

Simulación de microrredes híbridas con integración de fuentes renovables y almacenamiento para resiliencia energética.

Simulation of hybrid microgrids with integration of renewable sources and storage for energy resilience.

Chiliquinga-Flores, Cristhian Jonathan¹; Quinatoa-Caiza, Carlos Iván²; León-Segovia, Marco Anibal³.

Cita: Chiliquinga-Flores, C. J., Quinatoa-Caiza, C. I., & León-Segovia, M. A. (2026). Simulación de microrredes híbridas con integración de fuentes renovables y almacenamiento para resiliencia energética. *Innova Science Journal*, 4(4), 82-103. <https://doi.org/10.63618/omd/isi/v4/n4/410>

Recibido: 10/03/2026

Aceptado: 28/07/2026

Publicado: 31/10/2026



Copyright: © 2026 por los autores. Este artículo es un artículo de acceso abierto distribuido bajo los términos y condiciones de la **Licencia Creative Commons, Atribución-NoComercial 4.0 Internacional. (CC BY-NC).**

(<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

- ¹ Universidad Técnica de Cotopaxi; Ecuador, Latacunga; <https://orcid.org/0009-0001-6901-7973>; cristhian.chiliquinga8900@utc.edu.ec
- ² Universidad Técnica de Cotopaxi; Ecuador, Latacunga; <https://orcid.org/0000-0001-6369-7480>; carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec
- ³ Universidad Técnica de Cotopaxi; Ecuador, Latacunga; <https://orcid.org/0000-0002-2057-1471>; marco.leon@utc.edu.ec

¹ Autor Correspondencia



<https://doi.org/10.63618/omd/isi/v4/n4/410>

Resumen: La integración de fuentes de energía renovable en las redes eléctricas plantea desafíos relacionados con la variabilidad energética, la estabilidad dinámica y la continuidad del suministro durante las interrupciones de la red, esta investigación aborda el problema de coordinar la generación fotovoltaica, el almacenamiento de energía y la generación de energía de respaldo para garantizar el funcionamiento resiliente de cargas críticas con el objetivo de desarrollar y analizar una microrred híbrida mediante simulación dinámica con DlgSILENT PowerFactory 2024, integrando una planta fotovoltaica de 2,5 MWp, un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 6 MWh y un generador diésel de respaldo de 3,2 MW mediante la metodología basada en el modelado dinámico de componentes eléctricos, la implementación de un sistema de gestión de energía mediante una API de Python y una estrategia jerárquica de reparto de carga, el sistema fotovoltaico incorpora un controlador MPPT con compensación de temperatura, mientras que el Sistema de almacenamiento de baterías (BESS) se evalúa mediante control bidireccional, cálculos del estado de carga y estrategias de seguimiento y formación de red, su validación se realizó utilizando escenarios dinámicos con variaciones de irradiancia y transiciones de funcionamiento en isla es por eso que mediante los resultados se demostró que la microrred mantuvo un suministro continuo de energía para una carga crítica de 2,47 MW durante dos episodios de funcionamiento en modo isla, logrando excedentes de 1,08 MW y 0,58 MW, respectivamente, el sistema de almacenamiento de energía en baterías proporcionó soporte dinámico con cargas de hasta -0,75 MW y descargas de 0,80 MW, manteniendo la estabilidad de frecuencia en torno a los 60 Hz.

Palabras clave: Microrredes híbridas; resiliencia energética; almacenamiento; control MPPT y gestión energética.

Abstract: Integrating renewable energy sources into power grids presents challenges regarding energy variability, dynamic stability, and supply continuity during grid outages; this research addresses the coordination of photovoltaic generation, energy storage, and backup power generation to ensure the resilient operation of critical loads. The study aims to develop and analyze a hybrid microgrid through dynamic simulation using DlgSILENT PowerFactory 2024, integrating a 2.5 MWp photovoltaic plant, a 6 MWh battery energy storage system (BESS), and a 3.2 MW diesel backup generator. The methodology involves dynamic modeling of electrical components, the implementation of an energy management system via a Python API, and a hierarchical load-sharing strategy. The photovoltaic system incorporates an MPPT controller with temperature compensation, while the BESS is evaluated using bidirectional control, state-of-charge calculations, and grid-following and grid-forming strategies. Validation was conducted using dynamic scenarios involving irradiance variations and transitions to islanded operation; results demonstrated that the microgrid maintained a continuous power supply to a 2.47 MW critical load during two islanded operation episodes, achieving surpluses of 1.08 MW and 0.58 MW, respectively. The battery energy storage system provided dynamic support with charging power of up to -0.75 MW and discharging power of 0.80 MW, maintaining frequency stability around 60 Hz.

Keywords: Hybrid microgrids; energy resilience; storage; MPPT control and energy management.

1. Introducción

La transición energética hacia sistemas eléctricos más sostenibles, flexibles y resilientes ha llevado a una transformación de la arquitectura de generación centralizada convencional hacia esquemas basados en la generación descentralizada, las energías renovables y los sistemas inteligentes de gestión energética, durante décadas, los sistemas eléctricos tradicionales se diseñaron según un modelo unidireccional en el que las grandes centrales eléctricas suministraban energía a través de redes de transmisión y distribución a consumidores pasivos, este modelo tiene limitaciones debido a la creciente frecuencia de fenómenos meteorológicos extremos, la vulnerabilidad de la infraestructura eléctrica, la creciente demanda de energía y la necesidad de integrar fuentes renovables, cuyo comportamiento varía, en la matriz energética global (Papaloi et al., 2025), (Aksbo et al., 2025).

Por lo tanto, las microcorrientes se presentan como una tecnología alternativa capaz de mejorar la flexibilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos mediante la integración coordinada de fuentes de energía distribuidas, cargas locales y redes eléctricas, estas arquitecturas permiten el funcionamiento autónomo, conectado a la red principal, durante las transiciones, ofreciendo así una solución particularmente relevante para aplicaciones donde la continuidad del suministro eléctrico es esencial, los sistemas híbridos de microondas, compuestos por diferentes fuentes de generación como sistemas fotovoltaicos, generadores convencionales y otras fuentes de energía, permiten la complementariedad entre las tecnologías renovables y la renovación de recursos, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles y mejorando la capacidad de respuesta ante perturbaciones (Sukumar et al., 2025).

Sin embargo, la integración acelerada de energías renovables mediante convertidores electrónicos plantea nuevos desafíos relacionados con la estabilidad dinámica de las redes eléctricas ya que a diferencia de generadores síncronos tradicionales, las centrales fotovoltaicas y otros recursos renovables conectados mediante electrónica de potencia presentan una inercia física reducida, lo que los hace más sensibles a las variaciones rápidas de potencia, los cambios de carga y las desconexiones inesperadas de la red principal, esta sensibilidad es crítica durante las transiciones a la operación fuera de la red, donde la microrred debe mantener un equilibrio instantáneo entre producción y consumo, asegurando así una frecuencia, tensión y calidad de energía adecuadas (Kabouri et al., 2025).

La resiliencia energética es actualmente uno de los principales criterios para evaluar la vulnerabilidad de las microrredes modernas, la fiabilidad tradicional depende de la frecuencia y la duración de los cortes de energía, mientras que la resiliencia considera la capacidad del sistema para anticipar, resistir, adaptarse y recuperarse de eventos disruptivos como fallas importantes en la infraestructura, condiciones climáticas extremas o una pérdida temporal de la red principal (Shukla et al., 2025). Por lo tanto, la investigación reciente se ha centrado en desarrollar arquitecturas capaces de mantener cargas críticas durante incidentes mediante estrategias de control avanzadas, almacenamiento de energía y gestión inteligente de recursos.

Uno de los principales desafíos identificados en las microrredes híbridas actuales radica en la coordinación efectiva de la producción de energía renovable, el almacenamiento de energía y los sistemas de respaldo durante escenarios operativos dinámicos, si bien

la producción fotovoltaica contribuye significativamente a la reducción de emisiones y costos operativos, su dependencia de las condiciones ambientales introduce incertidumbre debido a las variaciones en la irradiancia y la temperatura, además, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías ofrecen tiempos de respuesta elevados, pero requieren estrategias adecuadas de control del estado de carga, gestión de la energía y coordinación con otros recursos disponibles (Pérez et al., 2025).

Los sistemas de almacenamiento de energía en batería se han vuelto esenciales en las microrredes resilientes debido a su capacidad para absorber el excedente de producción de energía renovable y proporcionar energía durante los períodos de déficit, estudios recientes han demostrado que los sistemas BESS pueden proporcionar servicios auxiliares como regulación de frecuencia, soporte de voltaje y compensación de fluctuaciones causadas por fuentes de energía renovable intermitentes, mediante el uso de convertidores bidireccionales avanzados, estos sistemas pueden operar de acuerdo con estrategias de seguimiento y modelado de la red, adaptándose así a diferentes condiciones operativas (Yusupov & Amar, 2025).

El control de seguimiento de red permite que los convertidores sigan las referencias establecidas por una red existente, lo que lo hace adecuado para la operación conectada a la red, sin embargo presenta limitaciones durante los cortes de energía debido a la falta de una referencia externa estable, las estrategias de construcción de redes se han vuelto importantes en sistemas con alta penetración de energías renovables, gracias a su capacidad para establecer sus propias referencias de voltaje y frecuencia mediante técnicas como generadores síncronos virtuales, control de caída de voltaje e inercia virtual, estas metodologías permiten que los sistemas de electrónica de potencia ofrezcan características dinámicas similares a las de los generadores síncronos convencionales (Karpagam et al., 2025), (Rahman et al., 2024).

Paralelamente, los sistemas de gestión de energía se han vuelto esenciales para coordinar los recursos disponibles dentro de una microrred híbrida, investigaciones recientes han desarrollado sistemas de gestión de energía basados en optimización matemática, control predictivo, inteligencia artificial y algoritmos híbridos para mejorar la asignación de energía, teniendo en cuenta las restricciones técnicas, económicas y ambientales, sin embargo, la mayor parte de esta investigación se centra en optimizar el consumo de energía, mientras que la evaluación dinámica de la resiliencia durante eventos críticos sigue siendo un desafío de investigación (Walid et al., 2024), (Hossain et al., 2025).

Las herramientas de simulación dinámica permiten analizar el comportamiento de las microrredes antes de su implementación física, reduciendo así los costos experimentales y proporcionando información detallada sobre la estabilidad y el rendimiento operativo, plataformas como DIgSILENT PowerFactory permiten representar modelos dinámicos de generación de energía renovable, sistemas de almacenamiento de energía en baterías, convertidores electrónicos y estrategias de control, mientras que las interfaces de programación como la API de Python facilitan la automatización de escenarios, la implementación de sistemas de gestión de energía personalizados y el análisis avanzado de resultados (Shao et al., 2025), (Hosseina et al., 2025).

A pesar de los avances logrados, la literatura reciente revela una brecha en la evaluación integrada de microrredes híbridas donde la generación fotovoltaica, el almacenamiento BESS, la generación auxiliar y los sistemas EMS jerárquicos interactúan simultáneamente en escenarios de fallas dinámicas. Muchos estudios analizan individualmente el control del almacenamiento, la optimización energética o la integración de energías renovables, pero la evaluación combinada de la respuesta transitoria del sistema durante el funcionamiento en modo isla sucesivo, considerando la coordinación entre los diferentes modos de operación y la capacidad de mantener cargas críticas, sigue siendo limitada (Anttila et al., 2022).

Es necesario establecer metodologías para validar la resiliencia mediante indicadores eléctricos directamente relacionados con la continuidad del suministro eléctrico, como variaciones de frecuencia, estabilidad de voltaje, tiempo de recuperación, comportamiento del estado de carga y capacidad de operación autónoma durante cortes de energía, esta necesidad es particularmente relevante para aplicaciones industriales, hospitales, infraestructuras críticas y sistemas aislados, donde los cortes de energía pueden tener consecuencias operativas significativas (Vicente et al., 2024).

Por lo tanto, esta investigación se justifica por la necesidad de evaluar una arquitectura energética híbrida capaz de garantizar la continuidad del servicio mediante la coordinación eficiente de la generación de energía renovable, el almacenamiento de energía y la generación de energía de respaldo convencional, la implementación de un modelo basado en simulación dinámica permite el análisis de diferentes condiciones operativas en un entorno controlado, mientras que la integración de un sistema de gestión de energía programado en Python proporciona una estrategia flexible para gestionar los recursos energéticos en diversos escenarios operativos (Safari et al., 2024).

En este contexto, el objetivo de este trabajo fue desarrollar y analizar una microrred híbrida resiliente mediante simulación dinámica en DlgSILENT PowerFactory integrando generación fotovoltaica, un sistema de almacenamiento de energía en baterías basado en baterías de iones de litio y un generador diésel de respaldo, para ello, se implementa un sistema de gestión de energía mediante una API de Python basada en una estrategia jerárquica de asignación de potencia, este sistema evalúa la respuesta de la red durante las fases de conexión y aislamiento, la validación tiene en cuenta variables eléctricas fundamentales como la potencia activa, la frecuencia, la tensión, el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía en baterías y la capacidad de suministro continuo de una carga crítica (Yusupov & Amar, 2025), (Aksbi et al., 2025), (Gutiérrez et al., 2024) y (Zhao & Jin, 2026).

La continuidad del suministro energético proporcionado por las microrredes híbridas es esencial para mantener la operatividad y la resiliencia de infraestructuras críticas, como los centros de atención primaria, en estas instalaciones, la gestión de la calidad busca garantizar la seguridad del paciente, el acceso a la atención, la eficiencia del servicio y el estricto cumplimiento de los protocolos de atención (Silva-Aguilar & Román-Relica, 2026). Estudios científicos recientes destacan una fuerte correlación positiva entre la implementación de estas estrategias de gestión de la calidad y la mejora de la satisfacción del usuario en la atención primaria (Silva-Aguilar & Román-Relica, 2026), por lo tanto, garantizar un suministro eléctrico ininterrumpido ayuda a prevenir fallas operativas que podrían afectar factores clave de satisfacción del paciente, como el

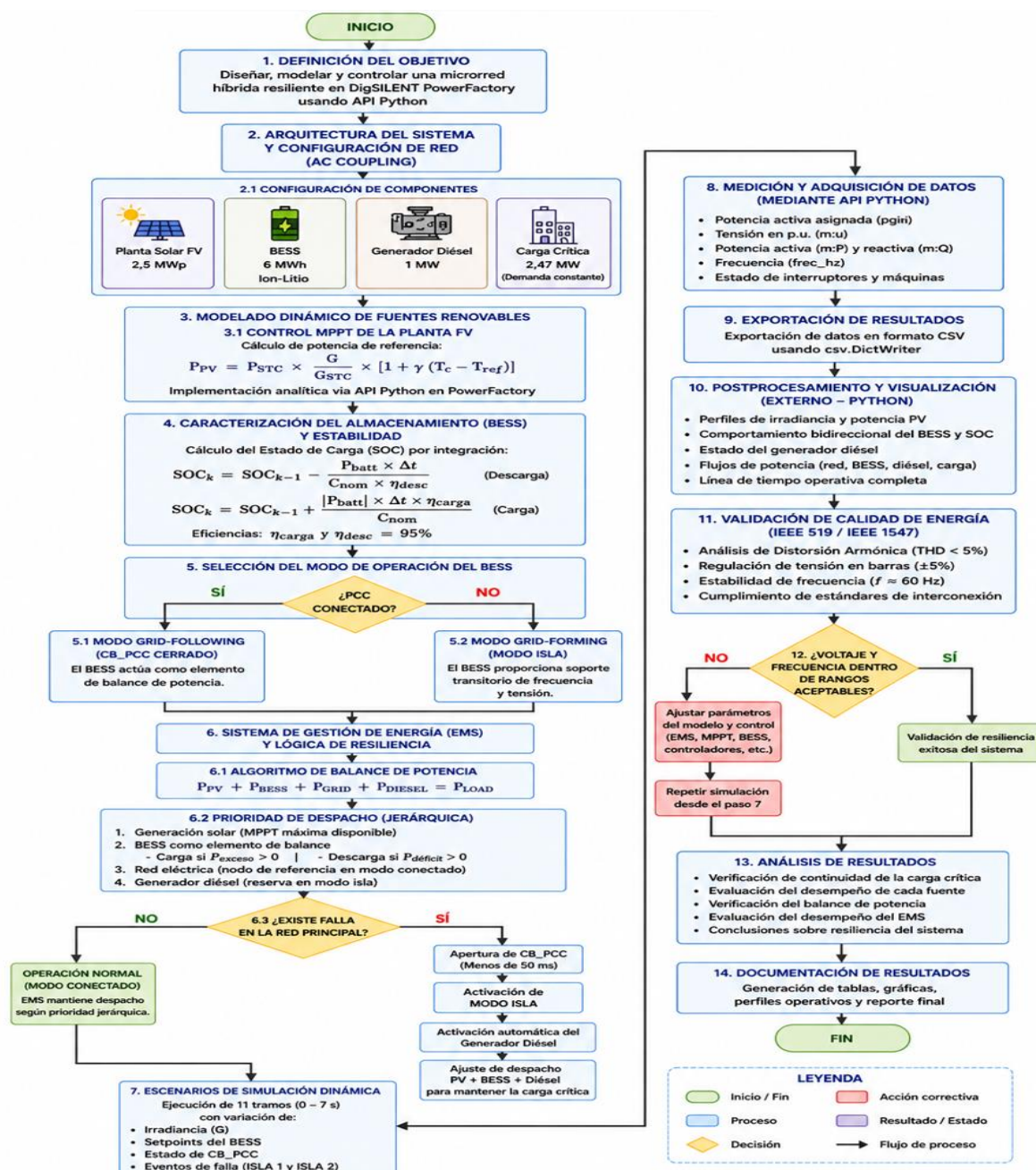
acceso a servicios digitales, la eficiencia de los procesos de atención y la comunicación entre profesionales de la salud y pacientes (Silva-Aguilar & Román-Relica, 2026).

Además, el uso de herramientas de simulación numérica, como las utilizadas en este estudio para evaluar la estabilidad de la microrred, es esencial para predecir el comportamiento y optimizar otros recursos críticos vulnerables al cambio climático, como los recursos hídricos en el sector agrícola, por ejemplo, el desarrollo de modelos biofísicos simplificados en plataformas como R permite realizar simulaciones exploratorias de la respuesta estomática y la asimilación de carbono en plantas bajo diferentes niveles de humedad del suelo (Méndez-Mantuano et al., 2026), estas simulaciones eco fisiológicas demostraron que la eficiencia en el uso del agua (EUA) es óptima cuando el déficit de presión de vapor (DPV) es moderado, entre 1,0 y 1,2 kPa, y la humedad del suelo es intermedia a alta (Méndez-Mantuano et al., 2026), de forma similar a la gestión del flujo de potencia, permiten la evaluación dinámica de las estrategias de gestión ante el estrés hídrico, la identificación de umbrales operativos y facilitan la toma de decisiones para la optimización general de los recursos (Méndez-Mantuano et al., 2026).

2. Materiales y Métodos

Esta metodología presenta el diseño, modelado y control de una microrred híbrida resiliente mediante DlgSILENT PowerFactory con el API Python, el documento presenta cada uno de los niveles de control, caracterización de los recursos energéticos y las estrategias de gestión implementadas de tal forma que se garantice la estabilidad de la carga crítica de 2,47 MW frente a fallas o variaciones climáticas (Zhou, Zou, & Chung, 2024).

Figura 1.

Flujograma general de la metodología simulación de microrred híbrida resiliente

Nota: Elaborado por Cristhian Chiliquinga, 2026

La Figura 1 representa el diagrama de flujo metodológico para el diseño, modelado y evaluación de una microrred híbrida resiliente, implementada en DigSILENT PowerFactory mediante la API de Python, el proceso comienza con la definición del objetivo y la configuración de la arquitectura del sistema, integrando los principales recursos energéticos: una planta de energía fotovoltaica de 2,5 MWp, un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 6 MWh basado en baterías de iones de litio, un generador diésel de respaldo y una carga crítica de 2,47 MW, a continuación, las

fuentes de energía renovable se modelan dinámicamente mediante un controlador MPPT con corrección de temperatura, y luego el BESS se caracteriza calculando su estado de carga, teniendo en cuenta sus eficiencias de carga y descarga, el sistema selecciona el modo de operación del almacenamiento en función del estado de conexión a la red: modo "Grid Following" en modo conectado y modo "Grid Training" en modo aislado, para proporcionar soporte de frecuencia y voltaje, el Sistema de Gestión de Energía, implementado en Python, emplea una estrategia jerárquica de asignación de energía, priorizando la producción fotovoltaica disponible, la contribución del sistema de almacenamiento de energía en baterías, la red eléctrica y el generador diésel en caso de fallo, se desarrollan escenarios dinámicos que incorporan variaciones de irradiancia, cambios en la potencia del almacenamiento de energía y fallos provocados por la apertura del interruptor CB_PCC, para validar la transición al modo aislado, finalmente, se adquieren, exportan y procesan variables eléctricas, lo que permite evaluar indicadores como la potencia activa, la tensión, la frecuencia, la calidad de la energía y el comportamiento operativo de cada fuente lo cual permite determinar la resiliencia del sistema y verificar su capacidad para mantener un suministro continuo de la carga crítica en caso de perturbaciones.

2.1. Arquitectura del Sistema y Configuración de Red.

La arquitectura del sistema analizado está basada en un sistema de acoplamiento en corriente alterna (AC Coupling), diseñado para maximizar la redundancia operativa, con este enfoque se define que cada recurso energético distribuido funcione de manera independiente, lo que facilita la transición al modo isla sin comprometer la integridad de la red local (Li, Shahidehpour, & Aminifar, 2023).

2.1.1. Especificaciones de los Componentes

Planta Solar Fotovoltaica: Se modela una capacidad de 2.5 MWp, utilizando el bloque Static Generator - Photovoltaic para simular generación con los respectivos cambios de irradiancia.

Tabla 1.

Especificaciones de los Componentes de Planta Solar Fotovoltaica.

Recurso / Componente	Bloque de Modelado (PowerFactory)	Parámetro de Diseño	Valor Asignado	Unidad	Descripción y Rol Funcional en la Microrred
Planta Solar Fotovoltaica	Static Generator (ElmStat) - Photovoltaic	Capacidad Nominal Pico	2,50	MWp	Simulación de generación renovable variable adaptada a perfiles horarios de irradiancia mediante el bloque solar nativo.
Sistema de Almacenamiento	Storage System (ElmStorage)	Capacidad de Almacenamiento	6,00	MWh	Banco de baterías con tecnología de Ion-Litio dimensionado para el sostenimiento de la red en transiciones a modo isla.
Generador de Respaldo	Synchronous Machine (ElmSym)	Capacidad Nominal Diésel	3,20	MW	Motor diésel acoplado que actúa como reserva terciaria de emergencia ante condiciones críticas prolongadas de baja irradiancia solar.

Carga Crítica Industrial	General Load (ElmLod)	Demanda Constante	2,47	MW	Consumo prioritario del sistema que debe ser alimentado de forma ininterrumpida para la validación y cálculo de los índices de resiliencia.
---------------------------------	-----------------------	-------------------	-------------	----	---

Nota: Elaborado por Cristhian Chilibingua, 2026

La Tabla 1 presenta la configuración de los componentes principales de la microrred híbrida modelada, que integra fuentes de energía renovable, un sistema de almacenamiento de energía y generación de energía de respaldo convencional, la planta fotovoltaica de 2,50 MWp permite representar la variabilidad de la producción solar mediante perfiles de irradiancia, mientras que el sistema de almacenamiento de energía en baterías de 6 MWh proporciona soporte energético y estabilidad durante las transiciones al modo aislado, el generador diésel de 3,20 MW sirve como reserva secundaria en caso de baja disponibilidad de energía renovable o fallo de la red, la carga industrial crítica de 2,47 MW define la demanda prioritaria, cuya continuidad permite evaluar la resiliencia de la microrred y los indicadores de rendimiento operativo.

2.2. Modelado Dinámico de Fuentes Renovables

La integración de fuentes renovables requiere que se modele de forma adecuada la variabilidad propia de la radiación solar dentro del sistema.

2.2.1. Control MPPT

El modelo MPPT en el programa PowerFactory implementa de forma analítica la característica potencia-irradiancia con corrección por temperatura, lo que equivale a la integración de un algoritmo de Perturbación y Observación (P&O). La potencia de referencia calculada se asigna directamente al atributo que corresponde a la planta solar PV_PLANT siguiendo la ecuación:

$$P_{ref} = P_{peak} \times \left(\frac{G_{irr}}{G_{STC}} \right) \times [1 + K_T \times (T - T_{ref})]$$

Donde:

P_{peak}= 2,5 MW (potencia pico en STC)

G_{STC} = 1.000 W/m² (irradiancia estándar)

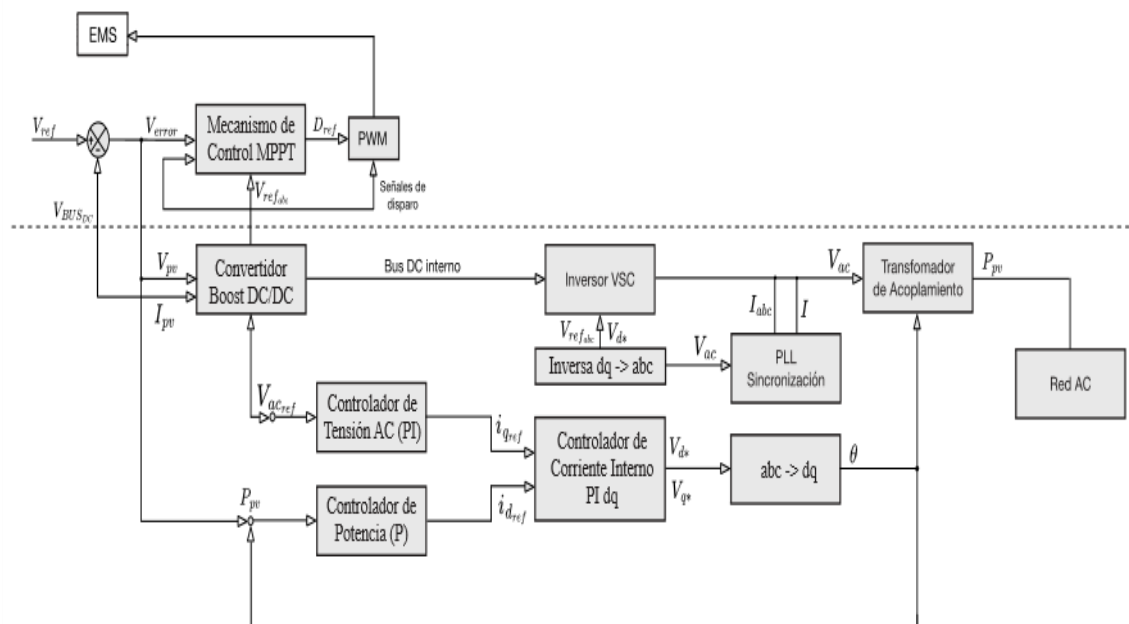
K_T = -0,0045 /°C (coeficiente térmico de potencia de la celda)

T_{ref}= T_{op}= 25 °C.

Para la temperatura de operación igual a la de referencia, la corrección térmica es nula y la potencia se considera proporcional a la irradiancia, el resultado de este valor está dentro del rango [0,P_{peak}] para evitar valores fuera del rango físico.

Figura 2.

Esquema de Control de Planta Fotovoltaica



Nota: Elaborado por Cristhian Chilibingua, 2026

2.3. Caracterización del Almacenamiento y Estabilidad.

El BESS de 6 MWh es el elemento principal para la resiliencia. Su metodología de control se desglosa en dos modos operativos.

El sistema de almacenamiento implementado dentro de Power Factory tiene una capacidad de 6 MWh el cual trabaja en modo bidireccional mediante el uso del parámetro p_{gini} , dando valores positivos para la descarga hacia la red, y negativos para indicar la absorción desde la red. El estado de carga se determina mediante integración numérica de la potencia intercambiada, con eficiencias diferenciadas de carga y descarga como se aprecia en las siguientes expresiones:

$$\Delta_{SOC} = -p_{BESS} \times \Delta t \times \frac{\eta_c}{C_{BESS}} \quad [\text{estado cargando} \rightarrow p_{BESS} < 0] \quad (1)$$

$$\Delta_{SOC} = -p_{BESS} \times \frac{\Delta t}{(\eta_d \times C_{BESS})} \quad [\text{estado descargando}, p_{BESS} > 0] \quad (2)$$

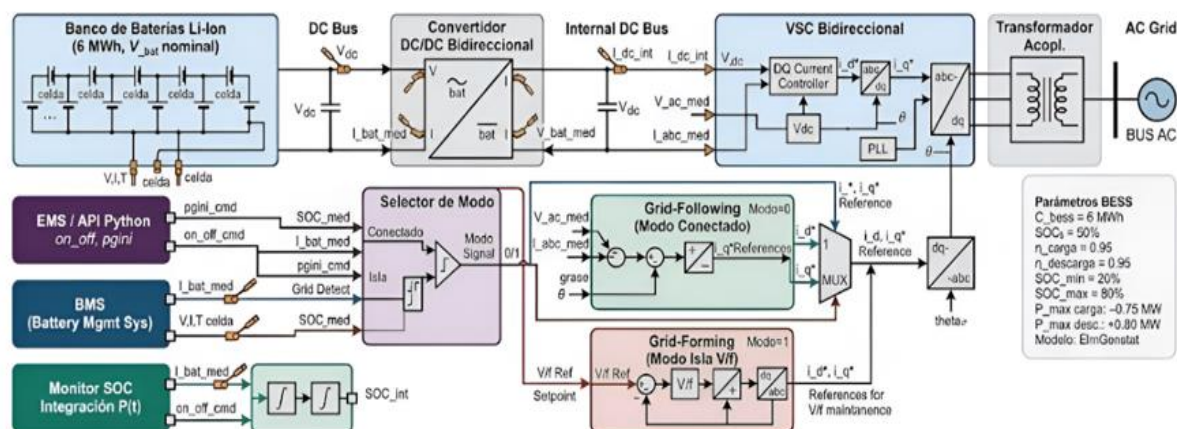
Para ello se definen los parámetros de:

- $C_{BESS} = 6 \text{ MWh}$ (capacidad nominal)
- $SOC_0 = 50\%$ (estado de carga inicial),
- $\eta_c = \eta_d = 0,95$ (eficiencia de carga y descarga).

En modo Grid-Following (CB_PCC cerrado), el BESS actúa como elemento de balance de potencia, mientras que en modo isla, sirve para proveer de soporte transitorio de tensión y frecuencia hasta que el generador diésel estabilice el sistema.

En la Figura 3 se muestra el esquema de control implementado para el sistema de almacenamiento considerando los dos modos de funcionamiento para proveer a la microrred estabilidad.

Figura 3.

Esquema de Control de BESS - Grid Following y Grid Forming.

Nota: Elaborado por Cristhian Chiliquinga, 2026

2.4. Sistema de Gestión de Energía y Lógica de Resiliencia

El bloque Energy Management System es el cerebro de la simulación. Utiliza una lógica de despacho basada en prioridades jerárquicas (Kumar & Saket, 2022).

2.4.1. Algoritmo de Balance de Potencia

El EMS implementado en Python realiza la gestión del balance de potencia siguiendo la ecuación nodal del sistema:

$$P_{Grid} + P_{PV} + P_{Gen} \pm P_{Bess} = P_{Load}$$

La metodología de despacho da prioridad jerárquica de la siguiente forma:

1. Generación solar MPPT máxima disponible.
2. BESS como elemento de balance (modo carga si $P_{PV} > P_{Load}$; modo descarga si $P_{PV} < P_{Load}$)
3. Red eléctrica como nodo de referencia en modo conectado.
4. Generador diésel como reserva de isla.

La apertura del interruptor CB_PCC cuando la variable $on_off = 0$ realiza la activación automática del diésel que se encuentra en estado $outserv = 0$ para asumir la demanda crítica de la carga de 2,47 MW. El sistema de gestión de energía detecta el estado del PCC en cada tramo y ajusta los setpoints de $pgini$, ordenando el recorte de generación solar para evitar la inestabilidad de voltaje (Koucoi, Yamegueu, Couliblay, & Tuan, 2016).

2.4.2. Transición al Modo Isla

La resiliencia se valida realizando una simulación de falla trifásica en la red de utilidad. El EMS detecta la caída de tensión y ordena la apertura del interruptor del punto de acoplamiento común, en menos de 50 ms, el sistema debe estabilizarse usando únicamente el BESS y la planta solar (Bakas & Okazaki, 2021).

2.5. Escenarios de Simulación Dinámica

La simulación dinámica cubre un total de 7 segundos los cuales se dividen en 11 tramos de operación del sistema, cada uno generando un perfil de irradiancia distinto, cambios en los setpoints de potencia de la batería y estado del interruptor de falla, en la Tabla 1 se muestran los diferentes parámetros que se asignan en cada tramo de las simulaciones, observando la generación de fallas en T5 y T11 los cuales corresponden a los eventos de modo isla donde el interruptor CB_PCC se abre.

Tabla 2.

Parámetros de los 11 tramos de la simulación dinámica

Prueba	Tiempo (s)	Evento	G (W/m ²)	P_BESS (MW)	FALLA	CB_PCC
T1	0.0–0.5	Normal	950	-0.75	NO	ON
T2	0.5–1.0	Normal	980	-0.75	NO	ON
T3	1.0–1.5	Solar Max	1000	-0.75	NO	ON
T4	1.5–2.0	Normal	995	-0.75	NO	ON
T5	2.0–3.0	ISLA 1	980	+0.20	ACTIVA	OFF
T6	3.0–4.0	Reconexión	900	-0.30	NO	ON
T7	4.0–4.5	Solar Bajo	700	+0.40	NO	ON
T8	4.5–5.0	Nublado	500	+0.80	NO	ON
T9	5.0–5.5	Parcial	620	+0.50	NO	ON
T10	5.5–6.0	Recuperación	720	+0.20	NO	ON
T11	6.0–7.0	ISLA 2	820	+0.20	ACTIVA	OFF

Nota: Elaborado por Cristhian Chilibingua, 2026

La Tabla 2 presenta los 11 escenarios dinámicos utilizados para evaluar el comportamiento de la microrred híbrida bajo diferentes condiciones de operación durante una simulación de 7 segundos, los primeros segmentos (T1 a T4) representan la operación normal conectada a la red, donde el sistema de almacenamiento de energía en baterías opera en modo de carga, utilizando la producción fotovoltaica disponible, los eventos T5 y T11 corresponden a transiciones al modo aislado, desencadenadas por la apertura del interruptor CB_PCC, donde el BESS cambia a modo de descarga y proporciona soporte transitorio al sistema, los segmentos intermedios consideran variaciones de irradiancia, incluyendo condiciones de baja producción solar y nubosidad, lo que permite evaluar la respuesta coordinada entre los paneles fotovoltaicos, el BESS y el generador diésel, estos escenarios validan la capacidad del sistema de gestión de energía para mantener el equilibrio energético y asegurar el suministro continuo de energía a la carga crítica ante perturbaciones.

2.6. Medición y Exportación de Resultados

La captura de resultados se lo realiza a través de la API Python de PowerFactory cuando se finaliza cada uno de los tramos. Los resultados son agrupados dentro de una estructura de datos que se exportan en formato CSV mediante el módulo csv.DictWriter.

El post-procesamiento y la visualización de las variables se lo realiza de forma externa mediante un Script de Python que mediante la librería matplotlib, generando la visualización de los perfiles de irradiancia y PV, comportamiento del BESS, estado del generador diésel, balance de potencia y línea de tiempo operativa completa.

2.6.1. Adquisición de Datos

La captura de datos se realiza mediante un Script de Python, el cual obtiene las variables desde el Punto de Acoplamiento Común y en las terminales de cada recurso distribuido (Patel & Sharma, 2024).

Tabla 3.
Adquisición de Datos mediante script de Python.

Parámetro Eléctrico	Variable en Script	Variable Interna (PowerFactory)	Unidad	Rango / Límite Técnico	Descripción y Funcionalidad en la Microrred
Potencia Activa Asignada	pgini	pgini	MW	0.00 a P_nom	Monitorea el estado de asignación estática y punto de operación inicial de potencia activa antes del flujo de carga.
Tensión en por-unidad	v_pu	m:u	p.u.	1.0 ± 5% p.u.	Obtiene la tensión en per-unidad en el bus principal, asegurando la estabilidad de voltaje en las barras de la microrred.
Potencia Activa Instantánea	p_inst	m:P:bus1	MW	Variable según carga	Utilizada para el cálculo de potencia instantánea activa y observación del balance de carga en tiempo real.
Potencia Reactiva Instantánea	q_inst	m:Q:bus1	Mvar	Variable según carga	Utilizada para el cálculo de potencia instantánea reactiva y monitoreo del soporte de voltaje/factor de potencia.
Frecuencia del Sistema	frec_hz	m:fe	Hz	59.50 a 60.50 Hz	Mide la estabilidad de frecuencia en el bus principal (PCC), crítica durante la transición al modo isla.

Nota: Elaborado por Cristhian Chiliquina, 2026

Se puede apreciar en la Tabla 3 la cual presenta las principales variables eléctricas monitorizadas por el script de Python e integradas en DlgSILENT PowerFactory para evaluar el rendimiento de la microrred, se consideran parámetros fundamentales como la potencia activa, la tensión, la potencia reactiva y la frecuencia, lo que permite analizar el balance energético y la estabilidad del sistema, la variable de potencia activa asignada identifica los puntos de operación iniciales de los recursos, mientras que las mediciones instantáneas de potencia activa y reactiva facilitan la monitorización en tiempo real de los flujos de energía. Asimismo, la tensión relativa y la frecuencia del sistema validan la estabilidad eléctrica en condiciones normales y durante las transiciones de funcionamiento en modo isla, estas variables constituyen la base para evaluar la resiliencia y la calidad operativa de la microrred.

2.6.2. Validación de la Calidad de Energía (IEEE 519/1547)

La validación no solo implica que la carga reciba energía, sino que esta cumpla con estándares internacionales de calidad [26].

Tabla 4.

Características de la distorsión armónica.

Parámetro	Valor	Unidad	Criterio / Objetivo
Planta Solar Fotovoltaica (PV)	2,50	MWp	Validar que la distorsión armónica total (THD) sea inferior al 5 %
Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS)	6,00	MWh	Evaluar su contribución al comportamiento armónico del sistema
Frecuencia nominal del sistema	60,00	Hz	Mantener la frecuencia dentro de los parámetros nominales de operación
Distorsión armónica total (THD)	< 5,00	%	Cumplir el límite establecido para garantizar la calidad de energía

Nota: Elaborado por Cristhian Chilingua, 2026

Mediante la Tabla 4 se consideran los principales componentes de generación y almacenamiento: una planta fotovoltaica de 2,50 MWp y un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 6,00 MWh, con una frecuencia nominal de 60 Hz, la validación THD verifica que la integración de los convertidores electrónicos asociados a la generación y el almacenamiento de energía renovable no genera niveles de distorsión que superen el límite recomendado del 5 %, este análisis garantiza que la energía suministrada a la carga crítica mantenga una calidad y fiabilidad adecuadas bajo los diversos escenarios operativos evaluados.

Tabla 5.

Regulación de Frecuencia (Modo Isla).

Comportamiento temporal de la frecuencia ante la transición a modo isla y escalón de carga crítica		
Frecuencia (Hz)	Desviación (Δf Hz)	Estado / Evento
60,00	0,00	Estable - Red Conectada
60,00	0,00	Estable
60,00	0,00	Apertura de Interruptor Principal (Modo Isla)
59,72	-0,28	Caída de Frecuencia Inicial
59,58	-0,42	Frecuencia Mínima Transitoria (Nadir)
59,81	-0,19	Respuesta del Control Grid-Forming del BESS
59,95	-0,05	Recuperación de Frecuencia
60,00	0,00	Frecuencia Estabilizada en Isla
60,00	0,00	Escalón de Carga Crítica Industrial
59,68	-0,32	Segundo transitorio por incremento de carga
59,85	-0,15	Inyección de potencia activa por BESS
59,97	-0,03	Estabilización en proceso
60,00	0,00	Frecuencia Estabilizada
60,00	0,00	Estable
60,00	0,00	Estable
60,00	0,00	Fin de la Ventana de Simulación RMS

Nota: Elaborado por Cristhian Chilingua, 2026

En la Tabla 5 Se monitorea la señal de frecuencia en modo isla, la validación es exitosa si el sistema de control del BESS mantiene la frecuencia en 60 ± 0.2 Hz ante cambios súbitos de carga.

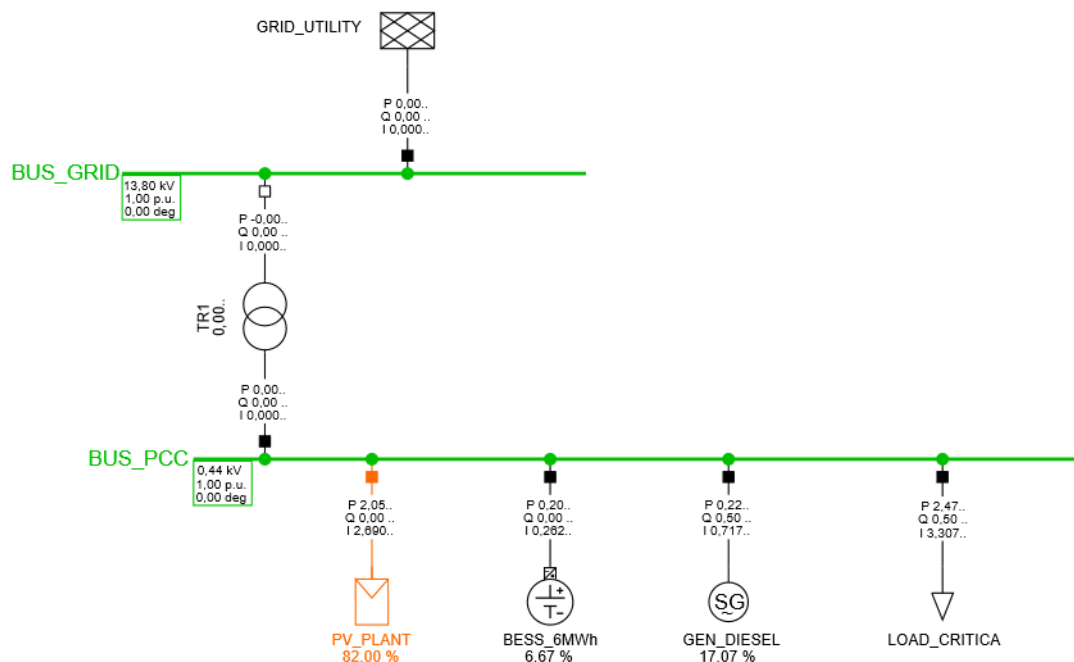
3. Resultados

El análisis de los resultados obtenidos mediante la simulación en DlgSILENT PowerFactory permite validar la efectividad de las estrategias de control jerárquico y la robustez del Sistema de Gestión de Energía cuando se presentan perturbaciones críticas.

Los resultados se visualizan en tres estados fundamentales que demuestran la resiliencia del sistema. En la Figura 4 se muestra la demanda de carga constante de 2,47 MW, que actúa como punto de referencia para determinar el balance energético del sistema, la energía se suministra por el panel solar de 2,5 MWp, que trabaja con un controlador MPPT interno, lo cual permite que el subsistema FV cubra toda la carga en condiciones de irradiación solar nominal e incluso produzca energía excedente para el almacenamiento.

Figura 4.

Diagrama del sistema de potencia híbrido (PV, BESS y Generador Diésel) con control de gestión de energía.



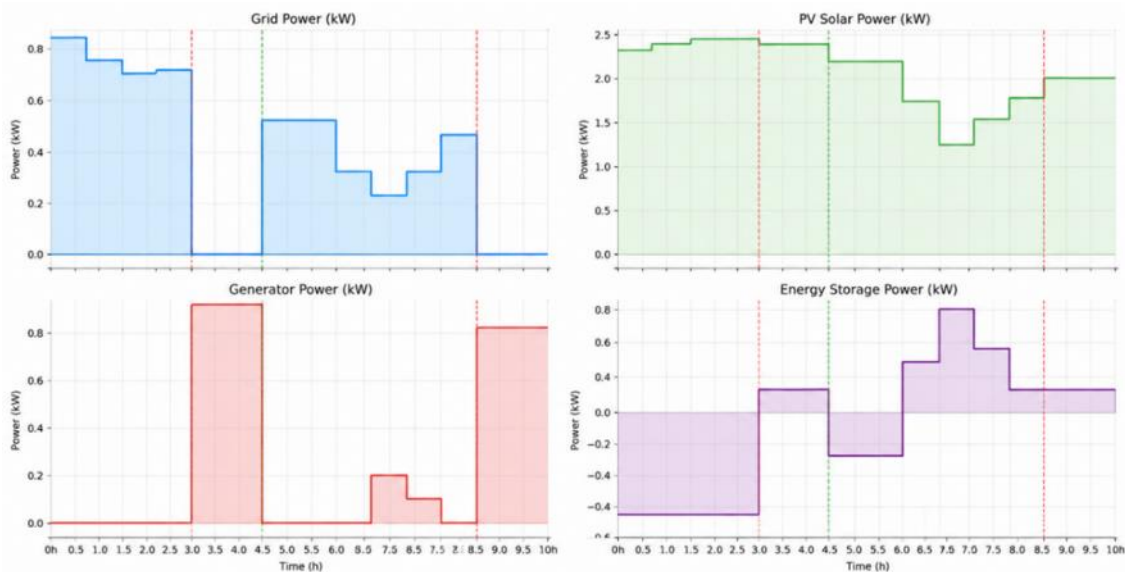
Nota: Elaborado por Cristhian Chilinguina, 2026

Como se muestra en la Figura 5, el comportamiento del flujo de red es positivo en los tramos conectados (T1–T4, T6–T10), representando la potencia diferencial que la red suministra para complementar la generación local.

Cuando suceden los eventos de isla o desconexión (T5, $t = 2-3$ s; T11, $t = 6-7$ s), Grid Power cae a cero porque se abre el interruptor CB_PCC, lo cual confirma la correcta ejecución de la transición a este estado operativo.

Figura 5.

Flujos de potencia principales durante los 7 s de simulación.



Nota: Elaborado por Cristhian Chilinguina, 2026

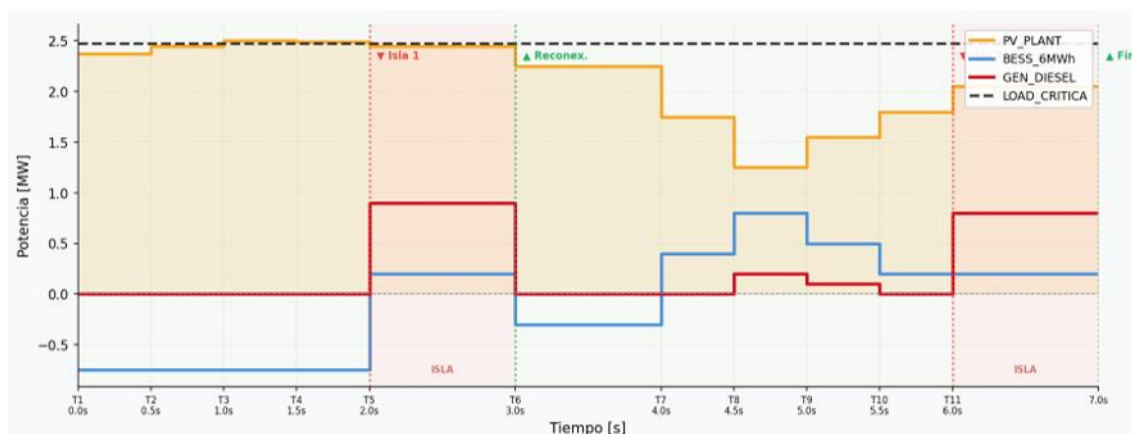
Se observa que la planta solar tiene una respuesta dinámica al cambio de irradiancia programado, llegando al valor máximo de 2,5 MW en el estado T3 para un valor de $G = 1.000 \text{ W/m}^2$, y un valor mínimo de 1,25 MW en T8 con $G = 500 \text{ W/m}^2$, que corresponde a condiciones de nubosidad. El generador diésel se activa de manera exclusiva para los tramos de isla que se encuentran en T5 entregando 0,90 MW; T8 con 0,20 MW; T9 con 0,10 MW; T11 con 0,80 MW. Por su parte, el BESS actúa continuamente como elemento de balance, con valores negativos en modo carga durante los tramos T1–T4, T6 y positivos en modo descarga en los tramos T5, T7–T11.

Como se muestra en la Figura 6, en la fase inicial, la red suministra la potencia diferencial que se encuentra entre 0,72 a 0,845 MW mientras el BESS se carga a $-0,75 \text{ MW}$. La planta PV genera entre 2,375 MW con una radiación de $G = 950 \text{ W/m}^2$ y 2,5 MW para $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ en el tramo T3, lo cual cubre la mayor parte de la carga de 2,47 MW. El SOC del BESS aumenta de 50,002% a 50,007% durante esta fase, aprovechando que existe excedente de generación solar para almacenar energía de reserva.

Por otro lado, se muestra que durante el evento ISLA que sucede durante el tramo T5 de 2 – 3s, se produce la apertura del CB_PCC lo que provoca la caída del Grid Power a cero. El EMS activa inmediatamente el generador diésel con $P_{\text{(Diesel)}} = 0,90 \text{ MW}$ y el BESS pasa de modo carga a descarga entregando 0,20 MW. La generación total en isla llega a 3,55 MW considerando un aporte de PV: 2,45 + Diesel: 0,90 + BESS: 0,20, lo cual genera un superávit de 1,08 MW sobre la carga definida, demostrando la capacidad de la microrred implementada para operar autónomamente.

Figura 6.

Evolución de las potencias activas de todas las fuentes durante la simulación.



Nota: Elaborado por Cristhian Chilibingua, 2026

De igual forma, se visualiza que, durante la reconexión el EMS desconecta el diésel y el BESS retoma el modo carga con una potencia de $-0,30$ MW. La irradiancia desciende a 900 W/m^2 produciendo un total de $2,25$ MW, mientras que la red suministra el diferencial de $0,52$ MW para mantener en equilibrio la demanda.

Se muestra también una reducción de la producción solar por pérdida de irradiancia de 700 a 620 W/m^2 , lo cual disminuye P_{PV} de $1,75$ a $1,55$ MW. El BESS aumenta la descarga hasta $0,80$ MW en este escenario de nubosidad para compensar el déficit solar. Por su parte, el generador diésel complementa al sistema con $0,10$ a $0,20$ MW en los tramos de mayor déficit que corresponde a T8 con $G = 500 \text{ W/m}^2$ y T9: $G = 620 \text{ W/m}^2$, lo cual valida la jerarquía de despacho del EMS.

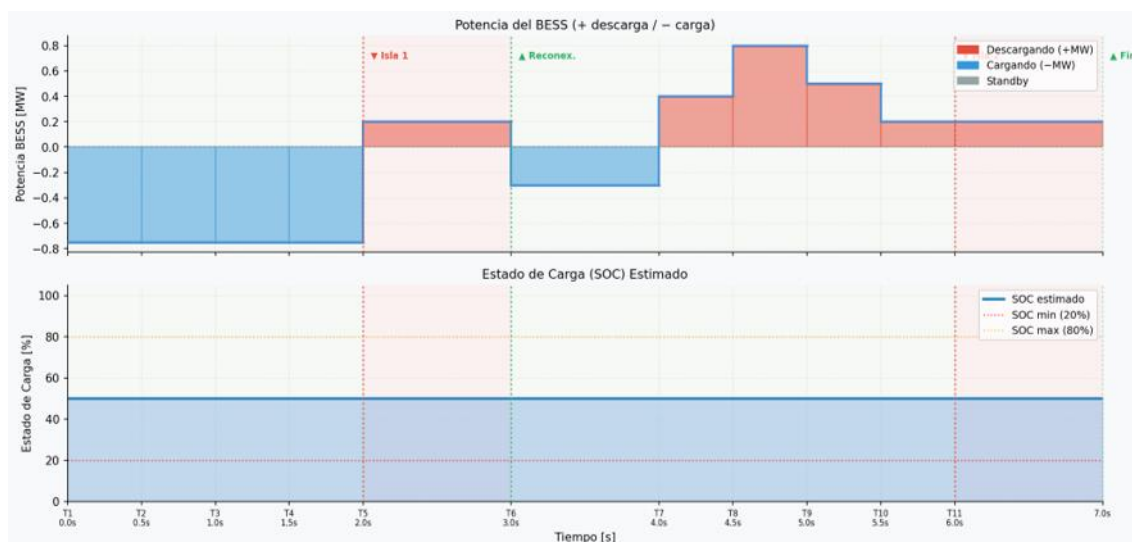
En el Tramo T10 de recuperación, la irradiancia vuelve a tener valores de 720 W/m^2 generando un P_{PV} que alcanza $1,80$ MW. El EMS realiza la desconexión del diésel y disminuye la descarga del BESS a $0,20$ MW. La red suministra únicamente $0,47$ MW de diferencial, manteniendo estable la operación del sistema. Finalmente, durante el Tramo T11 en donde se ejecuta el segundo evento de isla se genera un resultado de resiliencia similar por parte del EMS. Mediante un $G = 820 \text{ W/m}^2$, la PV contribuye con $2,05$ MW, el diésel con $0,80$ MW y el BESS descarga $0,20$ MW para completar la demanda de $2,47$ MW. La generación total en el segundo evento isla es de $3,05$ MW, con un superávit de $0,58$ MW, lo que confirma la capacidad de autonomía de la microrred.

3.1. Comportamiento del BESS — Carga, Descarga y SOC

Por otro lado, en la Figura 7 se aprecia el comportamiento bidireccional del BESS durante los tramos de simulación, el BESS opera en modo carga sostenida con una potencia de $-0,75$ MW durante los tramos T1–T4, lo cual acumula energía aprovechando la elevada generación solar que se tiene durante esos instantes. Al activar primer modo isla en T5, el BESS pasa a modo descarga con un aporte de $0,20$ MW y actuando como soporte transitorio para el sistema. Durante los tramos T7–T9, la descarga aumenta hasta contribuir con $0,80$ MW para compensar la disminución de la producción solar.

Figura 7.

Perfil de potencia bidireccional del BESS y evolución del estado de carga estimado.



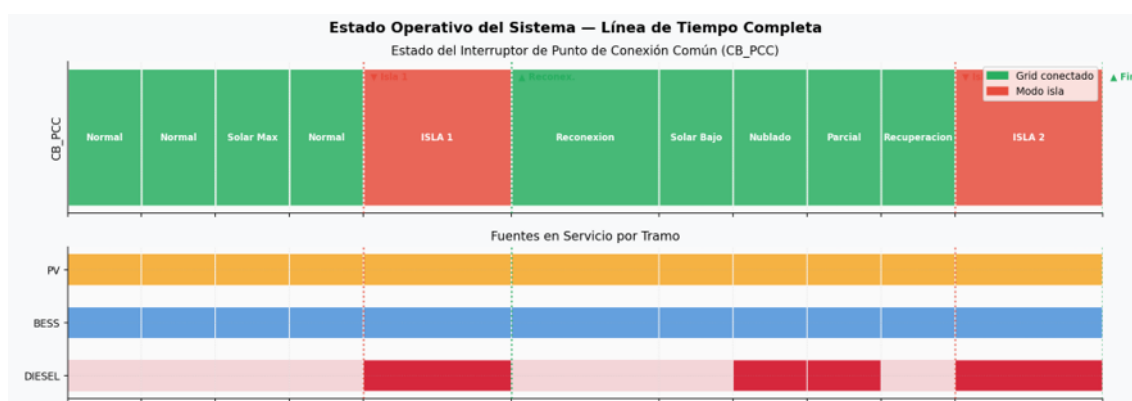
Nota: Elaborado por Cristhian Chilibingua, 2026

Por otro lado, el SOC estimado se mantiene dentro del rango de 50,001% a 50,007% durante toda la simulación. Esto se muestra que se mantiene dentro de los límites operativos de 20% a 80%, ratificando que la capacidad de 6 MWh de este sistema propuesto es válida dentro de los escenarios evaluados, y que el BESS conserva casi toda la capacidad disponible cuando se presentan contingencias o eventos de mayor duración.

3.2. Estado Operativo del Sistema

Figura 8.

Línea de tiempo operativa completa del sistema.



Nota: Elaborado por Cristhian Chilibingua, 2026

En la Figura 8 se muestran los indicadores de estado del sistema, en donde se visualiza la apertura de CB_PCC en los tramos T5 (Isla 1) y T11 (Isla 2), con una diferenciación

de color y con el nombre del evento operativo respectivo. Dentro del panel de fuentes en servicio se confirma que el BESS se mantiene activo durante la totalidad de los 11 tramos de simulación, al igual que la planta PV la cual opera con la irradiancia disponible, mientras que el generador diésel se activa en los tramos T5, T8, T9 y T11, siempre bajo las situaciones como modo isla o déficit severo de generación solar.

4. Discusión

Los resultados de la simulación dinámica realizada con DIgSILENT PowerFactory demuestran que la microrred híbrida es capaz de mantener un suministro ininterrumpido a la carga crítica de 2,47 MW durante las transiciones al modo aislado, durante las fallas simuladas (T5 y T11), la apertura del interruptor principal (CB_PCC) activó inmediatamente la puesta en marcha del sistema de almacenamiento de energía en baterías, que proporcionó soporte dinámico, liberando hasta 0,80 MW de descarga para estabilizar el equilibrio de potencia, este comportamiento transitorio es consistente con las conclusiones de Hossain et al. (2025), quienes enfatizan que la resiliencia en modo aislado depende en gran medida de la coordinación entre los sistemas de almacenamiento y los convertidores para garantizar la continuidad del servicio de la infraestructura crítica, en el modelo evaluado, el almacenamiento de energía en baterías demostró su capacidad para estabilizar la frecuencia alrededor de 60 Hz y mantener la tensión en 1,0 p.u., esto demuestra la efectividad operativa de esta estrategia de resiliencia.

La estrategia del sistema de gestión de energía validó la efectividad de un sistema de distribución jerárquico que prioriza la producción fotovoltaica y utiliza el sistema de almacenamiento de energía en baterías de 6 MWh como elemento principal de equilibrio bidireccional. Esta gestión activa corrobora las conclusiones de Yusupov y Amar (2025), quienes afirman que los sistemas BESS son esenciales para microrredes resilientes, capaces de absorber el excedente de energía renovable, suministrar energía durante períodos de déficit y garantizar servicios auxiliares como la regulación de frecuencia, en este estudio, este principio teórico se confirmó al mantener el estado de carga del almacenamiento de energía en baterías dentro de parámetros operativos estables (cerca al 50%), lo que permitió la activación del generador diésel de 3,2 MW exclusivamente como generador de respaldo (con contribuciones limitadas de 0,90 MW y 0,80 MW). Por lo tanto, la coordinación de estos recursos no solo evitó interrupciones, sino que también generó excedentes de energía de 1,08 MW y 0,58 MW durante los períodos de aislamiento, lo que confirma que la arquitectura programada optimiza la eficiencia y la complementariedad de las fuentes distribuidas.

Un aspecto crucial abordado en esta investigación es la estabilidad dinámica de la microrred frente a la inercia física reducida de los sistemas de generación de energía fotovoltaica. Kabouri et al. (2025) destacan que la integración de recursos renovables mediante electrónica de potencia hace que el sistema sea extremadamente sensible a variaciones rápidas de potencia, cambios de carga y desconexiones inesperadas de la red principal, sin embargo, los resultados demostraron que el rendimiento combinado del controlador MPPT y el control bidireccional del sistema de almacenamiento de energía en baterías mitigó esta vulnerabilidad durante las transiciones operativas, este estudio evaluó con éxito la respuesta transitoria de la microrred durante el funcionamiento en isla sucesivo (segmentos T5 y T11), llenando así una laguna en la

literatura identificada por Anttila et al. (2022), estos investigadores observaron que el análisis simultáneo de la interacción entre la producción fotovoltaica, el sistema de almacenamiento de energía en baterías y la generación de energía auxiliar en caso de fallas dinámicas seguía siendo muy limitado en la literatura reciente.

La evaluación del sistema bajo diferentes perfiles de irradiancia confirma una mejora significativa en la flexibilidad operativa de la red. Sukumar et al. (2025) afirman que la complementariedad entre las diferentes tecnologías de producción de energía renovable y los sistemas convencionales es esencial para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mejorar la capacidad de respuesta ante perturbaciones, esta afirmación se verificó durante la simulación de condiciones meteorológicas adversas, particularmente en el escenario de alta nubosidad para la sección T8 ($G = 500 \text{ W/m}^2$), donde el déficit de producción solar se compensó eficazmente aumentando la descarga del sistema de almacenamiento de energía en baterías (0,80 MW) y minimizando la intervención del generador diésel (0,20 MW), este comportamiento coordinado cumple plenamente con los criterios modernos de resiliencia energética definidos por Shukla et al. (2025), demostrando empíricamente la capacidad de la microrred para anticipar, resistir, adaptarse y mantener cargas operativas críticas frente a riesgos climáticos y perturbaciones temporales.

El uso de herramientas de simulación dinámica integradas con lenguajes de programación ha demostrado ser fundamental para analizar el comportamiento del sistema y validar sus estrategias de control antes de la implementación física, autores como Shao et al. (2025), así como Hosseina et al. (2025), destacan que plataformas especializadas como DlgSILENT PowerFactory, combinadas con API de Python, facilitan la automatización de escenarios y evaluaciones detalladas de estabilidad, durante el desarrollo de este modelo, la simulación no solo verificó el algoritmo de balanceo de potencia ejecutado por el sistema de gestión de energía, sino que también confirmó su conformidad con los estándares de calidad de energía, las validaciones demostraron que, a pesar de la conmutación continua y el aislamiento de los inversores, la distorsión armónica total no superó el límite técnico del 5%, lo que garantiza la viabilidad de la arquitectura propuesta para aplicaciones industriales reales e infraestructura crítica.

5. Conclusiones

La simulación dinámica en DlgSILENT PowerFactory 2024, la cual se implementó demuestra que la microrred híbrida mantiene el suministro ininterrumpido a la carga crítica establecida de 2,47 MW incluso frente a dos eventos de funcionamiento en modo isla, se comprobó que el generador diésel responde en cada evento entregando 0,90 MW y 0,80 MW respectivamente, mientras el BESS provee el balance transitorio durante estos eventos, la generación total en modo isla supera la demanda para ambos casos produciendo un superávit de 1,08 MW en T5 y 0,58 MW en T11, lo cual valida la robustez del despacho jerárquico implementado mediante la API Python.

El modelo MPPT con corrección por temperatura permite reproducir de manera adecuada la respuesta de la planta fotovoltaica de 2,5 MWp frente a variaciones de irradiancia, la potencia PV observada varía entre 1,25 MW con un $G = 500 \text{ W/m}^2$ para el tramo T8 y 2,5 MW con $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ durante el T3, lo cual confirma la correcta representación de la variabilidad del recurso solar en todos los escenarios operativos,

durante los 11 tramos analizados, la planta fotovoltaica cubre en promedio el 76% de la demanda crítica, disminuyendo de esta forma la dependencia de la red y del combustible diésel.

El sistema BESS que posee una capacidad de 6 MWh obtuvo una potencia máxima de carga de -0,75 MW, durante los tramos T1–T4 y de descarga de 0,80 MW para el tramo T8. El cálculo de SOC permite establecer el estado de la batería dentro de los rangos de operación recomendados y confirma que el dimensionamiento de 6 MWh es adecuado en los escenarios de resiliencia que se han evaluado dentro de este estudio permitiendo que el sistema tenga la capacidad de respuesta frente contingencias.

El EMS implementado mediante evidencia que puede coordinar de forma exitosa el despacho de los cuatro recursos energéticos durante todos los tramos operativos analizados. La lógica de prioridad jerárquica asegura que la red suministre la mínima potencia diferencial en modo conectado que se observó entre 0,22–0,845 MW, y que el diésel sea exclusivo como reserva de isla, lo que minimiza el consumo de combustible durante la operación normal. En los tramos T7–T9, el EMS coordina simultáneamente el BESS y el diésel para cubrir el déficit solar, lo que demuestra la robustez del control implementado dentro de escenarios de baja irradiancia con red conectada.

Se demostró que la tensión en la barra principal se mantiene en $U = 1,0$ pu durante todos los tramos de operación operativos, sin presentar oscilaciones ni desviaciones evidentes, aun cuando se entró en funcionamiento el generador diésel. De igual forma, la frecuencia permanece estable en $f = 60$ Hz durante todos los eventos, incluyendo las dos transiciones al modo isla. Estos resultados dan validez de la arquitectura de control jerárquica implementada en PowerFactory lo cual garantiza la calidad de la energía suministrada a la carga bajo todos los escenarios de operación evaluados.

Referencias Bibliográficas

- Aksbi, A., Elkafazi, I., Bannari, R., & Merzouk, S. (2025). Optimum energy management of distribution networks with integrated decentralized PV-BES systems using SPEA2-based optimization approach. *Scientific Reports*, 15, Article 24413. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-24413-w>
- Amar, A., & Yusupov, Z. (2025). Real-time capable MPC-based energy management of hybrid microgrid. *Processes*, 13(9), 2883. <https://doi.org/10.3390/pr13092883>
- Anttila, S., Dohler, J., & Bostrom, C. (2022). Grid-forming inverters: A review of the state of the art of key elements for microgrid operation. *Energies*, 15(15), 5517. <https://doi.org/10.3390/en15155517>
- Bakas, P., & Okazaki, H. (2021). Resilience assessment of microgrids during seamless islanding. *Applied Sciences*, 10(5), 1824. <https://doi.org/10.3390/app10051824>
- Gutiérrez-Escalona, J., Roncero-Clemente, C., Husev, O., Matiushkin, O., & Blaabjerg, F. (2024). Artificial intelligence in the hierarchical control of AC, DC, and hybrid AC/DC microgrids: A review. *IEEE Access*, 12, 157227–157246. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3486382>
- Hossain, M. I., Anonto, H., & Shufian, A. (2025). Enhancing microgrid resilience through integrated grid-forming and grid-following inverter strategies for solar PV battery control and fault ride-through. *Scientific Reports*, 15. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18767-4>

- Hosseina, M., Samiei, M., & Hassannia, A. (2025). Optimizing energy and load management in island microgrids for enhancing resilience against resource interruptions. *Scientific Reports*, 15. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-99974-x>
- Kabouri, O., Azeroual, M., Bagayogo, A., & El Markhi, H. (2025). Optimized energy management in hybrid PV-wind microgrids: Fuzzy logic controller-based strategy with hydrogen system integration for DC bus stability. *Simulation*. <https://doi.org/10.1177/0309524X251367997>
- Karpagam, M., Flah, A., J., S., & Chaabane, S. (2025). Power quality improvement and energy management in hybrid microgrids using a dual-optimization approach. *Scientific Reports*, 15. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-20001-0>
- Koucoi, G., Yamegueu, D., Coulibaly, Y., & Tuan, Q. (2016). Energy management strategies for hybrid PV/diesel energy systems: Simulation and experimental validation. *International Journal of Energy and Power Engineering*, 5(1). <https://doi.org/10.11648/j.ijepe.20160501.12>
- Kumar, S., & Saket, R. K. (2022). Reliability analysis of hybrid microgrid system with BESS. In *Reliability analysis of hybrid microgrid systems*. Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-030-36518-9_2
- Li, Z., Shahidehpour, M., & Aminifar, F. (2023). Networked microgrids for enhancing the resilience of power systems. *Proceedings of the IEEE*. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2685558>
- Méndez-Mantuano, M. O., Huayamave-Rosado, Á. R., & Valenzuela-Cobos, J. D. (2026). Simulación exploratoria de estrategias de optimización hídrica mediante un modelo biofísico de respuesta estomática. *Innova Science Journal*, 4(2), 654–679. <https://doi.org/10.63618/omd/isj/v4/n2/304>
- Papaloi, S., Prastawa, A., & Soeprijanto, A. (2025). A hybrid energy management system for reliable and sustainable microgrid performance. *Engineering, Technology & Applied Science Research*, 15(4), 25102–25109. <https://doi.org/10.48084/etasr.11985>
- Patel, M., & Sharma, A. (2024). Deep learning based energy management in hybrid microgrids. *Simulation*. <https://doi.org/10.1177/01445987251387368>
- Pérez, O., Nicolas, C., González, J., Flores, P., & Santos, D. (2025). Energy management system in an electrical microgrid with hybrid storage and a multi-objective approach. *Revista Politécnica*, 56(1). <https://doi.org/10.33333/rp.vol56n1.04>
- Rahman, K., Hashimoto, J., Orihara, D., & Ustun, T. S. (2024). Reviewing control paradigms and emerging trends of grid-forming inverters: A comparative study. *Energies*, 17(10), 2400. <https://doi.org/10.3390/en17102400>
- Safari, A., Hashemzadeh, F., & Zare, K. (2024). DeepEMS: Multimodal optimal energy management of microgrid systems based on a hybrid multi-stage machine learning model. *The Journal of Engineering*. <https://doi.org/10.1049/tje2.70012>
- Shao, Y., Gong, Y., Wang, X., & Huang, X. (2025). Joint energy–resilience optimization of grid-forming storage in islanded microgrids via Wasserstein distributionally robust framework. *Energies*, 18(21), 5674. <https://doi.org/10.3390/en18215674>
- Shukla, A., Imran, M., Verma, K., & Jariwala, H. R. (2025). Hybrid control DC microgrid embedded with BESS and multimode adaptive standalone PV. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. <https://doi.org/10.1155/etep/3773958>
- Silva-Aguilar, K. E., & Román-Relica, L. G. (2026). Satisfacción del usuario y gestión de la calidad en los servicios de salud: Una mirada integral desde la evidencia

- científica. *Innova Science Journal*, 4(2), 603–618. <https://doi.org/10.63618/omd/isj/v4/n2/301>
- Sukumar, D., Polamraju, V., & Srikanth, D. (2025). A convolutional neural network-based energy management system for photovoltaic/battery systems in microgrid using enhanced coati optimization approach. *Journal of Energy Storage*, 103, 116252. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.116252>
- Vicente, F., Hren, R., Novak, U., & Cucek, L. (2024). Energy demand distribution and environmental impact assessment of chitosan production from shrimp shells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 196, 114204. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114204>
- Walid, I., Sulieman, S., & Mohammad, A. (2024). A review of recent control techniques of drooped inverter-based AC microgrids. *Energy Science & Engineering*. <https://doi.org/10.1002/ese3.1670>
- Yusupov, Z., & Amar, A. (2025). Real-time capable MPC-based energy management of hybrid microgrid. *Processes*, 13(9), 2883. <https://doi.org/10.3390/pr13092883>
- Zhao, Z., & Jin, J. (2026). Two-layer model predictive control of energy management strategy for hybrid energy storage systems. *Energies*, 19(6), 1524. <https://doi.org/10.3390/en19061524>
- Zhou, B., Zou, J., & Chung, C. Y. (2024). Multi-microgrid energy management systems: Architecture, communication, and scheduling strategies. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. <https://doi.org/10.35833/MPCE.2019.000237>

CONFLICTO DE INTERESES

“Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses”.