia máxima estimada de la carga.

Potencia útil requerida del generador:

La potencia útil mínima que debe ser capaz de suministrar el generador corresponde a la potencia máxima de la carga:

$$P_{DG,útil} = P_{load,max}$$
$$P_{DG,útil} = 3.02\ kW$$

Donde:

- $P_{DG,útil}$: potencia útil requerida del generador diésel.

Considerando que los generadores diésel presentan su mayor eficiencia de operación cuando trabajan en condiciones de carga parcial, múltiples estudios señalan que su desempeño óptimo se encuentra generalmente en un rango de entre el 60 % y el 80 % de su capacidad nominal, lo cual permite tanto mejorar la eficiencia del combustible y como reducir el desgaste del equipo [52]. Por este motivo, se estableció un valor del 70 % para el dimensionamiento del generador diésel, por lo que la potencia nominal requerida se calcula de la siguiente manera:

$$P_{DG,nom} = \frac{P_{DG,útil}}{0.7}$$
$$P_{DG,nom} = \frac{3.02}{0.7} = 4.31\ kW$$

Donde:

- $P_{DG,nom}$: potencia nominal requerida del generador.

Para seleccionar un generador comercial es necesario expresar la potencia en términos de potencia aparente, considerando un factor de potencia típico de:

$$pf = 0.8$$

La potencia aparente requerida se calcula mediante:

$$S_{DG,nom} = \frac{P_{DG,nom}}{pf}$$

$$S_{DG,nom} = \frac{4.31}{0.8} = 5.39\ kVA$$

Donde:

- $S_{DG,nom}$: potencia aparente nominal del generador diésel.

Por lo tanto, el generador comercial seleccionado es aproximadamente:

$$\approx 5.5\ kVA$$

Resultado

El sistema híbrido dimensionado queda definido por:

- Sistema fotovoltaico: $\approx 15.2\ kWp$(38 módulos de 400 Wp cada uno)

- Banco de baterías: $48\ V,\ 1200\ Ah$(24 baterías de 12 V–200 Ah, configuración 4S×6P)
- Generador diésel: $\approx 5.5\ kVA$

CAPITULO VI. SIMULACIÓN DEL SISTEMA

La simulación del sistema híbrido se realizó mediante el software HOMER Pro, utilizando los datos meteorológicos, el perfil de carga y los parámetros técnicos y económicos de los componentes seleccionados. Con el objetivo de evaluar diferentes configuraciones de generación y almacenamiento energético, se consideraron componentes fotovoltaicos, bancos de baterías de ion-litio, convertidores bidireccionales y un generador diésel de respaldo.

Los principales parámetros utilizados en la simulación se resumen en las tablas siguientes. Las configuraciones detalladas de cada componente dentro de HOMER Pro se incluyen en el Anexo A.

6.1. Panel fotovoltaico

Para representar el sistema fotovoltaico se utilizó el módulo Canadian Solar CS6K-285M-FG, seleccionado con base en la información reportada en [1]. Como se muestra en la tabla 9, este módulo presenta una potencia nominal de 285 W y una eficiencia de 17.33 %, características adecuadas para aplicaciones de generación distribuida. Aunque los costos reportados corresponden a la fuente consultada y pueden diferir de los precios actuales debido a la inflación y a las variaciones del mercado fotovoltaico, dichos valores permiten realizar una comparación económica consistente entre las diferentes configuraciones evaluadas.

Tabla 9. Parámetros del módulo fotovoltaico utilizado en la simulación.

Parámetro	Valor
Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS6K-285M-FG
Potencia nominal	285 W
Tipo de módulo	Silicio monocristalino
Eficiencia	17.33%
Coeficiente de temperatura	-0.41 %/°C
Vida útil	25 años
Factor de degradación	88%

6.2. Banco de baterías

El almacenamiento energético fue modelado mediante baterías genéricas de ion-litio incluidas en la biblioteca de HOMER Pro. Se seleccionó esta tecnología debido a su elevada eficiencia energética, larga vida útil y amplio uso en sistemas híbridos modernos. El estado mínimo de carga se estableció en 20 % para evitar descargas profundas que pudieran afectar el desempeño y la vida útil del sistema. Demás información respecto a la batería seleccionada se resume en la tabla 10.

Tabla 10. Parámetros del sistema de almacenamiento.

Parámetro	Valor
Tecnología	Ion-Litio
Capacidad nominal	1 kWh
Voltaje nominal	6 V
Eficiencia ciclo completo	90%
Corriente máxima de carga	167 A
Corriente máxima de descarga	500 A
Estado inicial de carga	100%
Estado mínimo de carga	20%
Vida útil	15 años
Throughput	6000 kWh

6.3. Convertidor

El convertidor bidireccional se empleó para gestionar la transferencia de energía entre los buses de corriente continua y corriente alterna. Como se muestra en la tabla 11, se consideró un inversor genérico de la biblioteca de HOMER Pro, con una eficiencia del 95 % tanto en modo inversor como rectificador, valores comúnmente utilizados en estudios de simulación de sistemas híbridos.

Tabla 11. Parámetros del convertidor bidireccional.

Parámetro	Valor
Vida útil	10 años
Eficiencia del inversor	95%
Eficiencia del rectificador	95%
Capacidad relativa	100%

6.4. Generador diésel

Como fuente de respaldo se consideró un generador diésel genérico disponible en la biblioteca de HOMER Pro. Su inclusión tuvo como finalidad evaluar escenarios en los que la generación renovable y el almacenamiento resultaran insuficientes para cubrir la demanda eléctrica. Se analizaron diferentes capacidades nominales con el propósito de identificar la alternativa con mejor desempeño técnico y económico. Todos sus parámetros se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Parámetros del generador diésel.

Parámetro	Valor
Tipo	Generador genérico
Relación mínima de carga	25%
Vida útil	15,000 horas
Costo O&M	0.03 USD/h
Precio del combustible	1 USD/L
Capacidades evaluadas	0, 4, 4.5 y 5 kW

Las configuraciones completas implementadas en HOMER Pro pueden consultarse en el apartado de ANEXOS.

CAPÍTULO VII. ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1. Configuración óptima del sistema híbrido

El proceso de optimización identificó como configuración óptima un sistema compuesto por 25.6 kW de generación fotovoltaica, 48 kWh de almacenamiento mediante baterías de ion-litio, un generador diésel de respaldo de 4 kW y un convertidor bidireccional de 2.76 kW.

Un aspecto relevante es la elevada capacidad fotovoltaica instalada respecto a la demanda promedio de aproximadamente 2.5 kW. A primera vista, esta diferencia podría parecer excesiva; sin embargo, responde a la necesidad de garantizar la generación suficiente durante periodos de baja irradiación, compensar pérdidas del sistema y permitir la recarga del banco de baterías durante las horas de mayor disponibilidad solar. Asimismo, la capacidad de almacenamiento de 48 kWh equivale aproximadamente al 80 % del consumo diario de la estación base (60.35 kWh/día), lo que permite mantener el suministro eléctrico durante periodos nocturnos y ante reducciones temporales del recurso solar. Este resultado indica que HOMER priorizó la confiabilidad energética sobre la minimización estricta de la inversión inicial. Además, la selección de un generador diésel de únicamente 4 kW confirma que el sistema fue diseñado para operar principalmente mediante energía renovable, utilizando el generador únicamente como respaldo en situaciones críticas. Todo esto se resume en la tabla 13

Tabla 13. Configuración óptima del sistema híbrido obtenido en HOMER Pro.

Componente	**Capacidad instalada**
Generador fotovoltaico	25.6 kW
Banco de baterías Li-ion	48 kWh
Generador diésel	4.0 kW

Convertidor	2.76 kW
Estrategia de operación	Seguimiento de carga

7.2. Evaluación económica

NPC

El costo presente neto disminuyó de $155,084 a $89,793, lo que representa una reducción cercana al 42 %. Este resultado indica que, aunque el sistema híbrido requiere una inversión inicial superior a la de una solución basada exclusivamente en generación diésel, los ahorros acumulados durante la vida útil compensan ampliamente dicho desembolso inicial.

La principal causa de esta reducción es la sustitución parcial del consumo de combustible por generación fotovoltaica, lo que disminuye significativamente los gastos operativos futuros.

LCOE

El costo nivelado de energía disminuye de 0.446 USD/kWh a 0.243 USD/kWh, representando una reducción aproximada del 45 %. Esto demuestra que la energía suministrada por el sistema híbrido resulta considerablemente más económica que la producida exclusivamente mediante combustibles fósiles.

Dado que el combustible constituye uno de los costos más sensibles en aplicaciones rurales aisladas, esta reducción adquiere especial relevancia para la sostenibilidad económica del proyecto.

ROI e IRR

La obtención de un ROI del 11 % y una IRR del 15 % indica que el proyecto genera beneficios económicos superiores al capital invertido. En términos prácticos, estos indicadores sugieren que la inversión es financieramente atractiva bajo las condiciones evaluadas

Todo lo anterior es visible en la tabla 14.

Tabla 14. Evaluación económica del sistema.

Parámetro	**Caso base (Diésel)**	**Sistema híbrido**
Costo presente neto (NPC)	$155,084	$89,793
Costo nivelado de energía (LCOE)	$0.446/kWh	$0.243/kWh
Costos O&M anuales	$9,663/año	$2,321/año
Tasa interna de retorno (IRR)	—	15%
Retorno de inversión (ROI)	—	11%
Periodo de recuperación	—	6 años

Flujo de caja

La Figura 5 muestra la evolución del flujo de efectivo acumulado durante los 25 años de vida útil considerados. Se observa que ambas alternativas presentan una tendencia decreciente debido a los costos asociados a inversión, operación y mantenimiento.

Durante los primeros años, la alternativa híbrida presenta mayores costos acumulados debido a la inversión inicial requerida para la instalación de los paneles fotovoltaicos y el banco de baterías. Sin embargo, la pendiente de la curva es considerablemente menor que la del sistema basado únicamente en generación diésel.

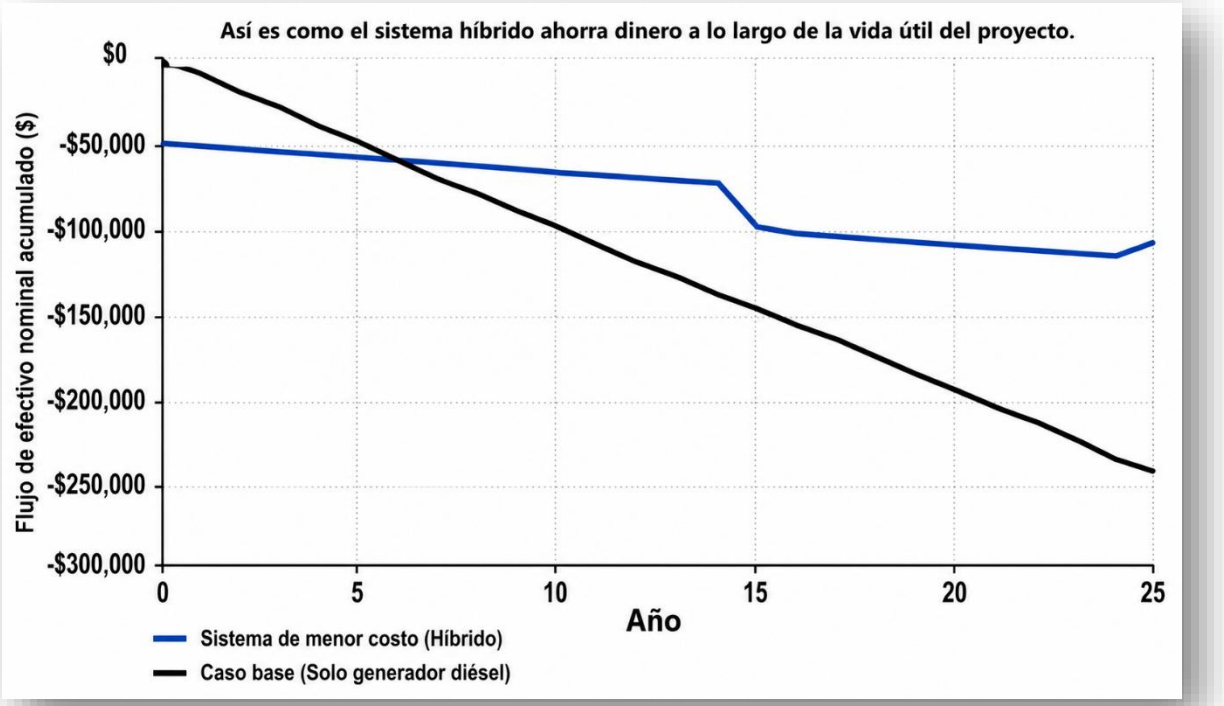


Figura 5. Flujo de caja de la evaluación económica del sistema.

La diferencia entre las pendientes de ambas curvas refleja la reducción de los costos operativos obtenida mediante la incorporación de energía solar. Mientras que el caso base continúa acumulando gastos significativos por consumo de combustible durante toda la vida útil del proyecto, el sistema híbrido mantiene costos operativos relativamente bajos.

El punto de intersección de ambas curvas ocurre en el sexto año de operación, indicando el periodo de recuperación de la inversión. A partir de este momento, la alternativa híbrida comienza a generar beneficios económicos netos respecto al caso base.

Al finalizar el horizonte de análisis, la diferencia entre ambas alternativas supera los $130,000, evidenciando el impacto económico acumulado de la reducción en el consumo de combustible.

7.3. Distribución de costos

- Baterías

El banco de baterías representa el componente de mayor costo dentro del sistema, con un costo total de $46,731, equivalente a aproximadamente el 52 % del costo total del proyecto.

- Paneles

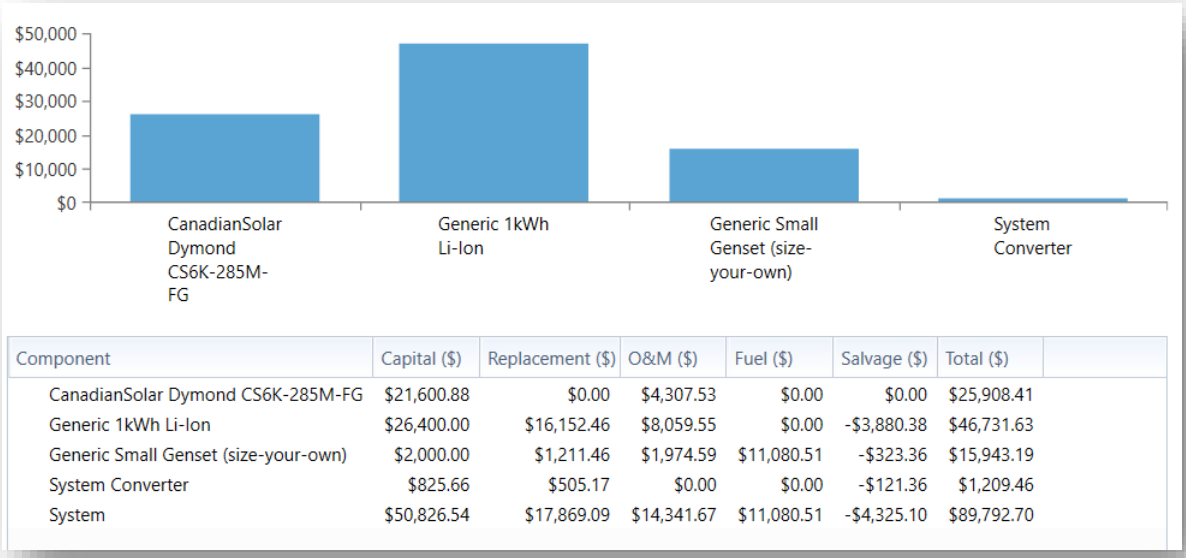
El sistema fotovoltaico constituye el segundo componente más importante económicamente, con un costo total de $25,908, correspondiente a cerca del 29 % del NPC total.

- Generador diésel

Aunque el generador diésel tiene una inversión inicial relativamente baja ($2,000), su costo total asciende a $15,943 debido principalmente al consumo de combustible durante la vida útil del proyecto.

La Figura 6 confirma visualmente que el almacenamiento energético constituye el principal componente económico del sistema. Este comportamiento es consistente con sistemas híbridos aislados donde la continuidad del suministro requiere una elevada capacidad de almacenamiento para compensar la intermitencia de la generación renovable.

Asimismo, se observa que el costo asociado al convertidor es prácticamente despreciable en comparación con los demás componentes, representando menos del 2 % del costo total del sistema.



Component	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($)	Fuel ($)	Salvage ($)	Total ($)
CanadianSolar Dymond CS6K-285M-FG	$21,600.88	$0.00	$4,307.53	$0.00	$0.00	$25,908.41
Generic 1kWh Li-Ion	$26,400.00	$16,152.46	$8,059.55	$0.00	-$3,880.38	$46,731.63
Generic Small Genset (size-your-own)	$2,000.00	$1,211.46	$1,974.59	$11,080.51	-$323.36	$15,943.19
System Converter	$825.66	$505.17	$0.00	$0.00	-$121.36	$1,209.46
System	$50,826.54	$17,869.09	$14,341.67	$11,080.51	-$4,325.10	$89,792.70

Figura 6. Distribución de costos del sistema.

7.4. Comportamiento del sistema a lo largo de un día representativo

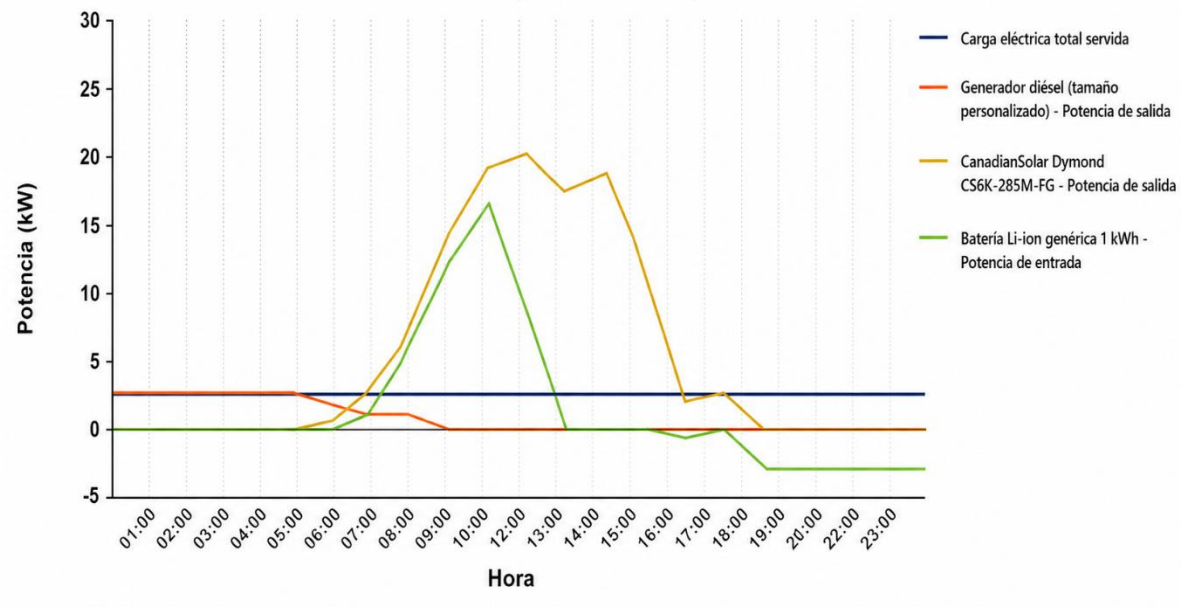


Figura 7. Comportamiento del sistema a lo largo de un día representativo

La Figura 7 muestra el comportamiento operativo del sistema híbrido durante un día representativo. Se observa que, durante las primeras horas del día, aproximadamente entre las 00:00 y las 06:00 h, la demanda eléctrica de la estación base es abastecida principalmente por el banco de baterías, mientras que el generador diésel contribuye de manera limitada para cubrir los requerimientos energéticos cuando resulta necesario. Durante este periodo no existe generación fotovoltaica debido a la ausencia de radiación solar, por lo que la energía almacenada constituye la principal fuente de suministro.

A partir de las 07:00 h comienza la producción de energía por parte del sistema fotovoltaico, incrementándose progresivamente conforme aumenta la irradiancia solar incidente. Durante las horas de la mañana la generación renovable adquiere una participación cada vez mayor en el abastecimiento de la carga, reduciendo la necesidad de utilizar fuentes de respaldo.

Entre las 10:00 y las 15:00 h se presenta el periodo de máxima producción fotovoltaica, alcanzándose potencias considerablemente superiores a la demanda instantánea de la estación base, la cual permanece cercana a 2.5 kW debido a la naturaleza continua de la carga de telecomunicaciones. Como consecuencia, se genera un excedente energético significativo que es aprovechado para recargar el banco de baterías. Durante este intervalo, la potencia destinada al almacenamiento supera los 15 kW en determinados momentos, permitiendo recuperar la energía utilizada durante las horas nocturnas y fortalecer la autonomía del sistema.

Posteriormente, conforme avanza la tarde, la generación fotovoltaica disminuye gradualmente debido a la reducción de la irradiancia solar. Este comportamiento provoca una disminución progresiva de la potencia entregada por los módulos fotovoltaicos hasta que la generación prácticamente desaparece alrededor de las 18:00 h. A partir de este momento, el banco de baterías vuelve a asumir el papel principal en el suministro de energía, entregando la energía previamente almacenada para satisfacer la demanda durante las horas nocturnas.

Este comportamiento operativo confirma que la energía solar constituye la fuente primaria de generación dentro de la configuración óptima obtenida, mientras que el banco de baterías desempeña una función fundamental para garantizar la continuidad del servicio y compensar la naturaleza intermitente del recurso solar. Asimismo, la escasa participación del generador diésel evidencia que el sistema logra minimizar el consumo de combustible sin comprometer la confiabilidad del suministro eléctrico, aspecto especialmente importante para aplicaciones de telecomunicaciones en comunidades rurales aisladas.

CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES

El desarrollo de esta investigación permitió evaluar la viabilidad técnica y económica de un sistema híbrido de energía renovable destinado a suministrar energía eléctrica a una infraestructura de telecomunicaciones en la localidad de Ignacio Zaragoza, San Juan Lalana, Oaxaca.

A partir del modelado y simulación en HOMER Pro, se determinó una configuración óptima compuesta por un generador fotovoltaico de 25.7 kW, un banco de almacenamiento de ion-litio de 48 kWh, un generador diésel de 4 kW y un convertidor bidireccional de 2.75 kW. Esta arquitectura permitió maximizar la penetración renovable y minimizar la operación del generador diésel, garantizando continuidad en el suministro energético bajo condiciones variables de recurso solar.

Desde el punto de vista económico, el sistema híbrido demostró ser significativamente más competitivo que el caso base basado exclusivamente en generación diésel. Se obtuvo una reducción aproximada del 42 % en el costo presente neto (NPC) y una disminución considerable en el costo nivelado de energía (LCOE). Asimismo, los indicadores financieros obtenidos, incluyendo una tasa interna de retorno del 15 % y un periodo de recuperación de inversión cercano a los seis años, confirman la factibilidad económica del sistema dentro del horizonte de análisis considerado.

En términos operativos, el almacenamiento energético desempeña un papel crítico en la estabilidad del sistema. Aunque representa la mayor proporción del costo total, permite reducir el consumo de combustible, disminuir la frecuencia de arranque del generador y garantizar autonomía durante periodos de baja irradiancia solar. Este comportamiento resulta particularmente relevante en aplicaciones de telecomunicaciones rurales, donde la continuidad del servicio es un requisito indispensable.

En conjunto, los resultados obtenidos validan la hipótesis de investigación planteada, demostrando que la implementación de un sistema híbrido solar-diésel con almacenamiento constituye una solución técnica y económicamente viable para

el suministro energético de infraestructura de telecomunicaciones en comunidades rurales con recursos energéticos limitados.

La principal aportación de esta investigación radica en la integración de un análisis técnico-económico completo aplicado a un caso de estudio específico en una localidad rural del estado de Oaxaca, utilizando datos reales de recurso solar y un perfil de carga representativo de infraestructura de telecomunicaciones.

El trabajo no se limita al dimensionamiento de componentes, sino que establece un procedimiento sistemático para la selección óptima de capacidades mediante criterios de minimización de costo presente neto, lo cual proporciona una metodología replicable en comunidades con características similares. Este enfoque permite evaluar simultáneamente desempeño energético, viabilidad financiera y estructura de costos, ofreciendo una herramienta de apoyo para la toma de decisiones en proyectos de electrificación rural.

Adicionalmente, la investigación evidencia la relevancia del almacenamiento energético como elemento estratégico en sistemas híbridos con alta penetración renovable. Si bien el costo inicial del banco de baterías incrementa la inversión de capital, su incorporación reduce sustancialmente los costos operativos a lo largo del proyecto, mejorando la competitividad frente a esquemas basados únicamente en combustibles fósiles.

Desde el punto de vista práctico, el estudio contribuye al análisis de alternativas energéticas para mejorar la conectividad en comunidades rurales, lo cual tiene implicaciones directas en el desarrollo social, educativo y económico de dichas regiones. La disponibilidad confiable de energía para infraestructura de telecomunicaciones representa un factor clave para reducir la brecha digital en zonas con acceso limitado a servicios básicos.

REFERENCIAS

[1] J. C. León Gómez, “Estrategia de administración de un sistema de energías renovables híbrido para proporcionar electricidad para aplicaciones en áreas remotas,” Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, 2024.

[2] M. E. Hern, O. Pirene, C. Onorio, and F. Javier, “Diseño óptimo de un sistema híbrido aislado aplicado a una comunidad rural del estado de Oaxaca , México,” 2025.

[3] J. Lartigue-mendoza and A. González-martínez, “Los incluidos y los marginados de las telecomunicaciones en México . Un enfoque por hogar The included and the marginalized from telecommunications in Mexico . A household approach Introducción,” pp. 53–82, 2022.

[4] P. Motevakel, C. Roldán-blay, C. Roldán-porta, G. Escrivá-escrivá, and D. Dasí-crespo, “Hybrid Energy Solutions for Enhancing Rural Power Reliability in the Spanish Municipality of Aras de los Olmos,” 2025.

[5] A. K. Jarso, G. Jin, and J. Ahn, “Hybrid Genetic Algorithm-Based Optimal Sizing of a PV – Wind – Diesel – Battery Microgrid : A Case Study for the ICT,” 2025.

[6] B. Francisco, C. Van Der Laag, C. Zuidema, and P. C. Faaij, “Hybrid renewable energy systems for rural electrification in developing countries : A review on energy system models and spatial explicit modelling tools,” vol. 207, no. October 2023, 2025, doi: 10.1016/j.rser.2024.114916.

[7] P. H. Kumar *et al.*, “Techno-economic optimization and sensitivity analysis of off-grid hybrid renewable energy systems: A case study for sustainable energy solutions in rural India,” *Results Eng.*, vol. 25, no. November 2024, p. 103674, 2025, doi: 10.1016/j.rineng.2024.103674.

[8] R. A. Almasri and N. H. Abu-hamdeh, “A state-of-the-art review of energy-ef fi cient and renewable energy systems in higher education facilities,” no. January, pp. 1–17, 2024, doi: 10.3389/fenrg.2023.1344216.

[9] A. Á. Borba, Ana Tersa, Machado, Leonardo Jaimes, Rodriguez, Thamiles, Bandeira, “Hybrid Renewable Energy Systems: An Analysis from the State-of-the-Art Review,” pp. 182–190, 2023, doi: 10.34178/jbth.v7i2.392.

[10] M. E. M. Soudagar *et al.*, “An overview of the existing and future state of the art advancement of hybrid energy systems based on PV-solar and wind,” pp. 207–216, 2024.

[11] O. Khaled, M. Zahid, T. Zahid, and T. Ilahi, “Techno-Economic Feasibility of Hybrid Energy Systems Installation in Pakistan,” *IEEE Access*, vol. 12, no. February, pp. 41643–41658, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3376409.

[12] M. Saadi, D. Djalel, B. Meghni, and D. Rekioua, “Intelligent Energy Management Strategy and Sizing Methodology for Hybrid Systems in Isolated Regions,” vol. 10, no. 3, 2024.

[13] M. A. Mohamed, M. Shadoul, H. Yousef, and R. Al-abri, “Multi-agent based optimal sizing of hybrid renewable energy systems and their significance in sustainable energy development,” *Energy Reports*, vol. 12, no. November, pp. 4830–4853, 2024, doi: 10.1016/j.egyr.2024.10.051.

[14] A. Ibrahim *et al.*, “Optimized Energy Management Strategy for an Autonomous DC Microgrid Integrating PV / Wind / Battery / Diesel-Based Hybrid PSO-GA-LADRC Through SAPF,” 2024, doi: https://doi.org/10.3390/technologies12110226.

[15] S. Das, S. Kumar, B. V. S. Thrinath, U. Choudhury, G. V Swathi, and G. Datta, “An effective sizing study on PV-wind-battery hybrid renewable energy systems,” *e-Prime - Adv. Electr. Eng. Electron. Energy*, vol. 10, no. October, p. 100824, 2024, doi: 10.1016/j.prime.2024.100824.

[16] J. Carlos and J. A. Alquicira, “Empowering Remote Living : Optimizing Hybrid Renewable Energy Systems in Mexico,” pp. 1382–1398, 2024.

[17] H. H. Coban, “A multiscale approach to optimize off-grid hybrid renewable energy systems for sustainable rural electrification: Economic evaluation and design,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 55, no. July, p. 101527, 2024, doi: 10.1016/j.esr.2024.101527.

[18] H. F. Fakhruldeen, A. Amjad, and I. B. Sapaev, “Evaluating the Viability and Potential of Hybrid Solar-Wind Renewable Energy Systems in Relation to Geographical and Environmental Factors,” *Results Eng.*, p. 103473, 2024, doi: 10.1016/j.rineng.2024.103473.

[19] M. DURSUN and F. SALTUK, “The Selection of the Suitable Renewable Hybrid Pairs: A Case Study,” *Politek. Derg.*, vol. 27, no. 1, pp. 273–281, 2024, doi: 10.2339/politeknik.1097700.

[20] O. Bamisile *et al.*, “Towards Renewables Development: Review of Optimization Techniques for Energy Storage and Hybrid Renewable Energy Systems,” *Heliyon*, vol. 10, no. 19, p. e37482, 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e37482.

[21] M. Ali, M. A. Abdulgalil, I. Habiballah, and M. Khalid, “Optimal Scheduling of Isolated Microgrids With Hybrid Renewables and Energy Storage Systems Considering Demand Response,” vol. 11, no. June, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3296540.

[22] Q. Hassan, S. Algburi, A. Z. Sameen, H. M. Salman, and M. Jaszczur, “A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications,” *Results Eng.*, vol. 20, p. 101621, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101621.

[23] N. K. Bahgaat, “Estimation of renewable energy systems for mobile network based on real measurements using HOMER software in Egypt,” *Sci. Rep.*, vol. 13, no. 1, pp. 1–20, 2023, doi: 10.1038/s41598-023-43877-2.

[24] N. Hamilton, C. J. Bay, and J. Zhang, “Hybrid renewable energy systems,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 17, no. 1, 2023, doi: 10.1063/5.0247342.

[25] K. Bassey and C. Author, “HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEMS MODELING,” Dec. 2023, doi: 10.51594/estj/v4i6.1255.

[26] N. Ganjei *et al.*, “Designing and Sensitivity Analysis of an Off-Grid Hybrid Wind-Solar Power Plant with Diesel Generator and Battery Backup for the Rural Area in Iran,” *J. Eng. (United Kingdom)*, vol. 2022, 2022, doi: 10.1155/2022/4966761.

[27] A. J. M. I, “Configuracion Del Diseno Optimo De Un Sistema De Energia Híbrido,” vol. 8, pp. 469–479, 2022.

[28] L. Khalil, K. Liaquat Bhatti, M. Arslan Iqbal Awan, M. Riaz, K. Khalil, and N. Alwaz, “Optimization and designing of hybrid power system using HOMER pro,” *Mater. Today Proc.*, vol. 47, no. xxxx, pp. S110–S115, 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2020.06.054.

[29] A. El Amine, H. A. H. Hassan, and L. Nuaymi, “Battery-Aware Green Cellular Networks Fed By Smart Grid and Renewable Energy,” vol. 18, no. 2, pp. 2181–2192, 2021.

[30] M. Javidsharifi, H. Pourroshanfekr, T. Kerekes, D. Sera, and S. Spataru, “Optimum Sizing of Photovoltaic and Energy Storage Systems for Powering Green Base Stations in Cellular Networks,” 2021.

[31] M. Kharrich, O. H. Mohammed, and M. Akherraz, “Design of hybrid microgrid PV/wind/diesel/battery system: Case study for rabat and baghdad,” *EAI Endorsed Trans. Energy Web*, vol. 7, no. 26, pp. 1–9, 2020, doi: 10.4108/eai.13-7-2018.162692.

[32] M. S. Hossain, A. Jahid, K. Z. Islam, and M. F. Rahman, “Solar PV and Biomass Resources-Based Sustainable Energy Supply for Off-Grid Cellular Base Stations,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 53817–53840, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2978121.

[33] A. B. U. Jahid, “Techno-Economic and Energy Efficiency Analysis of Optimal Power Supply Solutions for Green Cellular Base Stations,” vol. 8, 2020.

[34] A. Jahid, M. S. Islam, M. S. Hossain, M. E. Hossain, M. K. H. Monju, and M. F. Hossain, “Toward Energy Efficiency Aware Renewable Energy Management in Green Cellular Networks with Joint Coordination,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 75782–75797, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2920924.

[35] A. Kabir, E. J. Kitindi, A. Jaffri, G. Rehman, F. Bin Ubaid, and M. S. Iqbal, “Economical and Sustainable Power Solution for Remote Cellular Network Sites through Renewable Energy,” pp. 1067–1072, 2017.

[36] H. Karshenas *et al.*, “A hybrid renewable energy system for powering Information and Communication Technology (ICT),” *INTELEC, Int. Telecommun. Energy Conf.*, pp. 1–6, 2010, doi: 10.1109/INTLEC.2010.5525655.

[37] J. Carlos, S. Estefany, D. Le, and J. A. Alquicira, “A Review of Hybrid Renewable Energy Systems : Architectures , Battery Systems , and Optimization Techniques,” pp. 1446–1467, 2023, doi: https://doi.org/10.3390/eng4020084.

[38] Q. Hassan, S. Algburi, A. Zuhair, H. M. Salman, and M. Jaszczur, “A review of hybrid renewable energy systems : Solar and wind-powered solutions : Challenges , opportunities , and policy implications,” *Results Eng.*, vol. 20, no. November, p. 101621, 2023, doi: 10.1016/j.rineng.2023.101621.

[39] O. M. Babatunde and S. Member, “A Comprehensive State-of-the-Art Survey on Hybrid Renewable Energy System Operations and Planning,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 75313–75346, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2988397.

[40] Y. He, S. Guo, P. Dong, Y. Zhang, J. Huang, and J. Zhou, “A state-of-the-art review and bibliometric analysis on the sizing optimization of off-grid hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113476.

[41] K. Almutairi, S. Shahabaddin, H. Dehshiri, S. Jalaladdin, and H. Dehshiri, “Use of a Hybrid Wind – Solar – Diesel – Battery Energy System to Power Buildings in Remote Areas : A Case Study,” pp. 1–26, 2021.

[42] T. Nadu, E. Engineering, T. Nadu, and A. Info, “Techno economic environmental assessment of hybrid renewable energy system in India,” vol. 10, no. 4, pp. 343–362, 2021, doi: 10.11591/ijaas.v10.i4.pp343-362.

[43] M. Niajalili, P. Mayeli, M. Naghashzadegan, and A. Haghighi, “Techno-economic feasibility of off-grid solar irrigation for a rice paddy in Guilan province in Iran : A case study,” *Sol. Energy*, vol. 150, pp. 546–557, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.05.012.

[44] K. Kamati, J. Smit, and S. Hull, “Multicriteria Decision Method for Siting Wind and Solar Power Plants in Central North Namibia,” pp. 47–67, 2023.

[45] A. H. Nebey, B. Z. Taye, and T. G. Workineh, “Site Suitability Analysis of Solar PV Power Generation in South Gondar , Amhara Region,” vol. 2020, 2020.

[46] N. K. Bahgaat, N. A. Salam, M. M. Roshdy, S. Abd, and E. Sakr, “Design of Solar System for LTE Networks,” vol. 11, no. 2, pp. 1–15, 2020, doi: 10.4018/IJESGT.2020070101.

[47] G. Boyle, *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. OUP Oxford, 2012. [Online]. Available: https://books.google.com.mx/books?id=JK5luAAACAAJ

[48] R. I. Areola and A. A. Adebiyi, “Integrated Energy Storage Systems for Enhanced Grid Efficiency : A Comprehensive Review of Technologies and Applications,” 2025.

[49] “Performance Analysis and Comparison of Performance Ratio of Solar Power Plant,” 2024, doi: 10.5152/tepes.2024.24009.

[50] T. Dierauf *et al.*, “Weather-Corrected Performance Ratio Jose Luis Becerra Cruz Weather-Corrected Performance Ratio,” no. April, 2013.

[51] P. Systems and U. Jahn, “ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS Prepared by :,” 2000.

[52] C. Reference, A. Foster, W. Reference, and I. Number, “ONR207 - National and International Good Practices for Diesel Generators Client Reference : Amec Foster Wheeler Reference :,” no. April, pp. 1–119, 2016.

ANEXOS

ANEXO A. Configuración de componentes en HOMER Pro

Figura A.1. Configuración del módulo fotovoltaico.

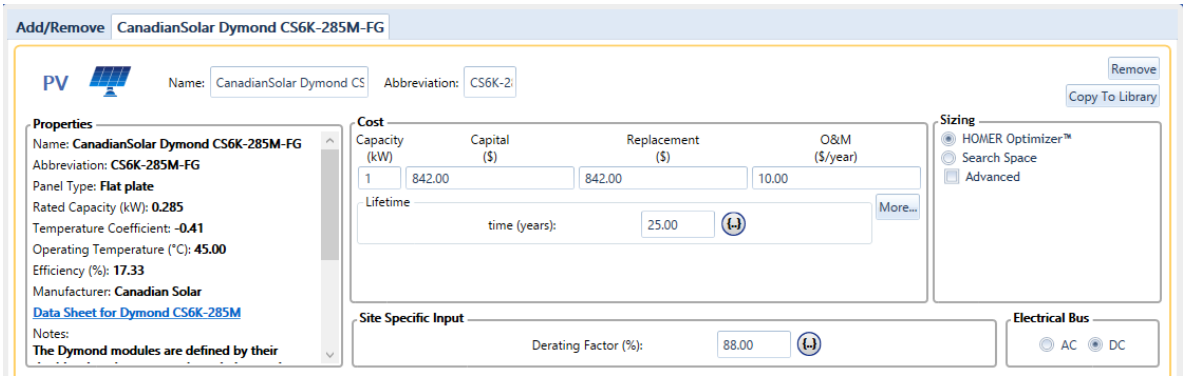


Figura A.2. Configuración del banco de baterías.

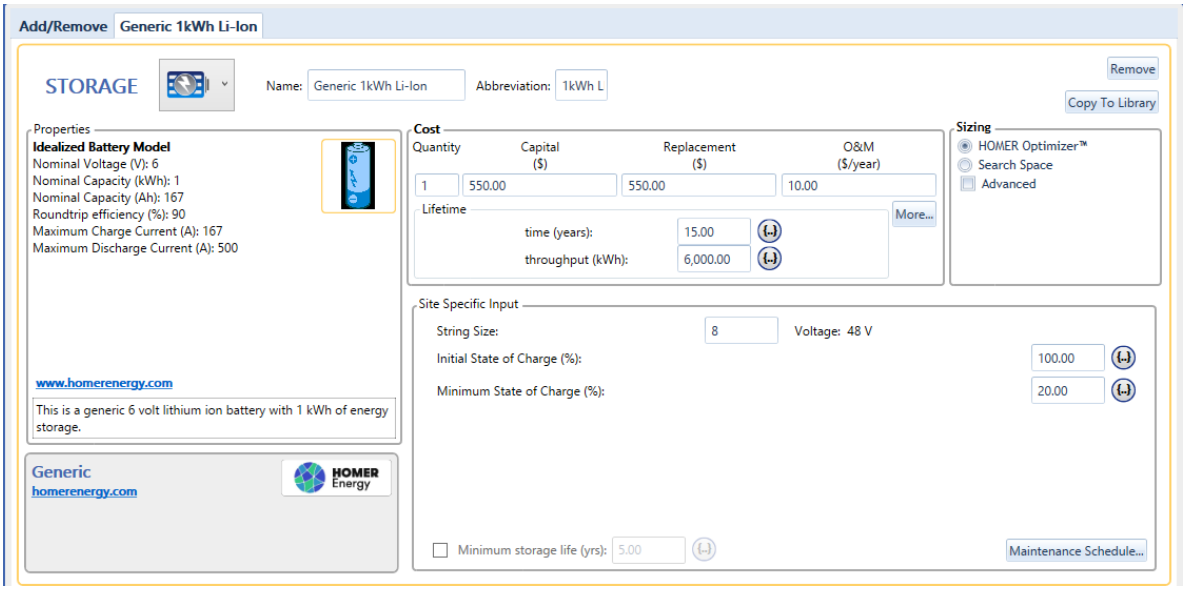


Figura A.3. Configuración del convertidor.

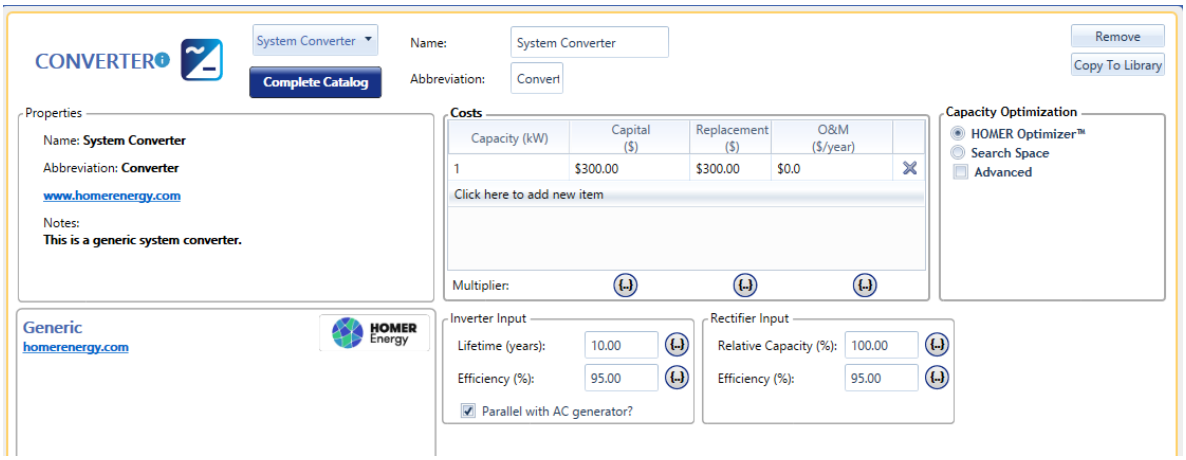


Figura A.4. Configuración del generador diésel.

