

An Energy Storage System for Islanded Microgrids

Martín Ortiz*, Natanael Vieyra**, Paul Maya-Ortiz*

* Departamento de Control y Robótica, Universidad Nacional Autónoma de México, 04510 Ciudad de México, México

** Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 04510 Ciudad de México, México

Abstract: The Islanded Microgrids (IMGs) arise as a solution to the integral expansion of Electric Power Systems (EPS). The IMGs can be considered as islanded subsystems that usually include renewable energy sources (RESs) in order to satisfy the consumers' demand. The inclusion of these sources is reflected in grid frequency and voltage variations, particularly, due to their intermittent nature, which depends, among other conditions, on weather changes. To mitigate the intermittence effects associated with the generation, in the present study, a backup based on an *Energy Storage System (ESS)* is evaluated, and it shows that quality, reliability and security of an isolated power grid are improved. Numerical evaluation, based in a three-buses IMG benchmark, is done and it corroborates the teoretical results.

Keywords: Energy Storage System, Islanded Microgrid, Bateria Energy Storage System, Flexible AC Transmission Systems, Static Synchronous Compensator STATCOM.

1. INTRODUCCIÓN

La evolución en el uso y demanda de energía eléctrica es un fenómeno que motiva la investigación y el desarrollo de nuevos métodos, dispositivos y estrategias que satisfagan las necesidades del mercado a partir del uso eficiente e intensivo de recursos tecnológicos sostenibles.

El crecimiento en la capacidad de cómputo y el manejo de datos, así como la incorporación de dispositivos electrónicos de potencia, acompañados por el uso de modelos más cercanos y estrategias de control más eficientes y robustas, han propiciado el surgimiento de redes capaces de integrar y gestionar diferentes fuentes de generación, sistemas de almacenamiento, de transmisión y distribución de energía que son elementos fundamentales en la construcción de redes más confiables, eficientes y sostenibles.

Las redes encargadas de proporcionar el servicio eléctrico, han incorporado nuevas formas de generar, transmitir y distribuir la energía, acompañado de los avances tecnológicos y necesidades ambientales, la tendencia avanza hacia la interconexión de fuentes renovables. Las Microrredes son sistemas de potencia locales de arquitectura flexible que tienen la capacidad de integrar de fuentes de generación distribuida y permiten la conexión directa entre generadores y cargas, disminuyendo costos por transmisión, propician la integración de fuentes de energía renovable y mejoran la calidad y confiabilidad

del suministro incorporando almacenamiento de energía (Shahgholian, 2021).

La estructura de una Microrred (MR) se representa de manera general en la Figura 1. Aquí se resalta el uso de diferentes fuentes de generación, sistemas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés), dispositivos de control, cargas locales y un punto de conexión entre la MR y la red principal denominado Punto de Acople Común (PCC, por sus siglas en inglés) (Fusheng et al., 2016).

A diferencia de los sistemas de potencia convencionales, las MR demandan nuevas estrategias de control derivadas de las siguientes características (Andishgar et al., 2017):

- Dinámica y estado estacionario de las unidades de generación diferentes a los convencionales.
- Desbalances significativos provocados por cargas o generadores monofásicos.
- Aportación significativa de energía proveniente de fuentes no controladas.

Las MRs pueden operar de dos maneras; conectadas a una red principal y de forma aislada. Las MRs aisladas también son consideradas redes de baja inercia, en donde las fuentes de generación renovable (de carácter intermitente) son conectadas a la MR aislada (subsistema aislado) por medio de convertidores.

Uno de los problemas que más repercuten en la operación de una MR aislada es la intermitencia en la generación por fuentes renovables no controladas (Silva-Saravia et al.,

2017). La incorporación de sistemas de almacenamiento de energía surge como una solución al problema de intermitencia, permitiendo satisfacer la demanda de los consumidores en cualquier instante de tiempo, y capaz de compensar fluctuaciones de frecuencia de voltaje.

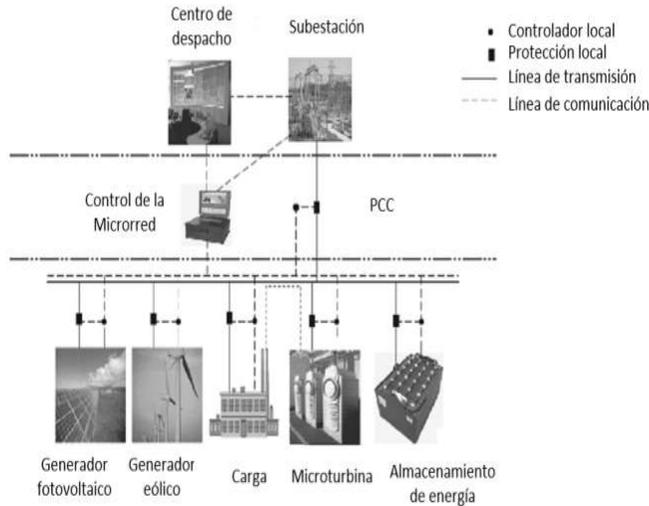


Fig. 1. Estructura y composición de una MR conectada a la red principal (Fusheng et al., 2016).

2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los sistemas de almacenamiento de energía son de gran importancia para el funcionamiento, la calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica de una MR (Xu et al., 2016). A lo largo de la historia se han desarrollado diversos métodos y dispositivos enfocados en el almacenamiento de energía, como los volantes de inercia, los súper conductores magnéticos, los súper capacitores de doble capa eléctrica (Kularatna, 2015) y las baterías de diferente composición química (Sørensen, 2007), donde sobresalen la batería de plomo-acido, siendo la de mayor popularidad y la de ion-litio que ha tenido un crecimiento importante de producción y desarrollo en los últimos años (Hamidi et al., 2015). En particular, el desarrollo de nuevos y mejores sistemas para almacenar energía ha avanzado de manera extensa al crear baterías de mayor capacidad energética y súper capacitores de mayor potencia, optimizando el tamaño y disminuyendo el costo con la producción masiva de éstos (Sparacino et al., 2012).

2.1 Sistema de Almacenamiento de Energía Basado en Baterías

Un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías (BESS, por sus siglas en inglés), es considerado como una solución a los problemas de frecuencia y de voltaje asociados a la operación de los sistemas de distribución

y en específico, de las MRs aisladas (Farrokhbadi et al., 2018). El BESS está compuesto por (Lawder et al., 2014):

- Banco de Baterías (Fuente de DC).
- Sistema de Gestión de la Batería (BMS).
- Control de Supervisión del Sistema (SSC).
- Sistema de Conversión de Potencia (PCS).
- Conexión a la Red.

Existen diversos modelos de un BESS y estrategias de control que permiten el estudio y la integración de estos sistemas en una MR aislada (Gao, 2015). Cabe mencionar que es de suma importancia elegir el modelo adecuado de la fuente de corriente directa así como la etapa de conversión, para entender el comportamiento dinámico y poder actuar en consecuencia.

3. MICRORRED AISLADA

Se considera una MR aislada de n nodos de generación y m nodos de carga, en donde se solo se considera generación hidroeléctrica y se integra un BESS a uno de los nodos de generación con el fin compensar perturbaciones en la generación y la demanda de potencia de los consumidores en cualquier instante de tiempo.

3.1 Representación Matemática de una MR aislada

El comportamiento dinámico de una MR aislada puede ser representado a través de un conjunto de *Ecuaciones Diferenciales Algebraicas* (DAE, por sus siglas en inglés), en donde se incluyen los estados dinámicos asociados a las unidades generadoras y las variables estáticas (fasores de voltaje en los nodos) provenientes de las restricciones algebraicas de la red (Ilic and Zaborszky, 2000). Las expresiones que describen el comportamiento dinámico de una MR aislada son:

$$\dot{\mathbf{x}}_d(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}_d, \mathbf{z}, \mathbf{u}) \quad (1a)$$

$$0 = \mathbf{g}(\mathbf{x}_d, \mathbf{z}, \mathbf{u}) \quad (1b)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{h}(\mathbf{x}_d, \mathbf{z}) \quad (1c)$$

los estados dinámicos son $\mathbf{x}_d \in \mathbb{R}^{n_d}$, $\mathbf{z} \in \mathbb{R}^{n_z}$ son el conjunto de variables algebraicas correspondientes a la magnitud del voltaje y el ángulo de fase de cada nodo, $\mathbf{f} \in \mathbb{R}^{n_d}$ representa las funciones diferenciales no lineales que describen el comportamiento dinámico de los generadores, $\mathbf{g} \in \mathbb{R}^{n_z}$ son las restricciones algebraicas de la red (balance de potencias), $\mathbf{u} \in \mathbb{R}^p$ son las entradas del sistema (potencia mecánica y voltaje de campo de los generadores) y $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^m$ representa a las salidas del sistema, las cuales pueden ser propiamente el estado del sistema o una función no lineal del estado.

Para el presente estudio, la MR está constituida por:

- (1) Generación hidroeléctrica: generador síncrono (modelo de tercer orden - decaimiento de flujo).
- (2) Modelo de la carga: Impedancia constante.
- (3) Modelo de las líneas de transmisión: Circuito equivalente π .

3.2 Generación Hidroeléctrica

En los nodos de generación están conectados generadores síncronos representados por el modelo tradicional de tercer orden (Tsolas et al., 1985)

$$\dot{\delta} = \omega - 2\pi f_0 \quad (2a)$$

$$M\dot{\omega} = P_m - D(\omega - 2\pi f_0) - P^M \quad (2b)$$

$$\tau \dot{E}_q = -\frac{x_d}{x_d'} E_q + \frac{x_d - x_d'}{x_d'} V \cos(\delta - \theta) + E_f \quad (2c)$$

donde δ_i es el ángulo de carga, ω es la velocidad del generador síncrono, E_q es el voltaje de cuadratura de la máquina, P_m es la potencia mecánica de entrada, la cual se asume conocida y constante, V y θ son la magnitud y fase del fasor de voltaje en terminales, E_f es el voltaje de campo de la máquina (su valor nominal se asume conocido y constante), P^M es la potencia activa inyectada a la red por la máquina, f_0 es la frecuencia eléctrica de la red, D , M , τ , x_d , x_d' son parámetros del generador.

3.3 Sistema BESS-STATCOM

La representación de la MR aislada adoptada para este trabajo (1a)-(1c), permite estudiar la estabilidad transitoria de los generadores y la estabilidad en estado estacionario con respecto a un punto de operación. El uso de Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS, por sus siglas en inglés) mejora el desempeño de los ESS y su integración a la red. En el presente artículo se propone un arreglo BESS-STATCOM (Yang et al., 2001; Kanchanaharuthai et al., 2015) como sistema de respaldo para MRs asiladas.

La función principal de un compensador estático síncrono, mejor conocido como STATCOM, es el intercambio de potencia, que incrementa la capacidad de transferencia de un sistema al mejorar la regulación de voltaje y con la integración de un ESS, es capaz de proveer en sistemas de distribución y en el caso particular de las Microrredes, suministro de potencia en caso de una falla en la generación y compensación para desbalances de carga (Amir-naser and Reza, 2010). El sistema de respaldo propuesto está conformado por una etapa de almacenamiento, una de conexión, un banco de capacitores, una etapa de conversión y un transformador de acoplamiento.

En la Figura 2 se muestra el diagrama del BESS-STATCOM con un controlador PQ con control de corriente. El modelo del sistema esta dado por:

$$L \frac{d}{dt} i_d = L\omega_0 i_q - (R + r_{on}) i_d + V_{td} - V_{sd} \quad (3a)$$

$$L \frac{d}{dt} i_q = -L\omega_0 i_d - (R + r_{on}) i_q + V_{tq} - V_{sq} \quad (3b)$$

donde i_d e i_q son los estados del sistema, $\omega(t) = \omega_0$ es la frecuencia de operación de la red eléctrica, V_{sd} y V_{sq}

son considerados como perturbaciones y las entradas de control V_{td} y V_{tq} están dadas por:

$$V_{td}(t) = \frac{V_{DC}}{2} m_d(t) \quad (4a)$$

$$V_{tq}(t) = \frac{V_{DC}}{2} m_q(t) \quad (4b)$$

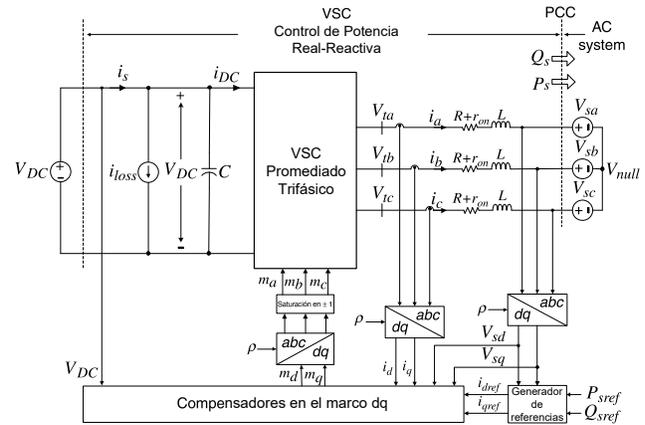


Fig. 2. Diagrama de control desacoplado PQ en el marco dq (Amir-naser and Reza, 2010).

Las expresiones (4a) y (4b) representan el modelo en el marco dq del VSC, las variables m_d y m_q permiten desacoplar la dinámica de i_d e i_q por medio de las siguientes ecuaciones:

$$m_d = \frac{2}{V_{DC}} (u_d - L\omega_0 i_q + V_{sd}) \quad (5a)$$

$$m_q = \frac{2}{V_{DC}} (u_q + L\omega_0 i_d + V_{sq}) \quad (5b)$$

Sustituyendo (5a) y (5b) en (4a) y (4b) se obtiene:

$$L \frac{d}{dt} i_d = -(R + r_{on}) i_d + u_d \quad (6a)$$

$$L \frac{d}{dt} i_q = -(R + r_{on}) i_q + u_q \quad (6b)$$

Finalmente, con base en las expresiones anteriores considerando u_d y u_q como las nuevas entradas de control, el diagrama de lazo cerrado es esbozado en la Figura 3, donde $K_d(s)$ representa un controlador Proporcional-Integral (PI). Donde a partir de las potencias deseadas P_{sref} y Q_{sref} se obtienen las señales de referencia para el controlador i_{dref} e i_{qref} para trabajar con un esquema de control desacoplado PQ.

4. RESULTADOS

Para verificar el funcionamiento del sistema BESS-STATCOM se utilizó la MR aislada presentada en la Figura 4 que consta de dos buses de generación y un bus de carga (Valencia, 2016; Vieyra et al., 2020). La potencia

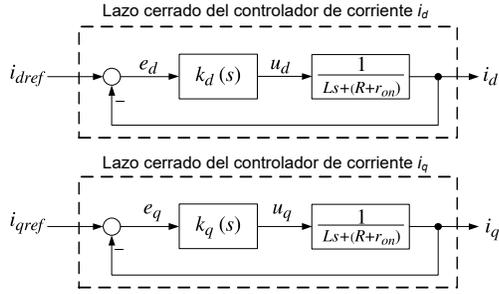


Fig. 3. Lazo cerrado de control de corriente del VSC.

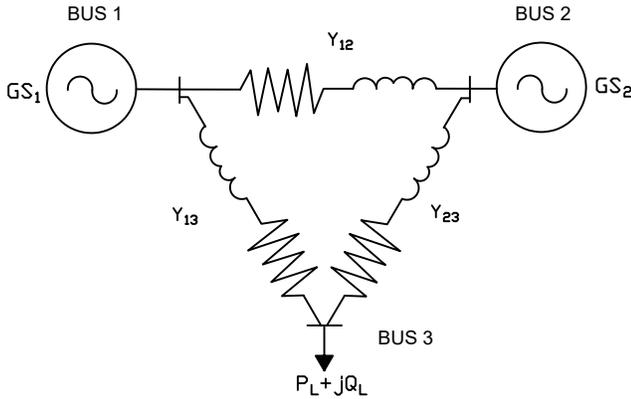


Fig. 4. Red de 3 buses.

base es de 10 MVA y las admitancias de la red se muestran en la matriz \mathbf{Y}_{BUS} .

$$\mathbf{Y}_{BUS} = \begin{bmatrix} 0.4425 - 6.6372i & -0.2212 + 3.3186i & -0.2212 + 3.3186i \\ -0.2212 + 3.3186i & 1.2113 - 13.2196i & -0.9901 + 9.9010i \\ -0.2212 + 3.3186i & -0.9901 + 9.9010i & 1.2113 - 13.2196i \end{bmatrix}$$

Utilizando los valores de los parámetros de la red contenidos en la matriz de admitancias \mathbf{Y}_{BUS} y considerando al nodo 1 como el nodo Slack, al nodo 2 como un nodo PV y al nodo 3 como un nodo PQ, con los siguientes valores:

$$\text{Slack} \begin{cases} \theta_1 = 0 \text{ rad} \\ V_1 = 1.03 \text{ p.u.} \end{cases} \quad \text{PV} \begin{cases} V_2 = 1.01 \text{ p.u.} \\ P_2^M = 0.5 \text{ p.u.} \end{cases}$$

$$\text{PQ} \begin{cases} P_{L3} = 1 \text{ pu} \\ Q_{L3} = 0.25 \text{ pu} \end{cases}$$

se obtienen $\theta_1, \theta_2, \theta_3, V_1, V_2$ y V_3 de la solución de flujos de potencia. Las variables algebraicas de la red están dadas por los fasores de voltaje de los 3 nodos:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -0.0413 \\ -0.1043 \\ 1.03 \\ 1.01 \\ 0.98640 \end{bmatrix}$$

Por otro lado, los estados de los generadores tienen los siguientes valores de operación:

$$\mathbf{x}_d = \begin{cases} \delta_1 = 0.6475 \text{ rad} \\ \omega_1 = 376.9911 \text{ rad/s} \\ E_{q1} = -0.8725 \text{ p.u.} \\ \delta_2 = 0.57605 \text{ rad} \\ \omega_2 = 376.9911 \text{ rad/s} \\ E_{q2} = -0.8881 \text{ p.u.} \end{cases}$$

El sistema de almacenamiento de energía es conectado al nodo PV, donde se contemplan fallas en la generación y compensación de potencia. La inyección de potencia en este nodo está dada por la siguiente expresión:

$$P_2^I = P_2^M + P_B \quad (7)$$

$$Q_2^I = Q_2^M + Q_B \quad (8)$$

donde P_2^M y Q_2^M representan las potencias activa y reactiva, inyectadas por el generador 2 y P_B y Q_B son la potencia activa y reactiva entregada por el BESS-STATCOM. La inyección de potencia en estado estacionario del BESS-STATCOM que actúa como un sistema de respaldo, se encuentra descrita en la siguiente expresión:

$$P_B = \begin{cases} 0 & \text{cuando } P_2^M = P_2^I \\ P_2^I & \text{cuando } P_2^M = 0 \end{cases}$$

$$Q_B = \begin{cases} 0 & \text{cuando } Q_2^M = Q_2^I \\ Q_2^I & \text{cuando } Q_2^M = 0 \end{cases}$$

recordando que la potencia a la salida del BESS-STATCOM está dada por las ecuaciones (9) y (10):

$$P_B = \frac{3}{2} V_{sd} i_d \quad (9)$$

$$Q_B = \frac{-3}{2} V_{sd} i_q \quad (10)$$

4.1 Ganancias del controlador PQ

La ganancia PI para el controlador desacoplado PQ es calculada a partir del lazo directo:

$$l(s) = \frac{k_p}{Ls} \frac{s + k_i/k_p}{s + (R + r_{on})/L} \quad (11)$$

se tiene $s = -(R + r_{on})/L$ como polo de la planta y se propone $k_i/k_p = (R + r_{on})/L = -s$ tal que la ganancia de lazo queda de la forma $l(s) = k_p/Ls$ y la función de transferencia de lazo cerrado partiendo de la definición $l(s)/(1 + l(s))$ se puede representar explícitamente como:

$$\frac{I_d(s)}{I_{dref}(s)} = G_1(s) = \frac{1}{\tau_i s + 1} \quad (12)$$

con $k_p = L/\tau_i$ y $k_i = (R+r_{on})/\tau_i$ donde τ_i es la constante de tiempo de lazo cerrado y toma regularmente un valor entre 0.5 [ms] y 5 [ms] (Amirnaser and Reza, 2010).

Para el presente caso de estudio se han considerado los siguientes parámetros: $L=0.22$ [p.u], $R=0.004$ [p.u], $r_{on} = 0.006$ [p.u], $V_{dc}=2$ [p.u], $\omega_0 = 2\pi f_0$ con $f_0 = 60$ [Hz]. Asumiendo que $\tau_i = 2$ [ms] el compensador en ambos ejes tiene la siguiente forma:

$$k_d(s) = k_q(s) = \frac{0.05s+0.815}{s}$$

4.2 Compensación de Potencia ante una Falla Trifásica

El desempeño del esquema de respaldo propuesto BESS-STATCOM es evaluado en una condición drástica de operación de la MR, se consideró una falla trifásica en las terminales del generador 2 en el instante $t=7$ [s], sin tiempo de liberación de falla. La condición extrema reportada en el presente caso de estudio resalta las bondades del sistema de respaldo propuesto y se antepone a escenarios de variaciones de carga o fluctuaciones en las unidades generadoras, como los casos de estudio documentados en Vieyra et al. (2020).

La Figura 5 muestra la interrupción del suministro de potencia en el nodo 2 provocado por la falla trifásica. Se puede apreciar que el sistema BESS-STATCOM restablece inmediatamente el suministro de potencia activa y reactiva en el nodo.

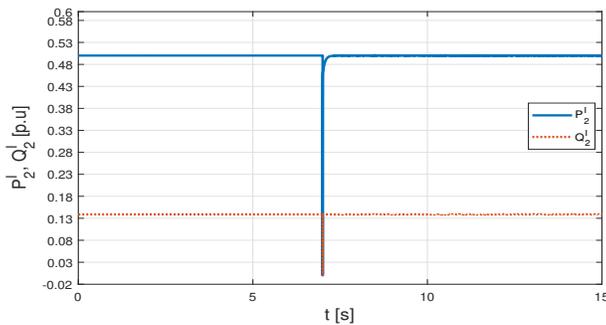


Fig. 5. Potencia inyectada en el nodo 2.

4.3 Compensación de Potencia ante una Variación en la Carga

Una vez que la MR aislada se encuentra en estado estacionario (balance entre generación y demanda), ésta es afectada por un aumento en la potencia demandada en el nodo 3. La potencia activa demandada P_{L3} aumenta en 1% y la potencia reactiva demandada Q_{L3} aumenta 20%.

La inyección de potencia en el nodo 2 esta dada por:

$$P_2^I = P_2^M + P_B \quad (13)$$

$$Q_2^I = Q_2^M + Q_B \quad (14)$$

donde P_2^M y Q_2^M son la potencias activa y reactiva entregada por el generador 2. P_B y Q_B corresponden a

la potencia aportada por el sistema BESS-STATCOM, la cual compensa la variación de carga. La potencia de referencia para el BESS-STATCOM se obtiene de

$$P_{ref} = P_2^{cal} - P_2^M \quad (15)$$

$$Q_{ref} = Q_2^{cal} - Q_2^M \quad (16)$$

Las Figuras (6)-(9) muestran los resultados de la simulación numérica del caso de estudio planteado. Como se puede apreciar el BESS-STATCOM asegura que la MR aislada opere dentro de los límites permisibles de voltaje, asegurando el suministro eléctrico de manera ininterrumpida.

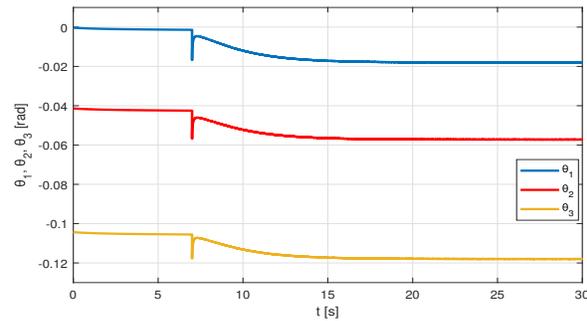


Fig. 6. Ángulos de la red.

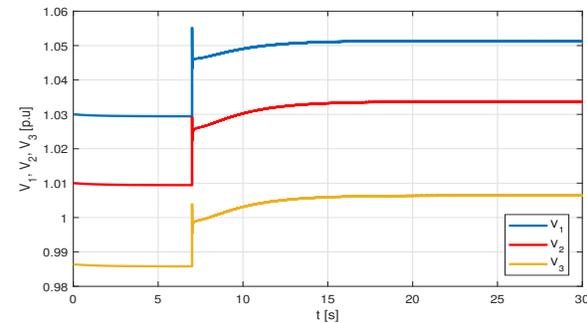


Fig. 7. Voltajes de la red.

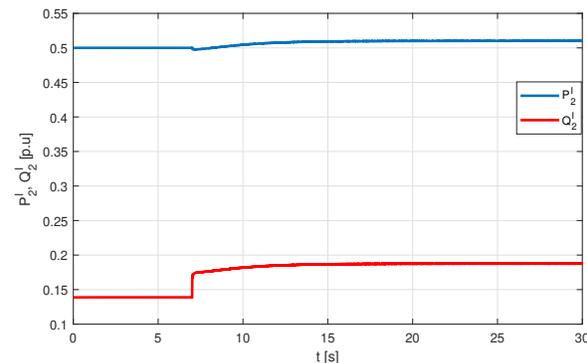


Fig. 8. Potencia inyectada en el nodo 2.

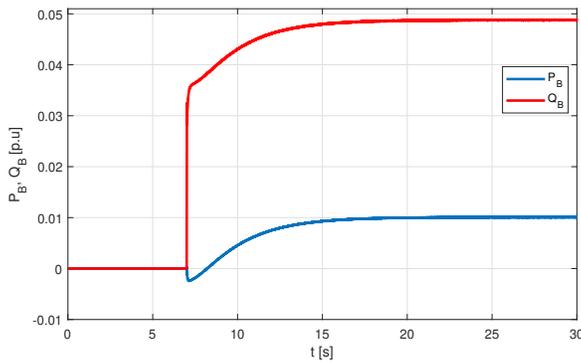


Fig. 9. Potencia inyectada por el BESS/STATCOM.

5. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se propone un sistema de respaldo para MR aisladas basado en un BESS-STATCOM. La implementación del BESS-STATCOM se realiza por medio de un esquema de control desacoplado de potencia activa y reactiva, el cual permite compensar desbalances de potencia ocasionados principalmente por perturbaciones en la generación, variaciones de carga y fallas trifásicas. De esta manera se asegura que la MR aislada opere dentro de los límites permisibles de frecuencia y de voltaje.

REFERENCES

- Amirnasar, Y. and Reza, I. (2010). *Grid-Imposed Frequency VSC System: Control in dq-Frame*, chapter 8, 204–244. John Wiley Sons, Ltd. doi: <https://doi.org/10.1002/9780470551578.ch8>.
- Andishgar, M.H., Gholipour, E., and Allah Hooshmand, R. (2017). An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 1043 – 1060. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.267>.
- Farrokhhabadi, M., König, S., Cañizares, C.A., Bhattacharya, K., and Leibfried, T. (2018). Battery energy storage system models for microgrid stability analysis and dynamic simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 2301–2312. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2740163.
- Fusheng, L., Ruisheng, L., and Fengquan, Z. (2016). Chapter 1 - overview of microgrid. In L. Fusheng, L. Ruisheng, and Z. Fengquan (eds.), *Microgrid Technology and Engineering Application*, 1 – 10. Academic Press, Oxford.
- Gao, D.W. (2015). Chapter 3 - interfacing between an ess and a microgrid. In D.W. Gao (ed.), *Energy Storage for Sustainable Microgrid*, 79 – 121. Academic Press, Oxford.
- Hamidi, S.A., Ionel, D.M., and Nasiri, A. (2015). Modeling and management of batteries and ultracapacitors for renewable energy support in electric power systems—an overview. *Electric Power Components and Systems*, 43(12), 1434–1452.
- Ilic, M.D. and Zaborszky, J. (2000). *Dynamics and control of large electric power systems*. New York ; Chichester : Wiley. "A Wiley-Interscience publication."
- Kanchanaharuthai, A., Chankong, V., and Loparo, K.A. (2015). Transient stability and voltage regulation in multimachine power systems vis-à-vis statcom and battery energy storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2404–2416.
- Kularatna, N. (2015). Energy storage devices—a general overview. In N. Kularatna (ed.), *Energy Storage Devices for Electronic Systems*, 1 – 28. Academic Press, Boston.
- Lawder, M.T., Suthar, B., Northrop, P.W.C., De, S., Hoff, C.M., Leitermann, O., Crow, M.L., Santhanagopalan, S., and Subramanian, V.R. (2014). Battery energy storage system (bess) and battery management system (bms) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014–1030. doi: 10.1109/JPROC.2014.2317451.
- Shahgholian, G. (2021). A brief review on microgrids: Operation, applications, modeling, and control. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 31(6), e12885. doi:<https://doi.org/10.1002/2050-7038.12885>.
- Silva-Saravia, H., Pulgar-Painemal, H., and Mauricio, J.M. (2017). Flywheel energy storage model, control and location for improving stability: The chilean case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4), 3111–3119. doi:10.1109/TPWRS.2016.2624290.
- Sparacino, A.R., Reed, G.F., Kerestes, R.J., Grainger, B.M., and Smith, Z.T. (2012). Survey of battery energy storage systems and modeling techniques. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–8. doi:10.1109/PESGM.2012.6345071.
- Sørensen, B. (2007). Chapter 5 engine conversion of solar energy. In B. Sorensen (ed.), *Renewable Energy Conversion, Transmission and Storage*, 22 – 25. Academic Press, Burlington.
- Tsolas, N., Arapostathis, A., and Varaiya, P. (1985). A structure preserving energy function for power system transient stability analysis. *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, 32(10), 1041–1049. doi: 10.1109/TCS.1985.1085625.
- Valencia, N.V. (2016). *Modelado y Estimación de estados en sistemas eléctricos de potencia*.
- Vieyra, N., Maya, P., and Castro, L.M. (2020). Dynamic state estimation for microgrid structures. *Electric Power Components and Systems*, 48(3), 320–332.
- Xu, X., Bishop, M., Donna G, O., and Chen, H. (2016). Application and modeling of battery energy storage in power systems. 2, 82–90.
- Yang, Z., Shen, C., Zhang, L., Crow, M.L., and Atcitty, S. (2001). Integration of a statcom and battery energy storage. In *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, volume 3, 1798 vol.3–. doi: 10.1109/PESS.2001.970349.