

## Automatización de un sistema de energía híbrido móvil independiente de la red eléctrica

### Automation of a stand-alone mobile hybrid system

ESPINOSA-TRUJILLO, María Jesús†\*<sup>1</sup>, MEDINA-CARRIL, Diego Manuel<sup>1</sup>, CERVERA-MORALES, Miguel Leonardo <sup>1</sup>, HERRERA-LUGO, Angélica<sup>1</sup> y VERDE-GÓMEZ, José Ysmael<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidad Tecnológica Metropolitana, Calle 111 por 46 y 48 No.315, Col. Santa Rosa, C.P. 97279, Mérida, Yucatán, México.

<sup>2</sup>Instituto Tecnológico de Cancún, Av. Kabah km.3, C.P. 77500, Cancún, Q. Roo, México.

ID 1<sup>er</sup> Autor: *María Jesús Espinosa Trujillo* / **ORC ID:** 0000-0002-2889-4849, **Researcher ID Thomson:** T-3632-2018, **CVU CONACYT ID:** 297283

ID 1<sup>er</sup> Coautor: *Diego Manuel Medina Carril* / **ORC ID:** 0000-0002-9583-6091, **Researcher ID Thomson:** T-5430-2018, **CVU CONACYT ID:** 297033

ID 2<sup>do</sup> Coautor: *Miguel Leonardo Cervera Morales* / **ORC ID:** 0000-0002-1701-2783, **Researcher ID Thomson:** T-4632-2018, **CVU CONACYT ID:** 42919

ID 3<sup>er</sup> Coautor: *Angélica Esther Herrera Lugo* / **ORC ID:** 0000-0001-8066-8956, **Researcher ID Thomson:** T-4636-2018, **CVU CONACYT ID:** 272950

ID 4<sup>to</sup> Coautor: *José Ysmael Verde Gómez* / **ORC ID:** 0000-0002-1723-4175, **CVU CONACYT-ID:** 121030

Recibido Enero 27, 2018; Aceptado Marzo 30, 2018

#### Resumen

En este trabajo se presenta el proceso para la automatización de un sistema nuevo de energía híbrido móvil (SHM) compuesto de paneles fotovoltaicos, generador eólico, supercondensador y banco de baterías para usarse en Quintana Roo, México. El programa para la automatización tiene como propósito gestionar la energía de las distintas fuentes que conforman el sistema híbrido, con la finalidad de satisfacer la demanda de las cargas conectadas a él, según se requiera. El SHM incluye sensores de voltaje y corriente, relevadores, un sistema de adquisición de datos y un programa desarrollado bajo un ambiente gráfico, que brinda una interface gráfica de usuario amigable. El gestor de la energía dispone de un controlador principal, el cual mediante una serie de lecturas de los parámetros de operación de los distintos componentes en tiempo real y datos meteorológicos obtenidos en tiempo real de internet, toma decisiones para proveer una operación autónoma. El sistema tiene la capacidad de conectar y desconectar las diferentes fuentes de energía y las cargas conectadas a él, dependiendo de la energía disponible y/o la carga demandada. Para comprobar su funcionamiento se realizaron simulaciones en diferentes modos de operación, obteniéndose que el sistema híbrido ejecuta las acciones de control propuestas y opera de forma autónoma.

**Instrumentación virtual, sistema híbrido, gestión de la energía.**

#### Abstract

The automation process for a new hybrid mobile power system (HMPS) using photovoltaic panels, wind power generator, supercapacitor and batteries is presented. The HMPS is tested under Caribbean environmental scenarios. The automation system manages the different energy sources of the HMPS in order to meet the demand of the loads connected, which must be fed during the day or night, as needed. The HMPS include voltage and current sensors, relay, data acquisition system and software development in a graphical environment that provide a friendly graphical user interface. The controller system is responsible to the energy management, which through of the real-time operating parameters from the different components and the meteorological internet real-time data, makes decisions to provide autonomous operation. The control system connect and disconnect the power sources and the loadings, depending on the available energy or the total electrical load. Performance tests show that the hybrid system can operate for long periods of time taking the actions necessary to control and operate autonomously.

**Virtual Instrumentation, hybrid system, energy management**

**Citación:** ESPINOSA-TRUJILLO, María Jesús, MEDINA-CARRIL, Diego Manuel, CERVERA-MORALES, Miguel Leonardo, HERRERA-LUGO, Angélica y VERDE-GÓMEZ, José Ysmael. Automatización de un sistema de energía híbrido móvil independiente de la red eléctrica. Revista de Ingeniería Eléctrica. 2018. 2-4: 15-27.

† Investigador contribuyendo como primer autor.

\*Correspondencia al Autor Correo Electrónico: (maria.espinosa@utmropolitana.edu.mx)

## Introducción

La crisis energética, la contaminación ambiental y el calentamiento global son temas importantes hoy en día alrededor del mundo. En vista de esto, las fuentes de energía renovable tales como la solar, eólica, hidráulica, biomasa, entre otras, están siendo explotadas cada vez más para satisfacer las necesidades de energía, y son consideradas como posibles soluciones para hacer frente al dilema energético y las preocupaciones ambientales (Zahraee et al., 2016; Hwang et al., 2012; Ma et al., 2014).

En particular, atender la demanda de energía en algunas regiones remotas (p. ej. desarrollo de pueblos, islas y estaciones de señal, etc.) y/o en situaciones en donde se requiera generación de electricidad in situ (p. ej. atender a desastres naturales, hospitales móviles, etc.), es un problema difícil de resolver, ya que en ocasiones no es rentable extender la red eléctrica para cubrirla, por lo que el aprovechamiento de las energías renovables en estos casos, parece ser más prometedor ya que éstas pueden ser abundantes dependiendo de la región geográfica (Jun et al., 2011; Panapakidis et al., 2012).

Las fuentes de energía renovable, así como los sistemas de conversión tales como los paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y celdas de combustible prometen ser fuentes de energía sustentables y amigables con el medio ambiente; sin embargo, cuando éstas son usadas de forma individual presentan ciertas deficiencias, debido a que en su mayoría son altamente dependientes de las condiciones climáticas (Dursun y Kilic, 2012; Abedi et al., 2012; Yang et al., 2003).

Para superar este problema, los sistemas de conversión pueden estar integrados con otras fuentes alternativas de potencia o sistemas de almacenamiento, usando topologías híbridas (Kamal et al., 2018; Luna et al., 2012; Vivas et al., 2018). Un sistema de energía híbrido consiste en la combinación de dos o más fuentes de energía, convertidores y/o dispositivos de almacenamiento; sin embargo, para obtener la operación autónoma de dicho sistema, se requiere de una estrategia de manejo de energía, de componentes apropiados y un sistema de control que permitan alcanzar el rendimiento adecuado, superando las deficiencias de cada fuente de energía renovable que lo compone (Lagorse et al., 2010; Fabbri et al., 2010; Hatti et al., 2011).

Debido a su relevancia, una gran diversidad de investigadores alrededor del mundo se ha enfocado en el estudio de los sistemas híbridos. Por ejemplo, Uzunoglu et al., (2009) proponen el diseño y modelado de un sistema híbrido integrado por un sistema fotovoltaico (SFV), pila de combustible (PdC) y supercondensador (SC), para la generación de energía sostenible independiente de la red eléctrica que alimente una micro red de tres casas residenciales; los resultados de simulación en el programa Matlab, demuestran que el sistema exhibe un excelente rendimiento para un día completo, e incluso en largos periodos de tiempo.

Wang et al., (2011) presentan la simulación en Matlab de una novedosa topología de un sistema híbrido compuesto por un SFV, banco de baterías (BB) y SC, independiente de la red eléctrica para alimentar un bus de corriente directa (CD). La estrategia propuesta para la gestión de la energía permite una operación normal del sistema, y asegura que el BB trabaja en un estado óptimo para extender su tiempo de vida útil.

Onar et al., (2008) combinan un generador eólico (GE), SFV, PdC y SC para aplicaciones independientes de la red eléctrica. Los resultados de la simulación desarrollada en Matlab, demostraron que el sistema híbrido propuesto y su estrategia de control exhibieron un excelente desempeño.

Fabbri et al., (2010) analizan la estrategia de control y gestión de la energía de un sistema híbrido compuesto por PdC, GE y SFV para aplicaciones de telecomunicaciones en la isla de Ventotene, Italia. El sistema fue simulado en Matlab, cuyos resultados muestran que la estrategia global de gestión de energía es eficaz y los flujos de energía entre las diferentes fuentes y la demanda de la carga es equilibrada con éxito.

Eroglu et al., (2011) proponen un sistema híbrido independiente de la red eléctrica compuesto por SFV, GE y PdC aplicado en una casa móvil, cuyo sistema de control inteligente de energía fue programado en LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench, National Instruments), teniendo como objetivo suministrar energía ininterrumpida.

Stuchlý et al., (2013), desarrollaron un sistema de monitoreo y control remoto de un sistema híbrido, utilizando LabVIEW, compuesto por SFV, GE y BB sobre la plataforma física de una casa residencial independiente de la red eléctrica, demostrando que las fuentes de energía renovables pueden aprovecharse para alimentar la carga de la casa. Pecén y Nayir (2010) implementaron un sistema híbrido compuesto por GE, SFV y BB, utilizando LabVIEW, como banco de pruebas para la educación de estudiantes de Ingeniería Eléctrica, con el fin de proporcionar enseñanza en las áreas de energía renovable para estudiantes y profesores.

Aissou et al., (2015) desarrollaron una estrategia de control de un sistema híbrido utilizando LabVIEW, que integra un SFV, GE y BB. Los resultados mostraron que el sistema propuesto y su estrategia de control son adecuados para una aplicación real, como en un sistema de bombeo de agua en zonas aisladas a la red eléctrica. Zahran et al., (2010) proponen un sistema de monitoreo en LabVIEW para un SFV y BB. El sistema fue probado bajo distintos modos de operación obteniéndose la respuesta esperada y un excelente rendimiento.

Kamal et al., (2016) simulan un sistema híbrido que integra un GE, BB y PdC, utilizando el GE como fuente primaria y utilizando estrategias cuyo objetivo es asegurar la demanda. El desempeño del sistema híbrido se verifica con datos reales de velocidad del viento y variaciones de carga. Los resultados presentados en MATLAB/simulink demuestran que el sistema funciona correctamente, alimentando la demanda, regulando el voltaje y asegurando la estabilidad de la red.

Como se refleja en la literatura, gran variedad de sistemas híbridos han sido propuestos utilizando diferentes componentes, aplicaciones y softwares para su simulación e implementación. En su mayoría ha optado por el software Matlab para su simulación y el LabVIEW para su implementación.

Este trabajo propone la integración de un nuevo sistema híbrido móvil (SHM), aislado de la red eléctrica, compuesto por un SFV, GE, BB y SC. Este SHM será utilizado para casos de desastres naturales o en áreas remotas en Quintana Roo, México.

La estrategia de control para la gestión de la energía del sistema híbrido se propone basándose en los trabajos de Uzunoglu et al., (2009) y Onar et al., (2008). Esta estrategia, a diferencia de las obras mencionadas, incluye un BB con sus parámetros de operación y un subsistema para gestión de cargas independientes operando en un esquema de encendido/apagado para la conexión/desconexión de las cargas. El SHM fue simulado con el gestor de la energía propuesto en el programa Matlab, con un perfil de carga determinado y datos climatológicos de Quintana Roo.

Para la automatización de todo el sistema se utilizó la plataforma de programación gráfica LabVIEW, que permite monitorear y controlar el funcionamiento del sistema en tiempo real. LabVIEW es un lenguaje de programación gráfica de National Instruments, que tiene la capacidad de gestionar diferentes sistemas de adquisición de datos, este programa utiliza iconos en lugar de líneas de texto para crear aplicaciones. Hoy en día este entorno de programación ha sido usado en muchos campos de la ciencia y la ingeniería (Chouder et al., 2013; Capraro et al., 2010).

En este artículo también se plantea el desarrollo de una plataforma integral basada en LabVIEW con herramientas de monitoreo y control automático para el SHM, que a diferencia de los trabajos previamente reportados, incluye un sistema de adquisición de datos climatológicos en tiempo real de una estación meteorológica cuyos datos están publicados en internet. Estos datos son utilizados para obtener la potencia máxima de salida que puede proveer el SFV. Para obtener la potencia de salida del SFV se tomó como base el modelo modificado de dos diodos propuesto por Ishaque et al., (2011), al cual se le integró el sistema de adquisición de datos meteorológicos.

### Descripción del sistema híbrido móvil

El SHM desarrollado será utilizado en el Estado de Quintana Roo, la cual es susceptible al impacto de huracanes y cuenta con algunas regiones en las que aún no se encuentra disponible la red eléctrica comercial.

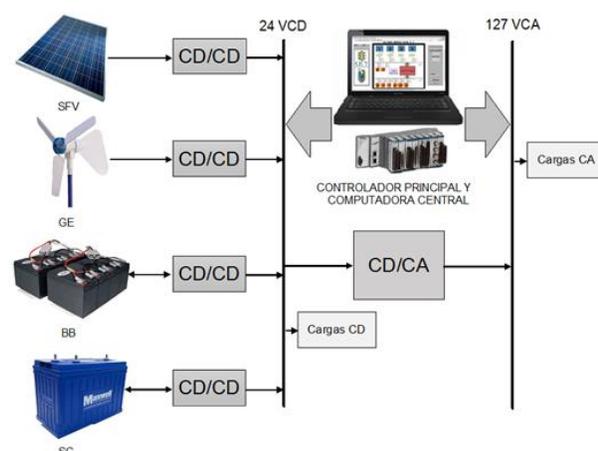
El sistema está preparado para alimentar las cargas que sirven para su autoconsumo (transductores, sistemas de adquisición de datos, iluminación), así como algunas cargas determinadas por los usuarios (p. ej. sistema de telecomunicaciones, bombeo de agua, iluminación, refrigeración, equipo médico menor, computadora, dispositivo de banda ancha, etc.).

El SHM está compuesto por cuatro fuentes de energía: un SFV de 2.4 kW de potencia nominal, que consta de 10 paneles modelo LDK-240D-20 conectados en serie-paralelo con capacidad de 240 W cada uno; un GE modelo WK-750 de 750 W nominales; un módulo de SC Maxwell BMOD0165 de 165 F a 48.6 V y un BB modelo T-105 6V compuesto por 10 baterías, conectadas en serie-paralelo de 6V cada una y corriente de 225 Ah.

Los elementos del SHM fueron seleccionados de acuerdo a los siguientes factores: la carga máxima que será alimentada, el peso de las fuentes de energía y las dimensiones del remolque en el que serán instalados.

Estas fuentes de energía van conectadas a un bus de 24 VCD, a través de convertidores CD/CD; este bus de CD va conectado un inversor CD/CA para obtener un bus de 127 VCA. De esta forma el SHM tiene la capacidad de alimentar cargas de CD y CA, las cuales se pueden conectar en las ocho tomas de corrientes distribuidas en el interior y exterior del remolque, según se requiera.

El sistema también cuenta con un controlador principal para la gestión de la energía, que será el encargado de administrar la potencia de los dos buses, así como de la conexión/desconexión de las cargas y de las fuentes de alimentación en caso de ser necesario. La figura 1 muestra la integración del sistema completo en un diagrama de bloques.



**Figura 1** Sistema híbrido móvil

Fuente: *Elaboración Propia*

### Gestión de la energía del SHM

Para la integración de las cuatro fuentes y demás elementos que componen el SHM, fue necesario plantear las estrategias de control para la gestión de la energía que rigen el funcionamiento del sistema. El SFV y GE son las principales fuentes de energía del sistema híbrido. La diferencia de potencia entre las fuentes de generación y la demanda de la carga se calcula utilizando la ecuación (1) de balance de potencia:

$$P_{net} = P_{SFV} + P_{GE} - P_C - P_{AC} \quad (1)$$

donde  $P_{net}$  es la potencia neta del sistema,  $P_{SFV}$  es la potencia generada por el SFV,  $P_{GE}$  es la potencia generada por el GE,  $P_C$  es la potencia demandada por la carga conectada y  $P_{AC}$  es la potencia de autoconsumo para operar el sistema (Hatti et al., 2011; Fabbri et al., 2010).

A partir de las condiciones para el SHM las ecuaciones de balance de potencia de Hatti et al., (2011) y Fabbri et al., (2010), se reescriben en las ecuaciones (2) y (3).

$$P_{SFV} + P_{GE} = P_C + P_{AC} + P_{CSC} + P_{CBB}, P_{net} > 0 \quad (2)$$

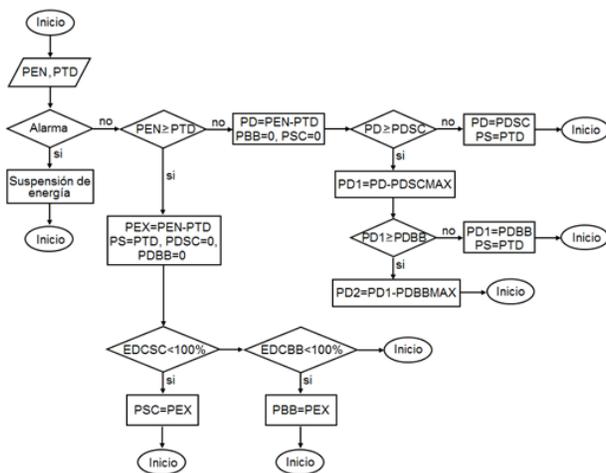
$$P_{SFV} + P_{GE} + P_{SC} + P_{BB} = P_C + P_{AC}, P_{net} < 0 \quad (3)$$

donde  $P_{CSC}$  es la potencia para cargar el SC y  $P_{CBB}$ , la potencia para cargar el BB. Si la potencia generada por el SFV y el GE es mayor que la que se requiere para alimentar la carga conectada al sistema híbrido y la de autoconsumo, el excedente se utilizará para cargar el módulo de SC.

Una vez cargado éste y si aún existiera excedente, entonces se utilizará para cargar el BB. En el caso de que el módulo de SC y el BB estuvieran cargados y hubiera exceso de energía, ésta se puede purgar. Esto se representa en la ecuación (2).

Si la demanda de la carga conectada al sistema híbrido es mayor que la que pueden proveer el SFV y el GE, se completará con el módulo de SC y/o el BB como se puede apreciar en la ecuación (3).

Partiendo de las estrategias de control propuestas anteriormente, se genera el algoritmo del controlador principal para la gestión de la energía del SHM. Este se puede observar en el diagrama de flujo de la figura 2, en donde las variables de entrada son la potencia de entrada (PEN) y la potencia total demandada (PTD). La PEN consiste en la potencia de salida del sistema fotovoltaico más la potencia de salida del generador eólico. La PTD consiste en la potencia demandada por la carga (PC) más la potencia de autoconsumo (PAC).



**Figura 2** Algoritmo general del controlador principal para la gestión de la energía  
Fuente: Elaboración Propia

Al iniciarse, el sistema verifica si existe alguna alarma, de ser así se suspende la energía de todo el sistema hasta que se arregle la falla. De no existir alarmas, se analiza la segunda condición que verifica si la potencia de entrada (PEN) es mayor o igual que la potencia total demandada, de ser mayor existirá una potencia excedente (PEX) y de ser menor existirá una potencia déficit (PD).

De existir potencia excedente se tiene que la potencia excedente es igual a la potencia de entrada menos la potencia total demandada ( $PEX = PEN - PTD$ ), por lo que no se requiere demandarle potencia al banco de baterías (PBB) ni al módulo de SC (PDSC), y la potencia de salida (PS) será limitada a la PTD. Continuando sobre la ruta de la potencia excedente (PEX), se encuentra la tercera condición que verifica si el estado de carga (EDC) del módulo de SC es menor que el 100% de su capacidad, y de ser así, se tendrá que la potencia suministrada al SC (PSC) es igual a la potencia excedente ( $PSC = PEX$ ), lo que indica que la potencia excedente se suministrará al módulo de supercondensadores para cargarlo.

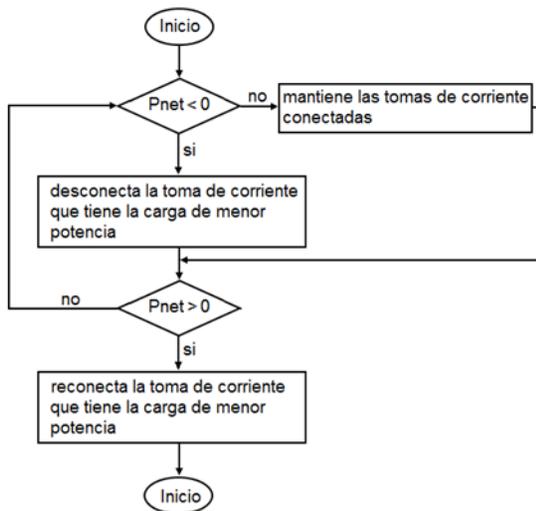
Si el módulo de SC se encuentra al 100% de su capacidad, se analiza la cuarta condición, que verifica si el EDC del banco de baterías se encuentra a menos del 100% de su capacidad, y de ser así, entonces la potencia suministrada al banco de baterías es igual a la potencia excedente ( $PBB = PEX$ ), es decir, la energía excedente se utilizará para cargarlo. En el caso de que el banco de baterías se encuentre a su máxima capacidad, al igual que el SC, la potencia excedente se podrá purgar a través de un elemento resistivo en caso de requerirse, o pudiera no utilizarse y se regresa al inicio del programa para continuar con el algoritmo.

Para la condición dos, en el caso en donde existe potencia déficit, se tiene que ésta es igual a la potencia de entrada menos la potencia total que demanda ( $PD = PEN - PTD$ ), la potencia hacia el banco de supercondensadores es igual a cero ( $PSC = 0$ ) y la potencia hacia el banco de baterías también es igual a cero ( $PBB = 0$ ), ya que al no haber suficiente potencia para alimentar la demanda, no habrá suministro de potencia para cargar el módulo de supercondensadores ni para cargar el banco de baterías. Esto lleva a una quinta condición, en donde se pregunta si la potencia déficit (PD) es mayor o igual a la potencia demandada al módulo de supercondensadores (PDSC).

De darse esta condición, se tendría otra potencia déficit (PD1), que será igual a la potencia déficit (PD) menos la potencia máxima que se le puede demandar al módulo de supercondensadores (PDSCMAX), es decir,  $PD1 = PD - PDSCMAX$ . En el caso de no darse esta condición se tendría  $PD = PDSC$  y  $PS = PTD$ .

En el caso de que PD1 no sea cubierta, se llega a la sexta condición, por lo que se pregunta si PD1 es mayor o igual que la potencia demandada al banco de baterías (PDBB), en caso de ser afirmativa se utilizaría la potencia máxima que pudiera demandársele al banco de baterías (PDBBMAX), por lo que se tendría una potencia déficit 2 (PD2), que será igual a (PD1) menos la potencia máxima que se le puede demandar al banco de baterías, es decir  $PD2 = PD1 - PDBBMAX$ . En el caso contrario se tendría  $PD1 = PDBB$ , por lo que  $PS = PTD$ , en donde se satisface la demanda de la carga en su totalidad.

Ahora bien, la PTD, puede distribuirse en las seis tomas de corriente de CA y las dos de CD, que funcionarán bajo el esquema de conexión/desconexión mostrado en la figura 3.



**Figura 3** Algoritmo del esquema de conexión/desconexión de las cargas  
Fuente: *Elaboración Propia*

En el diagrama anterior (figura 3), cuando se tienen las cargas conectadas, el sistema verifica si existe potencia déficit (es decir si  $Pnet < 0$ ), de ser así el sistema desconecta la toma de corriente con la carga de menor potencia; de ser falso, el sistema mantiene encendidas todas las tomas de corriente conectadas al sistema. En la segunda condición del diagrama, se verifica si existe excedente o  $Pnet > 0$ , y de ser así, mantiene todas las cargas conectadas; si alguna fue desconectada previamente, el sistema va reconectando la toma de corriente que tenía la carga de menor potencia, y así sucesivamente mientras esta condición se cumpla. Cuando la condición anterior no se cumple, el sistema va desconectando las tomas que tenían conectadas las cargas de menor potencia, hasta que deje de existir déficit.

## Descripción del sistema de automatización

El sistema de automatización consta de tres partes principales:

- Módulos de adquisición de datos con valores normalizados.
- Instrumentación: sensores industriales y relevadores.
- Procesador central que incluye el desarrollo de la interfaz gráfica y de control programada en el software LabVIEW.

## Módulos de adquisición de datos

Para el control, registro de datos y análisis de los diferentes elementos que componen el SHM se utilizó el controlador integrado en tiempo real NI cRIO-9074, que dispone de un procesador industrial de 400 MHz que ejecuta las aplicaciones programadas en LabVIEW. El chasis cuenta con dos puertos Ethernet 10/100 BASE-T; puerto serial RS232 para conexión a periféricos y de ocho ranuras para conectarle diversos módulos de adquisición de datos. Para su funcionamiento se requirió de la fuente de alimentación NI PS-15 de 24 VDC.

En este proyecto se utilizaron tres módulos de adquisición de señales analógicas NI 9201, de ocho entradas analógicas en el rango de 0 a  $\pm 10V$  con velocidad de muestreo de 500 kS/s, y cuatro módulos de relevadores electromecánicos NI 9481 de cuatro canales de 30 VDC (2 A), 60 VDC (1 A), 250 VAC (2 A).

## Instrumentación: sensores industriales y relevadores

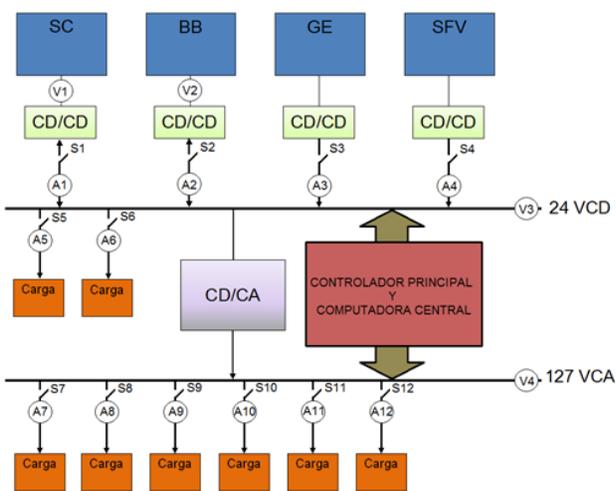
El sistema contempla medir las corrientes de las cuatro fuentes de energía (SFV, GE, SC y BB), de las cargas conectadas a la tomas de corriente de CD y CA, así como los voltajes del SC, BB y de los buses de 24 VCD y 127 VCA. Para esto se utilizaron sensores con salidas normalizadas, y relevadores cuya señal de control sea compatible con alguno de los buses para su activación. También se consideraron las características técnicas de las hojas de datos de los componentes y la compatibilidad con los módulos de adquisición de señales.

Para medir la corriente del GE y las cargas conectadas a las tomas de corriente de CD, se utilizaron los sensores H970LCA con selector de 0 a 20/40/80 ACD y salida de 0-5 VCD. Para la medición de corriente en el SFV, BB y SC, se utilizaron los sensores H970HCB con selector de 0 a 50/100/200 ACD y salida de 0-10 VCD. Por último, para las cargas conectadas a las tomas de corriente de CA fueron usados los sensores H722LC con selector de 0 a 10/20/40 ADC y salida de 0-5 VCD.

Para medir los voltajes se utilizaron los sensores de voltaje VT-1P monofásico de 127 VCA a 60 Hz con salida de 0-5 VCD para el bus de corriente alterna y para el de corriente directa y voltajes del SC y BB, los sensores MCR-VDC-UI-B-DC con rango de medición de  $\pm 24$  a  $\pm 54$  VCD con salida de 0-10 VCD. Los relevadores SSR-100 DA con voltaje de control de 3 a 32 VCD fueron usados para las cuatro fuentes de energía, y los relevadores W9AS5A52-24 con voltaje de control de 24 VCD para las cargas de CD y CA.

Para que el SHM empiece a funcionar se requiere iniciarlo manualmente, para esto se utilizaron dos interruptores C32 de 127V a 32A, en paralelo con los relevadores del GE y SFV.

En la figura 4, se muestra el diagrama de la distribución de los transductores de corrientes (A), los transductores de voltaje (V) y relevadores (S) del SHM.

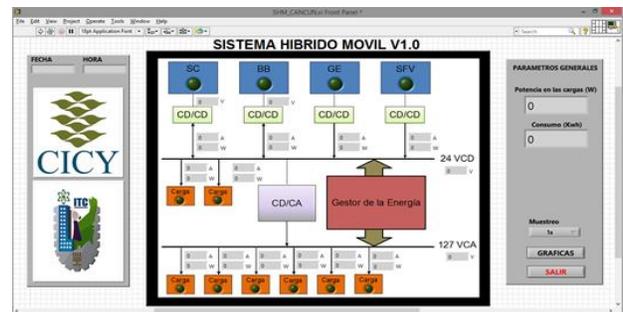


**Figura 4** Distribución de transductores y relevadores del SHM  
Fuente: Elaboración Propia

**Procesador central**

El controlador NI cRIO-9074 incluye el uso de un procesador que ejecuta las instrucciones programadas para el funcionamiento autónomo del SHM. El programa se desarrolla en una computadora central de forma que la adquisición de datos se realiza en tiempo real y las acciones de control también. La comunicación entre el controlador con los módulos de adquisición de datos y la computadora se realiza bajo protocolo Ethernet. La computadora utilizada es una laptop con procesador Intel Core i7 de 1.8 Ghz, 8 GB de memoria DDR3 y 1000 GB de disco duro, suficiente para los requerimientos de la aplicación. Para el desarrollo del programa que gestiona la energía y control general del SHM y permite su operación autónoma, se utilizó la instrumentación virtual (VI) de LabVIEW. En este entorno se trabaja con dos ventanas: una en la que se implementa el panel frontal de usuario (ver figura 5) y otra que soporta el nivel de programación (ver figuras de la 7 a la 9).

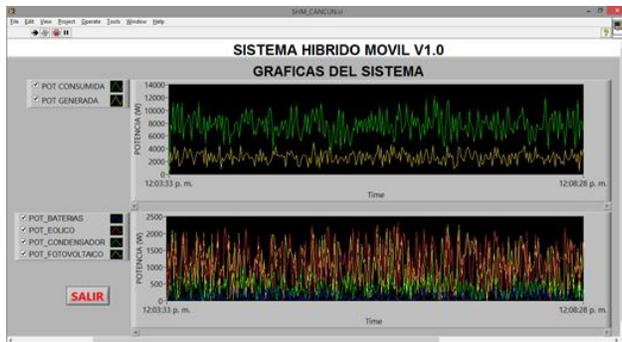
En la figura 5, se puede observar el panel frontal del SHM. En éste, el usuario cuenta con la opción de seleccionar el tiempo de muestreo deseado, ya sea de 1 segundo, 10 segundos, 30 segundos, 1 minuto, 5 minutos o 10 minutos, también se pueden observar en tiempo real las gráficas de la potencia generada por cada fuente de energía del sistema híbrido, la potencia de las cargas y la potencia total generada.



**Figura 5** Panel frontal de monitoreo del SHM  
Fuente: Elaboración propia desarrollada en LabVIEW

El panel frontal del programa se desarrolló de forma que sea amigable al usuario, utilizando indicadores numéricos e indicadores de tipo led que permitan observar en tiempo real los dispositivos que se encuentran en operación, la fecha y hora actual del sistema, la potencia de las cargas conectadas o potencia demandada, la potencia consumida, el tiempo de muestreo para la toma de lectura de los parámetros de voltaje y corriente, así como las gráficas del sistema y un botón de paro.

En la figura 6 se muestra la pantalla que se despliega al seleccionar el botón de gráficas en el panel frontal. Las gráficas que se muestran son la potencia consumida por las cargas conectadas al SHM, la potencia total generada por las fuentes de energía y las potencias individuales entregadas por el SFV, GE, BB y SC.



**Figura 6** Pantalla de las gráficas del SHM

Fuente: Gráficas obtenidas del programa desarrollado en LabVIEW

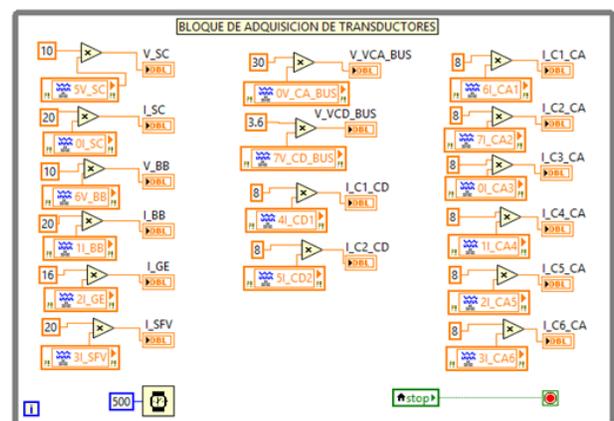
Mientras el programa se esté ejecutando, se irá generando un archivo tipo hoja de cálculo (i.e. Microsoft Excel) con la hora, la fecha actual y los valores de las lecturas de los sensores instalados para medir los voltajes de los buses de CD y CA, el voltaje del SC y BB, así como las corrientes del SFV, GE, SC, BB y de las cargas conectadas al sistema híbrido. Con los datos obtenidos en la hoja de cálculo se puede analizar el comportamiento del sistema, obtener la potencia generada por cada componente de forma individual o en conjunto, y graficar los datos que se requieran para su posterior análisis.

En la ventana de programación se desarrolla la lógica o filosofía del funcionamiento del gestor y control general; se programa tomando como base los algoritmos del controlador principal de la figura 2 y del esquema de conexión/desconexión de cargas de la figura 3.

Para iniciar el SHM se requiere habilitar los interruptores manuales de cada fuente de energía renovable y posteriormente el interruptor del controlador. Cuando el controlador está en funcionamiento, pone los relevadores del SFV y GE en encendido.

Al iniciarse el programa del controlador, éste lee todos los parámetros obtenidos de los transductores de corriente y voltaje, los cuales son: voltaje del SC, corriente del SC, voltaje del BB, corriente del BB, corriente del GE, corriente del SFV, voltaje del bus de CD, voltaje del bus de CA, corrientes de las tomas de CD y corrientes de las tomas de CA, de encontrarse discrepancia en los voltajes de los buses, en los dispositivos de almacenamiento o sobrecorrientes, se generará una alarma y suspenderá la operación del sistema, por lo que el problema deberá de ser atendido por el operador o el personal de mantenimiento para poder restablecerlo. Una vez que el programa valida que no hay alarma en el sistema, pasa a la siguiente etapa o condición.

En la figura 8 se muestra la parte del programa para obtener los parámetros medidos a través de los transductores utilizados, tomando en cuenta la resolución de cada transductor para obtener la lectura correcta.



**Figura 7** Programación de adquisición de datos de los transductores

Fuente: Elaboración propia desarrollada en LabVIEW

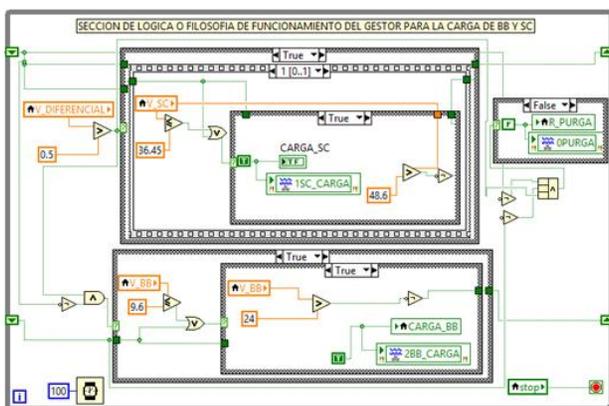
Al comparar la potencia de entrada con la potencia demandada se consideran tres estados de operación: excedente, simple y déficit. A continuación se explican las características de cada uno.

Cuando la potencia de entrada es mayor que la potencia demandada, se considera que existe una potencia excedente (estado excedente). En esta etapa el estado de los relevadores del GE y SFV será de encendido, el de carga y descarga del SC y BB estarán apagados y los relevadores de las tomas de alimentación de CD y CA estarán encendidos.

Cuando existe excedente, se verifica el EDC del SC. Si éste se encuentra en el 25% o menos de su capacidad máxima, el excedente será utilizado para cargarlo hasta el 100%, por lo que el relevador de carga del SC se encontrará en el estado de encendido y el del BB apagado. Si una vez cargado el SC al 100% aún existiera excedente, se verifica el estado de la carga de BB; si éste es menor o igual al 60% de su capacidad máxima, el excedente será utilizado para cargarlo al 100%, por lo que el relevador de carga del BB se encontrará encendido y el del SC apagado.

Si se encontraran cargados al 100% el SC y BB y aún existiera excedente, este será despreciado, siendo el estado de los relevadores de carga del SC y BB de apagados.

Los límites propuestos del EDC del SC y BB evitan que estos tengan sobrecarga y descarga profunda, elevando su tiempo de vida (Dursun y Kilic., 2012; Uzunoglu et al., 2009). En la figura 8 se muestra parte de la programación de la carga del SC y BB.



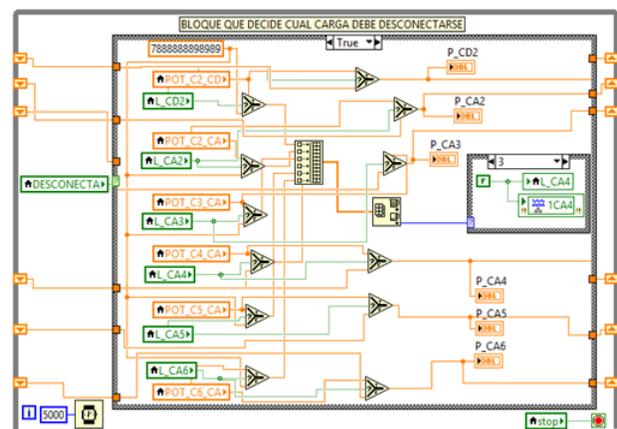
**Figura 8** Programación de la carga y descarga del SC y BB

Fuente: Elaboración propia desarrollada en LabVIEW

Cuando no existe excedente o déficit (estado simple) las cargas conectadas son alimentadas únicamente con las fuentes prioritarias de energía (SFV y GE) y el estado de los relevadores del BB y SC es de apagado. En este estado se considera un intervalo de tolerancia de potencia para evitar que de déficit conmute a excedente constantemente y viceversa. Esto se hace determinando que existe potencia excedente cuando la diferencia entre la potencia producida por el sistema y la demandada es de 100W, y se considera déficit si esta es de 50W.

De esta forma en el estado simple la diferencia entre la potencia de las fuentes primarias de energía y la carga no es exactamente cero, y este intervalo puede editarse. Cuando existe déficit de potencia (estado déficit), ésta se intentará cubrir con el SC, siempre y cuando su EDC sea mayor a 25%; de ser así, los relevadores del GE, SFV y SC se encontrarán encendidos al igual que los relevadores de las tomas de corriente utilizadas, el del BB estará apagado. Si aún con el SC no se lograra completar la demanda, se tendría una segunda potencia déficit (PD1), que se cubrirá con el BB, siempre y cuando su EDC sea mayor a 60%. De ser cubierta la demanda, los relevadores del GE, SFV, SC y BB se encontrarán encendidos al igual que los de las tomas de corriente utilizados. De no ser cubierta la PD1, existirá una potencia déficit 2 (PD2) que no podrá ser cubierta por el sistema, por lo que se irán desconectando los relevadores de las tomas de corriente.

El esquema de conexión/desconexión de las tomas de corriente donde se conectan las cargas se programa para que, cuando exista déficit, se desconecte la toma de corriente que contengan la carga de menor potencia de los dos buses. Esto sucederá una y otra vez mientras exista déficit, de forma que el valor de la potencia de la carga que se va desconectando se va guardando en un registro para que, cuando exista excedente, se vayan reconectando primero la de menor potencia hasta la de mayor. Las tomas de corriente CA1 y CD1 se consideran como prioritarias, por ser las últimas en desconectarse sin importar la potencia de la carga conectada a éstas, por lo tanto las cargas vitales deberán de conectarse a ellas. La figura 9 muestra parte del esquema de desconexión de cargas.



**Figura 9** Programación de la desconexión de cargas

Fuente: Elaboración propia desarrollada en LabVIEW

Para apagar el SHM, se sugiere desconectar las cargas del sistema y, si así se desea, esperar que los dispositivos almacenadores se carguen al 100%, para posteriormente desconectar el interruptor del controlador que apagará los relevadores de las cuatro fuentes de energía.

El programa cuenta con un algoritmo para obtener la potencia máxima de salida que pudiera entregar el SFV en determinado momento. Para esto se utilizó el modelo modificado de dos diodos (Ishaque et al., 2011). Este modelo genera una potencia de salida del SFV dependiendo de los valores de temperatura e irradiancia que lea a su entrada. El modelo fue implementado en el programa LabVIEW utilizando la función MATLAB script, que contiene el código del modelo del SFV.

El código del programa fue modificado de manera que pudieran utilizarse los datos de irradiancia y temperatura en tiempo real obtenidos de una estación meteorológica de internet. La potencia de salida del SFV va actualizándose conforme van cambiando los datos de la estación. Esta potencia máxima de salida es la utilizada en las ecuaciones de balance de potencia (1), (2) y (3) del SHM.

## Resultados

Se implementó el controlador para la gestión de la energía, así como los sensores y relevadores necesarios para la automatización del SHM (figura 10).



**Figura 10** Implementación del controlador para la automatización del SHM  
Fuente: Elaboración Propia

Se realizaron pruebas de funcionamiento al SHM en las tres formas de operación: excedente, operación simple y déficit. Cada una de estas formas de operación genera un gran número de combinaciones de estados posibles en los componentes del SHM. En las tablas que a continuación se muestran se indican los estados de los relevadores del generador eólico (GE), del sistema fotovoltaico (SFV), de los relevadores de carga y descarga del súper condensador (CSC y DSC), de los relevadores de carga y descarga del banco de baterías (CBB y DBB), el voltaje del súper condensador (VSC) y del banco de baterías (VBB) y los relevadores de las cargas de corriente alterna (CCA) y corriente directa (CCD).

Cuando el sistema se encuentra en operación excedente, se obtiene la tabla 1 de estados de los relevadores, donde 0 significa apagado y 1 encendido.

En el primer caso el SC y BB se encuentran descargados ya que están en su EDC mínimo permitido, esto se sabe ya que el voltaje del SC es 36.45 V y el del BB es 9.6 V, por lo que el controlador decide cargar el SC. En el segundo caso, el SC está cargado y el BB descargado, por lo que el controlador pone en estado de carga al BB. En el tercer caso, tanto el SC como el BB se encuentran cargados, por lo que sus estados de carga y descarga se encuentran en apagado. Por último, en el cuarto caso el BB está cargado y el SC descargado, por lo que se carga el SC. En todos los casos que se muestran en esta tabla no hay desconexión de cargas de CD y CA, y el GE y SFV permanecen encendidos.

GE	SFV	CSC	DSC	CBB	DBB	VSC	VBB	CCA	CCD
1	1	1	0	0	0	36.45	9.6	1	1
1	1	0	0	1	0	48.6	9.6	1	1
1	1	0	0	0	0	48.6	24	1	1
1	1	1	0	0	0	36.45	24	1	1

**Tabla 1** Estados de los relevadores cuando existe potencia excedente

Fuente: Datos obtenidos del programa desarrollado en LabVIEW

La tabla 2 corresponde a los estados de los relevadores cuando no existe excedente o déficit (operación simple). En este modo de operación, en ninguno de los cuatro casos el controlador envía al estado de carga o descarga al SC o al BB, esto sucede indistintamente del EDC en que éstos se encuentren.

Los relevadores de las cargas de CD y CA, GE y SFV se encuentran encendidos y todos los relevadores correspondientes a CSC, DSC, CBB y DBB permanecen apagados.

GE	SFV	CSC	DSC	CBB	DBB	VSC	VBB	CCA	CCD
1	1	0	0	0	0	36.45	9.6	1	1
1	1	0	0	0	0	48.6	9.6	1	1
1	1	0	0	0	0	48.6	24	1	1
1	1	0	0	0	0	36.45	24	1	1

**Tabla 2** Estados de los relevadores en operación simple  
Fuente: Datos obtenidos del programa desarrollado en LabVIEW

La tabla 3 se obtuvo en pruebas de operación déficit, cuando los relevadores del GE y SFV están encendidos y el BB y SC se encuentran descargados. En esta tabla sólo se muestra el comportamiento de la conexión y desconexión de cargas y se indican los estados de los relevadores de las cargas de las dos tomas de corriente directa (CCD1 y CCD2) y de los relevadores de las cargas de las seis tomas de corriente alterna (CCA1 a CCA6). El programa del controlador inicia con todas las tomas de corriente encendidas (primer caso de la tabla). Al existir déficit, el programa envía a desconexión la carga CA3 (caso 2, debido a que es la de menor potencia); si sigue habiendo déficit, se desconecta la siguiente carga de menor potencia, siendo CA6 (caso 3) y continuando con la CA5 (caso 4), por lo que si el sistema siguiera operando en déficit, las cargas de menor potencia seguirían desconectándose.

CCD1	CCD2	CCA1	CCA2	CCA3	CCA4	CCA5	CCA6
1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	0	1	1	1
1	1	1	1	0	1	1	0
1	1	1	1	0	1	0	0

**Tabla 3** Estados cuando existe potencia déficit  
Fuente: Datos obtenidos del programa desarrollado en LabVIEW

Cuando el sistema está en potencia déficit y pasa al estado de potencia excedente (a partir del caso 4 de la tabla 3), se deben reconectar las cargas como se aprecia en la tabla 4.

CCD1	CCD2	CCA1	CCA2	CCA3	CCA4	CCA5	CCA6
1	1	1	1	1	1	0	0
1	1	1	1	1	1	0	1
1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1

**Tabla 4** Estados cuando existe potencia excedente para reconexión  
Fuente: Datos obtenidos del programa desarrollado en LabVIEW

Se puede observar que el controlador va reconectando primero las cargas de menor potencia que fueron desconectadas en el estado de déficit, ya que el programa salva el valor de las cargas desconectadas (caso 1). A continuación el programa lee cual es la siguiente carga que queda de menor potencia para reconectarla (caso 2) y, de continuar habiendo excedente, el controlador seguirá reconectando siguiendo con ese orden (caso 3), hasta que llega un momento en el que todas las cargas permanecen conectadas mientras existe excedente (caso 4).

Ahora bien, cuando existe potencia déficit, y tanto el SC como el BB se encuentran cargados (o a un nivel de mayor que su EDC mínimo permitido), éstos se utilizan para restablecer las cargas. En la tabla 5 se aprecia cómo el controlador pone en estado de descarga al SC y BB.

GE	SFV	CSC	DSC	CBB	DBB	VSC	VBB	CCA	CCD
1	1	0	1	0	0	48.6	24	1	1
1	1	0	0	0	1	36.45	24	1	1
1	1	0	0	0	0	36.45	9.6	0	1

**Tabla 5** Estados cuando existe potencia déficit y se completa la demanda con BB y SC  
Fuente: Datos obtenidos del programa desarrollado en LabVIEW

En el primer caso, el EDC del supercondensador indica que está cargado al 100%, al igual que el del BB. Debido a que existe un déficit, el controlador pone en modo de descarga al SC, para poder mantener las cargas encendidas. En el segundo caso, el programa del controlador lee que el SC se encuentra descargado y el BB al 100%, entonces envía el BB a descarga para mantener las cargas encendidas. En el tercer caso el SC y BB se encuentran descargados, por lo que los relevadores de descarga de ambos se ponen en apagado, y al seguir existiendo déficit, se entra al esquema de desconexión de la tabla 3.

## Conclusiones

En este trabajo se desarrolló el proceso para la automatización de un SHM, con el propósito de gestionar las cuatro fuentes de energía que lo componen, permitiendo al sistema trabajar de forma autónoma.

El programa fue probado bajo diferentes condiciones: en operación excedente realizó las acciones necesarias para cargar el SC y BB dependiendo del EDC en que se encontraran, restableciendo igualmente las cargas que estuvieran desconectadas; en operación simple, que es el estado en el que el SHM no se encuentra en excedente o en déficit, el programa únicamente deja activos al SFV y GE para alimentar a las cargas; en operación déficit el programa desconecta las cargas de menor potencia cuando el SC y BB están descargados, en este mismo modo, si el SC y BB se encuentran en un EDC permitido para apoyar, el sistema los activa en modo de descarga.

Por lo tanto, el funcionamiento automatizado del SHM se comportó de la manera esperada, ya que cumplió con las acciones de control establecidas en el algoritmo del controlador principal y el esquema de gestión de las cargas, permitiéndole una operación autónoma por largos periodos de tiempo.

Por otro lado, el sistema de adquisición de datos meteorológicos de internet presenta una alternativa a la instalación de estaciones meteorológicas o sensores climatológicos, permitiendo incluso utilizar estaciones de diferentes localidades que publiquen su información en dicha red.

### Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo del Fondo Mixto CONACYT – Gobierno del Estado de Quintana Roo con el proyecto No. QR00-2011-001-174895.

### Referencias

Abedi, S., Alimardani, A., Gharehpetian G., Riahy, G., Hosseinian S. (2012). A comprehensive method for optimal power management and design of hybrid RES-based autonomous energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 1577-1587.

Alonso García, M.C., Balenzategui, J. L. (2004). Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations. *Renewable Energy* 29, 1997–2010.

Capraro, F., Tosetti, S., Vita, F. (2010). Laboratorio virtual y remoto para simular, monitorizar y controlar un sistema de riego por goteo en olivos. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial* 7, 73-84.

Chouder, A., Silvestre, S., Taghezout, B., Karatepe, E. (2013). Monitoring, modelling and simulation of PV systems using LabVIEW. *Solar Energy* 91, 337-349.

Dursun E., Kilic O. (2012). Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system. *Electrical Power and Energy Systems* 34, 81-89.

Eroglu, M., Dursun, E., Sevensan, S., Song, J., Yazici, S. (2011). A mobile renewable house using PV/wind/fuel cell hybrid power system. *International Journal of Hydrogen Energy* 36, 7985-7992.

Fabbri, G., Boccaletti, C., Marques, A. (2010). A hybrid stand alone power system for telecom applications in minor islands. XIX International Conference on Electrical Machines (ICEM). Rome, Italy.

Hatti, M., Meharrar, A., Tioursi, M. (2011). Power management strategy in the alternative energy photovoltaic/PEM fuel cell hybrid system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 5104-5110.

Hwang, J., Chen Y., Kuo J., 2012. The study on the power management system in a fuel cell hybrid vehicle. *International Journal of Hydrogen Energy* 37, 4476-4489.

Ishaque, K., Salam Z., Syafaruddin. (2011). A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. *Solar Energy* 85, 2217-2227.

Jun, Z., Junfeng L., Jie, W., Ngan, H. (2011). A multi-agent solution to energy management in hybrid renewable energy generation system. *Renewable Energy* 36, 1352-1363.

- Kamal Anoune., Mohsine Bouya., Abdelali Astito., Abdellatif Ben Abdellah.(2018). Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 93, 652–673.
- Kamal T., Hassan S. Z., Li Hui., Mumtaz S., Khan L. (2016). Energy management and control of grid-connected wind/fuel cell/battery Hybrid Renewable Energy System. In: *International Conference on Intelligent Systems Engineering (ICISE)*, Islamabad; p. 161–6.
- Lagorse, J., Paire, D., Miraoui, A. (2010). A multi-agent system for energy management of distributed power sources. *Renewable Energy* 35, 174-182.
- Luna-Rubio, R., Trejo-Perea, M., Vargas-Vázquez, D., Ríos-Moreno, G. (2012). Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: a review of methodologies. *Solar Energy* 86, 1077-1088.
- Ma, T., Yang, H., Lu, L. (2014). Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 3, 304-315.
- Onar, O., Uzunoglu, M., Alam, M. (2008). Modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra-capacitor hybrid power system. *Journal of Power Sources* 185, 1273-1283.
- Panapakidis, I., Sarafianos, D., Alexiadis, M. (2012). Comparative analysis of different grid-independent hybrid power generation system for a residential load. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 551-563.
- Pecen, R., Nayir, A. (2010). Design and implementation of a 12kW Wind-Solar distributed power instrumentation system as an educational testbed for electrical engineering technology students. *Proceedings of the international Symposium Modern Electric Power System (MEPS)*. Wroclaw, Polonia.
- Skoplaki, E., Palyvos, J.A. (2009). Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy* 34, 23–29.
- Stuchlý, J., Vramba, J., Misák, S. (2013). Monitoring of hybrid system using Labview. 13 th international conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). Wroclaw, Polonia.
- Uzunoglu, M., Onar, O., Alam, M. (2009). Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications. *Renewable Energy* 34, 509-520.
- Vivas, F.J., De las Heras, A., Segura, F., Andújar, J.M. (2018). A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, 126–155.
- Wang, Ch., Chen, W., Shao, S., Chen, Z., Zhu, B., Li, H. (2011). Energy management of stand-alone hybrid PV system. *Energy Procedia* 12, 471-479.
- Yang, H., Lu, L., Burnett, J. (2003). Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in Hong Kong. *Renewable Energy* 28, 1813-1824.
- Zahraee S.M., Khalaji Assadi M., Saidur R. (2016). Application of Artificial Intelligence Methods for Hybrid Energy System Optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 66, 617–630.
- Zahran, M., Atia Y., Al-Hussain, A., El-Sayed, I. (2010). *Proceedings of the 12th WSEAS International Conference on Automatic Control, Modelling & Simulation*. Wisconsin USA.