

Modelado Dinámico de Microrredes con Generación Eólica: Enfoque Práctico

Natanael Vieyra* Paul Rolando Maya Ortiz*
Luis M. Castro*

* *Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México,
04310 Coyoacán, México (e-mail: natanael241190@hotmail.com,
paulm@dctrl.fi-b.unam.mx, luismcastro@fi-b.unam.mx.)*

Resumen

El amplio uso de la generación distribuida y la incursión de las microrredes (MR) sugiere la implementación de un estimador de estados a nivel de baja tensión. Con base a la información proporcionada por el estimador, los centros de control (CC) ejecutan tareas importantes de control y planificación. Con el objetivo de contar con un modelo no lineal que permita capturar los diferentes fenómenos dinámicos de una MR aislada. En este artículo se propone un modelo algebrodiferencial de una MR que incluye aerogeneradores de velocidad variable y generación hidroeléctrica; así mismo se considera un esquema de control que permite reducir los cambios en la frecuencia, además de lograr la regulación de voltaje. Los resultados muestran que el modelo captura diferentes fenómenos ocasionados principalmente por variaciones de carga, viento, entre otro tipo de perturbaciones.

Keywords: Estimación de estados, Generador doblemente alimentado, Generador síncrono, Microrred aislada.

1. INTRODUCCIÓN

El gran impacto que han tenido las nuevas tecnologías de generación, tales como los generadores, microturbinas, celdas fotovoltaicas, turbinas eólicas, entre otras, han permitido que la generación distribuida incursione en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

Con el incremento de la generación distribuida, la planificación, operación y el mantenimiento del SEP se hace más complejo. Las microrredes (MR) surgen como una solución a la expansión de los sistemas de potencia. Este enfoque considera la generación, baterías y cargas asociadas como un subsistema del SEP Lasseter (2007). De esta manera, las MRs generan energía cerca de los consumidores, lo cual se traduce en menores pérdidas, mejor calidad de la energía y el aumento en la confiabilidad de los Sistemas de Distribución (SD).

Una MR opera de dos formas: conectada a una red principal o de forma aislada. Cuando opera de forma aislada puede ser desconectada de la red principal y operar de manera autónoma Lasseter (2007). Las unidades de generación distribuida (DER, por sus siglas en inglés) pasan a ser responsables de la demanda local de carga. Este enfoque permite tener un control local sobre la generación distribuida sin la necesidad de contar con un despachador central Jiayi et al. (2008). Dicho lo anterior, el presente artículo va enfocado al estudio de MR aisladas.

Para lograr la operación aislada de la MR, los Centros de Control (CC) requieren de información precisa que les

permita proteger y controlar la MR de acuerdo a sus propósitos operacionales Choi and Meliopoulos (2016). Además toman acciones preventivas Monticelli (1999), Abur and Exposito (2004) con base a la información proporcionada tanto por los sensores como por el Estimador de Estados (EE). El EE es una pieza fundamental para la supervisión, el control y la planificación de las MRs. En este sentido, es importante contar con una estimación efectiva y exacta del estado que permita asegurar una operación eficiente de la MR.

Para realizar la estimación del estado se requiere de una representación matemática de una MR que considere la dinámica de las unidades de generación, los controladores locales así como las restricciones algebraicas de la red. Al tratarse de redes de baja inercia, los cambios sobre la generación se ven directamente reflejados en problemas de frecuencia, variaciones de voltaje, etc. Por este motivo, cuando se desea tratar problemas relacionados con el control y la operación de una MR, es de suma importancia considerar la dinámica de las unidades de generación Ahshan et al. (2013). En Katiraei et al. (2005) y Katiraei et al. (2007) se proponen modelos transitorios y de señal pequeña de una MR, los cuales permiten capturar fenómenos dinámicos.

El problema de frecuencia en MRs aisladas es ocasionado principalmente por variaciones de carga y por cambios en la potencia entregada por parte de las fuentes de generación distribuida. Las principales propuestas para tratar este problema consisten en realizar un control a través de los convertidores modelados como un inversor

de fuente de voltaje (VSI, por sus siglas en inglés), o bien, mediante un inversor PQ Lopes et al. (2006), Olivares et al. (2014). Por otro lado, en otros trabajos se adopta el *control droop* como un medio para generar las referencias de frecuencia y voltaje en cada uno de los convertidores Katiraei and Iravani (2006), Barklund et al. (2007). En Xu et al. (2014), Li et al. (2017), Meng et al. (2017) se aborda desde una perspectiva descentralizada y se incluye el concepto multiagente.

En el presente trabajo, se propone que el comportamiento dinámico de la MR sea modelado como un conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas, en donde las dinámicas no lineales de los generadores y los flujos de potencia son considerados. El enfoque práctico propuesto, permite capturar diversos fenómenos dinámicos que no pueden ser descritos por modelos puramente diferenciales. El modelo algebrodiferencial permite recrear de manera más efectiva el comportamiento dinámico de una MR. Es decir, con el enfoque propuesto se pueden capturar diferentes fenómenos provocados principalmente por variaciones de carga, intermitencia por parte de las unidades de generación, cambios en la topología de red, etc. Además de que el enfoque adoptado permite abordar el problema de frecuencia en MRs. Se debe mencionar que el modelado propuesto no considera incertidumbre en los parámetros.

Actualmente, la generación eólica es una de las fuentes energéticas más utilizadas debido a sus propiedades Ackermann (2005). Su inclusión a través de turbinas de velocidad variable utilizando generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG, por sus siglas en inglés) permiten incursionar en el control primario de frecuencia, ofreciendo así soporte a la regulación de voltaje Anaya-Lara et al. (2011), Ackermann (2005), Shahabi et al. (2009). Los DFIGs en conjunto con las fuentes de generación hidroeléctrica (representados mediante generadores síncronos), apoyados por los gobernadores de velocidad y los reguladores de voltaje automático (AVR, por sus siglas en inglés), permiten mejorar el desempeño dinámico, reducir los cambios en la frecuencia y contribuyen a la regulación del voltaje cuando la MR opera de forma aislada. El enfoque de control de la MR debe ser capaz de mejorar el desempeño dinámico, reducir los cambios en la frecuencia y mejorar la regulación de voltaje cuando la MR opere de forma aislada Katiraei et al. (2008).

2. FUNDAMENTO MATEMÁTICO

2.1 Modelo de la Microrred

Las microrredes pueden ser descritas por un modelo diferencial algebraico no lineal semi-implícito

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= f(x, z, u) \\ 0 &= g(x, z, u) \\ y(t) &= h(x, z) \end{aligned} \quad (1)$$

donde $x \in \mathbb{R}^{n_d}$ representa a los estados diferenciales asociados a las fuentes de generación distribuida, $z \in \mathbb{R}^{n_z}$ representa a los estados algebraicos, correspondiente a los fasores de voltaje en cada uno de los buses, $f \in \mathbb{R}^{n_d}$

representa las funciones diferenciales no lineales y $g \in \mathbb{R}^{n_z}$ representa las restricciones algebraicas, $u \in \mathbb{R}^p$ son las entradas, las cuales pueden ser la potencia mecánica de entrada en los generadores síncronos o el voltaje del rotor (DFIG, generación eólica) y $y \in \mathbb{R}^m$ son las salidas del sistema.

El Sistema Diferencial Algebraico (SDA) puede ser expresado como:

$$x_{k+1} = x_k + \int_{(k)\Delta t}^{(k+1)\Delta t} f(x(t), z(t), u(t)) dt \quad (2)$$

$$0 = g(x(t), z(t)) \quad k\Delta t \leq t \leq (k+1)\Delta t \quad (3)$$

donde Δt es el periodo de muestreo, para facilitar la notación (2) y (3) pueden ser escritas como:

$$x_{k+1} = \mathbf{F}(x_k, z_k, u_k) \quad (4)$$

$$0 = g(x_{k+1}, z_{k+1}) \quad (5)$$

donde $x \in \mathbb{R}^{n_d}$ y $z \in \mathbb{R}^{n_z}$, representan a los estados diferenciales y algebraicos respectivamente. Las expresiones (4) y (5) representan al sistema diferencial algebraico de forma discreta.

Esta representación es ideal para realizar la simulación dinámica de la MR. Así mismo las expresiones (4)-(5), además de un conjunto de mediciones obtenidas en ciertos instantes de tiempo, pueden ser utilizados con el fin de diseñar un esquema de estimación que permita recuperar los estados dinámicos de las unidades de generación así como también de los estados algebraicos (fasores de voltaje) relacionados a las restricciones algebraicas de la red.

2.2 Generación distribuida

Generador Síncrono: Para la simulación de la MR se ha considerado que hay un generador síncrono, Sauer and Pai (1997), Grainger and Stevenson (1994).

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - 2\pi f_0 \quad (6)$$

$$2H_i \dot{\omega}_i = P_{m_i} - D_i(\omega_i - 2\pi f_0) - P_{g_i} \quad (7)$$

$$\tau_i \dot{E}_{q_i} = -\frac{x_{d_i}}{x'_{d_i}} E_{q_i} + \frac{x_{d_i} - x'_{d_i}}{x'_{d_i}} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + E_{F_i} \quad (8)$$

donde “ i ” representa un índice contador el cual depende de cada bus, f_0 es la frecuencia síncrona (Hz), P_{m_i} es el par mecánico, H_i , D_i representa la constante de inercia y el factor de amortiguamiento respectivamente, x_{d_i} , x_{q_i} son la reactancia síncrona del eje directo y de cuadratura, x'_{d_i} es la reactancia transitoria del eje directo, $T'_{d_{0_i}}$ representa la constante de tiempo transitoria de circuito abierto del eje directo y E_{F_i} es el voltaje atrás de la reactancia síncrona.

Además las potencias activa y reactiva inyectadas por cada generador están dadas por:

$$P_{g_i} = \frac{E'_{q_i} V_i}{x'_{d_i}} \sin(\delta_i - \theta_i) + \frac{x'_{d_i} - x_{q_i}}{2x_{q_i} x'_{d_i}} V_i^2 \sin(2(\delta_i - \theta_i)) \quad (9)$$

$$Q_{g_i} = \left(\frac{x'_{d_i} + x_{q_i}}{2x_{q_i} x'_{d_i}} - \frac{x'_{d_i} - x_{q_i}}{2x_{q_i} x'_{d_i}} \cos(2(\delta_i - \theta_i)) \right) V_i^2 - \frac{E'_{q_i} V_i}{x'_{d_i}} \cos(\delta_i - \theta_i) \quad (10)$$

Para los generadores síncronos, δ_i , ω_i y E_{qi} , representan el ángulo del rotor, la velocidad angular y la fuerza electromotriz interna del eje de cuadratura (FEM), respectivamente. Los términos V_i y θ_i son la magnitud de voltaje y su ángulo de fase en cada bus.

Gobernador de velocidad: La tarea del gobernador recae en el incremento de la potencia mecánica del generador con el fin de lograr un balance entre la generación y la demanda, disminuyendo con ello las desviaciones de frecuencia en la MR. En el presente trabajo se consideró un grupo turbina-generador de una planta hidroeléctrica Rafian et al. (1987).

Regulador automático de voltaje (AVR): El regulador automático de voltaje ejecuta una regulación de voltaje en terminales ante variaciones de carga, a través de la modificación del voltaje de campo E_f . En este trabajo se utilizó el modelo dinámico de un AVR tomado de Kundur et al. (1994),

Generador Eólico: La potencia mecánica extraída del viento puede ser expresada por Ackermann (2005)

$$P_{wt} = \frac{1}{2} \rho \pi R_b^2 V_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (11)$$

donde P_{wt} es la potencia extraída del viento, ρ es la densidad del aire (kg/m^3), R_b es el radio de la hélice (m), V_w es la velocidad del viento (m/s) y C_p es el coeficiente de potencia el cual es función del ángulo de elevación de las hélices β (*grados*) y de la relación de la velocidad punta λ . El coeficiente C_p es definido como Ackermann (2005):

$$C_p = \left(c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) \right) e^{-c_7/\lambda_i} \quad (12)$$

donde λ_i es expresado como

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} \right) - \left(\frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (13)$$

la relación velocidad punta λ tiene un efecto directo sobre C_p , éste es determinado como

$$\lambda = \frac{R_i \cdot \omega_{T_i}}{V_w} = \frac{R_i \cdot n_{gb} \cdot \omega_{m_i}}{V_w} \quad (14)$$

donde ω_T es la velocidad de la turbina, λ puede ser expresado en función de la velocidad angular del generador de inducción (ω_m), n_{gb} representa el radio del engranaje.

Se ha considerado un DFIG, el modelo del generador de inducción en el marco de referencia síncrona está dado por:

$$T'_{0_i} \frac{de'_{d_i}}{dt} = \omega_{s_i} L_{m_i} i_{qr_i} + \frac{(\omega_{s_i} - \omega_{m_i}) L_{rr_i}}{R_{r_i}} e'_{q_i} - \frac{\omega_{s_i} L_{m_i}}{R_r} v_{qr_i} \quad (15)$$

$$T'_{0_i} \frac{de'_{q_i}}{dt} = -\omega_{s_i} L_{m_i} i_{dr_i} - \frac{(\omega_{s_i} - \omega_{m_i}) L_{rr_i}}{R_{r_i}} e'_{d_i} + \frac{\omega_{s_i} L_{m_i}}{R_r} v_{dr_i} \quad (16)$$

donde los subíndices s y r representan valores asociados al estator y al rotor, respectivamente, e'_{d_i} y e'_{q_i} representan el valor por unidad de la FEM atrás de la reactancia transitoria, ω_{s_i} es la velocidad síncrona, ω_{m_i} es la velocidad mecánica del rotor, ω_{b_i} es la velocidad angular base [rad/s], R_r representa la resistencia del rotor, T'_{0_i}

es la constante de tiempo de circuito abierto [s], dada por $T'_{0_i} = L_{rr_i} / \omega_{b_i} R_{r_i}$, donde $L_{rr_i} = L_{r\sigma_i} + L_{m_i}$ del cual $L_{r\sigma_i}$ y L_{m_i} , son la inductancia de fuga del rotor y la inductancia mutua, respectivamente, i_{qr_i} e i_{dr_i} son las corrientes del rotor en el marco de referencia síncrona.

La dinámica del rotor puede ser expresada por una ecuación diferencial en términos de la velocidad angular

$$\frac{\omega_{m_i}}{dt} = \frac{T_{e_i} - T_{m_i}}{2H_{eq_i}} \quad (17)$$

donde H_{eq_i} es la constante de inercia equivalente que comprende la constante de inercia del generador y de la turbina, el par electromagnético T_{e_i} [p.u.] es escrito como:

$$T_{e_i} = \frac{-R_{s_i}(e'_{d_i}{}^2 + e'_{q_i}{}^2) + e'_{d_i} V_i \sin(\theta_i - \theta_e) - e'_{q_i} V_i \cos(\theta_i - \theta_e)}{\omega_{s_i}(R_{s_i}^2 + X_i'^2)} + \frac{X_i' V_i (e'_{d_i} \cos(\theta_i - \theta_e) + e'_{q_i} \sin(\theta_i - \theta_e))}{\omega_{s_i}(R_{s_i}^2 + X_i'^2)} \quad (18)$$

donde X_i' es la reactancia transitoria, está dada por $X_i' = (L_{ss_i} - L_{m_i}^2 / L_{rr_i}) \omega_{s_i}$, donde $L_{ss_i} = L_{s\sigma_i} + L_{m_i}$. Los subíndices r , m , s y σ representan las inductancias del rotor, la mutua, del estator y la de fuga, respectivamente.

El par mecánico T_m [p.u.] es expresado como:

$$T_{m_i} = \frac{P_{wt_i}}{\omega_{m_i}} \quad (19)$$

Finalmente las potencias activas y reactivas entregadas por el estator son expresadas como:

$$P_{g_{s_i}} = V_i \left(\frac{R_{s_i}(V_i + e'_{d_i} \sin(\theta_i - \theta_e) - e'_{q_i} \cos(\theta_i - \theta_e))}{R_{s_i}^2 + X_i'^2} + \frac{X_i'(e'_{d_i} \cos(\theta_i - \theta_e) + e'_{q_i} \sin(\theta_i - \theta_e))}{R_{s_i}^2 + X_i'^2} \right) \quad (20)$$

$$Q_{g_{s_i}} = V_i \left(\frac{-R_{s_i}(e'_{d_i} \cos(\theta_i - \theta_e) + e'_{q_i} \sin(\theta_i - \theta_e))}{R_{s_i}^2 + X_i'^2} + \frac{X_i'(V_i + \sin(\theta_i - \theta_e)e'_{d_i} - \cos(\theta_i - \theta_e)e'_{q_i})}{R_{s_i}^2 + X_i'^2} \right) \quad (21)$$

Mientras que la potencia activa y reactiva entregada por el rotor, es expresada a través de (24) y (25), respectivamente, de esta manera, la potencia activa y reactiva total del DFIG queda escrita como:

$$P_e = P_{gs} + P_{gr} \quad (22)$$

$$Q_e = Q_{gs} + Q_{gr} \quad (23)$$

A través de los términos v_{qr_i} y v_{dr_i} , se tiene control sobre el voltaje en terminales y de la potencia activa.

Los términos e'_{d_i} , e'_{q_i} y ω_{m_i} representan los estados dinámicos del generador de inducción, V_i y θ_i representan los estados algebraicos de cada bus.

Modelo del convertidor: Las principales características del modelo del convertidor *back-to-back* utilizado, se mencionan a continuación:

Convertidor C_1 : El primer convertidor C_1 ejecuta el control de par del generador. El control MPT obliga

al aerogenerador a operar en su punto de máxima potencia para diferentes velocidades mecánicas del rotor Holdsworth et al. (2003), Anaya-Lara et al. (2011).

Capacitor: Se asume que el voltaje del capacitor es constante. Ésta suposición permite que los convertidores estén desacoplados Slotweg et al. (2003).

Convertidor C_2 : El control del voltaje en terminales se realiza a través del convertidor C_1 . El intercambio de potencia reactiva entre la red y el DFIG se realiza solamente a través de las terminales del estator, mientras que la potencia activa comprende las terminales del rotor y del estator Holdsworth et al. (2003), Anaya-Lara et al. (2011).

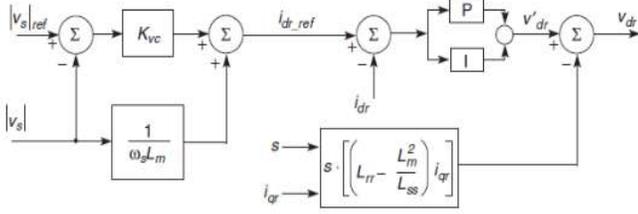


Fig. 1. Control de voltaje.

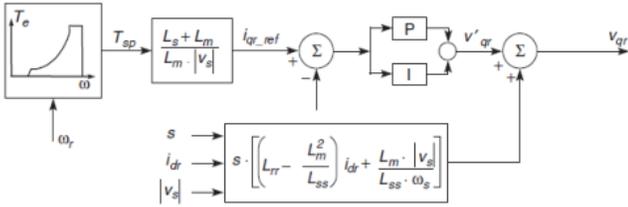


Fig. 2. Control de par.

En las Figuras 1 y 2 se muestran los lazos de control para el voltaje y el par, respectivamente Holdsworth et al. (2003), Anaya-Lara et al. (2011).

2.3 Modelo de carga

Las cargas son descritas por medio del modelo polinómico de carga Dib et al. (2008)

$$P_{Li} = P_A + P_B V_i + P_C V_i^2, \quad (26)$$

$$Q_{Li} = Q_A + Q_B V_i + Q_C V_i^2. \quad (27)$$

$$P_{gr} = -v_{qr} \left\{ \frac{e'_{di}}{\omega_s L_{mi}} - \frac{L_{mi}}{L_{rr_i}} \left[\frac{R_{s_i}(e'_{qi} - V_i \cos(\theta_i - \theta_e)) - X'_i(e'_{di} + V_i \sin(\theta_i - \theta_e))}{R_{s_i}^2 + X_i'^2} \right] \right\} + v_{dr} \left\{ \frac{e'_{qi}}{\omega_s L_{mi}} + \frac{L_{mi}}{L_{rr_i}} \left[\frac{R_{s_i}(e'_{di} + V_i \sin(\theta_i - \theta_e)) + X'_i(e'_{qi} - V_i \cos(\theta_i - \theta_e))}{R_{s_i}^2 + X_i'^2} \right] \right\} \quad (24)$$

$$Q_{gr} = v_{dr} \left\{ \frac{e'_{di}}{\omega_s L_{mi}} - \frac{L_{mi}}{L_{rr_i}} \left[\frac{R_{s_i}(e'_{qi} - V_i \cos(\theta_i - \theta_e)) - X'_i(e'_{di} + V_i \sin(\theta_i - \theta_e))}{R_{s_i}^2 + X_i'^2} \right] \right\} + v_{qr} \left\{ \frac{e'_{qi}}{\omega_s L_{mi}} + \frac{L_{mi}}{L_{rr_i}} \left[\frac{R_{s_i}(e'_{di} + V_i \sin(\theta_i - \theta_e)) + X'_i(e'_{qi} - V_i \cos(\theta_i - \theta_e))}{R_{s_i}^2 + X_i'^2} \right] \right\} \quad (25)$$

el cual representa explícitamente la contribución de cada tipo de carga (impedancia, corriente o potencia constante).

2.4 Modelo las líneas de transmisión

Las ecuaciones de los flujos de potencia se derivan de la representación de la línea de transmisión como un circuito π

$$P_i^{cal} = V_i^2 G_{ii} + \sum_{k=1, k \neq i}^n V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)], \quad (28)$$

$$Q_i^{cal} = -V_i^2 B_{ii} + \sum_{k=1, k \neq i}^n V_i V_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]. \quad (29)$$

donde G_{ik} y B_{ik} son la conductancia y la susceptancia entre el bus “ i ” y “ k ”, θ_k es el ángulo de fase del voltaje V_k en el bus “ k ”.

El balance de potencia para un bus i se define como Acha et al. (2004):

$$\Delta P_i = P_{G_i} - P_{L_i} - P_i^{cal} = 0 \quad (30)$$

$$\Delta Q_i = Q_{G_i} - Q_{L_i} - Q_i^{cal} = 0 \quad (31)$$

Las variables de estado asociadas a cada generador, $x := [\delta_i \ \omega_i \ E_{qi} \ \omega_{mi} \ e'_{di} \ e'_{qi}]^T \in \mathbb{R}^{n_d}$ son consideradas como los estados dinámicos, los fasores de voltaje asociados a cada bus, son las variables de estado algebraicas $z := [\theta_i \ V_i]^T \in \mathbb{R}^{n_z}$.

3. CASOS DE ESTUDIO

Una MR aislada de 3 buses mostrada en la Figura 3 contiene generación hidroeléctrica a través de un generador síncrono de 8-MW, el cual incluye un gobernador de velocidad y un regulador de voltaje automático. La MR también incluye un generador eólico de 2-MW, inicialmente operando a una velocidad de $V_w = 11$ m/s, el aerogenerador cuenta con dos esquemas de control como los mostrados en las Figuras 1 y 2. Ambas unidades de generación satisfacen una carga de $9+j3.5$ MVA. La base del sistema es de 10 MVA y la frecuencia del sistema está establecida en 60 Hz. Las simulaciones son realizadas en a librería **Simulink** de **MATLAB**.

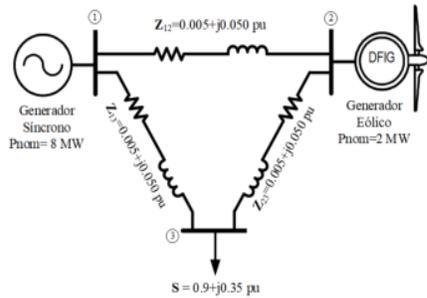


Fig. 3. MR con generación hidroeléctrica y generación eólica.

Para validar el modelo, la MR está sujeta ante variaciones de viento y carga. El caso de estudio es simulado por 50 segundos, la MR parte en estado estacionario representado por el punto de equilibrio obtenido a través de la solución de los flujos de potencia.

Entre los principales objetivos de los esquemas de control utilizados, se encuentra asegurar que la MR responda de forma correcta ante perturbaciones, así como restablecer la frecuencia de ésta. La MR está sujeta al perfil de perturbación mostrada en la Figura 4. El control del DFIG se encargará de que el DFIG opere a una velocidad mecánica óptima de tal manera que se extraiga la máxima cantidad de potencia para una determina velocidad de viento, mientras que el gobernador de velocidad de la máquina síncrona permitirá regular la frecuencia de la red.

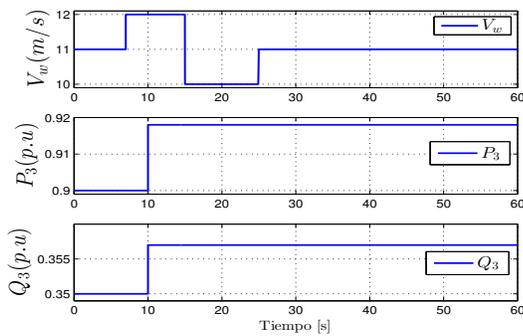


Fig. 4. Perfiles de perturbación.

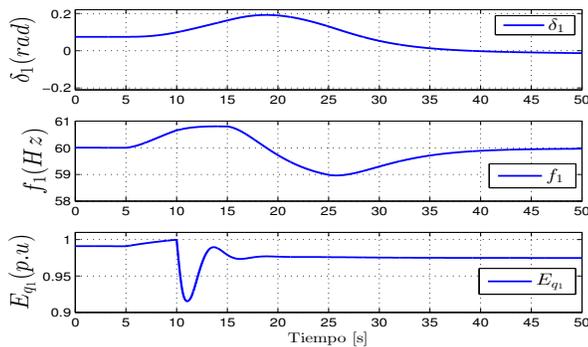


Fig. 5. Estados asociados al generador síncrono.

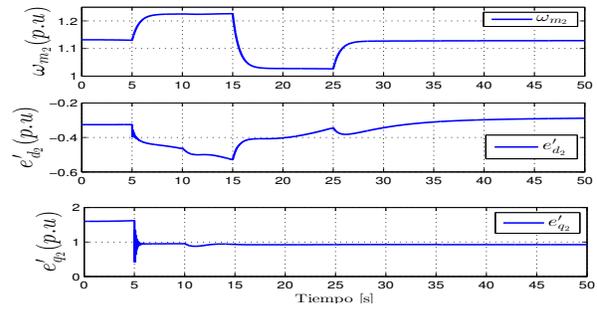


Fig. 6. Estados del DFIG.

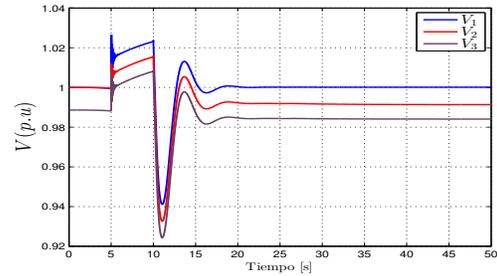


Fig. 7. Magnitud de voltaje en terminales

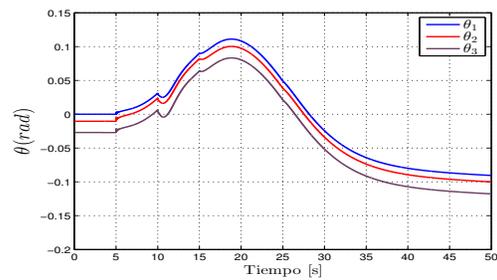


Fig. 8. Ángulos de fase.

Como se muestran en las Figuras 5 y 6, el esquema de control utilizado permite realizar una regulación adecuada de la frecuencia a través del gobernador de velocidad del generador síncrono. Por su parte el DFIG opera en una velocidad mecánica óptima, se extrae la máxima cantidad de potencia activa para cada velocidad de viento. El esquema de control que regula la potencia reactiva permite que el voltaje en terminales permanezca dentro de los rangos permisibles de acuerdo al código de red, como se muestra en la Figura 7.

4. CONCLUSIONES

Para el accionamiento de los controladores se asume que se tiene conocimiento de todas la variables, tanto de los estados dinámicos asociados a los generadores así como de los estados algebraicos que comprenden a las restricciones algebraicas de la red. A nivel de distribución el acceso a información en tiempo real es limitado. El modelo algebrodiferencial propuesto, el cual captura diferentes fenómenos dinámicos junto con el diseño de un estimador

dinámico de estados, permitirá contar con información del estado operativo de la MR y con ello se tendrá la posibilidad de tomar acciones de prevención y control. De esta manera la MR operará acorde a los códigos de red, a pesar de estar sujeta a perturbaciones.

5. APÉNDICE

Caso de estudio. Parámetros dados en una base de 10 MVA: Base del generador síncrono dada en 8 MW, $E_{F1} = 0.9821$ p.u., $P_{m1} = 0.7585$ p.u., $D_1 = 0.1$ p.u., $H_1 = 5$ s, $\tau_1 = 7$ s, $x_{d1} = 0.1460$ p.u., $x'_{d1} = 0.0608$ p.u., $x_{q1} = 0.0969$ p.u., y $x'_{q1} = 0.0969$ p.u. Para la simulación del DFIG se consideró: $R_{r2} = 0.0190$ p.u., $R_{s2} = 0.0175$ p.u., $L_{m2} = 6.921$ p.u., $L_{s\sigma 2} = 0.2571$ p.u., $L_{r\sigma 2} = 0.2950$ p.u., $P_{nom} = 2$ MW, 60 Hz, 4 pares de polos. Los datos del aerogenerador: $R_b = 37.5$ m, $\rho = 1.225$ kg/m³, $n_{gb} = 115$ m, $c_1 = 0.22$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0.4$, $c_4 = 0$, $c_5 = 0$, $c_6 = 5$, $c_7 = 12.5$, $c_8 = 0.08$, $c_9 = 0.035$, $\beta = 0$, $H_{eq} = 3$ s.

REFERENCIAS

- Abur, A. and Exposito, A.G. (2004). *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC press.
- Acha, E., Fuente-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.
- Ahshan, R., Iqbal, M., Mann, G.K., and Quaicoe, J.E. (2013). Modeling and analysis of a micro-grid system powered by renewable energy sources. *The Open Renewable Energy Journal*, 6(1), 7–22.
- Anaya-Lara, O., Jenkins, N., Ekanayake, J.B., Cartwright, P., and Hughes, M. (2011). *Wind energy generation: modelling and control*. John Wiley & Sons.
- Barklund, E., Pogaku, N., Prodanovic, M., Hernandez-Aramburo, C., and Green, T.C. (2007). Energy management system with stability constraints for stand-alone autonomous microgrid. In *System of Systems Engineering, 2007. SoSE'07. IEEE International Conference on*, 1–6. IEEE.
- Choi, S. and Meliopoulos, A. (2016). Effective real-time operation and protection scheme of microgrids using distributed dynamic state estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- Dib, W., Barabanov, A., Ortega, R., and Lamnabhi-Lagarrigue, F. (2008). On transient stability of multi-machine power systems: a globally convergent controller for structure preserving models. In *Proc. of the IFAC World Congress, Seoul*.
- Grainger, J.J. and Stevenson, W.D. (1994). *Power system analysis*. McGraw-Hill.
- Holdsworth, L., Wu, X., Ekanayake, J.B., and Jenkins, N. (2003). Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 150(3), 343–352.
- Jiayi, H., Chuanwen, J., and Rong, X. (2008). A review on distributed energy resources and microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(9), 2472–2483.
- Katiraei, F., Iravani, M., and Lehn, P. (2007). Small-signal dynamic model of a micro-grid including conventional and electronically interfaced distributed resources. *IET generation, transmission & distribution*, 1(3), 369–378.
- Katiraei, F. and Iravani, M.R. (2006). Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units. *IEEE transactions on power systems*, 21(4), 1821–1831.
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., and Dimeas, A. (2008). Microgrids management. *IEEE power and energy magazine*, 6(3).
- Katiraei, F., Iravani, M.R., and Lehn, P.W. (2005). Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. *IEEE Transactions on power delivery*, 20(1), 248–257.
- Kundur, P., Balu, N.J., and Lauby, M.G. (1994). *Power system stability and control*, volume 7. McGraw-hill New York.
- Lasseter, R.H. (2007). Microgrids and distributed generation. *Journal of Energy Engineering*, 133(3), 144–149.
- Li, Y., Xu, Z., and Meng, K. (2017). Optimal power sharing control of wind turbines. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1), 824–825.
- Lopes, J.P., Moreira, C., and Madureira, A. (2006). Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on power systems*, 21(2), 916–924.
- Meng, W., Wang, X., and Liu, S. (2017). Distributed load sharing of an inverter-based microgrid with reduced communication. *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- Monticelli, A. (1999). *State estimation in electric power systems: a generalized approach*, volume 507. Springer Science & Business Media.
- 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.
- Rafian, M., Sterling, M., and Irving, M. (1987). Real-time power system simulation. In *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, volume 134, 206–223. IET.
- Sauer, P.W. and Pai, M. (1997). Power system dynamics and stability. *Urbana*, 51, 61801.
- 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.
- Slootweg, J., De Haan, S., Polinder, H., and Kling, W. (2003). General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. *IEEE Transactions on power systems*, 18(1), 144–151.
- 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.