









Voltage Regulation Considering BESS in Microgrids with High Photovoltaic Generation Penetration

Hector Ismael Rodriguez Melendez, Student¹ , Brian Jesus Beteta Susanibar, Student² ,
Joel Villavicencio Gastelu, Dr.⁴  y Angel E. Obispo, Dr.³ ,
^{1,4} Universidad Tecnológica del Perú, Perú,
joelitoilha@gmail.com

Abstract- In microgrids with high photovoltaic (PV) generation penetration, voltage regulation has emerged as a critical challenge owing to inherent variability in power production. This study evaluates the effectiveness of battery energy storage systems (BESS) in mitigating voltage fluctuations by applying droop-control techniques. Among the various microgrid control strategies, droop control is the most significant. In addition to this conventional approach, in this work, the state-of-charge (SoC)-based control for the BESS was implemented, enabling more dynamic voltage regulation in response to system variations. Simulations were conducted to assess control performance under two scenarios: (1) a microgrid with BESS regulated solely through conventional droop control, where a voltage drop to 0.87 p.u. was observed, stabilizing at 1.025 p.u. within 41 ms; and (2) a microgrid with BESS regulated using a combination of droop control and SoC-based control, resulting in a voltage drop to 0.892 p.u., with stabilization at 1.01 p.u. achieved in just 20 ms. The results demonstrate that the proposed methodology maintains a voltage within permissible limits while achieving faster response times than the conventional approach.

Keywords- microgrids, battery energy storage systems, photovoltaic generation, power flows.

Regulación de Tensión Considerando BESS en Microrredes con Alta Presencia de Generación Fotovoltaica

Hector Ismael Rodriguez Melendez, Estudiante¹ , Brian Jesus Beteta Susanibar, Estudiante² ,
Joel Villavicencio Gastelu, Dr.⁴  y Angel E. Obispo, Dr.³ ,
^{1,4} Universidad Tecnológica del Perú, Perú,
joelitoilha@gmail.com

Resumen— *En microrredes con alta penetración de generación fotovoltaica, la regulación de la tensión se presenta como un desafío crítico debido a la variabilidad inherente de la producción de energía. Esta investigación analiza la eficacia de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) para mitigar las fluctuaciones de tensión mediante la aplicación de técnicas de control de caída (droop control). Entre los diversos métodos de control de microrredes, el droop control se destaca como uno de los más relevantes. Además de este enfoque convencional, en este trabajo se implementó el control basado en el estado de carga (SoC) de los BESS, lo que permitió una regulación más dinámica de la tensión en respuesta a las variaciones del sistema. Se realizaron simulaciones para evaluar el comportamiento del control en dos escenarios: (1) una microrred con BESS regulada únicamente mediante control de caída convencional, donde se observó una caída de tensión hasta 0.87 p.u., estabilizándose en 1.025 p.u. en 41 ms; y (2) una microrred con BESS regulada mediante una combinación de control de caída y control basado en el SoC, registrándose una caída de tensión hasta 0.892 p.u., con estabilización en 1.01 p.u. en solo 20 ms. Los resultados demuestran que la metodología propuesta mantiene la tensión dentro de los límites permitidos, logrando además una respuesta más rápida en comparación con el enfoque convencional.*

Palabras clave— *microrredes, sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, generación fotovoltaica, flujos de potencia.*

I. INTRODUCCIÓN

A. Contextualización y Planteamiento del Problema

La regulación de tensión en microrredes representa un desafío crítico en el contexto actual de la transición energética, impulsada por la creciente penetración de fuentes de energía renovable. Si bien los enfoques tradicionales, como reguladores de voltaje, transformadores con ajustes variables y generadores basados en combustibles fósiles, han sido efectivos para mantener la estabilidad en redes eléctricas convencionales [2], su capacidad para adaptarse rápidamente a las fluctuaciones inherentes de las fuentes renovables es limitada. Esto se debe, principalmente, a su baja respuesta dinámica y falta de flexibilidad frente a variaciones rápidas en la generación y demanda de energía.

En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS, por sus siglas en inglés) emergen como una solución prometedora. Los BESS permiten almacenar energía durante periodos de generación excedente y

liberarla cuando la demanda lo requiere, contribuyendo así a mantener la tensión dentro de parámetros óptimos. Además, su capacidad para responder rápidamente a cambios en la red los convierte en una alternativa viable para mejorar la estabilidad dinámica en microrredes con alta integración de energías renovables.

El presente estudio se centra en evaluar la eficacia de los BESS en la regulación de tensión en microrredes, comparándolos con métodos convencionales y explorando estrategias de implementación óptimas. El objetivo es identificar las fortalezas y limitaciones de cada enfoque, contribuyendo al desarrollo de soluciones más eficientes para la gestión de la estabilidad eléctrica en entornos energéticos modernos.

B. Revisión Literaria

Diversos estudios han abordado la problemática de la regulación de tensión en microrredes mediante el uso de BESS. En [1], se propone un método para mitigar las fluctuaciones de voltaje provocadas por altos niveles de generación fotovoltaica, utilizando sistemas de almacenamiento de energía distribuidos y controladores locales de voltaje/potencia para regular la tensión en cada nodo de la red de distribución. Este enfoque destaca por su capacidad de respuesta rápida frente a eventos críticos, mejorando la estabilidad dinámica de la red en tiempo real.

Por su parte, [2] desarrolla un enfoque de control distribuido que se basa en la estimación dinámica del estado de carga (SoC) de las baterías y en el consenso dinámico entre controladores distribuidos de BESS, mejorando la coordinación del sistema. Este método permite una mayor flexibilidad y escalabilidad en redes con alta penetración de energía renovable, optimizando el uso de los recursos de almacenamiento distribuidos.

En [3], se analiza cómo la gestión del SoC influye en el desempeño económico de los BESS utilizados para la regulación de voltaje, destacando la importancia de un equilibrio entre eficiencia técnica y viabilidad económica. Los resultados evidencian que una adecuada gestión del SoC no solo mejora la estabilidad del sistema, sino que también reduce los costos operativos a largo plazo.

Además, [4] introduce un sistema de control de droop adaptativo basado en lógica difusa, empleando un diseño Takagi-Sugeno que considera tanto la desviación de voltaje como el SoC del BESS para optimizar la regulación de tensión en microrredes con alta generación fotovoltaica. Este enfoque

mejora la precisión del control de tensión, especialmente en entornos dinámicos, al adaptarse de manera continua a las condiciones cambiantes del sistema.

En [5], se presenta el marco "Edificaciones en Redes de Distribución" (B2DN), que utiliza programación cuadrática cuadráticamente restringida (QCQP) para la regulación del voltaje, aportando una perspectiva innovadora en la optimización de redes distribuidas. Esta metodología permite abordar de forma simultánea múltiples restricciones operativas, mejorando la eficiencia en la gestión de la energía y la calidad del suministro.

El trabajo en [6] propone un algoritmo multifuncional para optimizar la operación de microrredes conectadas a la red eléctrica, abordando de forma integrada el intercambio de energía, el soporte de voltaje y la detección de islas. En [7], se sugiere un método de optimización de dos niveles basado en metaheurísticas para el control de voltaje en redes de distribución con alta penetración de energía fotovoltaica.

Asimismo, [8] compara estrategias de control de voltaje coordinado basadas en el Control Predictivo por Modelos (MPC) en sistemas de distribución de baja tensión con almacenamiento de baterías, mientras que [9] introduce un algoritmo genético (GA) para diseñar filtros pasa bajos en función del tamaño del BESS, con el objetivo de suavizar la potencia y regular la tensión. Finalmente, [10] explora el control de inercia virtual adaptativa en sistemas de almacenamiento distribuidos, utilizando un algoritmo de filtrado extendido de Kalman dual (DEKF) para la estimación en línea del estado de las baterías.

Estos estudios evidencian el creciente interés en la optimización de la regulación de tensión mediante BESS y proporcionan una base sólida para el análisis y el desarrollo de nuevas estrategias en esta área.

C. Contribución

La regulación de tensión en microrredes con alta generación fotovoltaica mediante sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) es fundamental para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. El principal desafío radica en las fluctuaciones de tensión provocadas por la naturaleza intermitente de la generación renovable. Aunque se han propuesto diversas estrategias, como la estimación dinámica del estado de carga (SoC) y el consenso entre controladores distribuidos de BESS, persisten limitaciones en cuanto a la respuesta rápida y eficiente ante cambios abruptos en la red.

Esta investigación contribuye al campo mediante la implementación de un enfoque combinado que integra el control de caída (droop control) con la gestión del SoC de los BESS. Este método permite que los BESS absorban o inyecten energía de manera dinámica, mejorando significativamente el tiempo de respuesta y manteniendo la tensión dentro de los parámetros óptimos. La eficacia de esta metodología se evaluará a través de simulaciones que analizan el desempeño del sistema en distintos escenarios, proporcionando evidencia sobre su capacidad para mejorar la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico en entornos con alta penetración de energías renovables.

A. Datos de Entrada

1) *Características de la Microrred*: Los datos de entrada son las características eléctricas de la microrred (nivel de tensión, resistencia, reactancia), la potencia de la carga (kW), la potencia del BESS (kW) y la potencia del generador fotovoltaico (kW) y la tensión en las barras, donde las características eléctricas se toman de [11].

2) *Potencia de salida del sistema fotovoltaico*: Para la calcular la potencia de salida del sistema fotovoltaico se necesita tener los siguientes datos de entrada [12]:

- Irradiación solar (G)
- Eficiencia del panel (n_{panel})
- Eficiencia del inversor ($n_{inversor}$)
- Factor de degradación ($f_{degradación}$)
- Área del panel solar (A_{panel})
- Cantidad de paneles solares instalados en el sistema (n_{panel})

3) *Control de caída*: Se requiere también los datos para el modelamiento del droop control los cuales son, la potencia máxima del BESS (P_{max}) y las tensiones máximas (V_{max}) y mínimas (V_{min}), tal y como se muestran en [16].

B. Modelamiento de la Microrred con Generación Fotovoltaica

La microrred está compuesta por un sistema fotovoltaico (SFV), un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), inversores, controladores y cargas con diferentes niveles de potencia, tal como se ilustra en la Fig. 1. En conjunto, estos elementos conforman una microrred aislada, cuya simulación se realizó utilizando el software Matlab-Simulink [18].

1) *Potencia de salida del SFV*: Para determinar la potencia de salida del sistema fotovoltaico [17], se tendrá en consideración la siguiente ecuación:

$$P_{PV} = G \cdot n_{panel} \cdot n_{inversor} \cdot f_{degradación} \cdot A_{panel} \cdot N_{panel} \quad (1)$$

Donde P_{PV} es la potencia de salida del sistema fotovoltaico es la irradiación solar.

2) *BESS*: Para llevar a cabo el modelado del sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), se considerará el siguiente parámetro fundamental: el estado de carga (*SoC*). La determinación del *SoC* del BESS se realizará mediante una ecuación basada en un enfoque que considera la corriente consumida o suministrada por el sistema a lo largo del tiempo. Este método permite evaluar de manera precisa la cantidad de energía disponible en las baterías en función de su uso operativo. La ecuación correspondiente se expresa de la siguiente manera [15]:

$$SoC_t = SoC_{t-1} + \frac{\int_{t-1}^t i_t^{DC} dt}{C_{max}} \quad (2)$$

Donde SoC_t es el nivel del SoC del i -ésimo BESS, SoC_{t-1} es el nivel inicial de SoC del BESS, C_{max} es la capacidad máxima de las baterías (Ah), i_t^{DC} es la corriente de carga o descarga.

C. Control de Caída para el BESS

Este método de control es utilizado para ajustar la potencia activa de los sistemas BESS, en respuesta a las variaciones de tensión de la microrred. Cuando la tensión se eleva, el BESS reduce su potencia de salida y cuando la tensión baja, incrementara su potencia [16], lo cual se ve representado en la siguiente fórmula:

$$P_{reg} = \begin{cases} -P_{max}, & V_i > V_{max} \\ K_{droop} (\Delta V_i), & V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \\ P_{max}, & V_i < V_{min} \end{cases}$$

$$\Delta V_i = V_i - V_{nom}$$

Donde: P_{reg} es la potencia activa de regulación del BESS; P_{max} es la potencia nominal máxima del sistema de almacenamiento de energía, ΔV_i es la desviación de tensión en el bus i , V_{nom} es la tensión nominal de la red de distribución, V_{max} y V_{min} son los límites máximo y mínimo de la tensión permitida en la red.

D. Algoritmo de Control de Tensión

El algoritmo de control considera el estado de carga de la batería como un factor adicional en el control de caída de tensión tradicional, tal como se indica en (5).

$$P_{reg} = \begin{cases} -k_{potencia} \cdot P_{max}; (V_i > V_{max}) \\ K_{droop} (\Delta V_i) + K_{bateria} \cdot (SoC - SoC_{obj}); \\ (V_{min} \leq V_i \leq V_{max}) \\ K_{potencia} \cdot P_{max}; (V_i < V_{min}) \end{cases}$$

Donde P_{reg} es la potencia activa de regulación del BESS, P_{max} es la potencia nominal máxima del sistema de almacenamiento de energía, ΔV_i es la desviación de tensión en el bus i , V_{nom} es la Tensión nominal de la red de distribución, V_{max} y V_{min} son los límites máximo y mínimo de la tensión permitida en la red, K_{droop} es el coeficiente de ajuste basado en la caída de voltaje, $k_{bateria}$ es el coeficiente que pondera la influencia del estado de carga de la batería en la regulación de potencia, $k_{potencia}$ es el coeficiente que influye en la cantidad máxima de potencia que la batería puede entregar o absorber en función del estado de voltaje.

La fórmula propuesta considera el estado de carga (SoC) de la batería para determinar la inyección o absorción de energía en el sistema. Al incluir el SoC en el control droop, se garantiza una gestión eficiente y equilibrada de la energía almacenada, mejorando la respuesta del BESS a las variaciones de tensión. Donde, el $K_{bater} \cdot (SoC - SoC_{obj})$ permite un ajuste dinámico de la potencia activa de regulación. Este término asegura que la batería opere cerca de su estado de carga objetivo, evitando situaciones de sobrecarga o descarga profunda. Cuando el SoC es mayor al SoC_{obj} , K_{bater} se incrementa, donde ese valor podría oscilar entre 0.1 y 0.5 para reducir la inyección de potencia, evitando la sobrecarga.

De manera similar, cuando el SoC es menor al SoC_{obj} , K_{bater} varía entre -0.1 y -0.5, ajustándose para reducir la absorción de potencia y evitar descargas abruptas que perjudiquen la batería. De esta manera, se optimiza el ciclo de vida de la batería y se asegura una mayor disponibilidad de energía para la regulación de la tensión.

En comparación con el control droop convencional, que se basa únicamente en la caída de tensión para regular la potencia generada o absorbida, la integración del SoC y el ajuste dinámico proporcionan una solución más robusta y adaptativa.

Este enfoque permite que el BESS ajuste su potencia de salida no solo en respuesta a las variaciones de tensión, sino también en función de su estado de carga, mejorando la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

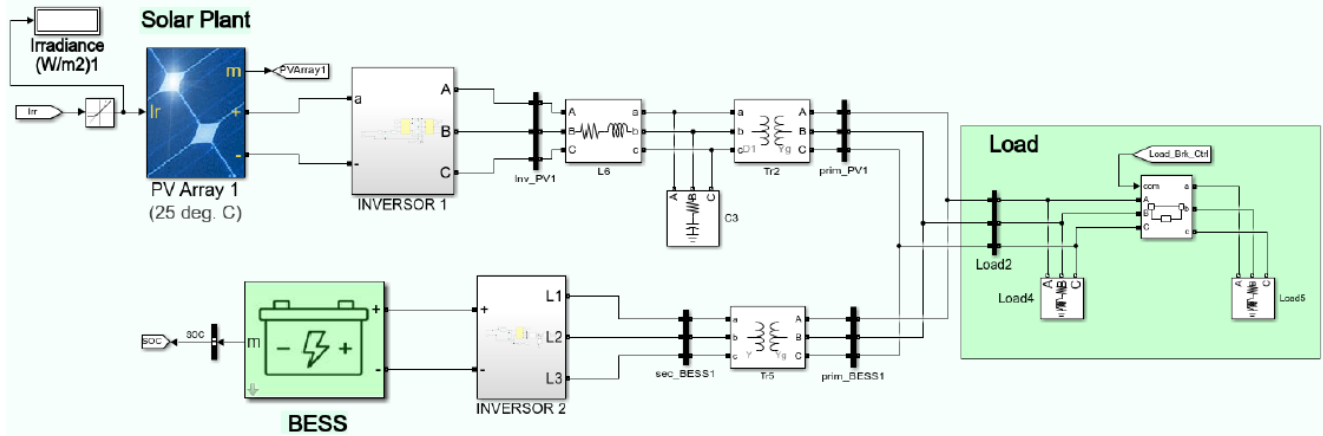


Fig. 1. Modelo de la microrred en modo aislado.

E. Planteamientos de Casos

Se contemplaron 3 casos:

- 1) *Caso Base*: Microrred aislada con panel fotovoltaico.
- 2) *Caso 1*: Microrred aislada con panel fotovoltaico y BESS, regulada por droop control.
- 3) *Caso 2*: Microrred aislada con panel fotovoltaico y BESS, regulada por droop control propuesto.

Las simulaciones de los casos mencionados se realizaron usando el software Matlab-Simulink versión 2024 [18], para el cálculo de gráficas de voltaje, donde se observará las variaciones de tensiones en la microrred.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La microrred bajo análisis es la que se mostró en la Fig. 1 y tiene las características indicadas en la Tabla I.

TABLA I
PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA MICRORRED

Parámetros	Valor	Unidad
Tensión nominal	V_{nom}	380 V
Frecuencia nominal	f_{nom}	60 Hz
Tensión de CC	V_{DC}	1000 V
Potencia de PV	P_{pv}	160 kW
Potencia de BESS	P_{bess}	130 kW
Inductancia de línea	L_{o1}	2 mH
Resistencia de línea	R_{o1}	0.02 Ω

A. Resultados

Microrred Aislada con Panel Fotovoltaico y BESS Regulado por el Control de Caída propuesto

Se consideró una microrred aislada que consta de un sistema fotovoltaico de 160 kW conectado a una carga total de 130 kW. La simulación abarcó un periodo de 1 segundo. Durante este periodo se analizó cómo el controlador responde a la variación de tensión ocasionada por el ingreso de una carga de 50 kW, a fin de observar su velocidad de respuesta.

La Fig. 2, muestra el comportamiento de la tensión en la barra de interconexión de la microrred con sistema fotovoltaico sin BESS. El cambio del nivel de tensión es debido al ingreso de una carga de 50 kW en el instante 0.4 s de la simulación. Se observa que antes de la entrada, la tensión presenta un valor promedio de 1.03 p.u. Luego del ingreso de la carga, este valor disminuye hasta un el valor de tensión de 0.80 p.u., el cual está fuera del rango operacional permitido (0.95 – 1.05 p.u.). Por tanto, el sistema fotovoltaico controlado sin la presencia del BESS tiene limitaciones para mantener la tensión dentro de los parámetros permitidos, tal como se evidencia por la línea de color azul.

Adicionalmente, la Fig. 2 también se muestra el comportamiento de la tensión en la barra de interconexión de

una microrred con sistema fotovoltaico y BESS, el cual es regulado por el control de caída propuesto. Así mismo, el cambio del nivel de tensión es debido al ingreso de una carga de 50 kW en el instante 0.4 s de la simulación. Se observa que antes de la entrada de la carga, la tensión presenta un valor de 1.03 p.u. Luego del ingreso de la carga, este valor disminuye hasta 0.892 p.u. También se observa que el controlador logra mitigar las variaciones transitorias de tensión en menos de 20ms, esta capacidad de respuesta rápida es fundamental para mantener la estabilidad y calidad de la energía en la red.

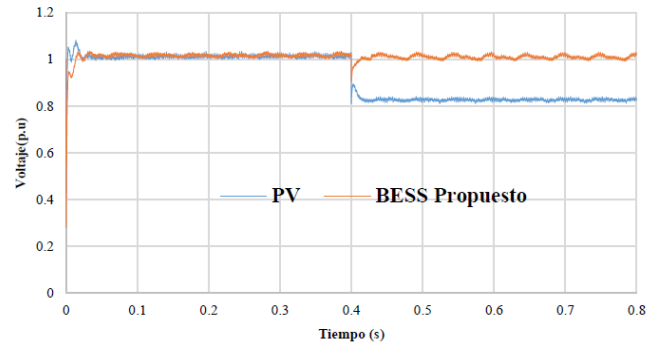


Fig. 2. Variación de voltaje en microrred con sistema fotovoltaico (línea azul). Variación de voltaje en microrred con sistema fotovoltaico y BESS controlado por el control de caída propuesto (línea naranja)

En la Fig. 2, nótese que el nuevo valor de tensión estabilizado es de 1.01 p.u., el cual está dentro del rango operacional permitido (0.95 – 1.05 p.u.). Por tanto, se resalta eficacia del droop control propuesto para mantener la tensión dentro de los parámetros permitidos.

Comparando los resultados de la microrred que sólo presenta generación fotovoltaica y aquella que presenta generación fotovoltaica y BESS, se destaca que la aplicación del método propuesto ofrece una mejor estabilización de la tensión (1.01 p.u. frente a 1.03 p.u.). También, se observa menores fluctuaciones de la tensión en la red (0.892 p.u. frente a 0.8 p.u.).

Asimismo, se puede visualizar durante la simulación un rizado en la tensión, debido a la sincronización de las fuentes y sus controladores de seguimiento de tensión. No obstante, se promediaron todos los valores durante ese período de tiempo para verificar que no se esté entregando energía de mala calidad al sistema, obteniéndose un valor de 1.00923 p.u.

B. Discusión

Microrred Aislada con Panel Fotovoltaico y BESS Regulado por Control de Caída Convencional

En esta sección, se analizó la misma microrred aislada con un sistema fotovoltaico de 160 kW y una carga total de 130 kW, pero regulada por un control droop básico. La simulación, también de 1 segundo, registró la caída de tensión y su estabilización para evaluar la velocidad de respuesta del controlador.

En cambio, en la Fig. 3 se muestra el comportamiento de la tensión en la barra de interconexión de una microrred con sistema fotovoltaico y BESS regulado por el control de

convencional, así mismo, el cambio del nivel de tensión es debido al ingreso de una carga de 50 kW en el instante 0.4 s de la simulación. Se observa que antes de la entrada, la tensión presente un valor de 1.03 p.u. Luego del ingreso de la carga, este valor disminuye hasta 0.87 p.u. También se observa que controlador logra mitigar las variaciones transitorias de tensión en menos de 41 ms.

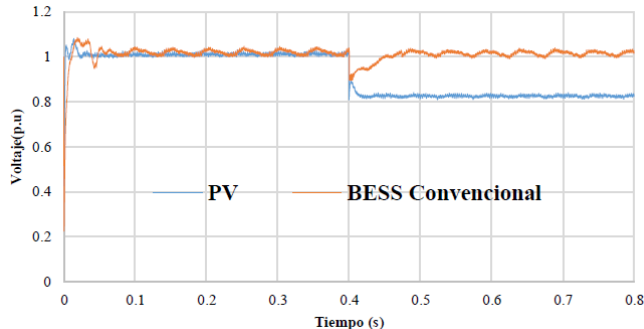


Fig. 3. Variación de voltaje en microrred con sistema fotovoltaico (línea azul). Variación de voltaje en microrred con sistema fotovoltaico y BESS controlado por el control de caída convencional (línea naranja)

En la Fig. 3, se observa la variación de la tensión en una microrred con un sistema fotovoltaico (SFV), comparando dos enfoques de control: el control de caída convencional (línea naranja) y el control del sistema fotovoltaico (línea azul). El nuevo valor de tensión estabilizado en el caso del control convencional es de 1.025 p.u., lo cual se encuentra dentro del rango de operación permisible (0.95 – 1.05 p.u.). Esto confirma que el control de caída convencional es efectivo para mantener la tensión dentro de los parámetros aceptables, aunque presenta limitaciones en términos de velocidad de respuesta, ya que requiere 41 ms para alcanzar la estabilización tras una perturbación.

Sin embargo, al implementar el control basado en el estado de carga (*SoC*) de la batería, se logró una mejora significativa en la respuesta del sistema. En este caso, la tensión se estabilizó en 1.01 p.u. con un tiempo de respuesta de solo 20 ms, lo que representa una reducción del 51% en comparación con el enfoque convencional. Esta diferencia en la velocidad de estabilización es crucial para la protección de dispositivos electrónicos sensibles conectados a la microrred, ya que reduce el riesgo de daños por variaciones de tensión bruscas y mejora la estabilidad general del sistema.

El control de caída convencional tiende a mantener la tensión en niveles adecuados, pero con una mayor amplitud en las oscilaciones iniciales, lo que puede afectar la calidad del suministro eléctrico. Por el contrario, el método propuesto, que combina el control de caída con la gestión del *SoC*, no solo mejora la velocidad de respuesta, sino que también reduce las fluctuaciones de tensión durante el proceso de estabilización. Esta capacidad de respuesta rápida es esencial en entornos con alta penetración de energías renovables, donde la variabilidad en la generación es más pronunciada.

El análisis de la Tabla II muestra que, aunque ambos métodos mantienen la tensión dentro de los límites permitidos, el enfoque propuesto logra una mayor estabilidad y eficiencia.

La caída de tensión inicial es ligeramente mayor en el caso del control propuesto (0.892 p.u.) en comparación con el control convencional (0.87 p.u.), pero esta diferencia es compensada por la rápida recuperación y menor oscilación en el voltaje estabilizado. Este comportamiento sugiere que el sistema con control basado en el *SoC* es más resiliente ante perturbaciones rápidas, optimizando así la operación de la microrred.

TABLA II
COMPARACIÓN DE VOLTAJES EN LOS 2 CASOS

Casos	Control de caída convencional	Control de caída Propuesto
Voltaje inicial (p.u)	1.03	1.03
Caída de voltaje (p.u)	0.87	0.892
Voltaje estabilizado (p.u)	1.025	1.01
Tiempo de respuesta (ms)	41	20

Para futuras investigaciones, se recomienda la implementación de controles más avanzados como el control difuso, machine learning o deep learning en combinación con el droop control. Estas técnicas avanzadas podrían mejorar aún más la estabilidad y eficiencia del sistema al adaptarse de manera más precisa y dinámica a las condiciones operativas variables.

IV. CONCLUSIÓN

La integración del estado de carga (*SoC*) de la batería en el controlador droop mejora notablemente la estabilidad del voltaje y el tiempo de respuesta, acercándose más a los límites operativos aceptables, los cuales están dentro de 0.95 p.u. y 1.05 p.u. Aunque el controlador del sistema fotovoltaico demostró utilidad en ciertos escenarios, sus limitaciones bajo cargas variables subrayan la necesidad de enfoques de control más avanzados. La metodología propuesta, utilizando el *SoC* de la batería, no solo optimiza la regulación del voltaje, sino que también fortalece la capacidad del sistema para gestionar cargas adicionales, ofreciendo una solución más robusta y eficiente.

En el análisis de los resultados, se observó que el controlador propuesto logra mitigar las variaciones transitorias de tensión en menos de 20 ms. Esta capacidad de respuesta rápida es fundamental para mantener la estabilidad y calidad de la energía en la red. Además, el valor de tensión estabilizado alcanza el valor de 1.01 p.u., el cual está dentro del rango operacional permitido. En comparación, el controlador droop convencional mitiga estas variaciones en aproximadamente 41 ms, con un valor de tensión estabilizado en 1.025 p.u. Ambos métodos mantienen la tensión dentro de los parámetros permitidos, pero el método propuesto demuestra una mayor rapidez y menor amplitud de los rizados de tensión.

La implementación del control droop utilizando el *SoC* de la batería ha demostrado ser eficaz para mantener el voltaje dentro de los límites aceptables, con un tiempo de respuesta

significativamente menor que el droop convencional. Esta capacidad de respuesta rápida contribuye a la protección efectiva de los equipos electrónicos conectados, reduciendo el riesgo de daños y optimizando la eficiencia operativa de la microrred.

REFERENCIAS

- [1] W. Kang, M. Chen, Y. Guan, B. Reí, J. Vasquez and J. Guerrero, "Event-triggered distributed voltage regulation by heterogeneous BESS in low-voltage distribution networks", *Sustainable Cities and Society*, vol. 312, pp. 118597, January 2022.
- [2] M. Zeraati, M. Golshan and J. Guerrero, "Distributed Control of Battery Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks with High PV Penetration", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 3582-3593, July 2018.
- [3] C. Jamroen, "The effect of SoC management on economic performance for battery energy storage system in providing voltage regulation in distribution networks", *Electric Power Systems Research*, vol. 211, pp. 108340, July 2022.
- [4] C. Jamroen, A. Pannawan and S. Sirisukprasert, "Battery Energy Storage System Control for Voltage Regulation in Microgrid with High Penetration of PV Generación", in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1-6, September 2018.
- [5] H. Fontenot; K.S. Ayyagari; B. Dong; N. Gatsis and A. Taha, "Buildings-to-distribution-network integration for coordinated voltage regulation and building energy management via distributed resource flexibility", *Sustainable Cities and Society*, vol. 69, pp. 102832, March 2021.
- [6] A. Serrano and M. Azab, "Development and performance analysis of a multi-functional algorithm for AC microgrids: Simultaneous power sharing, voltage support and islanding detection", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 135, pp. 107341, September 2021..
- [7] M. Alrashidi and S. Rahman, "A bi-level optimization method for voltage control in distribution networks using batteries and smart inverters with high wind and photovoltaic penetrations", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 151, pp. 109217, May 2023.
- [8] P. Balram; L. Anh and O. Carlson, "Comparative study of MPC based coordinated voltage control in LV distribution systems with photovoltaics and battery storage", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 95, pp. 227-238, September 2017.
- [9] J. Gao; C. Shih; C. Lee and K. Lo, "An Active and Reactive Power Controller for Battery Energy Storage System in Microgrids", *IEEE Access*, vol. 10, pp. 10490-10499, January 2022.
- [10] W. Xing; H. Wang; L. Lu; X. Han; K. Sun and M. Ouyang, "An adaptive virtual inertia control strategy for distributed battery energy storage system in microgrids", *Energy*, vol. 233, pp. 121155, June 2021.
- [11] Mumbere, K. S., Sasaki, Y., Yorino, N., Zoka, Y., Tanioka, Y. and Bedawy, A., "A Resilient Prosumer Model for Microgrid Communities with High PV Penetration", *Energies*, vol. 16, pp.621, January 2023.
- [12] Som, S., De, S., Chakrabarti, S., Sahoo, S. R., and Ghosh, A, "A robust controller for battery energy storage system of an islanded ac microgrid", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 18, pp. 207-218, February 2021.
- [13] R. Tirira and C. Barrera, "Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia Usando Modelos de Carga", *Iteckne*, vol. 19, pp. 15-25, January 2022.
- [14] R. Nandi, M. Tripathy and C. Gupta, "Coordination of BESS and PV system with bidirectional power control strategy in AC microgrid", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 34, pp. 101029, March 2023.
- [15] A. Zecchino, Z. Yuan, F. Sossan, R. Cherkaoui and M. Paolone, "Optimal provision of concurrent primary frequency and local voltage control from a BESS considering variable capability curves: Modelling and experimental assessment", *Electric Power Systems Research*, vol. 190, pp. 106643, August 2020.
- [16] C. Jamroen, S. Sirisukprasert and N. Hatti, "A Study on SoC Management of Energy Storage System for Voltage Regulation Application in Distribution Network," In *2020 11th International Renewable Energy Congress (IREC)*, pp. 1-6, October 2020.
- [17] R. B. Mansour, M. A. Mateen Khan, F. A. Alsulaiman and R. B. Mansour, "Optimizing the Solar PV Tilt Angle to Maximize the Power Output: A Case Study for Saudi Arabia," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 15914-15928, January 2021.
- [18] The MathWorks, Inc. "MATLAB Simulink Simscape Electrical". [Software]. Disponible en: <https://www.mathworks.com/products/simscape-electrical.html>
- [19] H. A. Khan and M. Rihan, "Real-time coordinated control of voltage regulation devices in a high PV penetrated weak distribution network", *Computers and Electrical Engineering*, Vol. 110, pp.108872, September 2023.
- [20] H. Zhao, M. Hong, W. Lin and K. A. Loparo, "Voltage and frequency regulation of microgrid with battery energy storage systems", *IEEE Transactions on smart grid*, Vol. 10, pp. 414-424, January 2019.
- [21] D. Li, Z. Wu, B. Zhao and L. Zhang, " An Improved Droop Control for Balancing State of Charge of Battery Energy Storage Systems in AC Microgrid", *IEEE Access*, vol. 9, pp. 71917-71929, April 2020.
- [22] S. I. Gkavanoudis, K. O. Oureilidis and C. S. Demoulias, " An adaptive droop control method for balancing the SoC of distributed batteries in AC microgrids ", *2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, pp. 1-6, June 2016.