

# Control de una planta de cogeneración para compensar la salida variable de un sistema eólico

Solia Yadira Solano Domínguez\* Paul Maya-Ortiz\*  
Natanael Vieyra\*

\* Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México,  
04310 Coyoacán, México (e-mail: solia\_44@hotmail.com,  
paulm@unam.mx, natanael241190@hotmail.com.)

---

## Resumen

Se presenta el esquema de control para una planta de cogeneración con el fin de compensar la salida de potencia de los sistemas eólicos. Esta variación puede provocar que el sistema no posea la capacidad de satisfacer la demanda de potencia, por lo que es necesario un sistema de respaldo que, en este caso es un sistema de cogeneración. El respaldo es representado a través de un sistema lineal e invariante en el tiempo y el control diseñado utiliza técnicas de control lineal. El desempeño del controlador es evaluado en una microrred aislada de tres usos, que incluye generación eólica y convencional, además, se consideran variaciones de viento y carga. Los resultados de las simulaciones confirman el desempeño más que satisfactorio del sistema de respaldo propuesto.

*Keywords:* Sistemas eléctricos de potencia, Control de microrredes, Sistemas lineales, Control de fuentes de energía renovable, Sistema de respaldo.

---

## 1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la preocupación de la sociedad por el respeto y cuidado del medio ambiente se ha hecho evidente. La industria eléctrica mundial no es ajena a esta preocupación y esto se ve reflejado en los grandes avances tecnológicos relacionados con la forma en que se genera y se distribuye la energía eléctrica como son, por ejemplo, las nuevas propuestas para el uso de las energías renovables Ackermann (2005).

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) suministran energía eléctrica preponderantemente por medio de generadores convencionales, como los hidráulicos y los térmicos, donde la fuente primaria de energía está siempre disponible. Su operación se puede programar y también se pueden hacer previsiones o reservas respecto a variaciones en el consumo de energía o posibles fallas en el sistema. En plantas convencionales la variación en la generación se afronta a través de la configuración, la interconexión y con los mecanismos de control implementados Kundur et al. (1994). En contraste los sistemas de energía eléctrica renovables no pueden hacer frente a esta variación de demanda debido principalmente a la aleatoriedad del recurso primario Moselle et al. (2010).

La expansión de los SEP y la incursión de nuevas fuentes de energía primaria, hacen que el control y el monitoreo de éstos se torne complicado. Ante esto, las Microrredes (MR) surgen como una posible herramienta para afrontar

este tipo de problemas. Las MR son entendidas como redes de suministro que operan de manera aislada o conectadas a una red convencional Olivares et al. (2014), Shahabi et al. (2009), Xu et al. (2014).

Hoy en día se cuenta con una gran variedad de tecnologías enfocadas a la producción de energía eléctrica mediante recursos renovables. Los aerogeneradores destacan, debido a que son los de mayor desarrollo tecnológico. La potencia de salida de los sistemas de energía eólica varía constantemente Ackermann (2005), ésta puede cuantificarse y expresarse en periodos de tiempo, gracias a los datos obtenidos de los parques eólicos y a los pronósticos meteorológicos Chenhong et al. (2017). La variación de la potencia eólica se refleja a través del nivel de la demanda de carga del sistema al que se interconecta Na et al. (2014). La problemática radica principalmente en la incertidumbre de qué tan exacta puede ser la producción de la energía eólica, ya que en ciertos instantes de tiempo la producción será insuficiente para satisfacer la demanda de carga.

Una solución utópica para atacar este problema, es sobredimensionar el sistema durante la etapa de diseño, sin embargo, los altos costos de instalación, una capacidad de almacenamiento de grandes dimensiones, que se refleja como una fuente continua de energía y la disponibilidad del recurso primario, hacen que esta propuesta no sea una opción viable Li and Joos (2007).

Otra alternativa es la predicción exacta del viento Qi et al. (2016), Al-Saffar and Musilek (2016), a pesar de obtener resultados satisfactorios, cuando el porcentaje predicho es pequeño con respecto a la demanda de carga, el sistema se ve afectado, tanto en el aspecto económico como en la seguridad de operación, por lo que estos resultados son solo aproximados. Los sistemas de almacenamiento de energía Novakovic et al. (2014), Denholm (2006), Fauzan et al. (2016), permiten satisfacer la demanda de carga, no obstante, son sistemas de respuesta lenta por lo que no son ideales para hacer frente a los cambios repentinos en la demanda.

De esta manera, en este artículo se propone solucionar el desbalance de potencia en una MR aislada, ocasionado principalmente por las fluctuaciones de generación eólica, a través de un sistema de respaldo conformado por una planta de cogeneración y un esquema de control. Lo propuesto permitirá satisfacer la demanda de carga en cualquier instante de tiempo. En comparación con las propuestas anteriormente mencionadas, este sistema presenta mayor beneficio ya que es de respuesta rápida y permite satisfacer simultáneamente otras demandas de carga.

El presente trabajo se conforma de la siguiente manera: Sección uno, presenta la introducción y justificación sobre el tema desarrollado en el artículo. Sección dos, corresponde a los fundamentos teóricos del sistema de respaldo. Sección tres llamada resultado principal, se desarrolla el esquema de control propuesto para la planta de cogeneración. Sección cuatro, modelado de una MR. Sección cinco, caso de estudio y resultados numéricos. Sección seis, conclusiones.

## 2. PLANTA DE COGENERACIÓN

La cogeneración es una técnica que permite producir dos o tres tipos de energía a partir de una fuente primaria, por ejemplo, electricidad, vapor y frío a partir de gas natural. El uso eficiente de la energía ofrece numerosas ventajas, en el plano económico, ya que permite una reducción global de hasta un 30% en el costo de la producción y en el plano ambiental, ya que mitiga las emisiones contaminantes a la atmósfera, Polimeros (1981). Basados en que una planta de cogeneración puede ser considerada como una fuente de generación distribuida, además de que su respuesta es rápida, ésta puede ser utilizada como un sistema de respaldo a una MR. Utilizar esta propuesta, permitirá aprovechar de manera eficiente la energía y satisfacer otras demandas de carga simultáneamente.

### 2.1 Modelo propuesto del sistema de generación

Con base a la propuesta presentada en Zhang and So (2000) se adoptó el modelo matemático de una planta de ciclo combinado bajo la suposición de que al menos una cierta cantidad de vapor es destinada a otro proceso con el fin de satisfacer otras demandas.

Parte de la planta de cogeneración es modelada como se muestra en la Figura 1 para una turbina de gas de una sola

flecha, integrada con paletas guía y controles locales, tales como el gobernador de velocidad, de temperatura y de límite de combustible. El modelo matemático incluye funciones de transferencia que describen el comportamiento de los procesos asociados al ciclo de gas, entre ellos la turbina de gas, el compresor y el sistema de combustible. Las variables de interés son:

- Señal del gobernador de velocidad ( $Fg$ ), es la señal que describe la diferencia entre una velocidad de referencia y una velocidad medida. Es comparada en una válvula selectora de valor mínimo con el fin de determinar una señal de combustible.
- Señal requerida de combustible ( $fr$ ), determina el rango de combustible necesario a utilizar. Es la entrada al modelo de la turbina de gas con el producto de la velocidad.
- Flujo de gas de escape, esta señal corresponde al flujo destinado para el proceso siguiente, correspondiente a la turbina de vapor.

A la salida del modelo matemático de la turbina de gas se obtiene una potencia mecánica que es transformada en potencia eléctrica, con el fin de que el generador sea capaz de producir la potencia eléctrica necesaria para satisfacer un determinado perfil de carga.

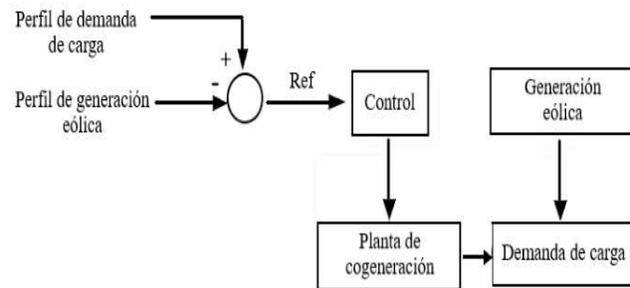


Fig. 2. Esquema general, lógica de operación.

En la Figura 2 se presenta el esquema general con la idea principal de la contribución, dada la diferencia entre el perfil de demanda de carga y de generación eólica, se establece una referencia ( $Ref$ ) para el esquema de control. El sistema de respaldo propuesto permitirá satisfacer la demanda de carga cuando se produzcan fluctuaciones de generación eólica.

## 3. RESULTADO PRINCIPAL

Con base en la sección anterior, es posible afirmar que una solución posible para satisfacer la demanda de carga cuando el sistema es alimentado por un sistema eólico que presenta intermitencia, es mediante el uso de un sistema de cogeneración como mecanismo de respaldo.

Dado un sistema de cogeneración representado por un modelo matemático lineal e invariante en el tiempo, un perfil de potencia eléctrica generado por un sistema eólico ( $P_{gen}$ ) y un perfil de carga ( $P_L$ ), se diseña un esquema de control que garantice que el Error de potencia definido

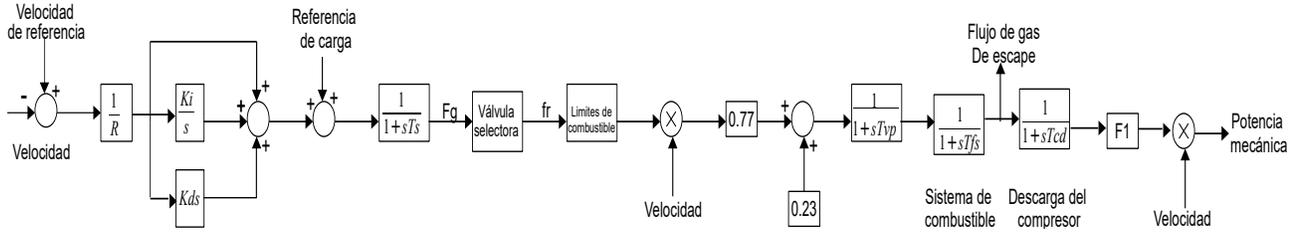


Fig. 1. Modelo dinámico de la turbina de gas.

como ( $Error = P_L - P_{gen}$ ) tienda a cero. Considerando que:

- El sistema es balanceado.
- Las variables de interés para el esquema de control son la potencia generada por el sistema eólico y la potencia demandada de la carga.

El esquema de control propuesto es integrado en el generador eléctrico asociado a la turbina de gas con el fin de que opere cuando sea necesario satisfacer la demanda de carga del sistema al que se va a conectar.

Para el diseño del controlador se utilizó el modelo lineal de la máquina síncrona Kundur et al. (1994). Esta expresión relaciona la aceleración de la máquina con el balance entre la potencia mecánica de entrada con la potencia eléctrica de salida. La relación antes descrita, queda expresada en el dominio de Laplace como:

$$Ms\Delta\omega(s) = P_m - P_L - D(\omega - 2\pi f_0) \quad (1)$$

Donde,  $M$  es el momento angular de la máquina ( $p.u$ ),  $f_0$  es la frecuencia síncrona ( $Hz$ ),  $D$  es el factor de amortiguamiento ( $p.u$ ),  $P_m$  potencia mecánica de entrada ( $p.u$ ),  $P_L$  es la potencia demandada ( $p.u$ ) y  $\omega$  es la velocidad angular de la máquina ( $rad/s$ ), respectivamente.

Se resuelve la expresión (1) para la diferencia de velocidad ( $\Delta\omega$ ). De esta manera se obtiene el modelo representado en la Figura 3, el cual corresponde al modelo de la máquina síncrona del ciclo de gas del sistema de cogeneración que a su vez es utilizado para integrar el esquema de control.

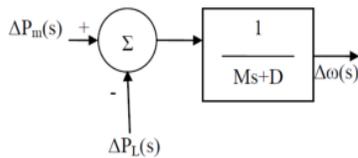


Fig. 3. Modelo dinámico de la máquina síncrona.

El esquema de control propuesto se muestra en la Figura 4 donde se observa que la diferencia de la potencia mecánica de la planta de cogeneración ( $P_m$ ) y el termino ( $P_L$ ) el cual representa la diferencia entre la potencia demandada y la potencia eólica generada, producen una señal de

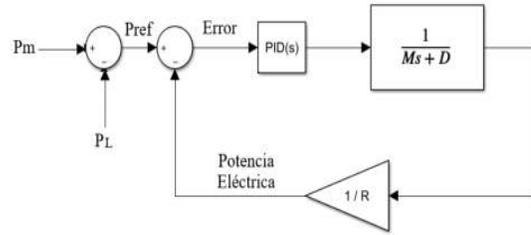


Fig. 4. Modelo propuesto completo.

referencia correspondiente a  $P_{ref}$ , la cual corresponde a la potencia que se necesita compensar en el sistema.

El termino ( $P_L$ ) de la Figura 4 indica la condición para que el esquema de control actúe, ya que cuando la demanda de carga es mayor que la potencia eólica generada se tendrá un desbalance de potencia que requiere ser compensado, por lo que, cuando la  $P_{dem} - P_{gen}$  es mayor que cero, la planta de cogeneración actúa.

Se propuso un esquema de control basado en un Control Proporcional Integral Derivativo (PID), debido a que es uno de los controladores más utilizados en la actualidad por la simplicidad de su estructura, por las diversas técnicas de sintonización, garantiza que el error en estado estacionario sea cero, entre otros Ogata and Yang (2002).

Las ganancias del controlador fueron seleccionadas a partir del tipo de respuesta deseada. Estas se obtuvieron a través de la función de transferencia en lazo cerrado Ogata and Yang (2002), como se muestra en (2). Las raíces del polinomio característico fueron seleccionadas reales y repetidas, en este sentido se obtiene una respuesta críticamente amortiguada. Además se garantiza que el sistema tenga una respuesta rápida y sin sobrepaso.

$$FT_{LC} = \frac{s^2 K_d + s K_p + K_i}{s^2(100K_d + 2) + s(100K_p + 1) + 100K_i} \quad (2)$$

Debido a que la salida del modelo es la diferencia de velocidad ( $\Delta\omega$ ), el esquema de control integra en lazo cerrado una ganancia  $1/R$ , donde  $R$  es la constante de estatismo basada en la teoría de gobernadores de velocidad Kundur et al. (1994). Esta constante entrega un equivalente de potencia eléctrica a partir de una diferencia de velocidad ( $\Delta\omega$ ), con el objetivo de satisfacer un determinado perfil de carga.

#### 4. MODELADO DE UNA MICRORRED

Con el objetivo de evaluar el desempeño del esquema de control junto con el modelo de cogeneración propuesto, la MR se representa a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas. Este tipo de modelo comprende las dinámicas asociadas a las unidades de generación, las restricciones algebraicas de la MR (líneas de transmisión), así como también, se incluye la representación matemática del sistema de respaldo.

##### 4.1 Generador Síncrono:

Las dinámicas asociadas al generador síncrono de la MR, pueden ser capturadas a través del modelo de un sólo eje Sauer and Pai (1998), Stevenson et al. (1982).

La potencia activa y reactiva inyectadas por el generador están dadas por:

$$P_g = \frac{E'_q V}{x'_d} \sin(\delta - \theta) + \frac{x'_d - x_q}{2x_q x'_d} V^2 \sin(2(\delta - \theta)) \quad (3)$$

$$Q_g = \left( \frac{x'_d + x_q}{2x_q x'_d} - \frac{x'_d - x_q}{2x_q x'_d} \cos(2(\delta - \theta)) \right) V^2 - \frac{E'_q V}{x'_d} \cos(\delta - \theta) \quad (4)$$

$\delta$  representan el ángulo del rotor. Los términos  $V$  y  $\theta$  son la magnitud de voltaje y su ángulo de fase en cada bus. Por último  $x_d$ ,  $x_q$  son la reactancia síncrona de eje directo y de cuadratura,  $x'_d$  es la reactancia transitoria del eje directo.

##### 4.2 Aerogenerador:

Para el caso de estudio, se asume que el aerogenerador sólo inyecta potencia activa a la red, la cual es obtenida a partir de un perfil de viento estimado por el factor de rendimiento del aerogenerador, relacionando la potencia eléctrica de salida y la potencia teóricamente disponible para diferentes velocidades de viento. La potencia eólica inyectada a la red se muestra en la Figura 5.

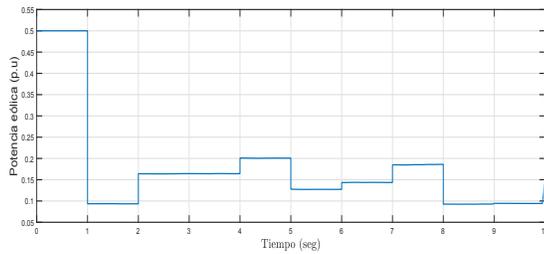


Fig. 5. Potencia eólica activa.

La potencia eléctrica efectiva inyectada del aerogenerador a la red, es expresada como:

$$P_e = n_T \frac{1}{2} \rho A V_w^3 \quad (5)$$

donde  $P_w$  es la potencia mecánica disponible extraída del viento,  $\rho$  es la densidad del aire ( $kg/m^3$ ),  $A$  es el área ( $m$ ),

$V_w$  es la velocidad del viento ( $m/s$ ) y  $n_T$  es la eficiencia total de la máquina.

##### 4.3 Perfil de carga:

Para evaluar el desempeño de la planta de cogeneración, se dimensionó un perfil de carga activa y reactiva en valores por unidad. Se presentan fluctuaciones de carga activa a partir del segundo uno. La carga reactiva presenta un incremento del 5% respecto a su valor inicial a partir del segundo uno. El perfil de la carga activa y reactiva se muestran en las Figuras 6 y 7.

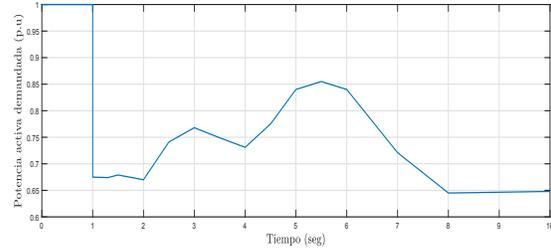


Fig. 6. Perfil de carga activa.

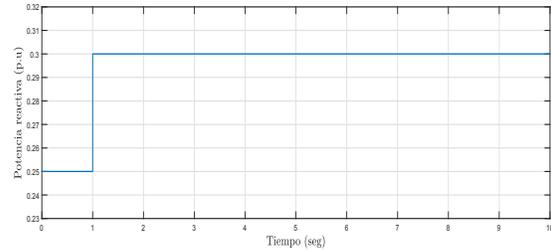


Fig. 7. Perfil de carga reactiva.

##### 4.4 Modelo líneas de transmisión

Las ecuaciones de los flujos de potencia se derivan de la representación de la línea de transmisión como un circuito  $\pi$  Acha et al. (2004).

$$P_i^{cal} = V_i^2 G_{ii} + \sum_{k=1, k \neq i}^n V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)], \quad (6)$$

$$Q_i^{cal} = -V_i^2 B_{ii} + \sum_{k=1, k \neq i}^n V_i V_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]. \quad (7)$$

donde “ $i$ ” y “ $k$ ” representa un índice contador el cual depende de cada bus,  $G_{ik}$  y  $B_{ik}$  son la conductancia y la susceptancia entre el bus “ $i$ ” y “ $k$ ”,  $\theta_k$  es el ángulo de fase del voltaje  $V_k$  en el bus “ $k$ ”.

El balance de potencia para el bus  $i$  se define como:

$$\Delta P_i = P_{G_i} - P_{L_i} - P_i^{cal} = 0 \quad (8)$$

$$\Delta Q_i = Q_{G_i} - Q_{L_i} - Q_i^{cal} = 0 \quad (9)$$

## 5. CASO DE ESTUDIO

La MR de 3 buses mostrada en la Figura 8 incluye generación convencional a través de un generador síncrono de 5-MW, un generador eólico con capacidad de 2-MW y un sistema de respaldo a través de una planta de cogeneración. La MR satisface un perfil de carga activa y reactiva, inicialmente con valores de  $P = 1.00 \text{ p.u}$  y  $Q = 0.25 \text{ p.u}$ . La base del sistema es de 10 MVA y la frecuencia del sistema se establece en 60 Hz.

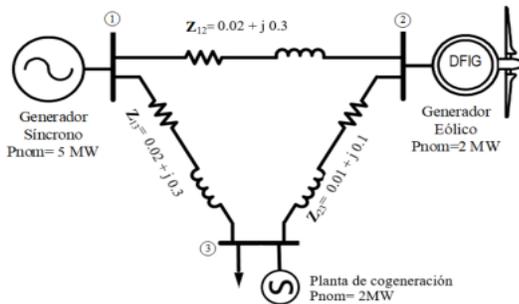


Fig. 8. MR con generación convencional y generación eólica integrada con el sistema de respaldo.

El principal objetivo del esquema de control utilizado, es mantener el balance de potencia dentro de la MR, asegurando que los voltajes y la frecuencia de la red, estén dentro de los rangos de operación permisibles. La diferencia entre la potencia generada y demandada, establece el perfil de potencia faltante. El cual deberá ser aportado por el sistema de respaldo, con el fin de mantener un balance entre generación y demanda, dicho perfil se muestra en la Figura 9.

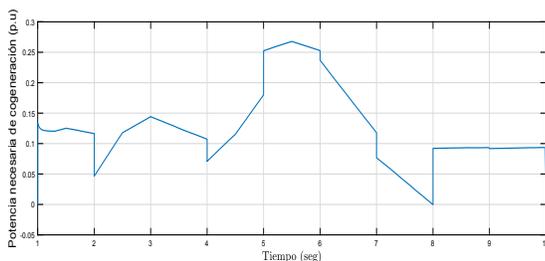


Fig. 9. Potencia activa necesaria de cogeneración.

El control PID se encarga de que el generador de la planta de cogeneración suministre la potencia necesaria cuando la demanda de carga sea mayor que la potencia generada. De esta manera, se satisface la demanda de carga en cualquier instante de tiempo. En la Figura 10 se puede apreciar la potencia de referencia junto con la potencia eléctrica aportada por la planta de cogeneración, la acción de control permite realizar el seguimiento de la potencia faltante.

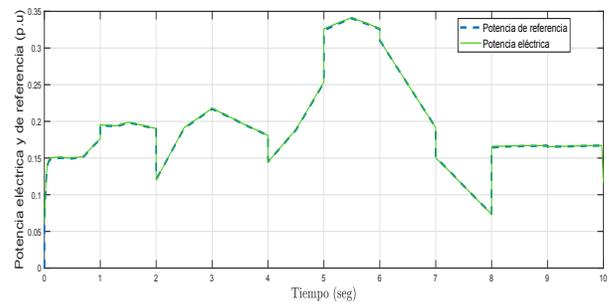


Fig. 10. Potencia de referencia y eléctrica de cogeneración.

El desempeño casi ideal del controlador propuesto se debe a que las condiciones iniciales de la MR así como las del controlador son las mismas. Ambos parten del estado estacionario. En la Figura 11 se muestra la frecuencia en Hz de la MR, opera dentro de los límites permisibles. La planta de respaldo junto con el esquema de control propuesto, permiten regular la potencia de la MR. De este modo la frecuencia del sistema se mantiene dentro de los rangos de operación, asegurando la correcta operación de la MR.

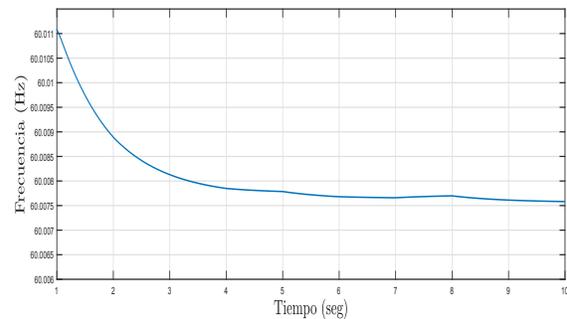


Fig. 11. Frecuencia del sistema.

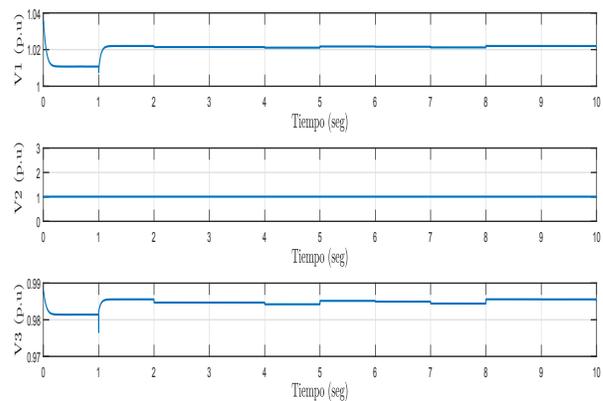


Fig. 12. Magnitud de voltaje en el nodo 1, 2 y 3.

Las magnitudes de voltaje en los nodos se muestran en la Figura 12. El generador síncrono es el encargado de

satisfacer en su totalidad la demanda de carga reactiva en la MR. Como se puede apreciar en la gráfica 2 de la Figura 12, el voltaje en el nodo 2 permanece constante durante todo el tiempo, esto debido a que en este nodo no se tiene intercambio de potencia reactiva con la red.

## 6. CONCLUSIONES

Los sistemas de cogeneración presentan grandes beneficios al ser utilizadas como sistemas de respaldo. En el artículo se presenta una solución novedosa para la salida variable de los aerogeneradores. Incorporando un sistema de respaldo mediante una planta de cogeneración dentro de la MR. El respaldo junto con el esquema de control propuesto permiten garantizar el balance de potencia a pesar de que el recurso primario del aerogenerador no este disponible. De esta manera la MR opera acorde a los limites permisibles.

## 7. AGRADECIMIENTOS

Investigación realizada gracias al programa UNAM-PAPIIT IT11418

## 8. APÉNDICE

Caso de estudio. Parámetros dados en una base de 10 MVA: Base del generador síncrono dada en 5 MW,  $E_F = 1.1083$  p.u,  $P_m = 0.50779$  p.u,  $D = 0.1$  p.u,  $M = 1.00$  s,  $\tau = 0.13$  s,  $x_d = 2.06$  p.u,  $x'_d = 0.37$  p.u,  $x_q = 1.21$  p.u, y  $x'_q = 0.0969$  p.u. Para la simulación del aerogenerador se consideró:  $R = 28.5$  m,  $\rho = 1.29$  kg/m<sup>3</sup>,  $n_T = 50\%$ . Ganancias del controlador:  $K_p = 5$ ,  $K_i = 0.1$ ,  $K_d = 1$ . Lazo cerrado de control:  $R_g = 0.01$ . Planta de cogeneración:  $\omega_r = 1$ ,  $R_{cog} = 0.04$ ,  $K_p = 10$ ,  $K_i = 0.0001$ ,  $K_d = 0.001$ ,  $T_s = 0.1$ ,  $T_{vp} = 0.1$ ,  $T_{fs} = 0.4$ ,  $T_{cd} = 0.4$ .

Ecuación correspondiente a la turbina de gas:

$$F1 = 1.3 * (W_f - 0.23) + 0.5 * (1 - \omega)$$

## REFERENCIAS

Acha, E., Fuerte-Esquivel, C.R., Ambriz-Perez, H., and Angeles-Camacho, C. (2004). *FACTS: modelling and simulation in power networks*. John Wiley & Sons.

Ackermann, T. (2005). *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons.

Al-Saffar, M. and Musilek, P. (2016). Fuzzy logic controller for large, grid-integrated wind farm under variable wind speeds. In *Electric Power Engineering (EPE), 2016 17th International Scientific Conference on*, 1–6. IEEE.

Chenhong, Z., Penghui, W., Yuan, Z., and Yagang, Z. (2017). Wind speed prediction research based on time series model with residual correction. In *2017 2nd International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)*, 466–470. IEEE.

Denholm, P. (2006). Improving the technical, environmental and social performance of wind energy systems using biomass-based energy storage. *Renewable Energy*, 31(9), 1355–1370.

Fauzan, N.A.B.S., Naayagi, R., Logenthiran, T., and Phan, V.T. (2016). Integration of battery energy storage using single phase inverter for intermittency mitigation. In *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, 921–925. IEEE.

Hu, S.D. (1985). Cogeneration.

Kundur, P., Balu, N.J., and Lauby, M.G. (1994). *Power system stability and control*, volume 7. McGraw-hill New York.

Li, W. and Joos, G. (2007). Comparison of energy storage system technologies and configurations in a wind farm. In *2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 1280–1285. IEEE.

Moselle, B., Padilla, J., and Schmalensee, R. (2010). *Electricidad verde: energías renovables y sistema eléctrico*. Marcial Pons.

Na, Y., Shenyu, C., and Linlin, S. (2014). Coordination and optimization model of wind power grid integrated system considering demand response. In *2014 International Conference on Power System Technology*, 949–955. IEEE.

Novakovic, B., Pashaie, R., and Nasiri, A. (2014). Neural network based energy storage control for wind farms. In *2014 IEEE Symposium on Power Electronics and Machines for Wind and Water Applications*, 1–6. IEEE.

Ogata, K. and Yang, Y. (2002). *Modern control engineering*, volume 4. Prentice-Hall.

Olivares, D.E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A.H., Cañizares, C.A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A.H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., et al. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on smart grid*, 5(4), 1905–1919.

Polimeros, G. (1981). Energy cogeneration handbook.

Qi, Y., Yu, L., Kai, B., Rongfu, S., Peng, S., and Yuhui, W. (2016). A evaluation method of wind farm power prediction based on principal component analysis and entropy methods. In *Control and Decision Conference (CCDC), 2016 Chinese*, 2132–2136. IEEE.

Sauer, P.W. and Pai, M.A. (1998). *Power system dynamics and stability*, volume 101. Prentice hall Upper Saddle River, NJ.

Shahabi, M., Haghifam, M., Mohamadian, M., and Nabavi-Niaki, S. (2009). Microgrid dynamic performance improvement using a doubly fed induction wind generator. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 24(1), 137–145.

Stevenson, W.D. et al. (1982). *Elements of power system analysis*, volume 4. Mcgraw-hill New York.

Xu, Y., Zhang, W., Liu, W., Wang, X., Ferrese, F., Zang, C., and Yu, H. (2014). Distributed subgradient-based coordination of multiple renewable generators in a microgrid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), 23–33.

Zhang, Q. and So, P. (2000). Dynamic modelling of a combined cycle plant for power system stability studies. In *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 00CH37077)*, volume 2, 1538–1543. IEEE.