

DESARROLLO DE CONTROLADORES Y ESTACION DE ENSAYO PARA SISTEMAS HIBRIDOS DE GENERACION DE ENERGIA BASADOS EN PILAS DE COMBUSTIBLE Y SUPERCAPACITORES

Moré Jerónimo J.*†, Talpone Juan I.*†, Evangelista Carolina A.*†, Puleston Paul F.*†

*Instituto LEICI, Fac. de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata. jmore@ing.unlp.edu.ar

†CONICET, Depto. de Electrotecnia, Fac. de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata

Resumen El presente trabajo tiene por objetivo presentar algunos resultados obtenidos por los autores en una de las líneas de I+D del grupo, orientada al desarrollo de sistemas híbridos de generación eléctrica basados en energías alternativas. En este sentido, se muestran resultados concretos de diseño e implementación de la electrónica y los controladores dedicados y de supervisión para un sistema conformado por una pila de combustible, supercapacitores, un módulo de generación eólico y un electrolizador. Los mismos fueron desarrollados en el marco de una colaboración internacional con el Grupo ACES (CSIC-UPC, Barcelona) y ensayados experimentalmente en el Institut de Robòtica i Informàtica Industrial (IRI, CSIC-UPC). Asimismo, se está desarrollando en el LEICI (instituto de FI - UNLP) una estación híbrida de estructura equivalente, para poder realizar ensayos propios.

Palabras clave: Sistemas Híbridos de Generación, Pilas de Combustible, Supercapacitores, Energía Alternativa, Control Supervisor

1. Introducción

En los últimos años, los sistemas híbridos de generación de energía eléctrica basada en fuentes renovables han despertado un gran interés en todo el mundo, y en este sentido, los sistemas basados en Pilas de Combustible (PC) resultan una elección prometedora debido a su alta eficiencia y vida útil [7] [2]. En particular, los sistemas con PC de membrana de intercambio protónico (PEM) están siendo intensamente estudiados para aplicaciones móviles [10] y estacionarias [3].

Uno de los problemas asociados a las PC PEM es que deben evitarse cambios abruptos en su corriente, de manera de prevenir daños irreversibles en las membranas. Por este motivo, las PC suelen combinarse en sistemas que cuenten con un canal de respuesta rápida, para lo cual los Supercapacitores (SC) resultan una propuesta muy eficiente [1]. Adicionalmente, con la idea de formar un Sistema Híbrido (SH) completamente funcional a partir de energías renovables, se hace necesario disponer de algún esquema de generación de hidrógeno sustentable. En este sentido, la incorporación de una turbina eólica en combinación con un electrolizador suele ser una solución muy versátil [9]. En conjunto, esta topología permite almacenar energía en hidrógeno cuando hay excedente de potencia de viento, que puede ser utilizada luego por la PC. Para ello, se requieren estrategias de supervisión y gestión de energía que aseguren el correcto funcionamiento de cada subsistema y del sistema completo.

Este trabajo aborda el desarrollo e implementación de un sistema de supervisión y control para un SH basado en PC. Luego de una descripción de la electrónica y el control desarrollados, se presentan y analizan los resultados experimentales obtenidos.

2. Descripción del Sistema

La plataforma híbrida sobre la que se realizaron los ensayos experimentales de este artículo fue desarrollada en colaboración con el *Laboratorio de Pilas de Combustible* del IRI-UPC. La misma consta de un núcleo principal basado en una PC PEM y un banco de SC (BSC), conectados a un mismo bus de corriente continua por medio de un convertidor DC/DC elevador unidireccional y otro bidireccional, respectivamente. Los convertidores desarrollados adaptan las tensiones variables de ambos dispositivos a otra de valor fijo, y son controlados en tiempo real por un procesador digital de señales (DSP) dedicado. Un esquema en bloques del SH considerado se muestra en la Fig. 1, donde pueden verse los distintos flujos de potencia que deben ser gestionados por el control supervisor: las potencias entregadas por la turbina eólica, P_V , y por la PC, P_{PC} ; las potencias entregadas a la carga del sistema, P_{carga} , y al electrolizador, P_E , y la potencia entregada o absorbida del bus por los SC, P_{SC} . Pueden observarse también los convertidores DC/DC que conectan a la PC y a los SC con el bus.

La PC utilizada es un módulo de potencia *Nexa*[®] de la empresa *Ballard*[®], que puede entregar un máximo de $1,2kW$, con una tensión de continua variable entre 26 y 48V y una corriente nominal de 46A. Por su parte, el BSC instalado es *Maxwell*[®] con una capacidad de 165F, tensión nominal de trabajo de 48V, corriente media máxima continua de 98A y resistencia serie muy baja ($6m\Omega$). Ambos convertidores, que conectan la PC y el SC al bus de continua, fueron implementados mediante dos

columnas de IGBT's *Semikron*[®], cuya frecuencia máxima de conmutación es de $20kHz$. Cada llave soporta una máxima corriente media de $75A$ y una tensión pico de $1200V$.

El SH cuenta además con una fuente y una carga programables (FP y CP, respectivamente), conectadas directamente al bus, las cuales pueden trabajar con una tensión máxima de $80V$ y una potencia máxima de $3kW$. La FP es una fuente unidireccional en tensión y bidireccional en corriente, que permite emular el comportamiento de una fuente alternativa de potencia. Aquí, se utilizó para emular la inyección de potencia al bus, de un generador eólico sometido a un perfil de viento establecido por el usuario. La CP, por su parte, permite representar la carga externa del SH y, de no existir un electrolizador real, emularlo también, incorporando su consumo a la potencia externa demandada. A este esquema se podrá agregar de manera sencilla un electrolizador real, para aprovechar el excedente de potencia de la fuente alternativa y producir H_2 .

En la Fig. 2 se muestra una imagen de la estación de ensayo híbrida en el IRI. Mayores detalles en el diseño y construcción de esta estación pueden encontrarse en [11]. Es importante destacar que, si bien este sistema permite trabajar con cargas de tensión continua, su funcionamiento podría extenderse a cargas de tensión alterna mediante la incorporación de uno o más inversores.

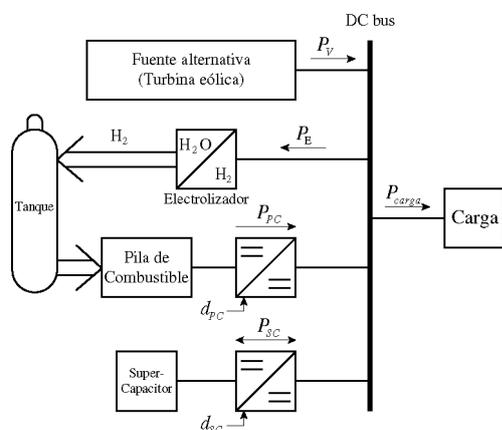


Figura 1: Diagrama en bloques del sistema híbrido

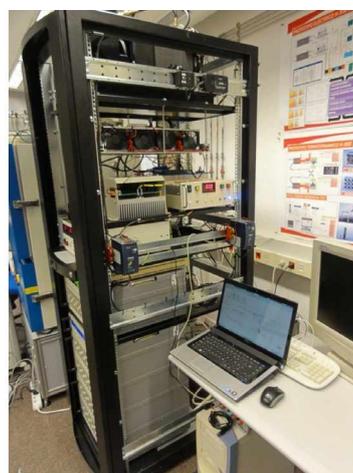


Figura 2: Estación de Ensayo Híbrida

3. Estrategia de Control

El objetivo de control del SH de generación (SHG) es alimentar la carga con la potencia que ella demande, a la tensión fija del bus de continua, y a la vez, mientras sea posible, mantener cargados los SC y producir hidrógeno para almacenar en el tanque de la PC. En este sentido, dadas las características particulares de los subsistemas componentes (variabilidad del viento, limitaciones en el funcionamiento de las PC, etc.), resulta crítico contar con un eficiente control supervisor que asegure que los flujos de energía sean distribuidos convenientemente. Para su diseño, es importante conocer las capacidades y limitaciones principales de cada subsistema, que se analizan brevemente a continuación.

El SCEE puede producir potencia eléctrica cuando la velocidad del viento está dentro de un rango adecuado. Dependiendo de la demanda total, la turbina deberá ser controlada para extraer la máxima energía del viento o regular la potencia generada, según lo establezca el sistema supervisor de control. La energía generada se utiliza para satisfacer la demanda y, su excedente, es almacenada en los SC o en forma de hidrógeno.

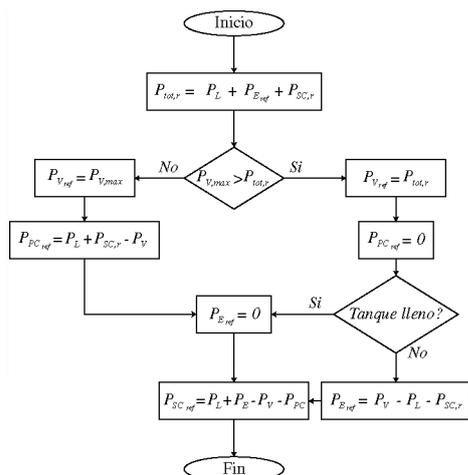
La PC es capaz de entregar potencia en forma ininterrumpida al bus, en tanto haya abastecimiento suficiente de hidrógeno. Sin embargo, cambios rápidos en su corriente eléctrica pueden producir caídas excesivas en su tensión de salida y puntos calientes sobre las membranas poliméricas, lo cual produciría daños irreversibles en la PC o su salida de funcionamiento. Es importante que la estrategia de supervisión tenga en cuenta la limitación de la velocidad de cambio de la corriente de la PC.

Por su parte, los SC son capaces de entregar o absorber corriente rápidamente. Esto los vuelve un complemento perfecto para las PC, pudiendo completar la potencia entregada por ellas en los intervalos de tiempo en que la misma se encuentra limitada.

Teniendo en cuenta las características descriptas, se aborda el diseño del control supervisor y de los controladores dedicados para los distintos módulos componentes del SH.

3.1. Control Supervisor

El objetivo principal del SHG es satisfacer en todo momento los requerimientos de potencia de la carga conectada al bus de continua. Además hay un objetivo secundario: cuando el sistema eólico genere un excedente de potencia, se busca mantener el MABSC (Módulo de Almacenamiento BSC) cargado al valor de tensión deseado y generar hidrógeno para el MGPC (Módulo de Generación PC), siempre que el tanque no esté lleno. Se propone entonces, una estrategia de supervisión para el cálculo coordinado de las referencias de potencia para cada módulo del SHG. El diagrama de flujo en la Fig. 3(a) esquematiza el proceso iterativo de cálculo y en la Tabla 3(b) se listan las potencias involucradas.



$P_{tot,r}$	Potencia total demandada al bus de continua
P_L	Potencia demandada por la carga externa
$P_{E,ref}$	Referencia de potencia para el Electroizador
$P_{SC,r}$	Potencia requerida para recargar los SC
$P_{V,max}$	Máxima potencia extraíble del viento
$P_{V,ref}$	Referencia de potencia del SCEE
$P_{PC,ref}$	Referencia de potencia del MGPC
$P_{SC,ref}$	Referencia de potencia del MABSC
P_V	Potencia entregada al bus por el SCEE
P_E	Potencia consumida por el Electroizador
P_{PC}	Potencia entregada al bus por el MGPC

Tabla 3(b): Potencias involucradas

Figura 3(a): Diagrama de flujo del supervisor

3.2. Controladores Dedicados

En esta subsección se describe brevemente el diseño de controladores por modo deslizante para cada uno de los módulos, en base a las referencias computadas por el control supervisor.

3.2.1. Control por modo deslizante de primer orden del bloque PC - SC

Superficie de Conmutación para el MGPC

Esta se propone en base al error de corriente del convertidor correspondiente como:

$$s_1 = \tilde{i}_{PC} - \tilde{I}_{PC,ref}, \quad (1)$$

donde $\tilde{I}_{PC,ref}$ es la referencia de corriente para la PC que se calcula en base a la $P_{PC,ref}$, con derivada limitada para evitar daños en la PC, como se explicara anteriormente.

Superficie de Conmutación para el MABSC

El convertidor de los SC regula la tensión del bus de continua, pudiendo responder rápidamente a los cambios en la potencia de carga. Para este caso, la superficie de conmutación se propone como:

$$s_2 = \bar{v}_{bus} - V_{bus,ref} + k_{bus} \cdot (\tilde{i}_{SC} - \tilde{I}_{SC,ref}), \quad (2)$$

donde $V_{bus,ref}$ es la referencia de tensión de bus, $k_{bus} > 0$ una ganancia diseñada para obtener la dinámica de \bar{v}_{bus} deseada, y $\tilde{I}_{SC,ref} = P_{SC,ref}^* / \bar{v}_{SC}$ la referencia de corriente de los SC, donde $P_{SC,ref}^*$ es $P_{SC,ref}$, referida al lado de los SC del convertidor de potencia.

Diseño de las Acciones de Control

En base a las superficies de conmutación definidas, se proponen acciones de control discontinuas, por modo deslizante, de la forma:

$$\bar{u}_i = \bar{u}_{i,eq} + M_i \cdot \text{sign}(s_i), \quad i = 1, 2, \quad (3)$$

con M_i constante. El término continuo $\bar{u}_{i,eq}$, se basa en la acción de control equivalente, que es la acción requerida para mantener al sistema operando en la vecindad de la condición $s_i = 0$ [12]. Su presencia permite reducir la amplitud del término discontinuo, aún asegurando la existencia del régimen de modo deslizante robusto y, de esta forma reducir el efecto de *chattering* debido a las condiciones no ideales de funcionamiento. Con el fin de reducir la capacidad de cálculo requerida, el cómputo de los $\bar{u}_{i,eq}$ se realiza a través de una serie de aproximaciones, tal que:

$$\bar{u}_i = \bar{u}_{i,cont} + M_i \cdot \text{sign}(s_i), \quad i = 1, 2. \quad \bar{u}_{1,eq} \approx \bar{u}_{1,cont} = \frac{v_{PC}}{\bar{v}_{bus}}; \quad \bar{u}_{2,eq} \approx \bar{u}_{2,cont} = \frac{\bar{v}_{SC}}{\bar{v}_{bus}}, \quad (4)$$

Las ganancias M_i pueden obtenerse a partir de un análisis de propagación de errores en las acciones de control equivalentes, acotando sus valores extremos. Sin embargo, dado que este proceso es complejo y los valores que se obtienen resultan innecesariamente grandes, los valores M_i son ajustados por simulación considerando variaciones paramétricas y perturbaciones. Ver mayores detalles respecto a los controladores dedicados en [8].

3.2.2. Control del SCEE

Con respecto a la generación de potencia por parte del SCEE, existen dos zonas de operación útiles, según la velocidad del viento. Desde el punto de vista del control, el objetivo principal consiste en la maximización de la potencia extraída del viento para la zona de velocidades por debajo de la nominal, y de su regulación (al valor de potencia nominal) por encima de ella, siempre buscando mitigar los esfuerzos mecánicos generados por el control. A velocidades muy altas, la turbina debería desconectarse para prevenir daños (no hay generación).

Las estrategias de control deben ser capaces de lidiar con los exigentes desafíos de control que presentan los SCEE, tales como la naturaleza no lineal de las turbinas eólicas, la variabilidad e intermitencia del viento y la escasez de medidas online confiables del mismo, la incertidumbre en los modelos (aerodinámico, eléctrico y mecánico), entre otros. De entre la variedad de técnicas de control que están siendo utilizadas y estudiadas, los autores se han volcado a investigar los modos deslizantes de segundo orden (2-MD), por presentar éstos ciertas características y ventajas destacables. Entre ellas pueden mencionarse la robustez con respecto a incertidumbres y perturbaciones externas acotadas, su eficacia en la regulación y seguimiento de diversas variables, tiempos de convergencia finitos, acciones de control continuas (favorable para la reducción de esfuerzos mecánicos y del *chattering*). Adicionalmente, los controladores son generalmente sencillos y de implementación simple.

En este contexto, en el grupo de trabajo se han desarrollado diversas estrategias de control empleando 2-MD para topologías de SCEE variadas con muy buenos resultados por simulación [5, 4, 6].

4. Resultados Experimentales

Se presentan aquí los resultados experimentales de la estructura de control propuesta para el SHG, operando bajo condiciones variables de viento y de demanda de potencia de carga. El control supervisor fue programado en un entorno *LabView*[®], que se ejecuta en una computadora de tiempo real, y los controladores dedicados fueron implementados en un DSP de *Texas Instruments*[®]. La demanda de potencia externa P_L , en forma de escalones de potencia, se presenta en la Fig. 3. Esta forma fue seleccionada para imponer en el sistema una condición límite de funcionamiento y llevarlo a diferentes puntos de operación representativos, de manera de poder analizar y evaluar el desempeño de los controladores. Para los ensayos, el módulo SCEE fue emulado mediante una fuente programable, estableciéndose un perfil de viento cuya potencia máxima extraíble, $P_{V,max}$, puede verse en la Fig. 4. En ella se indican también la potencia de referencia, $P_{V,ref}$, y la potencia entregada al bus por el SCEE, P_V .

El consumo de potencia del electrolizador P_E se muestra en la Fig. 5. Puede observarse que, de acuerdo al control supervisor, en los instantes de tiempo donde hay suficiente potencia extraíble del viento, el electrolizador está activo. Esto significa que tanto la demanda externa de potencia, como la del electrolizador, y el requerimiento de potencia del MABSC, pueden ser satisfechas exclusivamente por el módulo SCEE. Por otra parte, cuando la potencia entregada por el módulo SCEE no es suficiente para satisfacer la demanda total de potencia $P_{tot,r}$, la faltante debe ser entregada por el MGPC (ver Fig. 6). En esta condición, el electrolizador se apaga considerando que la operación del MGPC y del electrolizador son mutuamente excluyentes, en pos de la eficiencia energética.

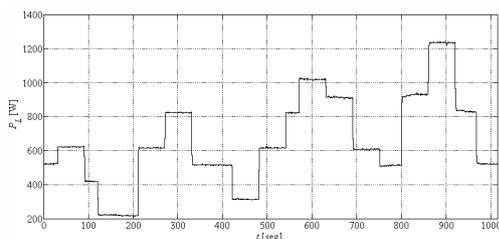


Figura 3: Demanda de potencia externa P_L

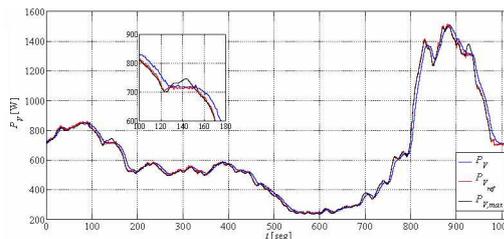


Figura 4: Potencias del módulo eólico

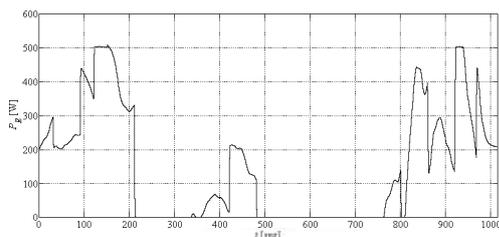


Figura 5: Potencia del módulo electrolizador P_E

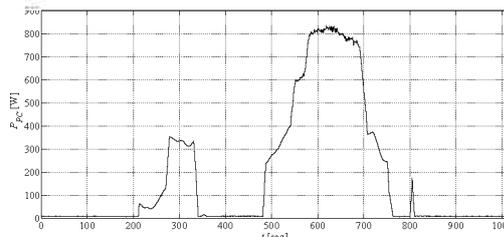


Figura 6: Potencia entregada por el MGPC P_{PC}

Según el diseño realizado, el MABSC es el responsable de regular la tensión del bus de continua ante la aparición de cambios abruptos en la demanda de potencia externa de carga. Se verificó que el mismo es capaz de abastecer rápidamente la carga o absorber el exceso de potencia en el bus de continua, complementando la respuesta más lenta del MGPC y del SCEE (ver P_{SC} en la Fig. 7).

En la Fig. 8 se muestra la tensión de bus regulada por el convertidor del MABSC. También se muestran dos áreas ampliadas de la curva, con el detalle de las respuesta del controlador a cambios abruptos de demanda de carga externa. Se observa una evolución satisfactoria de la tensión.

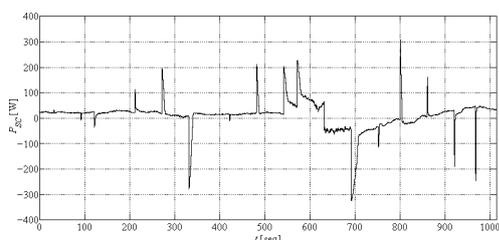


Figura 7: Potencia del MABSC P_{SC}

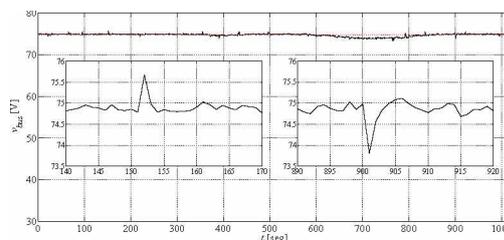
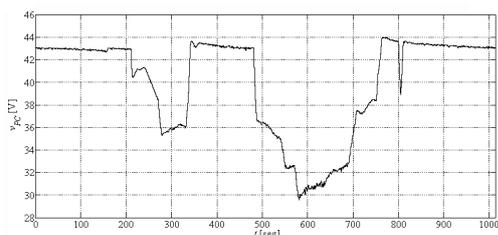
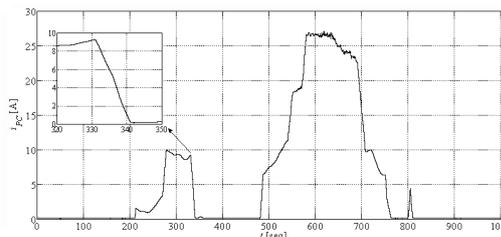
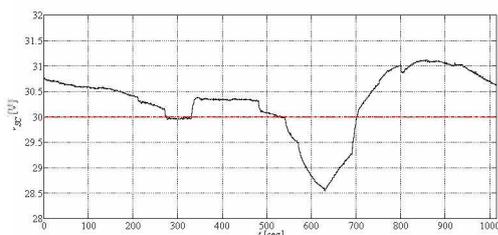
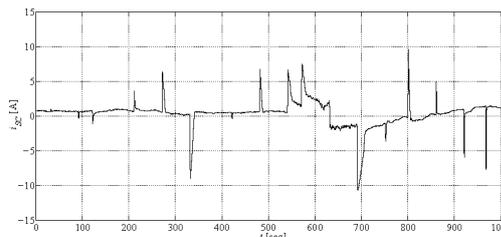


Figura 8: Tensión del bus de continua v_{bus}

La relación entre la corriente y la tensión del MGPC, puede apreciarse en las Figs. 9 y 10. En esta última se exhibe claramente el límite en la velocidad de cambio de la corriente de la PC implementado mediante el control por MD del MGPC.

Finalmente, en las Figs. 11 y 12, se muestra la evolución temporal de la tensión y de la corriente del MABSC, respectivamente. En la primera, se observa que la tensión de los SC se encuentra cerca del valor de referencia, a pesar de las condiciones fuertemente variables de operación. Ello se debe al efecto del control supervisor en el valor de la tensión.

Figura 9: Tensión de la PC v_{PC} Figura 10: Corriente de la PC i_{PC} Figura 11: Tensión de los SC v_{SC} Figura 12: Corriente de los SC i_{SC}

5. Conclusiones

En este trabajo se presentaron resultados obtenidos por los autores en el marco del desarrollo de sistemas híbridos de generación eléctrica basados en energías alternativas. Se mostraron resultados concretos del diseño e implementación de la electrónica, controladores dedicados y de supervisión para un sistema híbrido basado en una pila de combustible, supercapacitores, un módulo de generación eólico y un electrolizador. El desarrollo fue motivado por la necesidad de controlar los flujos de energía involucrados, provenientes de fuentes inherentemente variables o con limitaciones de funcionamiento.

Un control supervisor fue diseñado para calcular las referencias de potencia de cada subsistema. Luego se diseñaron e implementaron los controladores dedicados para cada uno, capaces de seguir tales referencias. Se tuvieron en cuenta diversas limitaciones y cualidades de las distintas fuentes involucradas, de manera de lograr el abastecimiento de la potencia demandada por la carga.

Los resultados obtenidos en los ensayos experimentales mostraron el funcionamiento eficiente tanto del control supervisor como de los controladores locales. En principio, pudo verse que ante fuertes variaciones de carga y gran variabilidad del viento, la carga siempre fue alimentada con la potencia demandada. Además, se verificó que el control supervisor mantuvo los SC cargados al valor de referencia luego de los transitorios rápidos, utilizando el excedente de energía extraída del viento para generar hidrógeno. Finalmente, se verificó también que se cumplió la restricción excluyente de que la PC y el electrolizador no funcionen al mismo tiempo, maximizando el rendimiento del SH.

En este contexto, con el fin de realizar ensayos experimentales y avanzar en las investigaciones del grupo, se está desarrollando actualmente en el instituto LEICI - UNLP una estación híbrida de estructura equivalente a la del IRI-UPC. A diferencia de aquella, aquí la PC es "emulada" a través de un convertidor DC/DC y de un sistema de tiempo real implementado mediante un DSP, permitiendo reproducir las características de salida V-I de estado estacionario de una PC PEM de potencia similar a la Nexa[®], para diferentes condiciones de operación. Por otra parte, el subsistema de conversión de energía eólica (SCEE) de la plataforma local es implementado mediante un sistema "emulador" mecánico basado en una máquina impulsora de 1kW, en lugar de una FP.

6. Agradecimientos

Este trabajo se realizó con apoyo de la Universidad Nacional de La Plata, CONICET, y SECyT, de Argentina; con aporte de FP7-Marie Curie-2011, Projects ACRES 299767/911767 y Project ACOFC 293876; y de la Universitat Politècnica de Catalunya, el MICINN-CICYT proyecto DPI2011-25649, la CSIC, Programa de Investigación JAEDOC y la AECID con el proyecto A/026279/09, de España. Los ensayos experimentales se realizaron en el Lab. de Pilas de Combustible del Institut de Robòtica i Informàtica Industrial (CSIC-UPC, Barcelona) y los autores agradecen al personal técnico especializado.

Referencias

- [1] Yonghua Cheng. Assessments of energy capacity and energy losses of supercapacitors in fast charging-discharging cycles. *Energy Conversion, IEEE Trans.*, 25(1):253–261, 2010.
- [2] C. Kunusch, P. Puleston, M. Mayosky. *PEM Fuel Cells Nonlinear Control. A Sliding Mode Approach*. Springer (UK), Advances in Industrial Control. ISBN 978-1-4471-2430-6, 2012.
- [3] F. de Bruijn y P. Veltman. Pem fuel cells for telecom applications. In *Telecommunications Energy, 2011 IEEE 33rd Int. Conf.*, pp. 1–6, 2011.
- [4] C. Evangelista, A. Pisano, P. Puleston, y E. Usai. Time-based adaptive second order sliding mode controller for wind energy conversion optimization. In *Decision and Control, IEEE 53rd Annual Conf.*, pp. 2038–2043, 2014.
- [5] C. Evangelista, P. Puleston, y F. Valenciaga. Wind turbine efficiency optimization. comparative study of controllers based on second order sliding modes. *Int. J. Hydrogen Energy*, 35(11):5934–5939, 2010.
- [6] C. Evangelista, P. Puleston, F. Valenciaga, y L.M. Fridman. Lyapunov-designed super-twisting sliding mode control for wind energy conversion optimization. *Industrial Electronics, IEEE Trans.*, 60(2):538–545, 2013.
- [7] J. Larminie y A. Dicks. *Fuel Cell Systems Explained*. John Wiley & Sons Inc., 2nd Ed., 2003.
- [8] J.J. More, P.F. Puleston, C. Kunusch y M. Allue Fantova. Development and Implementation of a Supervisor Strategy and Sliding Mode Control Setup for Fuel-Cell-Based Hybrid Generation Systems *Energy Conversion, IEEE Trans.*, 30(1):218–225, 2015.
- [9] Genevieve Saur. Wind-to-hydrogen project: Electrolyzer capital cost study. *National Renewable Energy Report (NREL) Tech Report*, 2008.
- [10] K. Sedghisigarchi, A. Davari, y P. Famouri. Dynamic modeling and control of a fuel cell for electric vehicle applications. In *Vehicle Power and Propulsion Conf., 2011 IEEE*, pp. 1–5, 2011.
- [11] J.I. Talpone, P.F. Puleston, J.J. Moré, R. Griñó y M.G. Cendoya. Experimental Platform for Development and Evaluation of Hybrid Generation Systems based on Fuel Cells *Int. J. Hydrogen Energy*, 37(13):10346–10353, 2012.
- [12] V.I. Utkin, J. Gulder, y J. Shi. *Sliding mode Control in Electro-Mechanical Systems*. Taylor and Francis, London, 1999.