

Metodología de diseño de una microrred eléctrica híbrida de energías renovables para una comunidad rural aislada. Caso de aplicación en Zambia



Design methodology of a hybrid renewable energy microgrid for an isolated rural community. Application case in Zambia



Lucas-Rodolfo Martínez, Josefine Axelsson, David Ribó-Pérez y Tomás Gómez-Navarro

Universitat Politècnica de València. Instituto de Ingeniería Energética. Ciudad Politécnica de la Innovación, Ed. 8E. Camino de Vera, s/n - 46022 Valencia (España)

DOI: <https://doi.org/10.6036/10785> | Recibido: 12/dic/2022 • Inicio Evaluación: 15/dic/2022 • Aceptado: 04/may/2023

To cite this article: MARTÍNEZ, Lucas Rodolfo; AXELSSON, Josefine; RIBÓ-PÉREZ, David; GÓMEZ-NAVARRO, Tomás. DESIGN METHODOLOGY OF A HYBRID RENEWABLE ENERGY MICROGRID FOR AN ISOLATED RURAL COMMUNITY. APPLICATION CASE IN ZAMBIA. *DYNA*. November - December 2023. Vol. 98, n.6, pp. 595-601. DOI: <https://dx.doi.org/10.6036/10785>

FINANCIACIÓN

Este trabajo de investigación ha sido financiado por la Agencia Española de Cooperación Internacional al Desarrollo (2020_ACDE_000306) y por el Centro de Cooperación al Desarrollo de la UPV a través del programa ADSIDEO 2022 (AD2213).

ABSTRACT

This article proposes a methodology for designing off-grid electricity systems based on renewable energies in rural communities of developing countries that never consumed electricity.

The state of the art is reviewed and the methodology aggregates proposals from multiple previous works. It is divided into phases: Data Collection, Assessment, Planning/Modelling, and Execution. The main actors and their responsibilities are explained. Rarely considered stages such as co-design with the beneficiary community or the creation of a renewable energy community are included.

The application of the methodology is illustrated with the first results from a case study in Mumbeji, Zambia, Africa. The project stakeholders, the results of demand curve estimation, power generation curves, available resources, engineering costs, and microgrid design modeling are presented.

Keywords: Hybrid renewable energy systems; Rural electrification; Off-grid rural communities.

RESUMEN

Este artículo propone una metodología para el diseño de sistemas eléctricos autónomos basados en energías renovables en comunidades rurales de países en vías de desarrollo que nunca consumieron electricidad.

Se revisa el estado del arte y la metodología agrega las propuestas de múltiples trabajos previos. Está dividida en las fases: Recogida de datos, evaluación, planificación/modelización y ejecución. Se distinguen los principales actores y sus responsabilidades. Se incluyen etapas que rara vez se consideran como el co-diseño con la comunidad beneficiaria o la creación de una comunidad energética renovable.

Se ilustra la aplicación de la metodología con los primeros resultados de un caso de estudio en Mumbeji, Zambia, África. Se

presentan los actores del proyecto, los resultados de la estimación de las curvas de demanda, de las curvas de generación eléctrica, los recursos disponibles, los costes de ingeniería y el modelado del diseño de la microrred.

Palabras Clave: Sistemas híbridos de energías renovables; Electrificación rural; Comunidades rurales aisladas.

1. INTRODUCCIÓN

Hay distintas formas de suministrar electricidad a zonas remotas: extensión de la red, aisladas de la red o una combinación de ambas. La aislada de la red incluye normalmente los sistemas de energía autónomos (SAPS) y/o los sistemas híbridos de energía renovable (HRES). La extensión de la red no siempre es una solución viable debido a las largas distancias de conexión, la baja densidad de población y la escasa capacidad de pago de la comunidad no electrificada. Los SAPS se limitan sobre todo a un hogar/institución, mientras que los HRES suelen ser la solución óptima para electrificar zonas con cierta concentración de población y usos energéticos [1]. En la revisión bibliográfica no se ha encontrado ninguna publicación sobre la metodología de diseño de las HERS para comunidades rurales aisladas de la red eléctrica, que nunca hayan consumido electricidad, en países en vías de desarrollo. Se han encontrado varias publicaciones sobre simulación de HRES (véase la Tabla 1). Sin embargo, pocos de los documentos revisados abordan holísticamente el proyecto en toda su complejidad. La tabla incluye actividades poco tratadas como i) la integración y participación activa de los beneficiarios en las diferentes etapas del proyecto, ii) la descripción de los actores y sus responsabilidades o, muy importante, iii) un programa de tarifas asequibles para la comunidad (ver más en [2], [3]).

Todas las referencias revisadas proponen cómo dimensionar los HRES utilizando diferentes herramientas y métodos¹, y algunos

¹ Herramientas y métodos: GA (Algoritmo Genético), PSO (Optimización por Enjambre de Partículas), PIO (Algoritmo Inspirado en Pigeon), Homer (Optimización Híbrida de Múltiples Recursos Energéticos), ANNBP (Red Neuronal Artificial), LM (Levenberg-Marguardt), DDSM (Simulación Monte-Carlo), SO (Optimización Estocástica), MD (Definición Matemática), GWO (Optimizador Lobo Gris), AOA (Algoritmo de Optimización Aritmética), WHO (Optimizador Caballo Salvaje).

Ref	Herramientas	Actor/Tarea	Línea de base.	Inicial Evalúe	Integración de la Comunidad	FDC estocástico	Tipo Solución.	Simulación	Optimización	Análisis Sensibilidad	Viabilidad del proyecto	Programa de tarifas	Ejecución	Control/ Seguimiento
[13]	Homer		✓				✓	✓	✓	✓				
[5]	AG, PSO			✓				✓	✓	✓				
[10]	Homer						✓	✓	✓	✓				
[14]	Matlab, Simulink	✓	✓					✓	✓	✓				✓
[15]	PSO		✓					✓	✓	✓				
[16]	AG, PSO			✓	✓			✓	✓	✓				
[17]	PIO, Matlab		✓					✓	✓	✓				
[18]	PSO		✓					✓	✓		✓			
[2]	AOA, Homer, Matlab		✓	✓			✓	✓	✓	✓				
[19]	GA, Homer						✓	✓	✓	✓				
[4]	ANNBP, LM, Homer		✓				✓	✓	✓	✓				
[20]	DDSM	✓	✓					✓	✓	✓			✓	
[21]	Matlab, GA		✓					✓	✓	✓				
[22]	Homer						✓	✓	✓	✓				
[23]	Homer			✓			✓	✓	✓	✓				
[24]	MD		✓		✓			✓	✓					✓
[25]	Energía Fuzzy-On		✓					✓	✓	✓	✓			
[11]	GWO, SO, GA, WHO		✓			✓		✓	✓	✓			✓	
[7]	PSO, Homer			✓			✓	✓	✓	✓				
[9]	Homer		✓			✓	✓	✓	✓	✓		✓		
[8]	Pantalla RETS		✓	✓				✓	✓	✓	✓			✓
[26]	TRNSYS18		✓		✓			✓	✓	✓				

Tabla 1 Revisión bibliográfica

autores utilizan una combinación de herramientas para complementar sus simulaciones y optimizaciones [4], [5]. Para el problema de no disponer de un patrón de consumo eléctrico previo, la mayoría de las propuestas incluyen un modelo determinista de previsión de la curva de demanda (FDC, leer más en [6]). Para alimentar la HRES, la energía solar fotovoltaica (FV) es la tecnología preferida (utilizada en casi todos los casos de estudio), mientras que las turbinas hidráulicas (HT) se utilizan como tecnología de base en algunos proyectos. La productividad de la HT puede variar sensiblemente en función de varios factores, como la distancia a las cargas y los recursos naturales locales [7]. Los aerogeneradores son la tercera tecnología más elegida por su madurez y rendimiento [8], [9]. La biomasa (BM) es muy recomendable para sustituir a los generadores diésel (GD) como sistema de respaldo si hay suficientes recursos naturales locales (biomasa húmeda o seca). [10].

En cuanto a las capacidades de almacenamiento, los sistemas energeticos de baterías (BES) se incluyen en la mayoría de los casos de HRES sin conexión a la red debido a su importante papel en la mejora del rendimiento de todo el sistema. [11]. El tipo de sistema de almacenamiento de energía preferido está relacionado con la cantidad de demanda energética: las baterías electroquímicas se asocian a sistemas pequeños y medianos, mientras que el almacenamiento por bombeo parece adecuado para sistemas grandes [12].

El objetivo de esta investigación es proponer una metodología de diseño de sistemas de energía renovable para comunidades rurales sin conexión a la red que nunca han consumido electricidad en países en desarrollo. La principal innovación, además de abordar las dificultades de dichos contextos, es completar las propuestas anteriores con: concepto holístico del suministro energético, codiseño con los beneficiarios y creación de una comunidad de energía renovable. Según el conocimiento de los autores, ni las escasas publicaciones sobre metodologías de diseño de sistemas de energía renovable, ni las abundantes publicaciones sobre simulación y optimización de sistemas de energía renovable, tienen una propuesta tan actualizada y completa. Para ilustrar la aplicación

de la metodología, se presenta un estudio de caso en Mumbeki, Zambia.

2. METODOLOGÍA

La metodología, como puede verse en la Figura 1, se organiza en una matriz de 4 columnas que indican las etapas, y 3 filas que muestran los actores principales.

2.1. LÍNEA DE BASE Y ANÁLISIS DEL ACCESO A LA ELECTRICIDAD

Todo proyecto debe comenzar por establecer la situación de partida de la comunidad y si está preparada para los esfuerzos y la profunda transformación que supondrá la llegada de la electricidad. Este trabajo es responsabilidad de las partes interesadas, normalmente los beneficiarios junto con uno o varios agentes externos que inician el proceso de análisis: funcionarios públicos y organizaciones sin ánimo de lucro, entre otros.

Se realiza una evaluación marco de varios niveles para clasificar el acceso actual a la electricidad, determinando si la comunidad tiene acceso a la electricidad en términos de potencia y cantidad, su disponibilidad durante el día, frecuencia de interrupciones, problemas de voltaje, asequibilidad (% de los ingresos del hogar), formas de pago y salud y seguridad. [27]. Debe fijarse el objetivo de garantizar un acceso de "nivel 3 o superior" para lograr un resultado de desarrollo significativo (véase el recuadro 2 de la página 6 de [27]).

2.2. PROGRAMA DE INTEGRACIÓN Y COMITÉ DE ENERGÍA

Para integrar la tecnología en la comunidad es necesario acortar las barreras de comunicación, especialmente para los grupos vulnerables. Otras actividades clave son sensibilizar sobre el cambio climático y la igualdad de género, educar en gestión económica y administrativa, formar en actividades técnicas de operación y mantenimiento, y comprometerles a participar en la construcción y puesta en marcha de la central. Uno de los resultados previstos

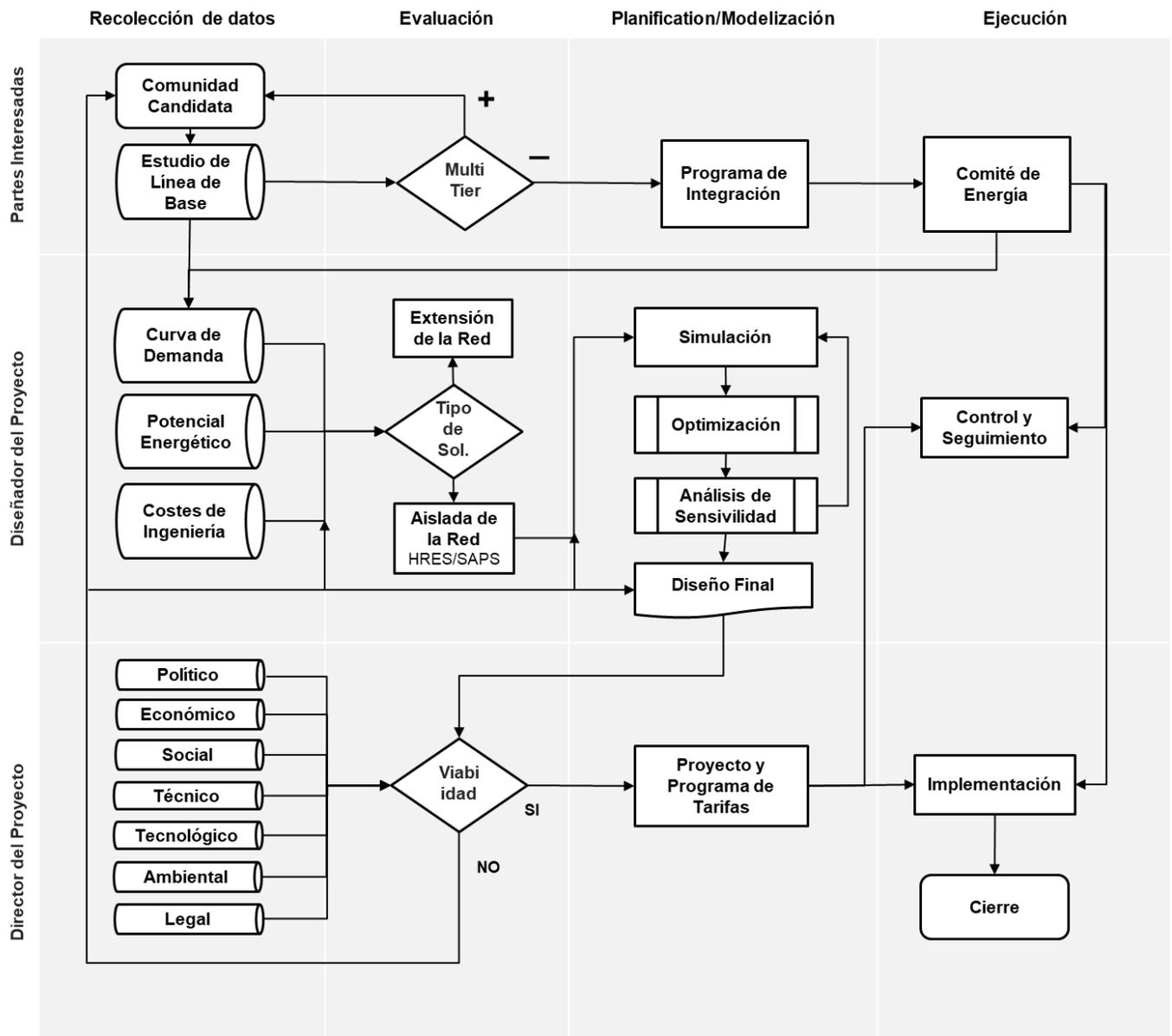


Figura 1 Metodología propuesta para el diseño del proyecto, incluidos actores y responsabilidades

es la formación de un comité de energía capaz de responder a cualquier situación.

2.3. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA Y RECOGIDA DE DATOS

El diseñador del proyecto: un equipo de expertos, ingenieros, etc. dirige la recopilación de datos, que incluye trabajo de campo, revisión bibliográfica y consulta a expertos y proveedores. Los principales objetivos son determinar la curva de demanda (FDC), el potencial de recursos energéticos y los costes preliminares de ingeniería. Para la curva de demanda (FDC) existen dos modelos principales, el determinista y el estocástico. El primero requiere menos información y procesamiento matemático, pero genera resultados menos precisos; el segundo consume más recursos, pero ofrece resultados más realistas para un diseño correcto. Por lo tanto, ambos pueden ser útiles y pueden combinarse [6]. También se determina la disponibilidad de fuentes naturales de energía renovable, que suelen ser: Solar, Eólica, Hidráulica y Biomasa (seca o húmeda). Los costes de ingeniería incluyen los costes de la tecnología, la instalación in situ, el funcionamiento y mantenimiento, la sustitución, el terreno o la construcción.

2.4. EXTENSIÓN VS AISLADA DE LA RED Y OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO

El diseñador del proyecto decide el tipo de solución (conectada a la red, aislada de la red o híbrida) en función de las prestaciones clave. El equipo de diseño también debe tener en cuenta la toma de decisiones multicriterio para optimizar las compensaciones entre criterios económicos, medioambientales, institucionales, sociales/éticos y técnicos. [1], [3], [28]. Si se opta por una solución sin conexión a la red, el diseñador del proyecto elige entre HRES y/o SAPS en función de condiciones geográficas como el clima, la vegetación, la topografía (llanura/colina), etc. El proceso de simulación comienza añadiendo la información de entrada, estableciendo los límites del sistema y continúa con una optimización y un análisis de sensibilidad. Un proceso de bucle iterativo comienza modificando las entradas hasta que se encuentra una salida óptima.

2.5. OTROS ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Normalmente, el equipo de gestión del proyecto realiza un análisis de viabilidad técnica. Para ello, se considera información como la siguiente: marco normativo y administrativo, mecanismos financieros, exención fiscal, voluntad y capacidad de pago, aceptación social, cambios en el uso del suelo, ruido, residuos, impacto

visual, etc. [29]. La evaluación de la viabilidad puede influir en el proceso hasta el punto de cambiar el diseño e incluso la comunidad candidata (mecanismo de retroalimentación en la Figura 1).

2.6. SISTEMA DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Para el funcionamiento y mantenimiento de la HRES, debe incluirse un plan de tarifas que incluya el modo de pago y la frecuencia. Dependerá de la comunidad y de su capacidad de pago. La desigualdad social y la pobreza energética deben preverse de antemano. La discriminación horaria del precio de la electricidad podría aplicarse en caso de instalar contadores inteligentes en cada hogar. Todo esto debería hacerlo el comité local de energía.

2.7. CASO DE ESTUDIO

Este estudio de caso pretende ilustrar la aplicación de la metodología a un proyecto en curso. La HRES que se va a diseñar electrificará una comunidad rural sin conexión a la red en Mumbeki, Zambia. El acceso global a la electricidad en las zonas rurales es del 6% [30]. La comunidad rural de Mumbeki está situada al noroeste de Zambia, en uno de los trece distritos de Kabompo. Basándose en su participación en las tareas del proyecto, el número de beneficiarios y hogares se fijó finalmente en 144 hogares repartidos en 8 nodos y 13 agrupaciones (véase la figura 5), para un total de 778 habitantes...

3. RESULTADOS

A continuación se presentan los principales resultados de la aplicación de la metodología.

3.1. LÍNEA DE BASE

Actualmente, no hay electricidad en la comunidad y los hogares hacen frente a la situación utilizando velas, lámparas de queroseno o dispositivos que funcionan con pilas secas (linternas o radios). Esto supone una clasificación de "Nivel 0" según el marco de varios niveles [27] que debe mejorarse hasta el nivel 3.

Las partes interesadas locales son múltiples, pero las principales son: i) la asociación de vecinos, ii) el agente de desarrollo local de Solwezi (capital regional), iii) un representante de la Autoridad de Electrificación Rural (REA), iv) la organización sin ánimo de lucro Joint Country Programme Zambia, y v) una compañía eléctrica de Kabompo (la ciudad más cercana).

3.2. INTEGRACIÓN DEL PROYECTO, COMITÉ DE ENERGÍA

La comunidad contará con un comité de energía (CE) en el que participarán las mujeres más implicadas en su puesta en marcha. Se formará al CE en la administración y gestión de la fijación de tarifas, es decir, si el pago será en i) kwacha, la moneda local, ii) en horas de trabajo o iii) en kg de residuo de mandioca. Además, la CE fija el precio de la electricidad, cobra por el consumo eléctrico, calcula la depreciación de los equipos y ahorra dinero para reparaciones y sustituciones. Se va a formar a cuatro jóvenes en el funcionamiento y mantenimiento de la central y la red eléctrica. La compañía eléctrica de Kabompo conoce el proyecto y participará en la ejecución material.

3.3. CURVA DE DEMANDA

Para prever la demanda, se optó inicialmente por un modelo determinista [6]. La demanda de la comunidad se dividió en demanda doméstica, demanda comunitaria y demanda comercial. Los cálculos del número de unidades por hogar (HH), la potencia en vatios media por aparato y la potencia en vatios total pueden

Consumo doméstico	Unidades por hogar	Unidades totales	Potencia (W)	Potencia total (W)
Iluminación	3.00	432.0	20	8,640
TV	0.3	43.2	150	6,480
Radio	0.75	108.0	20	2,160
Teléfono	2.00	288.0	10	2,880
Ventilador	0.40	57.6	50	2,880
Frigorífico	0.05	7.2	180	1,296
Reproductor de DVD	0.10	14.4	43	619
Enrutadores de Internet	1.00	144.0	6	864
Ordenadores y portátiles	0.30	43.2	175	7,560
Otros aparatos	0.05	7.2	1,600	11,520

Tabla 2 consumo de los hogares

verse en la Tabla 2. También se determinó el perfil horario agregado de la curva de carga doméstica, véase la Figura 2. Como resultado, el consumo eléctrico diario previsto por hogar es de 1,52 kWh, y la demanda doméstica total es de 219,04 kWh/día.

Los edificios o servicios comunales incluyen una escuela, un centro de salud, una iglesia y una oficina municipal y una de policía. Además, se ha supuesto 3 farolas para cada uno de los 13 grupos residenciales, 39 farolas en total. También se incluye la carga de una trituradora de madera para el gasificador. La demanda comunitaria agregada se calcula a partir de edificios similares y su actividad prevista, y asciende a 67,67 kWh/día.

La comunidad cuenta con dos almacenes generales y dos tiendas de alimentación con electrodomésticos. La demanda total de electricidad para el comercio es, por tanto, de 17,39 kWh/día. La figura 2 muestra los tres perfiles de demanda y la demanda total resultante.

3.4. EXTENSIÓN DE LA RED VS AISLADA DE LA RED

La comunidad se encuentra a 140 km del tendido eléctrico nacional más cercano. Un estudio mostró que el límite de distancia eléctrica (EDL) para optar por un sistema de generación aislado de la red es, para la biomasa 82.0 km, y 92.7 km para FV [1], [31]. La población está relativamente concentrada en nodos de viviendas y agrupaciones a menos de 200 m entre sí (véase la figura 5). En base a lo anterior, se decide que un HRES es más eficiente económica y medioambientalmente que un SAPS, o que extender la red.

3.5. RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES, RENOVABLES Y LIMPIOS

En la localidad de Mumbeki hay un gran potencial de energía solar, unos 5,5 kWh/m²/día. Hay un arroyo que corre junto a la

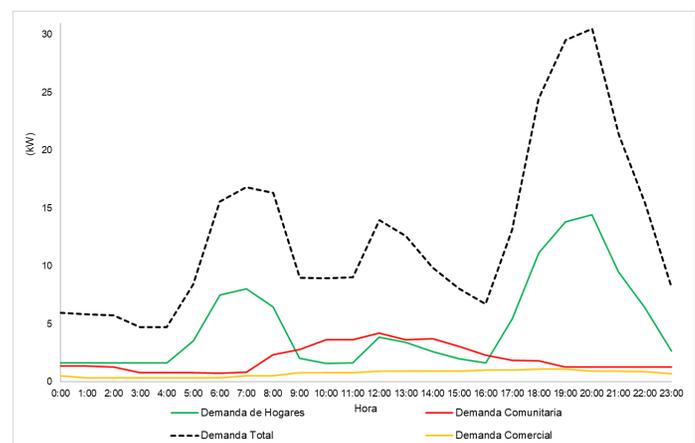


Figura 2 Carga total de la demanda comunitaria en la comunidad de Mumbeki

comunidad, pero está seco en la larga temporada de calor y se ha desechado. La energía eólica tampoco es buena, ya que la velocidad media anual del viento es de 3,2 m/s a 10 m de altura [30], [31].

Los residuos de yuca son una opción adecuada para la biomasa, ya que representan aproximadamente el 60% de los rendimientos agrícolas y no requieren un uso adicional de la tierra. Además, la yuca tiene un poder calorífico inferior, de unos 16 MJ/kg [32]. La biomasa disponible en Mumbeji fluctúa con una media anual de 0,365 toneladas al día [30], [31]. El potencial final de biomasa seca es de 0,13 toneladas/día según los datos relativos a la relación entre los residuos y los cultivos útiles: 36% según [32], [33].

Como la energía solar es muy intermitente, es necesario añadir almacenamiento de electricidad al sistema para poder satisfacer la demanda. Para este proyecto se eligieron baterías de plomo-ácido porque son la opción más común y económicamente competitiva para aplicaciones sin conexión a la red en países en desarrollo.

3.6. COSTES DE INGENIERÍA

Los principales costes de ingeniería son los siguientes. Los costes de capital incluyen el transporte, la instalación, etc., y se basan en los proveedores locales y en la bibliografía [30], [31], [34]:

- Módulos fotovoltaicos 3 USD/Wp
- Baterías: 10,55 USD/kWh
- Inversores y otros equipos electrónicos: 2,2 USD/Wp.
- El gasificador cuesta 2 USD/Wp
- Extensión de la red (como alternativa): 6.000 USD/km

En todos los casos, se estimó que el coste de sustitución era un 10% inferior a los costes de capital. El coste anual de funcionamiento y mantenimiento (O&M) es el 1% de los costes de capital, excepto en el caso del gasificador, que es de 0,18 USD/hora según los datos del fabricante (All Power Labs). El coste de la materia prima de biomasa se fija en 50 USD/tonelada procedente de fuentes locales. Para la ampliación de la red, el coste de operación y mantenimiento es de 160 USD/km/año. El precio de la electricidad de la red está muy subvencionado (hogares: 0,027 USD/kWh si son menos de 100 kWh/mes, como en este caso; empresas: 0,042 USD/kWh). [31], [35]

3.7. SIMULACIÓN, OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Las simulaciones se realizaron en HOMER Pro® introduciendo primero los datos obtenidos del trabajo de campo y de la bibliografía. El resultado fue un primer modelo del HRES que se evaluó, optimizó y modificó posteriormente mediante análisis de sensibilidad. Para la optimización, HOMER calcula todas las combinaciones posibles de equipos del sistema, aumentando o disminuyendo su potencia a intervalos predefinidos. Para todos estos sistemas alternativos calcula los indicadores clave de rendimiento (KPI) en este caso: generación anual de energía por componente, coste actual neto (CPN), coste nivelado de la energía (LCOE), déficit máximo de capacidad anual (MACS) y emisiones anuales de gases de efecto invernadero (GEI).

3.7.1. Datos de entrada

Los principales datos de entrada fueron las curvas de carga, la radiación solar (de PVGIS-SARAH®) y la producción de biomasa, así como las características de los equipos.

- Paneles fotovoltaicos: vida útil de 25 años, factor de reducción del 85%, pendiente de 13,89° igual que la latitud, acimut de 180° para orientarse al Norte, reflectancia del suelo del 20% y eficiencia global del 15,8%.

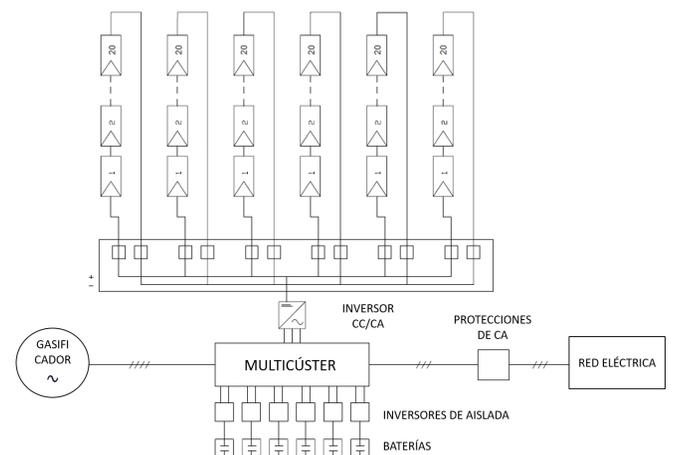


Figura 3 Diseño del sistema basado en los resultados de la optimización

- Baterías: 1.500 Ah/unidad, capacidad 3 kWh por juego, vida útil 1.500 ciclos de vida, tensión nominal 2 V, 24 baterías en cada cadena de 48 V por cadena.

Además, se siguió un procedimiento para habilitar la simulación de gasificadores en HOMER [36]. Se eligió el gasificador de tiro descendente con una capacidad de 25 kW. El consumo de combustible es de 1,2 kg de biomasa por kWh de electricidad generada. La relación de carga mínima es del 20%. El valor calorífico inferior del gas de síntesis es de 4 MJ/kg. Otros parámetros técnicos fueron el horario del gasificador, la estrategia de despacho, los requisitos de mantenimiento, etc.

3.7.2. Simulación del sistema, optimización y análisis de sensibilidad

Si todos los KPI tienen que ser mínimos, excepto la energía generada, la HRES optimizada para la comunidad de Mumbeji tiene que tener 80 kW de paneles FV, un gasificador de 25 kW, 120 baterías de 3 kWh cada una, para una capacidad total de almacenamiento de 360 kWh, un inversor de 80 kW, una caja multicúster y 6 gestores de red inteligentes de 10 kW cada uno. La figura 3 muestra la configuración de la central eléctrica en acoplamiento de CA.

Por otro lado, HOMER proporciona los resultados de rendimiento, como la potencia/capacidad nominal de los componentes, el CPN, el LCOE, las emisiones, los datos de rendimiento horario, etc. El análisis de sensibilidad condujo a realizar un cambio en la estrategia de carga y se paso de despachable por ciclos de carga. También para ejecutar la simulación y la optimización variando al alza y a la baja:

1. La demanda de electricidad por un 20%
2. La disponibilidad de biomasa para el gasificador en un 50%.
3. Costes de equipamiento en un 20%.
4. Durabilidad del equipo, en un 20%.

3.7.3. Rendimiento del sistema híbrido de energías renovables

Tras la optimización, la HRES diseñada puede suministrar hasta 250.000 kWh/año aunque, para satisfacer la demanda media, producirá anualmente 155.693 kWh de electricidad (hay una pérdida de hasta el 9% en la planta y del 6% en la red de distribución eléctrica). Los módulos fotovoltaicos representan el 95,7% de la producción anual y el gasificador el 4,3%, aunque la proporción varía a lo largo de la temporada. En la figura 4 se muestran algunos parámetros de rendimiento, como la producción fotovoltaica, la producción del generador de gas de síntesis y el estado de carga

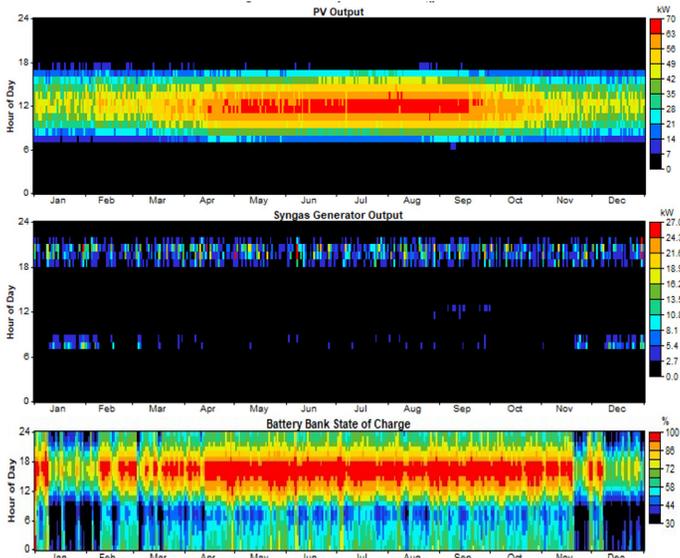


Figura 4 Rendimiento anual de la planta: Producción fotovoltaica en kW, producción de gas de síntesis en kW y SOC baterías (%)

(SOC) de las baterías, cada hora y cada día del año. El gasificador tiene un consumo anual de combustible de 5,37 toneladas, lo que resulta en 14,7 kg/día, bastante por debajo de los 130 kg/día de producción de residuos avanzados en el apartado 4.6.

3.7.4. Microrred de distribución eléctrica

La red de distribución es convencional, con transformadores para elevar la tensión y distribuir la electricidad a cada nodo, donde un transformador la reduce a la tensión de consumo: 230 V (véase la figura 5). Se instalarán protecciones en la central, en los nodos y en las viviendas. Los contadores inteligentes permitirán conocer y gestionar el consumo individual de energía.

3.8. VIABILIDAD DEL SISTEMA

Tras los múltiples análisis de viabilidad, el proyecto sigue las leyes del Ministerio de Energía, en colaboración con la REA. La propuesta es candidata al Fondo de Electrificación Rural.

En cuanto a la viabilidad económica, el resumen del CNP para 20 años puede verse en la Tabla 3. Los gastos más elevados corresponden a los costes de capital en el año 0, y los costes de sustitución en los años 9, 15 y 17. Además, el LCOE en 20 años es de unos 0,485 USD/kWh. Sin embargo, según las simulaciones y los precios medios de ampliación de la red eléctrica en Zambia (véase el apartado 4.7.), la EDL de este caso práctico es de 70,2 km, claramente inferior a los 140 km de distancia hasta la línea de red más cercana. Por lo tanto, la HRES es la forma más económica de electrificar la comunidad.

El estudio medioambiental muestra que el escenario sin cambios emite 3,48 toneladas de CO₂ eq/año, pero si se utiliza un generador diésel 91,6 tCO₂eq/año. Consumir electricidad de la red nacional produciría 0,39 toneladas de CO₂eq al año, siendo la opción con menor impacto en el calentamiento global.

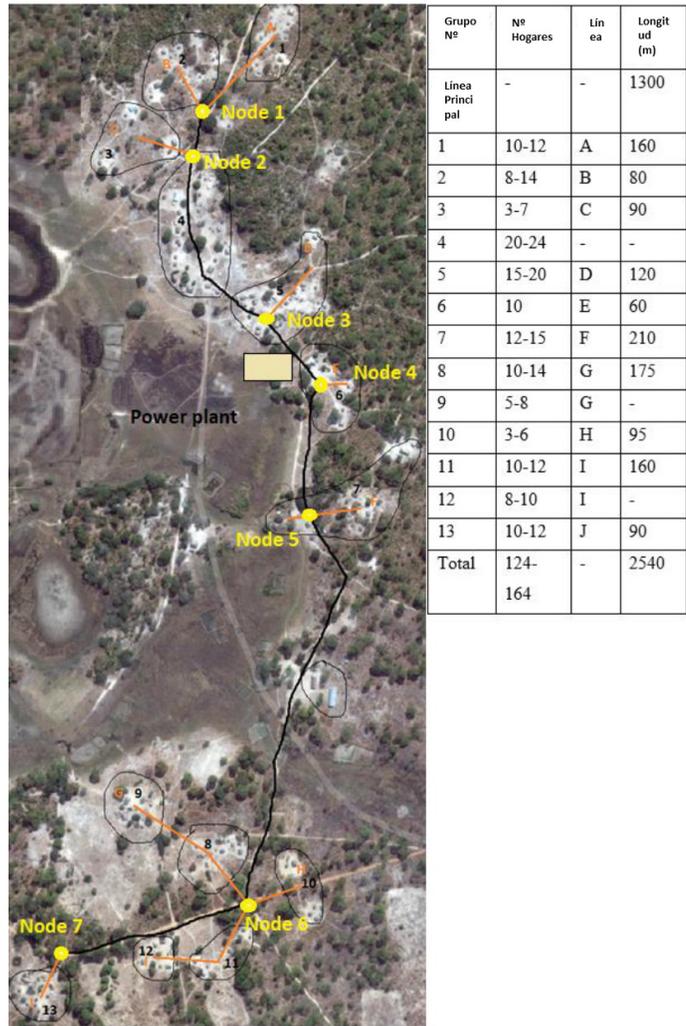


Figura 5 Línea de distribución propuesta

4. DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN

Los resultados que aquí se presentan son un pequeño resumen de la multiplicidad y cantidad de datos que se han generado. El estudio de caso comenzó en 2019 y ha llevado 2 años identificarlo (línea de base) y formularlo (objetivos del proyecto). El codiseño ha llevado otros dos años y ahora los actores del proyecto están buscando financiación.

Con el sistema de precios de Zambia, ninguna alternativa para electrificar las comunidades rurales es rentable. Sin embargo, en este caso las HRES son mejores alternativas que la extensión de la red. La inversión es menor y el impacto social positivo en la comunidad beneficiaria es mayor. Uno de los impactos positivos es que la comunidad se compromete y recibe formación para ocuparse de la instalación. Esta formación mejora la empleabilidad de sus miembros. Además, los servicios de la HRES son más resistentes a los cambios en los precios de la red (o en los ingresos de la comunidad), a los cortes de electricidad debidos a sequías, sabotajes o fallos de la red, etc.

Componente	Capital (USD)	Sustitución (USD)	O&M (USD)	Combustible (USD)	Salvamento (USD)	Total (USD)
FV	240,000	0	25,619	0	0	265,619
Gasificador	54,000	14,450	1,787	11,475	-3,285	78,427
Baterías	76,000	60,502	6,405	0	-372	142,535
Convertidores	59,400	18,725	2,882	0	-2,891	78,116
Sistema	429,400	93,677	36,693	11,475	-6,548	564,697

Tabla 3. Coste neto actual (20 años) por componente y tipo de coste

El elevado coste actual neto se debe en parte al uso de un gasificador como respaldo, que es demasiado caro para el poco uso que tiene. Además, se simula que la biomasa se paga, pero el comité de energía probablemente decidirá que la biomasa se dará en pago por la electricidad. Por otro lado, como se espera que la población y el consumo crezcan, el gasificador será una fuente de energía complementaria y dejara de ser una fuente de respaldo solamente (puede cubrir hasta un 30% más de la energía total prevista).

Esta metodología permite, en primer lugar, cumplir los objetivos de autonomía energética, pero también lo hace con la flexibilidad y agilidad necesarias para adaptarse a la elevada incertidumbre y variabilidad de las condiciones de diseño. Efectivamente, los sistemas aportan flexibilidad: el gasificador puede funcionar con una gran variedad de tipos de biomasa, la red de distribución permite conectar más consumidores finales, existen varias formas de organizar y pagar la energía, etc. Además, los beneficiarios, como codiseñadores, toman conciencia de la importancia de respetar el uso previsto del sistema, y de la necesidad de llegar a acuerdos entre los usuarios si cambian los usos.

En conclusión, la metodología cumple sus objetivos a pesar de todas las dificultades. Las propuestas de varios autores se recogen, agregan y combinan en un procedimiento que equilibra los aspectos sociales, técnicos, administrativos y económicos. Como futuras líneas de investigación, los autores trabajan en una mejor formulación de los objetivos y metas del proyecto, una tarea muy difícil ya que los beneficiarios a menudo no pueden prever el cambio que la electricidad supondrá en sus agendas.

Por último, la electrificación de comunidades rurales que no han consumido electricidad anteriormente está cobrando un interés creciente y continuamente se proponen nuevas estrategias y herramientas que habrá que evaluar y, en su caso, incorporar a la metodología.

REFERENCIAS

- [1] E. Y. Asuamah, S. Gyamfi, and A. Dagoumas, "Potential of meeting electricity needs of off-grid community with mini-grid solar systems," *Sci. African*, vol. 11, p. e00675, 2021.
- [2] N. Hassan, A. El_Atey, A. Hosny, and M. El_Enany, "ECONOMICALLY OPTIMAL DESIGN OF HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEMS USING HOMER AND ACO," *J. Al-Azhar Univ. Eng. Sect.*, vol. 13, no. 48, pp. 1016–1030, Jul. 2018.
- [3] D. Ribó-Pérez, P. Bastida-Molina, T. Gómez-Navarro, and E. Hurtado-Pérez, "Hybrid assessment for a hybrid microgrid: A novel methodology to critically analyse generation technologies for hybrid microgrids," *Renew. Energy*, vol. 157, pp. 874–887, Sep. 2020.
- [4] K. Murugaperumal and P. Ajay D Vimal Raj, "Feasibility design and techno-economic analysis of hybrid renewable energy system for rural electrification," *Sol. Energy*, vol. 188, pp. 1068–1083, 2019.
- [5] Y. Sawle, S. C. Gupta, and A. K. Bohre, "Optimal sizing of standalone PV/Wind/Biomass hybrid energy system using GA and PSO optimization technique," *Energy Procedia*, vol. 117, pp. 690–698, 2017.
- [6] Á. Herraiz-cañete, D. Ribó-pérez, P. Bastida-molina, and T. Gómez-navarro, "Forecasting energy demand in isolated rural communities : A comparison between deterministic and stochastic approaches," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 66, pp. 101–116, 2022.
- [7] R. Syahputra and I. Soesanti, "Renewable energy systems based on micro-hydro and solar photovoltaic for rural areas: A case study in Yogyakarta, Indonesia," *Energy Reports*, vol. 7, pp. 472–490, 2021.
- [8] A. Orfanou and S. Vakalis, "Wind based hybrid systems for increased RES penetration in isolated grids: The case study of Anafi (Greece)," *AIMS Energy*, vol. 10, no. 5, pp. 1046–1058, 2022.
- [9] G. M. Shafiqullah et al., "Prospects of Hybrid Renewable Energy-Based Power System: A Case Study, Post Analysis of Chipendeke Micro-Hydro, Zimbabwe," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 73433–73452, 2021.
- [10] R. Rajbongshi, D. Borgohain, and S. Mahapatra, "Optimization of PV-biomass-diesel and grid base hybrid energy systems for rural electrification by using HOMER," *Energy*, vol. 126, pp. 461–474, May 2017.
- [11] D. Emad, M. A. El-Hameed, and A. A. El-Fergany, "Optimal techno-economic design of hybrid PV/wind system comprising battery energy storage: Case

- study for a remote area," *Energy Convers. Manag.*, vol. 249, p. 114847, 2021.
- [12] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, "Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong," *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 7–15, 2014.
- [13] Y. Kalinci, I. Dincer, and A. Hepbasli, "Energy and exergy analyses of a hybrid hydrogen energy system: A case study for Bozcaada," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 4, pp. 2492–2503, Jan. 2017.
- [14] M. M. Samy, "Techno-Economic Analysis of Hybrid Renewable Energy Systems for Electrification of Rustic Area in Egypt," *Innov. Syst. Des. Eng.*, vol. 8, no. 1, pp. 42–54, 2017.
- [15] M. Azaza and F. Wallin, "Multi objective particle swarm optimization of hybrid micro-grid system: A case study in Sweden," *Energy*, vol. 123, pp. 108–118, Mar. 2017.
- [16] Y. Sawle, S. C. Gupta, and A. K. Bohre, "Techno-economic scrutiny of HRES through GA and PSO technique," *Int. J. Renew. Energy Technol.*, vol. 9, no. 1–2, pp. 84–107, 2018.
- [17] K. S. Sandhu and A. Mahesh, "Optimal sizing of PV/wind/battery hybrid renewable energy system considering demand side management," *Int. J. Electr. Eng. Informatics*, vol. 10, no. 1, pp. 79–93, 2018.
- [18] A. M. Eltamaly and M. A. Mohamed, "Optimal Sizing and Designing of Hybrid Renewable Energy Systems in Smart Grid Applications," in *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, I. Yahyaoui, Ed. Elsevier, 2018, pp. 231–313.
- [19] M. S. Javed, A. Song, and T. Ma, "Techno-economic assessment of a standalone hybrid solar-wind-battery system for a remote island using genetic algorithm," *Energy*, vol. 176, pp. 704–717, 2019.
- [20] A. Alimardani and S. Jadid, "Optimum scheduling of the HRES for an isolated rural city in Iran," *AUT J. Electr. Eng.*, vol. 51, no. 1, pp. 13–20, 2019.
- [21] N. Yimen et al., "Optimal Sizing and Techno-Economic Analysis of Hybrid Renewable Energy Systems—A Case Study of a Photovoltaic/Wind/Battery/Diesel System in Fanisau, Northern Nigeria," *Processes*, vol. 8, no. 11, 2020.
- [22] O. D. T. Odou, R. Bhandari, and R. Adamou, "Hybrid off-grid renewable power system for sustainable rural electrification in Benin," *Renew. Energy*, vol. 145, pp. 1266–1279, Jan. 2020.
- [23] H. Masrur, H. O. R. Howlader, M. Elsayed Lotfy, K. R. Khan, J. M. Guerrero, and T. Senjyu, "Analysis of Techno-Economic-Environmental Suitability of an Isolated Microgrid System Located in a Remote Island of Bangladesh," *Sustainability*, vol. 12, no. 7, 2020.
- [24] L. Al-Ghussain, R. Samu, O. Taylan, and M. Fahrioglu, "Techno-Economic Comparative Analysis of Renewable Energy Systems: Case Study in Zimbabwe," *Inventions*, vol. 5, no. 3, 2020.
- [25] A. M. Rosso-Cerón, D. F. León-Cardona, and V. Kafarov, "Soft computing tool for aiding the integration of hybrid sustainable renewable energy systems, case of Putumayo, Colombia," *Renew. Energy*, vol. 174, pp. 616–634, Aug. 2021.
- [26] G. Brumana, G. Franchini, E. Ghirardi, and A. Perdichizzi, "Techno-economic optimization of hybrid power generation systems: A renewables community case study," *Energy*, vol. 246, p. 123427, 2022.
- [27] L. Luzi, Y. Lin, B. B. Koo, D. Rysankova, and E. Portale, "Beyond Connections ZAMBIA Energy Access Diagnostic Report Based on the Multi-Tier Framework," 2019.
- [28] H. Rezk, I. Z. Mukhametzyanov, M. Al-Dhaifallah, and H. A. Ziedan, "Optimal selection of hybrid renewable energy system using multi-criteria decision-making algorithms," *Comput. Mater. Contin.*, vol. 68, no. 2, pp. 2001–2027, 2021.
- [29] F. Andrade, E. O'Neill-Carrillo, L. Jaramillo, and I. Jordan-Forty, "Pitfalls of Renewable Energy Policies and Development: a Case Study from Puerto Rico," *Dyna*, vol. 9, no. 1, 2020.
- [30] IEA-International Energy Agency, "Zambia," *Key energy statistics*, 2020, 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/zambia>. [Accessed: 09-Feb-2022].
- [31] IRENA, "Zambia Renewables Readiness Assessment 2013," *Int. Renew. Energy Agency*, p. 84, 2013.
- [32] J. P. S. Veiga, T. L. Valle, J. C. Feltran, and W. A. Bizzo, "Characterization and productivity of cassava waste and its use as an energy source," *Renew. Energy*, vol. 93, pp. 691–699, 2016.
- [33] V. Okudoh, C. Trois, T. Workneh, and S. Schmidt, "The potential of cassava biomass and applicable technologies for sustainable biogas production in South Africa: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 1035–1052, Nov. 2014.
- [34] C. Muhoza and O. W. Johnson, "Exploring household energy transitions in rural Zambia from the user perspective," *Energy Policy*, vol. 121, no. January, pp. 25–34, 2018.
- [35] Zambia's Ministry of Finance, "Annual Economic Report," Lusaka, 2021.
- [36] D. Ribó-Pérez, Á. Herraiz-Cañete, D. Alfonso-Solar, C. Vargas-Salgado, and T. Gómez-Navarro, "Modelling biomass gasifiers in hybrid renewable energy microgrids; a complete procedure for enabling gasifiers simulation in HOMER," *Renew. Energy*, vol. 174, pp. 501–512, 2021.