Emulation of Synchronous Generator for Frequency Control of Smart Microgrids

P. F. Frack, *Student Member,* IEEE, M. Martinez, *Student Member,* IEEE, M. G. Molina, *Member,* IEEE and P. E. Mercado, *Senior Member*, IEEE

***Abstract*— Microgrids (MGs) are emerging as a new paradigm for the integration of Distributed Generation (DG) assets. These novel grid structures present significant benefits to the Electric Power System. One of the most important benefits is the reliability improvement due to the capacity of islanded stand-alone operation. Nevertheless, this stand-alone operation can bring some problems related to frequency control, especially in MGs with many DG units connected through power electronics interfaces. In this case, the frequency control capacity and hence the stability margins are drastically reduced. This paper presents the design and implementation of a proton exchange membrane fuel cell integrated with supercapacitor energy storage and its control strategy for the frequency control of ac-MGs.**

***Keywords*— Fuel cells, control strategy, distributed generation, microgrids, supercapacitors.**

I. Introducción

EN LA actualidad, los factores que limitan la capacidad de los sistemas de suministro de energía eléctrica (SSEE) de cubrir el continuo aumento de la demanda se han vuelto cada vez más evidentes. Entre ellos se pueden citar la emisión de contaminantes al medio ambiente y la reducción de lugares naturalmente disponibles para ubicar nuevas plantas de generación. Esto evidencia la necesidad de alternativas tecnológicas para garantizar por un lado la cantidad y calidad del suministro de energía como así también el uso eficiente de los recursos energéticos y el mantenimiento del medio ambiente [1].

Por otro lado, el avance tecnológico alcanzado por nuevas formas de generación de energía ha permitido reducir considerablemente sus costos, permitiendo también su integración a los SSEE. El gran despliegue conseguido por estas tecnologías ha dado lugar al concepto que hoy día se conoce como generación distribuida, in-situ o dispersa (GD). El concepto de GD es de particular interés porque brinda una posibilidad para integrar diferentes tipos de tecnologías de generación, como celdas de combustible o microturbinas. Entre las ventajas de la GD se destacan el suministro de energía de manera local y la generación de energía a partir de fuentes renovables de energía que no generan contaminantes; y por lo tanto está siendo considerada como una posible solución a los factores previamente mencionados [2].

Sin embargo, la tecnología de GD plantea un cambio del paradigma convencional de generación centralizada a un modelo de generación descentralizada, y por lo tanto su integración no puede ser realizada de manera deliberada sino que requiere modificar la forma en que se opera el SSEE. Una de estas formas es a través del concepto de microrredes eléctricas (MRs) inteligentes. Las MRs se definen como un conjunto de generadores y de cargas que se presentan al sistema de distribución como una simple entidad controlable y que pueden operar conectadas o aisladas del sistema según sea conveniente [3].

La Fig. 1 muestra el esquema básico de una MR. Normalmente, la MR opera conectada al sistema eléctrico principal a través de un interruptor general (cerrado). En este modo de operación la MR funciona como una sola unidad controlable que consume energía del sistema aunque también puede inyectar potencia según sea necesario. Ante una falla en el sistema de mayor porte (aguas arriba), la MR opera en modo autónomo aislado mediante la apertura del interruptor y las unidades de GD que conforman la MR son responsables de regular coordinadamente los niveles de tensión y de frecuencia para que se mantengan dentro de los límites permitidos, suministrando total o parcialmente la energía demandada [4].

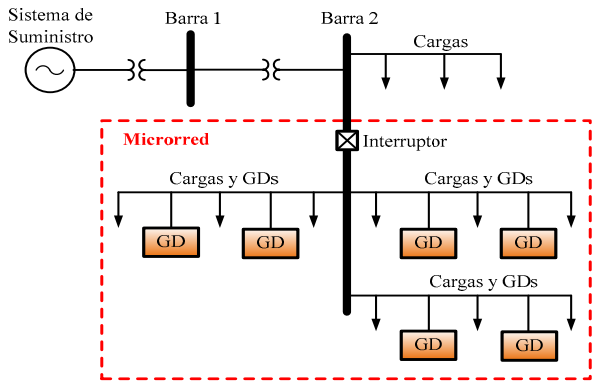

Figura 1. Esquema básico de una microrred.

II. Características de las Microrredes en Operación Autónoma Aislada

El concepto de generación distribuida incluye diferentes tipos de tecnologías de generación y puede ser dividido a grandes rasgos en dos grupos. En el primero se encuentran aquellas tecnologías no sincrónicas que por su característica

P. F. Frack, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, pfrack@ieee.org
M. Martinez, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, mmartinez@iee.unsj.edu.ar
M. G. Molina, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, mgmolina@ieee.org
P. E. Mercado, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, pemercado@ieee.org

no generan electricidad en 50 o 60 Hz y por lo tanto requieren de dispositivos de electrónica de potencia para conectarse a la red eléctrica, como por ejemplo celdas de combustible y microturbinas de gas. Mientras que en el segundo grupo se encuentran aquellos pequeños generadores sincrónicos que se conectan directamente a la red tales como pequeños generadores diesel y de gas convencionales.

La diferencia principal entre estos dos grupos es el rol que desempeñan en el sistema al cual se conectan. Los generadores sincrónicos tienen una característica inherente de regulación de frecuencia debido al regulador de velocidad que actúa controlando la velocidad de giro de la masa inercial. Estas unidades regulan los niveles de tensión y de frecuencia en el punto común de conexión (PCC) y por lo tanto la cantidad de potencia activa y reactiva queda determinada por el estado de carga de la red.

Por otro lado tecnologías tales como celdas de combustible o microturbinas, que utilizan electrónica de potencia, no poseen masa inercial y por lo tanto el control aplicado a estas unidades se rige bajo un concepto diferente. En estas se controla la cantidad de potencia activa y reactiva inyectada (generalmente se configuran para inyectar máxima potencia activa y obtener máxima eficiencia de generación) y por lo tanto los valores de tensión y de frecuencia quedan determinados por el estado de carga (no participan de la regulación de frecuencia) [5].

La Fig. 2 muestra un esquema general de una MR compuesta por varias tecnologías de generación distribuida.

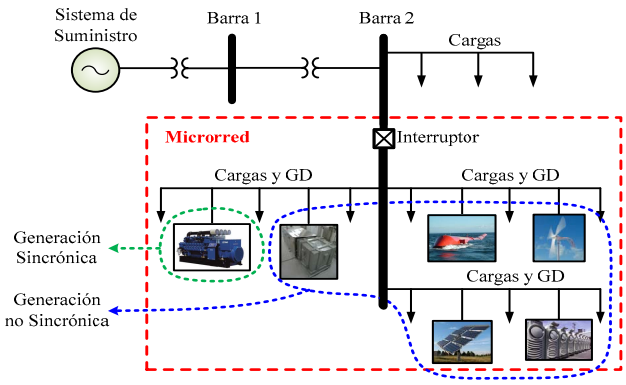

Figura 2. Esquema general de una microrred.

Como se observa y tomando en cuenta lo mencionado previamente, las tecnologías de GD no sincrónicas operarían sin inconveniente cuando la MR se encuentra conectada al sistema eléctrico principal, pues es el sistema de mayor porte quien fija los valores de tensión y de frecuencia, absorbiendo los desbalances de potencia. Sin embargo, cuando la MR se aísla la regulación de frecuencia sólo puede ser llevada a cabo por la pequeña generación sincrónica presente. Esto reduce drásticamente la capacidad de regulación de frecuencia y como consecuencia una pequeña perturbación puede llevar a la MR al colapso.

Este trabajo propone un dispositivo de compensación y su estrategia de control que permite a unidades de generación no sincrónica participar de la regulación de frecuencia mejorando la estabilidad de MRs aisladas. Este control permite incluso garantizar la operación estable de MRs aisladas aún en ausencia de generación sincrónica. El desempeño del dispositivo es validado mediante simulación digital.

III. Descripción del Dispositivo Propuesto

La Fig. 3 muestra el dispositivo propuesto, compuesto de una celda de combustible tipo membrana de intercambio de protones (PEMFC en inglés) como fuente principal de energía y de un sistema de almacenamiento con súpercapacitores (SCES en inglés) que brinda soporte de potencia durante transitorios.

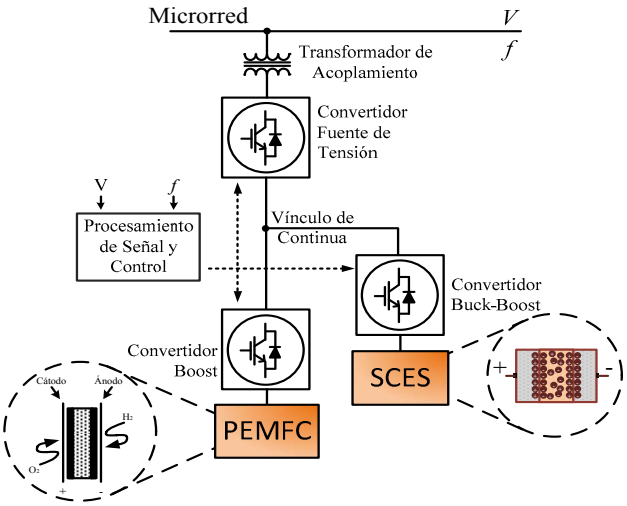

Figura 3. Dispositivo de compensación propuesto.

El dispositivo se compone además de los sistemas de acondicionamiento de potencia (PCS en inglés) que adaptan la potencia inyectada por la unidad PEMFC y por el sistema SCES, adecuando también la inyección de potencia al sistema eléctrico. Es decir, el dispositivo se compone de tres unidades de acondicionamiento, un convertidor cc-cc unidireccional elevador o boost que conecta la unidad PEMFC, un convertidor cc-cc bidireccional reductor-elevador o buck-boost que conecta el SCES y un inversor fuente de tensión (VSI en inglés) que conecta el dispositivo completo a la MR a través de un transformador de acoplamiento.

Durante el funcionamiento del dispositivo, la unidad PEMFC genera potencia requerida por la carga mientras el SCES permanece en reposo (o stand-by). Durante este período, el VSI acondiciona la potencia de la PEMFC inyectando la cantidad de potencia activa y reactiva demandada, utilizando para ello el control diseñado bajo el marco de referencia *dq* que se describe en la sección IV. Ante un cambio en la potencia demandada, la unidad PEMFC modifica su generación para cubrir dicha potencia. Sin embargo, debido a que la característica de una PEMFC presenta un tiempo de respuesta lento, no puede cubrir dicha demanda en el tiempo requerido. Para ello, el sistema SCES inyecta una potencia durante este transitorio cubriendo el

desbalance entre la potencia generada por la PEMFC y la demandada por la carga de la red eléctrica.

A. Celda de Combustible tipo PEMFC

Las celdas de combustible de membrana de intercambio de protones o PEMFC representan la tecnología de celdas de combustible con mayor desarrollo en la actualidad. La Fig. 4 muestra el esquema general de una celda de combustible [6].

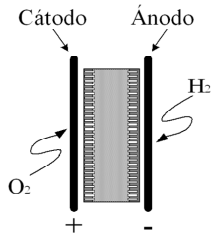

Figura 4. Esquema de una celda de combustible.

Las celdas de combustible tipo PEMFC presentan una característica en donde la tensión en bornes depende de la corriente extraída, y que puede ser determinada a partir de la siguiente ecuación,

$$Vpemfc = E - Vact - Vcon - Vohm \tag{1}$$

donde:
E: tensión reversible de Nerst. Representa la tensión a circuito abierto. Su valor se determina por la siguiente ecuación:

$$E = E_0 + \frac{RT}{2F}\ln\left(\frac{P_{H_2} * P_{O_2}^{0.5}}{P_{H_2O}}\right), \tag{2}$$

con, E_0=1.1 V, potencial estándar
R=8314 kJ/kmol K, constante universal de los gases
T, temperatura de operación en grados kelvin
F=96 486 C/mol constante de Faraday
P_{H2}, presión parcial del hidrógeno
P_{O2}, presión parcial del oxígeno
P_{H2O}, presión parcial del agua

Vact: caída de tensión por pérdidas de activación

Para que cualquier reacción electroquímica tenga lugar, se debe superar una barrera de potencial dada por una energía de activación. Las pérdidas relacionadas con este fenómeno se determinan por la ecuación de Butler-Volmer, como sigue:

$$I_{fc} = I_0\left(e^{(\alpha_1 nF/RT)Vact} - e^{(-\alpha_2 nF/RT)Vact}\right) \tag{3}$$

,

siendo, I_0, densidad de corriente
α, coeficiente de transferencia de carga
n=2, número de moles

Vcon: caída de tensión por pérdidas de concentración

Estas pérdidas ocurren debido a la resistencia a la transferencia de masas, tanto del flujo de reactivos como de los productos a través de los electrodos. Las pérdidas de concentración pueden ser determinadas como sigue:

$$Vcon = \frac{RT}{nF}\ln\left(\frac{C_b}{C_\infty}\right), \tag{4}$$

donde, C_b, concentración en la triple frontera
C_∞, concentración "bulk" de reactante

Vohm: caída de tensión por pérdidas óhmicas

Las pérdidas óhmicas ocurren debido a la resistencia de los materiales al flujo de iones tanto en el electrolito como en los electrodos. Estas pérdidas pueden ser determinadas según la siguiente ecuación:

$$Vohm = \left(\gamma \exp\left[\beta\left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T}\right)\right]\right) I_{fc} = rI_{fc}, \tag{5}$$

donde, T_0=973 K
γ=0.2 Ω
β=-2870 K
r, resistencia interna de la celda

Combinando las ecuaciones (2) a (5) en (1) se obtiene la curva de respuesta de una PEMFC mostrada en la Fig. 5. Esta curva corresponde a una PEMFC de 50 kW, con 900 celdas conectadas en serie [7].

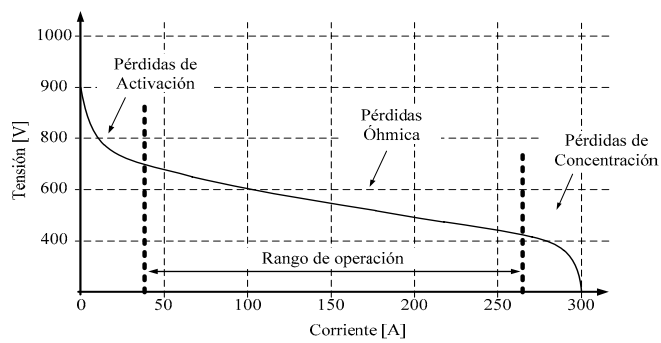

Figura 5. Curva de tensión vs corriente de una PEMFC.

Las celdas de combustible tipo PEMFC presentan una respuesta lenta para este tipo de aplicaciones y por lo tanto requieren de algún medio de respuesta rápida que provea energía durante los transitorios. En este trabajo se propone utilizar un sistema de almacenamiento con súpercapacitores para que desempeñe esta tarea.

B. Sistema de Almacenamiento con Súpercapacitores (SCES)

Los súpercapacitores (SCs) constituyen una opción adecuada para este tipo de aplicaciones. La Fig. 6(a) muestra el esquema constructivo básico de un SCES, mientras que la Fig. 6(b) muestra el circuito básico equivalente derivado del modelo clásico de parámetros concentrados y su convertidor cc-cc bidireccional asociado [8].

Tal como puede observarse en la Fig. 6(b), un súpercapacitor consiste básicamente de su capacitancia equivalente total *Csup-t*, una resistencia serie equivalente *Res-t* que representa las pérdidas de carga y descarga, y una resistencia paralela equivalente *Rep-t*. Este último parámetro

representa las pérdidas de auto-descarga, es decir, las pérdidas por fuga. Estos parámetros pueden ser determinados a partir de las siguientes ecuaciones,

$$R_{ep-t} = \frac{N_s}{N_p} R_{ep}\,, \tag{6}$$

$$R_{es-t} = \frac{N_s}{N_p} R_{es}\,, \tag{7}$$

$$C_{\sup-t} = \frac{N_p}{N_s} C_{\sup}\,, \tag{8}$$

donde: N_s, es el número de SCs conectados en serie
N_p, es el número de SCs conectados en paralelo

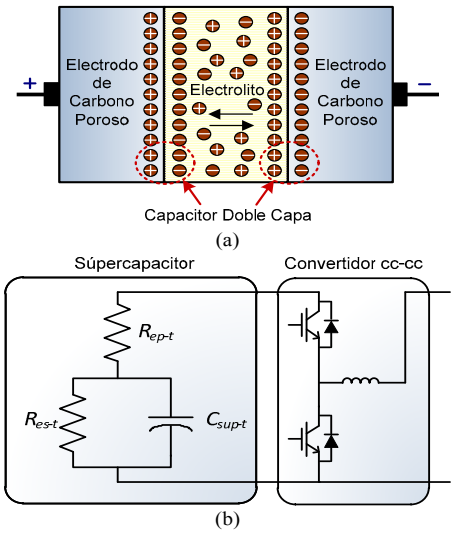

Figura 6. Descripción de un dispositivo súpercapacitor. (a) Esquema constructivo básico. (b) Circuito básico equivalente.

IV. Estrategia de Control Propuesta

A. Estrategia de Control del Inversor

La estrategia de control empleada en el inversor emula el comportamiento de un generador sincrónico con el objetivo de regular frecuencia y tensión en el PCC. Para llevar a cabo esta estrategia se utiliza el control Droop aplicado a unidades de GD conectadas mediante electrónica de potencia [9].

La Fig. 7 muestra la estrategia simplificada del control aplicado. En la figura se puede observar el bloque identificado como *Control Droop*. Este bloque disminuye la frecuencia sintetizada por el inversor cuando la potencia demandada aumenta, similar al comportamiento de un generador sincrónico que disminuye la velocidad de giro cuando se le extrae energía rotacional. Este control realiza la regulación primaria de frecuencia (RPF) y permite que este dispositivo opere conectado a la red en paralelo con máquinas sincrónicas [10], [11].

B. Estrategia de Control de la PEMFC

Debido a que la unidad PEMFC tiene una característica en la cual la tensión en bornes depende de la corriente erogada y sumado a que la tensión en el vínculo de cc del inversor debe permanecer constante independientemente de la potencia que controla el inversor para permitir un control completamente desacoplado de potencia activa y reactiva, se hace necesario utilizar un convertidor para conectar la PEMFC al inversor. Este control debe ser diseñado teniendo en cuenta la dinámica de la misma. El convertidor utilizado es derivado del clásico convertidor cc-cc unidireccional elevador o boost. Este convertidor presenta un excelente desempeño para este tipo de aplicaciones. La Fig. 8(a) muestra la estrategia de control simplificada del convertidor boost.

C. Estrategia de Control del SCES

La energía almacenada por el SCES es finita y suficiente para responder solo durante los transitorios. Por ello, la estrategia de control debe diseñarse para poder discernir cuando el SCES debe cargarse, descargarse o permanecer en stand-by. Por otro lado, dado que la tensión de salida del SCES depende de la carga almacenada se hace necesario el uso de un convertidor bidireccional que adapte la tensión en bornes a la del vínculo de cc. La Fig. 8(b) muestra el esquema simplificado de esta estrategia de control. Puede observarse que el SCES sólo actúa cuando el error de tensión en el vínculo de cc supera un umbral predefinido. Esto se realiza para evitar repetidas cargas y descargas del SCES que provocan las pérdidas descriptas en la sección III.

V. Resultados de la Simulación Digital

El desempeño dinámico de los sistemas propuestos se evalúa mediante simulación digital en SimPowerSystems de

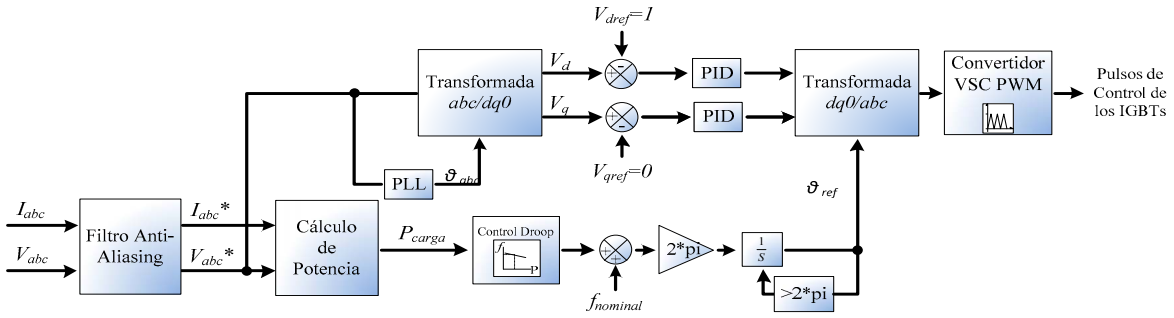

Figura 7. Estrategia de control del inversor del dispositivo propuesto.

MATLAB/Simulink [12].

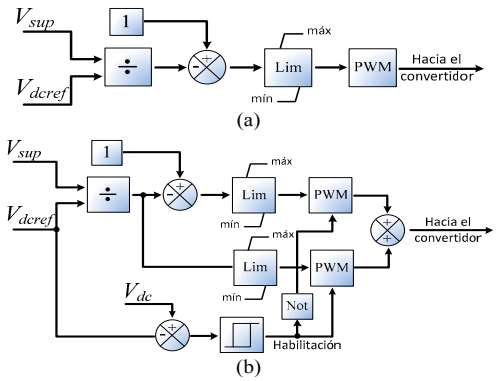

Figura 8. Descripción de la estrategia de control. (a) PEMFC y (b) SCES.

La Fig. 9 muestra el sistema de prueba, formado por una red de distribución (subestación de 50 MVA, 13.2 kV/50 Hz) representada por el equivalente de Thevenin que suministra a las cargas conectadas a la barra 3.

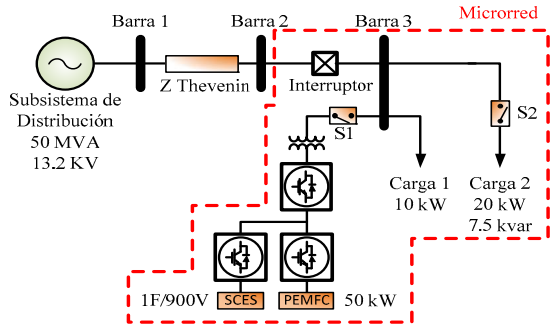

Figura 9. Sistema eléctrico de prueba.

El dispositivo propuesto se compone de una PEMFC de 50 kVA y un SCES de 1 F conectados también a la barra 3, constituyendo la MR demarcada en rojo.

La simulación comienza con la MR conectada al sistema de distribución y con el dispositivo propuesto desconectado. En el instante t=1s se desconecta la MR del sistema de distribución e inmediatamente el dispositivo propuesto se conecta a la MR. Esta acción se lleva a cabo abriendo el interruptor S2 y cerrando simultáneamente el interruptor indicado como S1. Se puede observar que existe una carga de 10 kW conectada a la MR antes y después del aislamiento. La detección de isla y la conexión automática del dispositivo propuesto puede ser llevada a cabo a través del control central de la MR, el cual informa rápidamente cuando la misma se aísla conectando inmediatamente al dispositivo [13]. En t=2s se conecta una segunda carga de 20 kW y 7.5 kvar aun cuando la MR continúa operando en forma aislada. Esto se lleva a cabo cerrando la llave S2.

La capacidad del dispositivo para mantener estable a la MR eléctrica de prueba propuesta se analiza a través de las Figs. 10, 11 y 12. La Fig. 10 muestra la tensión en la barra 3 en por unidad (p.u.), donde puede observarse que el dispositivo mantiene la tensión en su valor nominal. Por otra parte, la Fig. 11 muestra la frecuencia de la MR y la respuesta del control implementado emulando el comportamiento del generador sincrónico con control Droop que realiza la RPF. Este control permite al dispositivo propuesto operar en paralelo con otras unidades e inclusive con generadores sincrónicos. La RPF que realiza el dispositivo propuesto arroja un error de estado estacionario en la frecuencia tal como lo hace un generador sincrónico convencional.

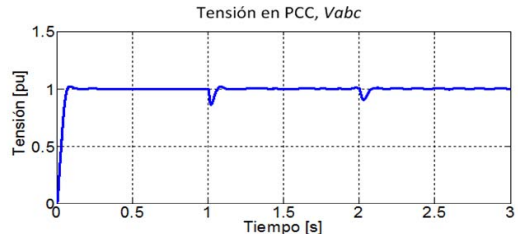

Figura 10. Tensión en el punto común de conexión (Barra 3).

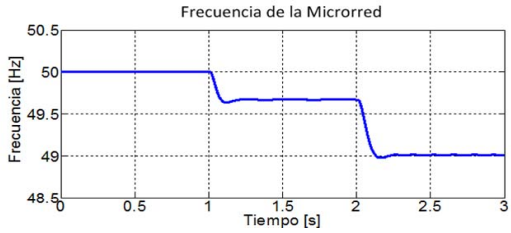

Figura 11. Frecuencia de la microrred.

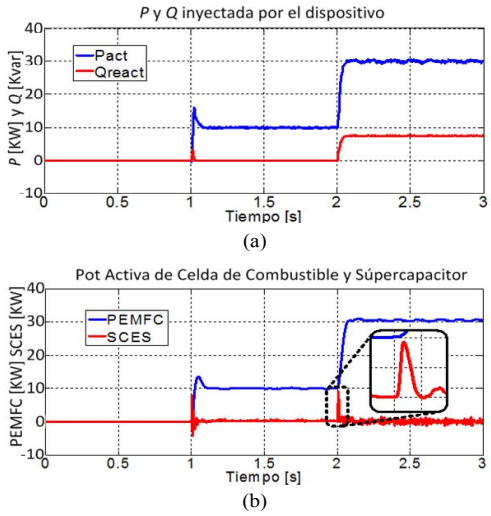

Figura 12. Potencia inyectada por el dispositivo propuesto. (a) Potencia *P* y *Q* inyectada a la MR. (b) Potencia *P* inyectada por la PEMFC y el SCES.

Por último, en la Fig. 12 se muestra la potencia activa (*P*) y reactiva (*Q*) inyectada por el dispositivo propuesto, como así también la potencia inyectada por la celda de combustible y por el súpercapacitor. Como puede observarse en la figura inferior el SCES sólo inyecta potencia durante los transitorios.

VI. Conclusiones

La estrategia de control presentada en este trabajo permite a la unidad PEMFC integrada con SCES emular el comportamiento de un generador sincrónico. Como se dijo previamente, en este trabajo sólo se evaluó la regulación primaria de frecuencia. Para completar este dispositivo se debe incluir un control que permita realizar la regulación secundaria. Un SCES posee una respuesta adecuada para realizar la RPF suministrando potencia al sistema sólo durante el período transitorio en el que la celda de combustible tipo PEMFC no es capaz de responder. Esto se debe a que la celda tipo PEMFC posee una respuesta lenta en comparación con los requerimientos de la RPF en MRs inteligentes. Cabe destacar que existen otros tipos de tecnologías de almacenamiento que también podrían ser empleados para este tipo de aplicaciones, como son volantes de inercia (flywheels en inglés), almacenamiento de energía magnética con superconductores (SMES en inglés) o baterías electroquímicas.

La principal ventaja de esta estrategia de control es su flexibilidad para ser implementada con diferentes tecnologías que utilicen inversores de potencia para conectarse a la red, sin tener que modificar su estructura. Esto permite diferentes modos de operación dependiendo de las necesidades. Finalmente, la implementación del dispositivo garantiza el funcionamiento estable de la MR cuando opera aislada aun en ausencia de generación sincrónica.

Referencias

[1] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen y G. Strbac. *Embedded Generation*. London: The Institution of Electrical Engineers, 2000.

[2] J. Guerrero, F. Blaabjerg, T. Zhelev, K. Hemmes, E. Monmasson, S. Jemeï, M.P. Comech, R. Granadino y J. Frau. "Distributed Generation, Toward a New Energy Paradigm". *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 52-64, 2010.

[3] R. H. Lasseter. "MicroGrids". *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting,* vol.1, pp.305-308, 2002.

[4] C. K. Sao y P. W. Lehn. "Control and Power Management of Converter Fed Microgrids". *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp.1088-1098, 2008.

[5] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou y A. Dimeas. "Microgrids Management". *IEEE Power & Energy Magazine* vol.6, no. 3, pp. 54-65, 2008.

[6] J. Larminie y A. Dicks, *Fuel Cell Systems Explained*, New York: John Wiley & Sons, 2003.

[7] F. A. Olsen Berenguer y M. G. Molina. "Design of Improved Fuel Cell Controller for Distributed Generation Systems". *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 11, pp.5974-5980, 2010.

[8] M. G. Molina y P. E. Mercado, "Dynamic Modeling and Control Design of DSTATCOM with Ultra-Capacitor Energy Storage for Power Quality Improvements". *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition.: Latin America*, pp. 1-8, 2008.

[9] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, y A. G. Madureira. "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation". *IEEE Trans. on Power systems*, vol. 21, no. 2, pp. 916-924, 2006.

[10] S. Barsali, M. Ceraolo, P. Pelacchi y D. Poli. "Control Techniques of Dispersed Generators to Improve the Continuity of Electricity Supply". *IEEE Power Eng. Society Winter Meeting*, vol. 2, pp. 789-794, 2002.

[11] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.

[12] The MathWorks Inc. SimPowerSystems for use with Simulink: User's Guide, Natick, MA, 2011.

[13] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury y P. Crossley. *Microgrids and Active Distribution Networks.* London: The Institution of Engineering and Technology, 2009.

Pablo F. Frack (S'10) nació en Chubut, Argentina. Se graduó summa cum laude como Ingeniero Electrónico en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina en 2009. En el 2011, fue becario de Doctorado de la Fundación Coordinación de Perfeccionamiento de Personal de Nivel Superior (CAPES), en la Universidad Federal de Río de Janeiro, Brasil. Es miembro de la Sociedad de Ingeniería en Potencia del IEEE, de la Sociedad de Electrónica de Potencia del IEEE y de la Sociedad Brasileña de Electrónica de Potencia (SOBRAEP). Sus intereses de investigación incluyen dinámica y control de microrredes, modelos de electrónica de potencia, y almacenamiento de energía en sistemas de potencia.

Maximiliano Martínez (S'10) nació en San Juan, Argentina. Se graduó como Ingeniero Electromecánico en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina en 2007. Durante el año 2010, fue becario de Doctorado de la Fundación Coordinación de Perfeccionamiento de Personal de Nivel Superior (CAPES), en la Universidad Federal de Río de Janeiro, Brasil. Es miembro de la Sociedad de Estudiantes de Ingeniería de Potencia del IEEE. Sus intereses de investigación incluyen dinámica y control sistemas de potencia, modelos de electrónica de potencia, recursos de energía renovables y aplicación de almacenamiento de energía en redes eléctricas.

Marcelo G. Molina (M'01) nació en San Juan, Argentina. Se graduó summa cum laude como Ingeniero Electrónico en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina, en 1997 y recibió el Doctorado egresando de la UNSJ en 2004. Durante el año 2004, fue becario de Investigación Doctoral en la Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ), Brasil, con el apoyo de CAPES. De 2005 a 2007 trabajó como Investigador Post-Doctoral del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ. En 2009 fue profesor visitante en la Universidad de Siegen, Alemania, financiado por el Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD), y en 2010 en la UFRJ, Brasil, con el apoyo de CAPES. En 2004, se convirtió en Profesor Asistente en la UNSJ y fue promovido a Profesor Asociado en 2011. Desde 2008, el Dr. Molina es Investigador del CONICET y en 2011 fue nombrado Sub-director del IEE en la UNSJ. Es miembro de la Sociedad de Ingeniería en Potencia del IEEE, de la Sociedad de Electrónica de Potencia del IEEE y de la Sociedad Brasileña de Electrónica de Potencia (SOBRAEP). Sus intereses de investigación incluyen modelado, análisis y control de sistemas eléctricos de potencia, electrónica de potencia y accionamientos eléctricos, tecnologías de microrredes y redes inteligentes, recursos de energía distribuida con énfasis en generación distribuida y renovable, y la aplicación de almacenamiento de energía en sistemas de potencia.

Pedro E. Mercado (M'02, SM'02) nació en San Juan, Argentina. Se graduó como Ingeniero Electromecánico en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ). Recibió su Ph.D. en la Universidad de Tecnología de Aachen, Alemania. El Dr. Mercado actualmente es Profesor de Ingeniería Eléctrica en la UNSJ e Investigador del CONICET. Es Miembro Senior de la Sociedad de Ingeniería en Potencia del IEEE y de la Sociedad de Electrónica de Potencia del IEEE. Sus actividades de investigación se centran en la simulación dinámica, seguridad de la operación, electrónica de potencia, sistemas de energía renovable, y operación económica y control de sistemas eléctricos de potencia.