



Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C.

Posgrado en Energía Renovable

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO  
PARA LA GESTIÓN DE LA ENERGÍA DE UN  
SISTEMA HÍBRIDO MÓVIL CON FUENTES  
RENOVABLES

Tesis que presenta

MARÍA JESÚS ESPINOSA TRUJILLO

En opción al título de

DOCTOR EN CIENCIAS EN ENERGÍA RENOVABLE

Mérida, Yucatán, octubre de 2015



## DECLARACIÓN DE PROPIEDAD

Declaro que la información contenida en la sección de Metodología, los Resultados y Discusión de este documento proviene de las actividades de experimentación realizadas durante el período que se me asignó para desarrollar mi trabajo de tesis, en la Unidad de Energía Renovable del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C. y que a razón de lo anterior y en contraprestación de los servicios educativos o de apoyo que me fueron brindados, dicha información, en términos de la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, le pertenezco patrimonialmente a dicho Centro de Investigación. Por otra parte, en virtud de lo ya manifestado, reconozco que de igual manera los productos intelectuales o desarrollos tecnológicos que deriven o pudieran derivar de lo correspondiente a dicha información, le pertenecen patrimonialmente al Centro de Investigación Científica, A.C., y en el mismo tenor, reconozco que si derivaren de este trabajo productos intelectuales o desarrollos tecnológicos, en lo especial, estos se registrarán en todo caso por lo dispuesto por la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, en el tenor de lo expuesto en la presente Declaración.

Mérida, Yucatán, octubre 2015



María Jesús Espinosa Trujillo





## RECONOCIMIENTO

Por medio de la presente, hago constar que el trabajo de tesis titulado "Diseño e Implementación de un Algoritmo para la Gestión de la Energía de un Sistema Híbrido Móvil con Fuentes Renovables" fue realizado en los laboratorios de la Unidad de Energía Renovable del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C. y en el laboratorio de Energía y Medio Ambiente del Instituto Tecnológico de Cancún, bajo la dirección de la Dra. Mascha A. Smit y la codirección del Dr. Ysmael Verde Gómez dentro de la Opción Energía Renovable, perteneciente al Programa de Posgrado en Ciencias en Energía Renovable de este Centro.

**Atentamente**

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Manuel", is written above a horizontal line.

**Dr. Manuel Martínez Estevez**

**Director de Docencia**

**Centro de Investigación Científica de Yucatán, AC.**



## **AGRADECIMIENTOS**

Al PRODEP por la beca para estudio de posgrado de alta calidad.

Al CICY por las becas de movilidad 2013-II y 2014-I.

Al Fondo Mixto CONACYT– Gobierno del Estado de Quintana Roo, con el proyecto FOMIX QR00-2011-001-174895.

A la Red Temática del Hidrógeno No. 252003.



## ÍNDICE

RESUMEN.....	viii
ABSTRACT .....	x
INTRODUCCIÓN.....	1
Objetivo general.....	2
Objetivos específicos .....	2
CAPÍTULO 1 .....	4
ANTECEDENTES .....	4
1.1 Paneles o módulos fotovoltaicos .....	4
1.2 Generador eólico o aerogenerador .....	8
1.3 Tecnologías de almacenamiento de energía .....	10
1.3.1 Batería.....	11
1.3.2 Supercapacitor .....	13
1.4 Sistemas híbridos .....	14
1.4.1 Conexión de los sistemas híbridos .....	18
1.5 Convertidores de CD-CD.....	19
1.5.1 Convertidor buck o reductor .....	19
1.5.2 Convertidor boost o elevador .....	21
1.6 Hipótesis .....	23
CAPÍTULO 2 .....	24
METODOLOGÍA.....	24
2.1 Descripción del sistema híbrido móvil .....	24
2.2 Estrategias y algoritmo general del controlador para la gestión de la energía del SHM .....	26
2.3 Modelo y simulación de los componentes del SHM (SFV, GE, BB y SC) .....	26
2.3.1. Modelo del sistema fotovoltaico .....	26
2.3.2 Modelo del generador eólico .....	29
2.3.3 Modelo del BB .....	31
2.3.4 Modelo del SC.....	33
2.4 Hardware y software del sistema de control para el gestor del SHM .....	35
2.5 Determinación del hardware y software para la gestión de energía del SHM .....	39
2.5.1 Módulos de adquisición de datos.....	39

2.5.2 Instrumentación: sensores industriales y relevadores. ....	40
2.5.3 Procesador central .....	41
CAPÍTULO 3 .....	42
RESULTADOS Y DISCUSIONES .....	42
3.1 Determinación de las estrategias y algoritmo general del controlador del SHM .....	42
3.2 Simulación de los componentes del SHM (SFV, GE, BB y SC) .....	46
3.2.1 Simulación del SFV .....	48
3.2.2 Simulación del GE .....	53
3.2.3 Simulación del BB .....	56
3.2.4 Simulación del SC .....	62
3.3 Simulación del SFV, GE, BB y SC con el algoritmo del controlador .....	64
3.4 Programa del gestor de la energía del SHM en LabVIEW .....	74
CONCLUSIONES .....	114
Publicaciones generadas .....	115
Trabajos futuros .....	115
BIBLIOGRAFÍA .....	116
ANEXO A .....	122
ANEXO B .....	123

## FIGURAS

Figura 1.1 Efecto fotovoltaico.....	5
Figura 1.2 Familia de curvas de una celda fotovoltaica .....	6
Figura 1.3 Curvas característica I-V y P-V de una celda fotovoltaica .....	7
Figura 1.4 Factor de forma.....	7
Figura 1.5 Generador eléctrico acoplado directamente al eje de la hélice .....	9
Figura 1.6 Clasificación de las principales tecnologías de almacenamiento de energía ..	11
Figura 1.7 Estructura de una batería.....	12
Figura 1.8 Fenómeno electroquímico en un supercapacitor. ....	14
Figura 1.9 Convertidor reductor. ....	20
Figura 1.10 Convertidor elevador.....	22
Figura 2.1 Sistema híbrido móvil.....	25
Figura 2.2 Modelo de dos diodos de celda fotovoltaica. ....	27
Figura 2.3 Arreglo de módulos fotovoltaicos serie-paralelo. ....	28
Figura 2.4 Modelo eléctrico de la batería. ....	31
Figura 2.5 Modelo clásico del supercapacitor. ....	33
Figura 2.6 Distribución de sensores y relevadores del SHM. ....	36
Figura 2.7 Sistema fotovoltaico .....	37
Figura 2.8 Arreglo del banco de baterías. ....	38
Figura 2.9 Hardware del controlador del SHM. ....	40
Figura 3.1 Algoritmo general del controlador para la gestión de la energía.....	44
Figura 3.2 Algoritmo del esquema de conexión/desconexión de las cargas. ....	46
Figura 3.3 Irradiancia de un día completo de invierno 2010. ....	47
Figura 3.4 Temperatura de un día completo de invierno 2010. ....	47
Figura 3.5 Velocidad del viento de un día completo de invierno 2010.....	48
Figura 3.6 Modelo del SFV en MATLAB® y Simulink®. ....	49
Figura 3.7 Curva I-V del SFV. ....	50
Figura 3.8 Curva P-V del SFV.....	50
Figura 3.9 Corriente de salida del SFV. ....	51
Figura 3.10 Tensión de salida del SFV. ....	52
Figura 3.11 Potencia de salida del SFV. ....	52
Figura 3.12 Modelo del GE en MATLAB® y Simulink®. ....	53

Figura 3.13 Curva de potencia de salida del GE.....	54
Figura 3.14 Potencia de salida del GE.....	55
Figura 3.15 Tensión de salida del GE.....	55
Figura 3.16 Modelo de la batería en MATLAB®, Simulink® y SimPowerSystem™.....	56
Figura 3.17 Curva de descarga de la batería a 37 A, 185 Ah.....	57
Figura 3.18 Curvas de descarga de la batería a 11.25 A, 20.7 A y 73 A, 185 Ah.....	57
Figura 3.19 Curva de descarga de la batería a 11.25A, 225 Ah.....	58
Figura 3.20 Curvas de descarga de la batería a 20.7 A, 37 A y 73 A, 225 Ah.....	58
Figura 3.21 Curva de descarga del BB a 22.5 A, 450Ah.....	59
Figura 3.22 Curvas de descarga del BB a 11.25 A, 20.7 A, 37 A, 73 A, 450 Ah.....	60
Figura 3.23 BB a corriente de descarga máxima. A) EDC, b) corriente y c) tensión.....	60
Figura 3.24 BB a corriente de descarga de 22.5 A. a) EDC, b) corriente y c) tensión.....	61
Figura 3.25 BB a corriente de descarga de 51.25 A. a)EDC, b) corriente y c) tensión.....	62
Figura 3.26 Modelo del SC en MATLAB® y Simulink®.....	62
Figura 3.27 Curvas de descarga del módulo de SC Maxwell BMOD0165.....	63
Figura 3.28 Curvas de descarga del módulo de SC a 100 A, 250 A, 500 A y 1000 A.....	63
Figura 3.29 Módulo para la simulación de las fuentes de energía del SHM con el algoritmo del controlador en MATLAB® y Simulink®.....	66
Figura 3.30 Irradiancia en invierno y verano 2010.....	67
Figura 3.31 Temperatura en invierno y verano 2010.....	68
Figura 3.32 Velocidad del viento en invierno y verano 2010.....	68
Figura 3.33 Perfil de carga de una casa pequeña otoño 2013.....	69
Figura 3.34 Potencias de salida del SFV y GE en el escenario de invierno 2010.....	70
Figura 3.35 Potencias de salida del SFV y GE en el escenario de verano 2010.....	70
Figura 3.36 Potencias del SFV + GE y perfil de carga para el escenario de invierno 2010. .....	71
Figura 3.37 Potencias del SFV + GE y perfil de carga para el escenario de verano 2010.	71
Figura 3.38 Diferencia entre potencia producida y potencia demandada.....	72
Figura 3.39 Potencia total del SHM para el escenario de invierno.....	73
Figura 3.40 Potencia total del SHM para el escenario de verano.....	73
Figura 3.41 Panel frontal de monitoreo del SHM.....	75
Figura 3.42 Programación de adquisición de datos de los sensores.....	76

Figura 3.43 Bloque para mostrar los valores de potencia en los indicadores numéricos del panel frontal.....	78
Figura 3.44 Sumatoria de potencias y verificación de la conexión de las tomas de corriente .....	79
Figura 3.45 Caso Falso y caso verdadero para TCC100%.....	80
Figura 3.46 Cálculo de la potencia consumida .....	80
Figura 3.47 Obtención de la fecha y hora .....	80
Figura 3.48 Pantalla de las gráficas del SHM .....	81
Figura 3.49 Control de botones para desplegar u ocultar las gráficas del SHM. ....	81
Figura 3.50 Eventos “[1]” y “[2]” .....	82
Figura 3.51. Generación de las gráficas del SHM.....	82
Figura 3.52 Bloque para generar el archivo de Excel .....	83
Figura 3.53. Secuencias 0, 1, 2 y 3 con sus variables .....	84
Figura 3.54 Hoja de cálculo generada al ejecutarse el programa del gestor del SHM .....	84
Figura 3.55 Tiempos de muestreo de los casos 0, 1, 2, 3, 4 y 5.....	85
Figura 3.56 Generación de alarma.....	86
Figura 3.57 Casos verdadero y falso en el bloque de generación de alarma .....	86
Figura 3.58 Mensaje de alarma generada .....	87
Figura 3.59 Caso verdadero y secuencia 0 cuando existe potencia excedente y TCC100% .....	88
Figura 3.60 Secuencia 1 y caso verdadero cuando $V_{SC} < 47.9 V$ .....	88
Figura 3.61 Caso falso de la secuencia 1, cuando $V_{SC} > 47.9 V$ .....	89
Figura 3.62 Caso falso cuando TCC100% es falso y/o $P_{net} < 100 W$ .....	89
Figura 3.63 Caso falso cuando $P_{net} < 100 W$ o TCC100% es falso y/o $EDCSC < 100\%$ .89	89
Figura 3.64 Caso verdadero con su caso falso cuando CARGA_SC es verdadera y/o EDCBB 100% .....	90
Figura 3.65 Caso verdadero con su caso verdadero cuando $EDCBB < 100\%$ y CARGA_SC es falsa .....	90
Figura 3.66 Casos verdadero y falso del bloque de purga.....	91
Figura 3.67 Bloque que verifica si existe o no potencia déficit y su caso falso cuando $P_{net} > 10 W$ .....	91
Figura 3.68 Caso verdadero cuando $P_{net} \leq 10 W$ con su caso verdadero cuando $V_{SC} > 21.46 V$ .....	92

Figura 3.69 Caso falso cuando $V_{SC} < 21.46$ V con su caso verdadero cuando $V_{BB} > 23$ V .....	93
Figura 3.70 Caso falso cuando $V_{BB} < 23$ V .....	93
Figura 3.71 Bloque de conexión con su caso falso .....	94
Figura 3.72 Caso verdadero del bloque de conexión.....	95
Figura 3.73 Casos del 0 al 5 del bloque de conexión con sus casos verdaderos.....	96
Figura 3.74 Casos del 0 al 5 del bloque de conexión con sus casos falsos .....	97
Figura 3.75 Caso para condiciones no definidas del bloque de conexión .....	97
Figura 3.76 Bloque de desconexión con su caso falso .....	98
Figura 3.77 Caso verdadero del bloque de desconexión .....	99
Figura 3.78 Casos del 0 al 5 del bloque de desconexión.....	99
Figura 3.79 Caso para condiciones no definidas del bloque de desconexión .....	100
Figura 3.80 Implementación del controlador para el SHM.....	100
Figura 3.81 Irradiancia del 3 de agosto de 2015.....	101
Figura 3.82 Temperatura del 3 de agosto de 2015 .....	101
Figura 3.83 Velocidad del viento del 3 de agosto de 2015 .....	102
Figura 3.84 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CD1 .....	102
Figura 3.85 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CD2.....	102
Figura 3.86 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA1 .....	103
Figura 3.87 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA2 .....	103
Figura 3.88 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA3 .....	103
Figura 3.89 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA4 .....	104
Figura 3.90 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA5 .....	104
Figura 3.91 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA6 .....	104
Figura 3.92 Panel frontal del SHM operando en déficit.....	108
Figura 3.93 Estados de las tomas de corriente del móvil.....	109
Figura 3.94 Carga del SC y BB. ....	111
Figura 3.95 Pnet.....	112

## TABLAS

Tabla 2.1 Características técnicas del módulo fotovoltaico .....	29
Tabla 2.2 Características técnicas del generador eólico.....	31
Tabla 2.3 Características técnicas de la batería .....	32
Tabla 2.4 Características técnicas del módulo de supercapacitores. ....	35
Tabla 3.1 Estados de los relevadores cuando existe potencia excedente.....	105
Tabla 3.2 Estados de los relevadores en operación simple.....	106
Tabla 3.3 Estados cuando existe potencia déficit. ....	106
Tabla 3.4 Estados cuando existe potencia excedente para reconexión. ....	107
Tabla 3.5 Estados cuando existe potencia déficit y completa la demanda con BB y SC. ....	107

## RESUMEN

Para el aprovechamiento de las energías renovables, se utilizan sistemas de conversión tales como los paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y celdas de combustible, sin embargo, son altamente dependientes de las condiciones climáticas y medioambientales. Para superar este problema, los sistemas de conversión pueden integrarse con otra fuente alternativa de potencia o sistema de almacenamiento usando topologías híbridas, en donde la ventaja de una fuente puede compensar la desventaja de la otra. Los sistemas híbridos con fuentes de energía renovable son una alternativa para que el suministro de energía eléctrica pueda cubrir de mejor manera las necesidades energéticas, haciendo frente a la problemática medioambiental; sin embargo, el diseño y operación de estos sistemas puede cambiar notablemente dependiendo principalmente del tipo de componentes, la estrategia de gestión, los sistemas de control, el tamaño y la disponibilidad de las fuentes primarias.

El presente trabajo forma parte del proyecto No. QR00-2011-001-174895 que se realiza con el apoyo del Fondo Mixto CONACYT – Gobierno del Estado de Quintana Roo, el cual plantea la implementación de un sistema híbrido móvil (SHM) con fuentes de energía renovable para la localidad de Cancún, México. Éste será utilizado en regiones remotas donde no hay cobertura de red eléctrica o para casos de desastres naturales como son los huracanes.

El SHM está compuesto por cuatro fuentes de energía: un sistema o arreglo fotovoltaico (SFV) de 2.4 kW de potencia nominal, un generador eólico (GE) de 750 W nominales, un módulo de supercapacitores (SC) de 165 F a 48 V y un banco de baterías (BB) de 6V cada una y corriente de 225 Ah. Estas fuentes de energía van conectadas a un bus de tensión de 24 VCD, a través de convertidores CD-CD; y 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. Dadas las características de los componentes proporcionadas por los investigadores que desarrollaron la propuesta del proyecto, en este estudio se propone un algoritmo a modo para gestionar la energía.

El algoritmo se diseña para gestionar la energía de las cuatro fuentes y los dos buses de tensión, así como para controlar la conexión/desconexión de las cargas y de las fuentes en caso de ser necesario. Éste fue simulado en los softwares MATLAB®, Simulink® y SimPowerSystems™ utilizando los modelos de los componentes del SHM, datos meteorológicos reales de la localidad y un perfil de carga propuesto. Las simulaciones mostraron, mediante el balance de potencia, que éste esquema de gestión coordinó el flujo de energía entre las diferentes fuentes y la carga. El comportamiento del gestor mostró que la diferencia entre la potencia generada por el SHM y la demanda de la carga conectada a él tuvieron un superávit de 2.08 kW-h/día y 4.01 kW-h/día en invierno y verano, respectivamente.

Con los resultados anteriores se demuestra que la capacidad de los componentes del SHM es suficiente para alimentar el perfil de carga propuesto, por lo que se procedió a desarrollar el programa para la gestión de energía utilizando el software de programación gráfica LabVIEW.

Por último, se implementó el controlador para el SHM, utilizando módulos de adquisición de datos con valores normalizados, sensores de tensión y corriente, relevadores industriales y un procesador central que incluye el programa para la gestión de la energía desarrollado bajo un ambiente gráfico, que brinda una interface amigable al usuario.

Mediante una serie de lecturas a los parámetros de operación de los distintos componentes y los datos meteorológicos descargados vía internet (<http://www.estacionclimatologica.ingenieria.uady.mx/estacion> o [http://smn.cna.gob.mx/emas/txt/QR01\\_10M.TXT](http://smn.cna.gob.mx/emas/txt/QR01_10M.TXT)), ambos obtenidos en tiempo real; el controlador toma decisiones para proveer una operación autónoma al SHM. Para comprobar su funcionamiento se realizaron simulaciones en diferentes modos de operación, obteniéndose que el controlador ejecuta las acciones de control propuestas y opera de forma autónoma para mantener el funcionamiento del SHM.

## ABSTRACT

For the use of renewable energy, conversion systems such as photovoltaic panels, wind turbines and fuel cells are used, however, they have certain shortcomings because they are highly dependent on weather and environmental conditions. To overcome this problem, conversion systems can be integrated with an alternative power source or storage systems using hybrid topologies, where the advantage of a source may outweigh the disadvantage of the other. Hybrid renewable energy systems are presented as an alternative to supplying electrical power that can better meet the energy needs, facing the environmental issues; however, the design and operation of these systems can change dramatically depending mainly on the type of components, management strategy, control systems, size and availability of primary sources.

This work is part of a project carried out with the support of the Joint Fund CONACYT - State Government of Quintana Roo with No. QR00-2011-001-174895, which proposes the implementation of a mobile hybrid system (MHS) with renewable energy sources for the city of Cancun, Mexico. It will be used in remote areas where there is no power grid coverage or for its use in natural disasters such as hurricanes.

The SHM is composed of four power sources: a 2.4 kW power rated system or PV array (SFV), a 750W nominal wind generator (GE), a 165 F, 48 V supercapacitor module (SC) and a 6V, 225 Ah each battery bank (BB). These energy sources are connected to a 24 VDC bus through CD / CD converters; also the DC bus is connected a DC / AC inverter to get a 127 VAC bus. Thus, the MHS can feed DC and AC loads. Given the characteristics of the components provided by the researchers who developed the project proposal, in this study a custom power management algorithm is proposed.

The algorithm was designed to manage the energy of four sources and two buses, as well as for controlling the connection / disconnection of the loads and the energy sources if necessary. The algorithm was simulated in Matlab, Simulink and SimPowerSystems software, using the models of the components of HMS, actual local weather data, and the proposed load profile. The simulation showed that by balancing power, this management scheme coordinated the flow of energy between the different energy sources and the load.

Manager behavior showed that the difference between the power generated by MHS and load demand connected to it, had a surplus of 2.08 kW-h/day and 4.01 kW-h/day in winter and summer, respectively.

The above results showed that the capacity of the components of the MHS is enough to feed the proposed load profile, so we proceeded to develop the program for energy management using the LabVIEW graphical programming software.

Finally, it was required to implement the controller for the MHS, using data acquisition modules with standardized values and voltage and current sensors, industrial relays and a central processor that includes the program for energy management developed under a graphical environment that provides a user-friendly interface.

Through a series of readings to the operating parameters of various components and Internet weather data (<http://www.estacionclimatologica.ingenieria.uady.mx/estacion> or [http://smn.cna.gob.mx/emas/txt/QR01\\_10M.TXT](http://smn.cna.gob.mx/emas/txt/QR01_10M.TXT)), in real time, the controller makes decisions to provide an autonomous operation to MHS. To corroborate its correct operation, simulations were performed in different operation modes, yielding the controller executes the proposed control actions and operates independently to maintain the operation of MHS.

## INTRODUCCIÓN

La crisis energética, la contaminación ambiental y el calentamiento global son temas de gran importancia hoy en día alrededor del mundo. En vista de esto, las fuentes de energía renovable (ER) 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 [1, 2, 3]. En particular, atender la demanda de energía en algunas regiones remotas (p. ej. desarrollo de pueblos, islas, estaciones de señal, etc.) y/o en situaciones en donde se requiera generación de electricidad *in situ* (p. ej. atender 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 ER en estos casos, parece ser más prometedor ya que éstas pueden ser abundantes dependiendo de la región geográfica [4, 5]. Las posibilidades de utilización del recurso solar y eólico en algunas regiones o países como, India, México, Japón, Australia, Egipto, América, Jordania, Arabia Saudita, han sido estudiadas, y se ha encontrado que los sistemas híbridos de generación solar-eólico son prácticos y factibles en estas áreas [6].

Entre las fuentes de ER, los paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y celdas de combustible prometen ser fuentes de energía sostenibles y amigables con el medio ambiente, sin embargo son altamente dependientes de las condiciones climáticas, por ejemplo, la potencia generada por el aerogenerador es dependiente de las variaciones naturales de la velocidad del viento; de igual forma la energía generada por un sistema fotovoltaico es altamente dependiente de las condiciones del clima ya que durante períodos nublados y en la noche, los sistemas fotovoltaicos no tienen producción [7, 8, 9, 10]. Para superar este problema, los sistemas de conversión pueden estar integrados con otra fuente alternativa de potencia o sistema de almacenamiento, usando topologías híbridas, donde la desventaja de una fuente puede ser cubierta por la otra [11, 12]. Estas fuentes combinadas con almacenamiento de energía proporcionarían una mejor fiabilidad del sistema por lo que es adecuado para aplicaciones independientes de la red eléctrica [13].

Un sistema de energía híbrido consiste en la combinación de dos o más fuentes de energía, convertidores y/o dispositivos de almacenamiento; sin embargo, el diseño y operación de éste, puede variar de acuerdo al tipo de componentes, la estrategia de gestión, sistema de control, tamaño y disponibilidad de las fuentes primarias [14].

Con el fin de obtener el mejor funcionamiento de los sistemas híbridos, es esencial una gestión adecuada de la energía. Ésta debe asegurar primero el suministro continuo a la carga, y luego pueden establecerse otros objetivos como la tolerancia a fallos de un elemento, la maximización de la eficiencia, la reducción de los costos de operación, etc [15]. Comúnmente la gestión de la energía se lleva a cabo por medio de un programa implementado en un controlador central [16].

En el presente trabajo se pretende diseñar e implementar un algoritmo para la gestión de la energía de un sistema híbrido nuevo con energías renovables a través de los siguientes objetivos:

### **Objetivo general**

Diseñar e implementar un algoritmo para la gestión de la energía de un SHM (compuesto por un arreglo fotovoltaico, generador eólico, módulo de supercapacitores y banco de baterías), basado en estrategias de control para asegurar la conexión/desconexión de las cargas conectada a él.

### **Objetivos específicos**

- Definir las estrategias de control que dictarán las reglas de funcionamiento del algoritmo.
- Desarrollar el algoritmo del controlador principal para la gestión de la energía del SHM.
- Modelar los componentes que conforman el SHM.
- Simular el sistema completo del SHM bajo distintas condiciones de operación.
- Determinar los componentes a utilizar para la gestión de la energía del SHM.
- Implementar el programa del algoritmo de gestión para el controlador del SHM.

- Implementar el controlador físicamente, así como los componentes requeridos para su funcionamiento y gestión de la energía.
- Realizar pruebas de funcionamiento del controlador.

# CAPÍTULO 1

## ANTECEDENTES

Como se ha mencionado, esta tesis trata la implementación de un algoritmo para gestionar la energía de un SHM; para facilitar su comprensión a continuación se presentan algunos sistemas de conversión para la utilización de las fuentes de ER, así como dispositivos de almacenamiento de energía, sistemas híbridos encontrados en la literatura, su tipo de conexión y convertidores.

### 1.1 Paneles o módulos fotovoltaicos

Al conjunto de módulos fotovoltaicos se les conoce como arreglo o sistema fotovoltaico, los módulos están diseñados para suministrar tensiones entre 12 y 24 V. La corriente que producen está en relación con el nivel de insolación (radiación solar). Estos paneles están formados por un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas en serie o paralelo unas con otras, encapsuladas y montadas en un laminado y una estructura soporte.

Una celda fotovoltaica típica de  $100 \text{ cm}^2$  puede llegar a producir 1.5 W (0.5 V y 3 A) y está formada principalmente por dos capas de semiconductores los cuales pueden ser de silicio monocristalino, silicio policristalino, silicio amorfo, arseniuro de galio, sulfuro de cadmio o sulfuro de cobre con dopados diferentes, en éstas es donde se crea la corriente de electrones [17, 18]. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas tipo P y tipo N, para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra. La capa tipo N es donde incide la luz solar y está dopada generalmente con fósforo y la capa inferior es tipo P, dopada con boro. Cuando la luz solar incide en la celda fotovoltaica se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica [19].

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico [19, 20].

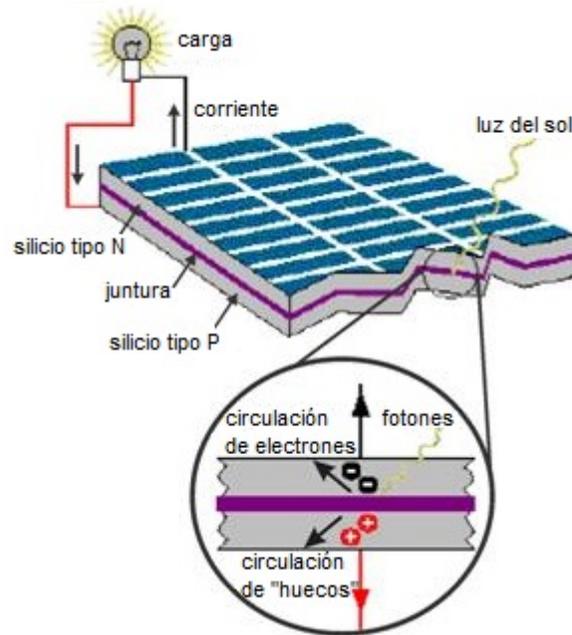


Figura 1.1 Efecto fotovoltaico [20].

El efecto fotovoltaico, mostrado en la Figura 1.1, es la base del proceso mediante el cual una celda fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una celda fotovoltaica, pueden ser reflejados, absorbidos o pasar a través de la misma. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la celda. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico [19, 20].

La curva característica de salida de una celda fotovoltaica se denomina curva de corriente y tensión (I-V) y no es única, ya que varía con las condiciones ambientales como la temperatura y radiación solar incidente, por lo que para cada celda fotovoltaica se dispone de una familia de curvas características. Ver Figura 1.2 [19, 21].

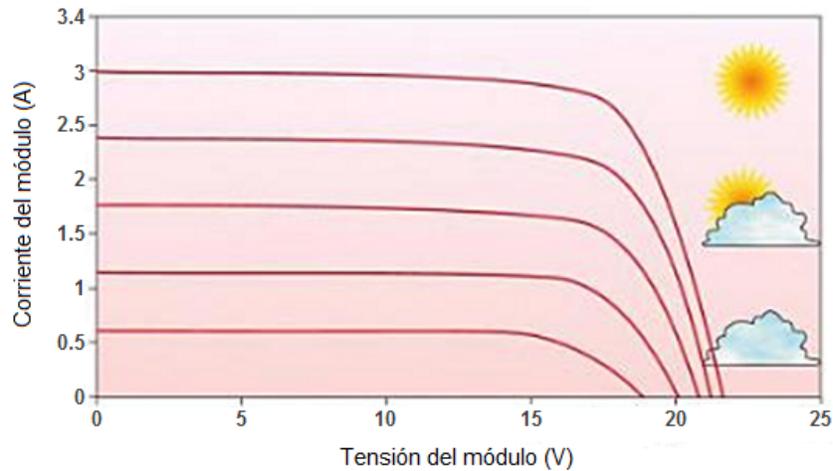


Figura 1.2 Familia de curvas de una celda fotovoltaica [19].

El punto de trabajo de una celda fotovoltaica se sitúa siempre sobre alguna de sus curvas características, por lo que la potencia en este punto es igual al producto de la tensión por la corriente. Ver ecuación (1).

$$P = V \times I \quad (1)$$

Junto con la curva característica I-V, se puede representar también la curva de potencia y tensión (P-V), (ver Figura 1.3), en la que se observa un punto de potencia máxima que corresponde a unos valores de tensión y corriente denotados  $V_{mpp}$  e  $I_{mpp}$  respectivamente, calculándose la potencia máxima ( $P_{max}$ ) como sigue:

$$P_{max} = V_{mpp} \times I_{mpp} \quad (2)$$

Otro parámetro importante es el factor de forma (FF) (ver Figura 1.4) dado por el cociente entre la potencia máxima ( $P_{max}$ ) y el producto de la tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ ) por la intensidad de corto circuito ( $I_{sc}$ ), como se aprecia en la ecuación (3).

$$FF = (V_{mpp} \times I_{mpp}) / (V_{oc} \times I_{sc}) \quad (3)$$

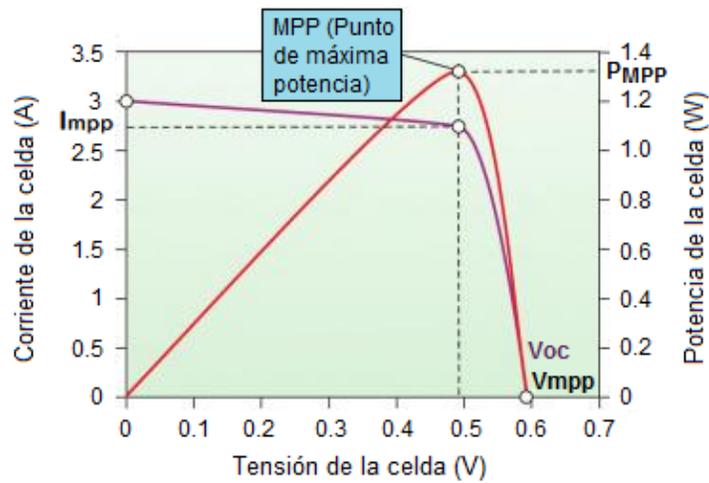


Figura 1.3 Curvas característica I-V y P-V de una celda fotovoltaica [19].

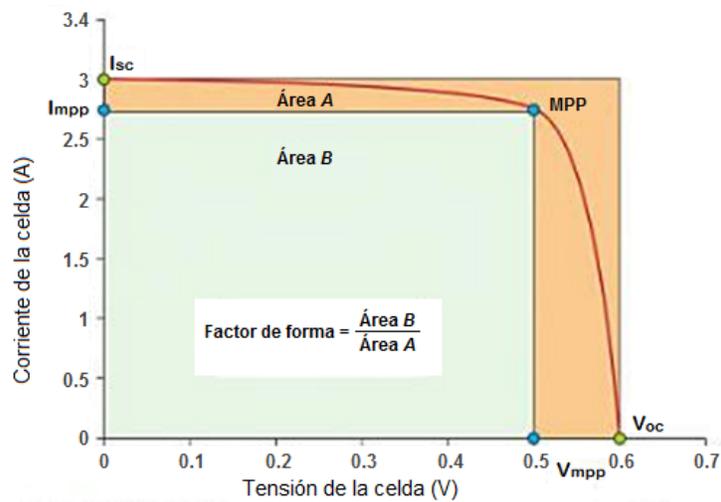


Figura 1.4 Factor de forma [19].

El factor de forma siempre es inferior a la unidad y es un parámetro de la calidad de la celda, para las celdas cristalinas, el factor de forma está situado entre 0.7 y 0.85; para las celdas amorfas está entre 0.5 y 0.7.

Ahora bien, el rendimiento o eficiencia de la celda ( $\eta$ ) es el porcentaje de la energía solar recibida que se convierte en energía eléctrica, este es igual al cociente entre la potencia máxima ( $P_{max}$ ) y el producto del área superficial de la célula ( $G$ ) por la irradiancia que incide sobre ella en condiciones estándar de medida ( $A_c$ ) [19, 21]. Ver ecuación (4).

$$\eta = P_{max} / (G \times A_C) = FF \times [(V_{OC} \times I_{SC}) / (G \times A_C)] \quad (4)$$

Como se mencionó anteriormente, un módulo fotovoltaico está formado por celdas conectadas entre sí. Suponiendo que todas las celdas operan bajo las mismas condiciones de irradiancia y temperatura, se tendría que la tensión que proporciona el módulo ( $V_M$ ) es igual al producto de la tensión de cada celda ( $V_C$ ) por el número de celdas conectadas en serie ( $N_S$ ), como se muestra en la ecuación (5).

$$V_M = V_C \times N_S \quad (5)$$

Con respecto a la corriente del módulo ( $I_M$ ), esta se obtiene con el producto de las celdas o ramas conectadas en paralelo ( $N_p$ ) por la corriente proporcionada por cada rama ( $I_c$ ), como se muestra en la ecuación (6).

$$I_M = I_c \times N_p \quad (6)$$

Por último, la potencia proporcionada por el módulo es igual al producto de la potencia de cada celda ( $P_c$ ) por el número de celdas conectadas en serie ( $N_s$ ). Al conectar varios módulos en paralelo ( $N_p$ ), la potencia total será igual a la potencia de los módulos por el número de ramas en paralelo, como se aprecia en la ecuación (7).

$$P_T = N_s \times N_p \times P_c \quad (7)$$

## 1.2 Generador eólico o aerogenerador

Los barcos propulsados por viento, molinos de granos, bombas de agua y máquinas trilladoras son un ejemplo de que la extracción de energía del viento es una tarea antigua. Con la evolución del conocimiento en la mecánica y el desarrollo de la tecnología, las últimas décadas del siglo XX, en particular, vieron el desarrollo de máquinas que extraían eficientemente la energía del viento. La palabra aerogenerador, ahora se está utilizando

como un término genérico para máquinas con cuchillas rotativas que convierten la energía cinética del viento en potencia útil. Los aerogeneradores se dividen principalmente en dos tipos, los de eje vertical y los de eje horizontal [22].

Un generador eólico está compuesto básicamente por un motor eólico que consta de un conjunto de palas dispuestas simétricamente con respecto a un eje y solidarias a él a través de un núcleo, y un generador eléctrico acoplado al eje del motor eólico ya sea en forma directa o a través de un mecanismo de desmultiplicación de la velocidad de rotación, ver Figura 1.5 [22, 23].

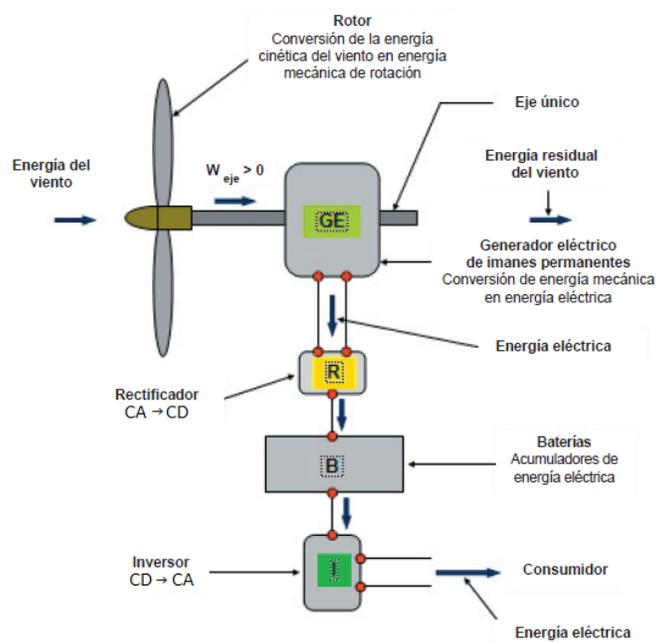


Figura 1.5 Generador eléctrico acoplado directamente al eje de la hélice [23].

Al conjunto rotatorio del motor eólico, con las palas solidarias al núcleo se le conoce como rotor del motor eólico y al conjunto rotatorio del generador eléctrico se le conoce como rotor del generador [23].

En un generador eólico, el viento ejerce sobre las hélices una acción dinámica lo cual se presenta como fuerzas normales y tangenciales. El momento de estas fuerzas con respecto al eje geométrico del rotor se llama momento motor y es lo que hace que el rotor

gire. Al conectar el rotor a un generador, la energía mecánica se transforma en energía eléctrica produciéndose electricidad [23].

El diseño del motor es lo que define la capacidad del motor eólico para captar la fuerza del viento y transformarla en energía cinética de rotación.

La potencia del viento se relaciona exponencialmente con su velocidad y es directamente proporcional al área de viento que golpea las palas del generador eólico (área de barrido). Al duplicar el área de barrido igualmente se duplicará la potencia, donde las hélices barren un área representada por:

$$A = \pi R^2 \quad (8)$$

donde  $A$  es el área dada por el producto del radio  $R$  de la hélice al cuadrado por la constante  $\pi$ . Se puede observar que un pequeño incremento en el radio de barrido producirá un gran incremento de dicha área por lo que la potencia se incrementará [24].

La efectividad que tiene el diseño del generador eólico para captar el viento y convertirlo en energía cinética de rotación se representa como factor de rendimiento ( $\eta$ ), donde: [23].

$$\eta = \frac{\text{energía eléctrica generada}}{\text{energía cinética del viento}} \quad (9)$$

### 1.3 Tecnologías de almacenamiento de energía

Las tecnologías de almacenamiento de energía pueden ser clasificadas en cuatro categorías de acuerdo al tipo de energía que almacenan. Estas consisten en energía mecánica, eléctrica, térmica y química. En general el uso de cualquiera de los dispositivos mencionados en la Figura 1.6, depende de dos cosas, de la cantidad de energía que pueden almacenar, según el diseño del fabricante, y la razón de carga y descarga que el dispositivo puede soportar [25, 26].

De entre los dispositivos de almacenamiento, se describen la batería y supercapacitor por ser los utilizados en el SHM.

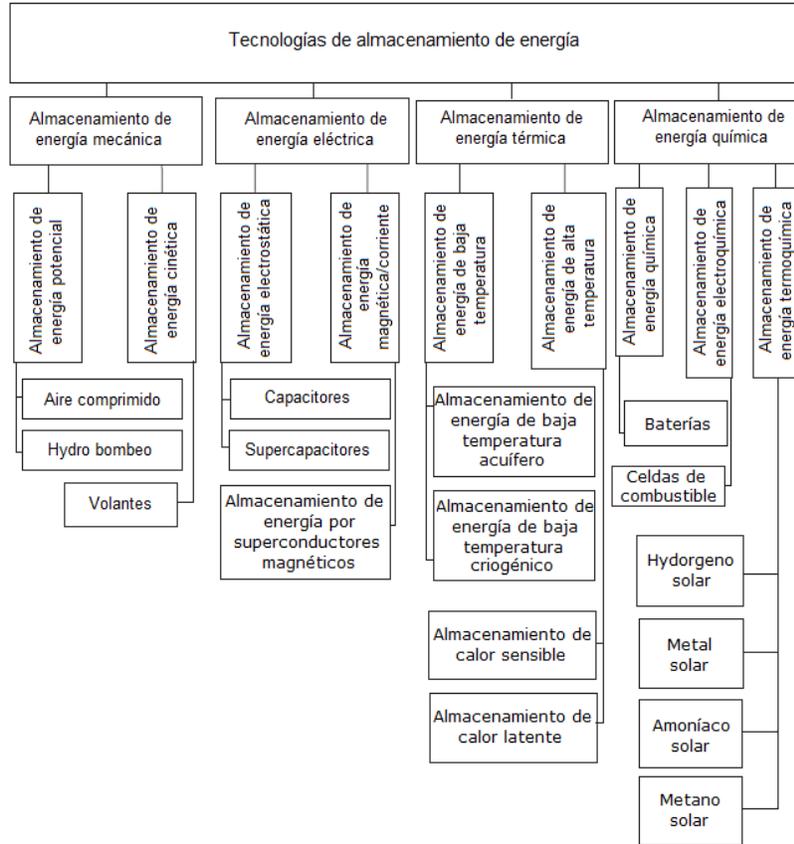


Figura 1.6 Clasificación de las principales tecnologías de almacenamiento de energía [25].

### 1.3.1 Batería

La batería ha sido utilizada durante muchos años en diferentes aplicaciones debido a su alta densidad de energía. Una batería es una unidad eléctrica y mecánica que convierte energía química en energía eléctrica cuando se descarga y viceversa cuando se carga.

En la Figura 1.7, se muestra la estructura de una batería, este dispositivo está compuesto por varias celdas electroquímicas idénticas y es capaz de almacenar energía química y liberar tensión o intensidad de corriente en mayor magnitud que una celda simple. En los bornes de las baterías se crea una diferencia de potencial debido a la combinación de

celdas simples. Durante el funcionamiento de la batería se producen reacciones electroquímicas en los electrodos de las celdas, por lo que cuando se conecta un circuito externo a la batería, esta introduce electrones en el circuito, generando electricidad [26, 27].

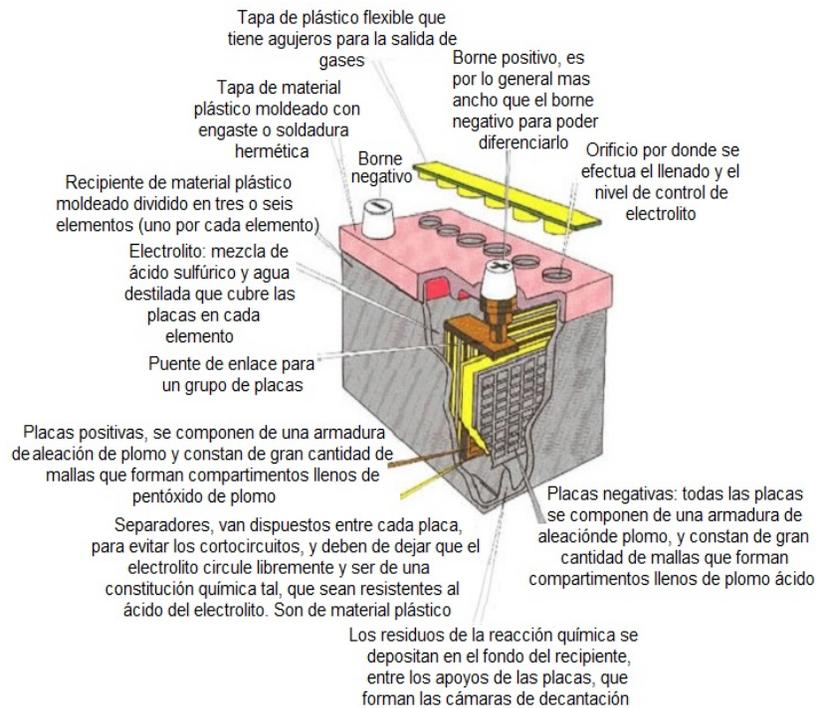


Figura 1.7 Estructura de una batería [27].

Entre los electrodos se sitúa el electrólito, este puede ser líquido o sólido y su función es transportar los iones de un electrodo a otro.

Algunos parámetros importantes a considerar en la batería se citan a continuación:

- a) Tensión a circuito abierto: se mide en circuito abierto y sirve para conocer el estado de carga de la batería.
- b) Capacidad: Se suele representar con las letras C o Q, esta se da en amperios hora (Ah).

- c) Estado de carga EDC (SOC por sus siglas en inglés, *state of charge*): Este toma valores entre el 0% cuando la batería se encuentra completamente descargada y 100% cuando está completamente cargada.
  
- d) Corriente máxima de descarga: Esta es la corriente máxima a la que la batería se puede descargar. Esta se calcula tomando en cuenta las corrientes de cada una de las celdas que componen la batería ya que la corriente máxima de descarga no debe superar ninguna de las corrientes máximas de descarga de las celdas de forma individual.
  
- e) Estado de salud EDS (SOH por sus siglas en inglés, *state of health*): Capacidad de la batería para almacenar y entregar energía, así como suministrar elevadas corrientes, ya que el SHO con el tiempo tiende a deteriorarse.
  
- f) Estado de funcionamiento EDF (SOF por sus siglas en inglés, *state of function*): Capacidad de la batería para llevar a cabo sus ciclos de trabajo.
  
- g) Profundidad de descarga PD (DOD por sus siglas en inglés, *depth of discharge*): Cantidad de energía que se le puede extraer a una batería [26, 27].

### 1.3.2 Supercapacitor

También se les conoce como ultracapacitores, supercapacitores, capacitores de doble capa o capacitores electroquímicos. Sus electrodos se encuentran compuestos principalmente por óxidos de metales de transición, polímeros conductores y materiales de carbono activados, los cuales se encuentran inmersos en un electrolito. Los electrodos se encuentran separados por una membrana conductora, por lo que el funcionamiento del supercapacitor dependerá de la porosidad de los carbones activados en los electrodos y del tamaño molecular de los iones electrolíticos. En la Figura 1.8, en azul se pueden apreciar los iones negativos y de rojo los iones positivos alrededor de las moléculas del electrolito, mientras que el electrolito impregna al carbón activado cuando un potencial eléctrico es aplicado en los electrodos [26].

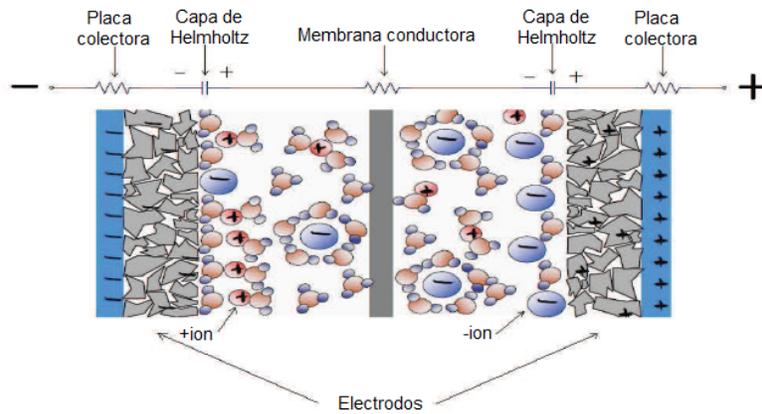


Figura 1.8 Fenómeno electroquímico en un supercapacitor [26].

Entre las principales ventajas que presenta un supercapacitor (SC) con respecto a las baterías, es que cuentan con una elevada capacidad de ciclado (por encima de los 100,000 ciclos), pueden ser cargados y descargados en brevísimos períodos de tiempo, del orden de segundos o menos, alta densidad de potencia (1 a 10 kW/kg) no necesita mantenimiento y no cuenta con elementos tóxicos. Entre sus desventajas están la poca capacidad de almacenar energía (1 a 10 Wh/kg) y su elevado costo de fabricación.

Sin embargo, debido a las diferentes características entre baterías y supercapacitores, se pueden considerar en muchas aplicaciones como dispositivos complementarios en dónde la batería aporte la energía y el supercapacitor la potencia [26].

#### 1.4 Sistemas híbridos

En los últimos años, investigadores alrededor del mundo se han dedicado al estudio de sistemas híbridos, a su diseño, implementación, así como a su sistema de gestión de la energía para controlar el flujo de potencia a través de los componentes que lo conforman.

Existen varios enfoques en la literatura para abordar la gestión de la energía en los sistemas híbridos. Algunos se basan en reglas heurísticas sobre el análisis del flujo de potencia y el estado de carga de dispositivos de almacenamiento [28] y otros se basan en optimización, generalmente para el dimensionamiento de los componentes, minimización de contaminación y por lo general para hallar una solución de optimización global a través de funciones objetivo [29].

Algunos de estas propuestas en la literatura son las que se mencionan a continuación: 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 supercapacitor (SC) para la generación de energía sostenible independiente de la red eléctrica que alimente una micro red de tres casas residenciales. Éste sistema usa una estrategia de control basada en reglas, cuyos resultados de simulación en el programa MATLAB®, demuestran que exhibe un excelente rendimiento para un día completo, e incluso en largos periodos de tiempo [30]. 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), en este estudio, un gestor de la energía basado en reglas es propuesto para alcanzar una operación normal del sistema, y asegurar que el BB trabaje en un estado óptimo para extender su tiempo de vida útil [31]. 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 basada en reglas exhibieron un excelente desempeño [10]. Fabbri et al., (2010) analizan la estrategia de control basada en reglas propuesta para la gestión de la energía de un sistema híbrido que incluye una 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 [14]. Hatti et al., (2010) presentan una estrategia de gestión de energía basado en reglas para un sistema híbrido compuesto por SFV y PdC. Este sistema alimenta una carga a través de un bus de CD para proporcionar energía ininterrumpida de alta calidad usando el SFV como el dispositivo de generación eléctrica principal y el electrolizador como respaldo de seguridad de energía [15]. Rekioua et al., (2014) desarrollaron un sistema compuesto por SFV y PdC para aplicaciones independientes de la red eléctrica, con una unidad de acondicionamiento de potencia para la gestión de la energía, cuyas estrategias de control son plasmadas a través de ecuaciones de balance de potencia de acuerdo con reglas heurísticas. En este sistema, el SFV funciona como la fuente primaria y el FC como respaldo [32].

Otros autores han utilizado estrategias de control basadas en optimización, como Abedi et al., (2012), que proponen un método para la gestión óptima de la energía y el diseño de sistemas híbridos autónomos. El método fue probado en un sistema con varios generadores que se utilizan ampliamente en aplicaciones independientes de la red eléctrica, incluyendo turbinas eólicas, paneles solares, pilas de combustible, electrolizadores, tanques de hidrógeno, baterías y generadores diesel. El objetivo de la optimización es minimizar al mismo tiempo el coste total del sistema, la carga no satisfecha, y la emisión de combustible teniendo en cuenta las incertidumbres asociadas a las fuentes de ER [8]. Hung and Wu, (2012) proponen un enfoque de optimización integrada simple para obtener las mejores soluciones del dimensionamiento de los componentes y estrategias de control de un sistema de energía híbrido que consiste en una batería de litio y un módulo de SC. Los resultados de simulación muestran que con el enfoque de optimización propuesto se ahorra más energía en comparación con el sistema original [33].

También se da el caso en el que algunos sistemas híbridos se encuentran integrados por varios componentes, debido a esto, diferentes autores utilizan una solución distribuida para la gestión de energía. Por ejemplo, Lagorce et al., (2010) presentan una solución de gestión distribuida basada en el paradigma de sistemas multi-agente. Los resultados de simulación de ésta gestión distribuida mostraron que era posible crear un sistema con una tensión de bus de CD que no siempre es controlado por el mismo elemento y que la cooperación entre los agentes hace que el sistema sea más confiable [16]. Otra solución multi-agente fue propuesta por Jun et al., (2011) para múltiples fuentes. Dado que cada elemento tiene un agente, el sistema se compone de una gran cantidad de ellos, por lo tanto, se dificulta la comunicación. Debido a esto, para cada tipo de agente, utilizaron un facilitador, cuya función es controlar los parámetros de los agentes en todo momento, y es responsable de reducir la comunicación entre ellos [4]. Por otro lado Mao et al., (2014) también proponen un sistema de gestión de la energía con un sistema multi-agente basado en tres niveles jerárquicos [34].

En otro estudio, Erdinc et al., (2012) utilizan una estrategia de gestión de la energía basado en lógica difusa para un sistema híbrido compuesto por GE, SFV, PdC y BB para la alimentación de un bloque de edificios. La estrategia empleada sirve para la regulación

del flujo de energía en general y para la supresión de la variación de la producción de energía a base de recursos renovables durante todas las condiciones de alimentación de cargas necesarias. Los resultados experimentales muestran la eficacia de la estrategia de control global y la viabilidad de la energía alternativa híbrida propuesta [35]. Más recientemente, Feroldi et al., (2015) proponen una estrategia de gestión de la energía utilizando el concepto de retroceso en el horizonte con predicciones de futuras generaciones de las fuentes renovables, la carga futura y el estado de la carga del BB. Los resultados de simulación muestran una mejora significativa en la capacidad de satisfacer el balance de potencia, en comparación con sistemas sin predicción [28].

También se encontraron en la literatura algunos sistemas híbridos que fueron implementados, como es el caso de Eroglu et al., (2011) que 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 [36]. 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 [37]. Pecun 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 [38]. 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 [39]. 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 [40].

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 un algoritmo a modo para gestionar la energía de un sistema híbrido móvil (SHM) nuevo, 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 Cancún, 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 esquema de encendido/apagado para la conexión/desconexión de las cargas de forma independiente. El SHM se simula con el gestor de la energía propuesto en el programa MATLAB®, con un perfil de carga determinado y datos meteorológicos de Cancún, México.

También se considera la implementación del controlador, cuyo programa para la gestión de energía se desarrolla en la plataforma de programación gráfica 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 meteorológicos en tiempo real de una estación meteorológica cuyos datos están publicados en internet. Estos datos se guardan en una hoja de cálculo y pueden utilizarse para su posterior análisis o para obtener la potencia máxima de salida que puede proveer el SFV y/o el GE en tiempo real.

#### 1.4.1 Conexión de los sistemas híbridos

Aunque los avances tecnológicos de los sistemas de conversión de las fuentes de ER y de los convertidores de potencia permiten mejorar la calidad del rendimiento de energía, la energía disponible para los consumidores está también determinada por la trayectoria del flujo de energía en la configuración del sistema híbrido, y este flujo está relacionado directamente con la disposición de los componentes.

En la revisión bibliográfica se describen dos enfoques de conexión que determinan la disposición de los componentes del sistema: configuración en serie y configuración en paralelo.

La configuración en serie solo es aplicable a un sistema con bus de CD, también llamado sistema acoplado de CD; en esta configuración el convertidor y el BB tienen que ser dimensionados para alimentar el pico de demanda de la carga y las fuentes de energía tienen que pasar a través del BB antes de alimentar la carga. Debido a esto, la batería cicla frecuentemente lo que acorta su tiempo de vida útil [41].

La configuración en paralelo es apropiada para buses de CD, CA o mixtos. Una ventaja de esta configuración sobre la configuración serie es que las fuentes de energía están conectadas de forma que pueden alimentar la demanda de la carga por separado; de esta forma las fuentes pueden alimentar a la carga directamente sin pasar a través de la batería. En esta configuración el exceso de energía es almacenado en las baterías con el propósito de cubrir las cargas que exceden la capacidad de las fuentes combinadas, esto ocurre generalmente durante la noche en los picos de demanda [41, 42].

## **1.5 Convertidores de CD-CD**

En sistemas híbridos donde se requieren salidas reguladas de CD, para obtener buses de CD de determinado valor, se utilizan convertidores de potencia que acondicionen la salida de cada componente a una tensión fija deseada. Los convertidores CD-CD más utilizados son el buck o reductor, el cual es un convertidor de potencia cuya salida es una tensión continua menor que su tensión de entrada y el convertidor boost o elevador, cuya tensión de salida es mayor que su tensión de entrada [43, 44].

### 1.5.1 Convertidor buck o reductor

El convertidor buck o reductor se denomina así debido a que su tensión de salida es menor que la de entrada. En modo de conducción continua, asumiendo que se tiene un interruptor ideal, cuando está el interruptor cerrado la corriente pasa a través del inductor y el diodo no conduce por estar polarizado inversamente. Esto resulta en una tensión

positiva en el inductor lo que produce un incremento lineal en la corriente que hay en el inductor. Cuando el interruptor está apagado, la energía inductiva que se almacena  $i_L$  continúa fluyendo por medio del diodo polarizado directamente disminuyendo lentamente. Cambiando el ciclo de trabajo en la conmutación se puede controlar la tensión de salida de este convertidor [43]. Ver Figura 1.9.

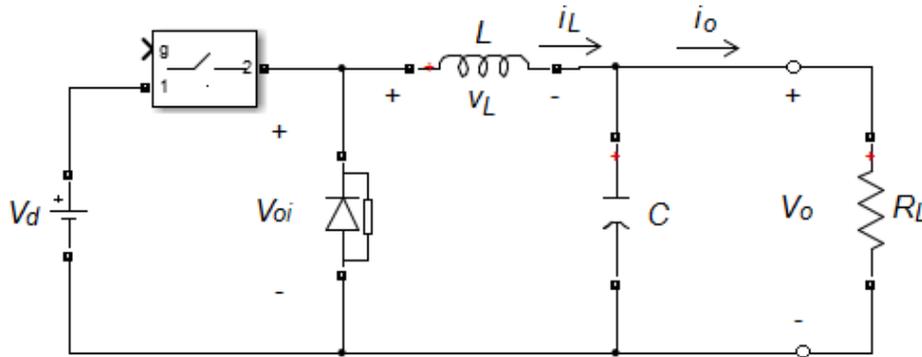


Figura 1.9 Convertidor reductor.

A continuación se presentan las ecuaciones para realizar los cálculos de los componentes. El ciclo de trabajo  $D$  del convertidor está dado por:

$$D = \frac{V_o}{V_d} \quad (10)$$

donde,

$V_o$  = Tensión de salida (V).

$V_d$  = Tensión de entrada (V).

Para elegir la inductancia  $L$ , se calcula la inductancia mínima usando la corriente mínima esperada  $I_L$ , como se aprecia en la siguiente ecuación.

$$L_{min} = \frac{V_o}{2I_L}(1-D)T \quad (11)$$

$$\Delta I_L = \frac{V_d - V_o}{L} = DT \quad (12)$$

donde,

$T$  = período  $1/f$  (s).

$f$  = frecuencia (Hz).

$\Delta I_L$  = diferencia entre el la corriente máxima y mínima del inductor.

$L$  = inductancia (H).

Para limitar la tensión de rizo, se selecciona  $C$  de manera que se cumpla que  $R_L C > T$ . Además es necesario considerar que dicha tensión en operación continua se define como:

$$\Delta V_o = \frac{V_o T^2 (1-D)}{8LC} \quad (13)$$

donde,

$C$  = capacitancia (F)

$R_L$  = resistencia de carga

### 1.5.2 Convertidor boost o elevador

El convertidor boost o elevador produce una salida de tensión mayor que la de entrada. Cuando el convertidor se encuentra trabajando en modo continuo la corriente en el inductor es continua, éste presenta dos estados por ciclo, en el primero, el interruptor se encuentra cerrado, por lo que el inductor se carga de la fuente de tensión y la carga se encuentra alimentada por el capacitor. En el segundo estado, se abre el interruptor y el capacitor recibe la tensión de la fuente junto con el del inductor, lo que da como resultado que la tensión de salida sea mayor que la entrada [43, 45, 46]. Ver Figura 1.10.

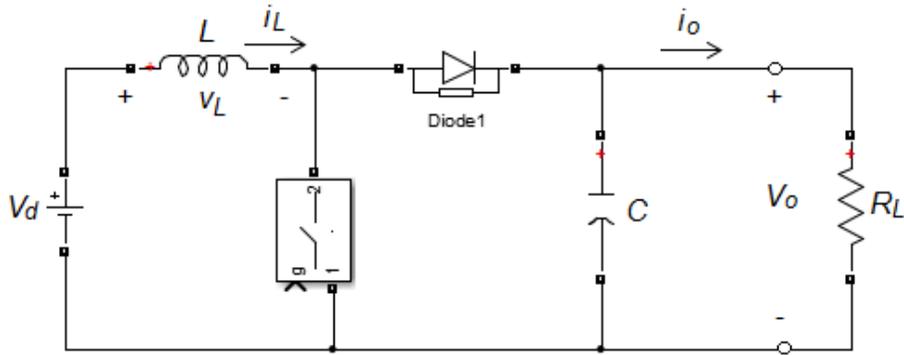


Figura 1.10 Convertidor elevador.

A continuación se presentan las ecuaciones para realizar los cálculos de los componentes.

El ciclo de trabajo de este convertidor, está dado por la siguiente ecuación:

$$D = \frac{V_o - V_d}{V_o} \quad (14)$$

La inductancia mínima se calcula como:

$$L_{min} = \frac{TV_o}{2I_o} D(1-D)^2 \quad (15)$$

donde,

$I_o$  = corriente de salida (A)

La capacitancia mínima se calcula como:

$$C = \frac{V_o DT}{\Delta V_o R_L} \quad (16)$$

## **1.6 Hipótesis**

Con el desarrollo e implementación de un algoritmo para la gestión de la energía de un sistema híbrido móvil compuesto por un arreglo fotovoltaico, generador eólico, módulo de supercapacitores y banco de baterías, se podrá obtener un esquema de conexión y desconexión de las cargas conectadas a él dependiendo de la potencia disponible de las fuentes.

## **CAPÍTULO 2**

### **METODOLOGÍA**

En el presente capítulo se presenta la descripción del SHM y la metodología para llevar a cabo el diseño e implementación del algoritmo de gestión. También se presentan los modelos para la simulación de las cuatro fuentes, así como el hardware y software requeridos para la simulación e implementación del algoritmo en el controlador.

#### **2.1 Descripción del sistema híbrido móvil**

El SHM se realiza con el apoyo del Fondo Mixto CONACYT – Gobierno del Estado de Quintana Roo con el proyecto No. QR00-2011-001-174895; en cuya primera etapa fueron seleccionados los elementos que lo conforman de acuerdo a la carga máxima que será alimentada, así como el peso de las fuentes de energía y las dimensiones del remolque en el que serán instalados. En una segunda etapa, se considera el diseño e implementación de un gestor de la energía, motivo de este estudio, para integrar las fuentes de energía que lo componen.

El SHM será utilizado en la ciudad de Cancún, México, 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 (sensores, 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 sistema está compuesto por cuatro fuentes de energía, estas son: 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, modelo BMOD0165 de 165 F a 48 V, y un BB modelo T-105 6V compuesto por 8 baterías, conectadas en serie-paralelo de 6V cada una y corriente de 225 Ah.

El esquema de conexión que se considera es la configuración en paralelo ya que se propone un sistema de bus mixto (CD y CA). En este, las 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 2.1 muestra la integración del sistema completo en un diagrama de bloques.

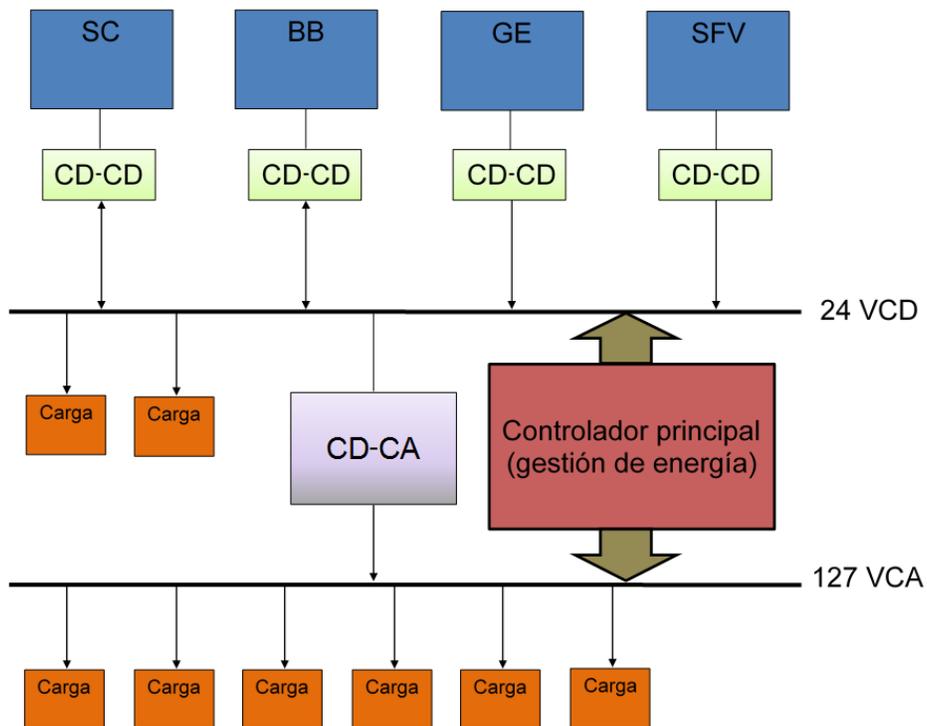


Figura 2.1 Sistema híbrido móvil.

## **2.2 Estrategias y algoritmo general del controlador para la 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 de todo el sistema.

Las estrategias de control para la gestión de la energía del sistema híbrido se proponen basándose en los trabajos de Uzunoglu *et al.*, (2009) y Onar *et al.*, (2008), y en las ecuaciones de balance de potencia de Fabbri *et al.*, (2010) y Hatti *et al.*, (2011), que 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.

Con las estrategias de control propuestas, se generó el algoritmo general del controlador para gestionar la energía del SHM, en donde el SFV y GE son las principales fuentes de energía del sistema.

## **2.3 Modelo y simulación de los componentes del SHM (SFV, GE, BB y SC)**

Para la simulación de los componentes del SHM se utilizaron los softwares MATLAB®, Simulink® y SimPowerSystems™, en versión R2013a. En la simulación del SFV y GE, se utilizan sus modelos matemáticos tomando en cuenta la hoja de datos del fabricante, las condiciones climatológicas y diferentes tipos de carga; y para el SC y BB se utilizaron sus modelos eléctricos y datos del fabricante, para obtener sus curvas de operación.

### 2.3.1. Modelo del sistema fotovoltaico

Para la simulación del SFV se utilizó el modelo de dos diodos para representar la celda fotovoltaica. Este modelo es conocido por tener una mejor precisión a bajo nivel de irradiancia que permite una predicción más precisa del rendimiento del sistema fotovoltaico durante la condición de sombreado parcial [47, 48]. Este modelo es aplicable a diferentes módulos (multicristalinos, monocristalinos y de película delgada). El modelo

eléctrico de dos diodos se puede apreciar en la Figura 2.2 y su representación matemática se describe en las ecuaciones (17) y (18) [2, 47, 48, 49].

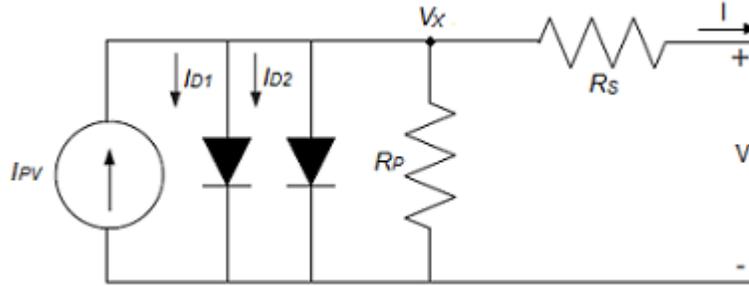


Figura 2.2 Modelo de dos diodos de celda fotovoltaica.

$$I = I_{PV} - I_{01} \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{\alpha_1 V_{T1}}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{\alpha_2 V_{T2}}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_p}\right) \quad (17)$$

$$V = IR_s + V_x \quad (18)$$

donde

$I_{PV}$  = corriente generada por la incidencia de luz (A).

$I_{01}, I_{02}$  = corrientes de saturación inversa respectivamente del diodo 1 y diodo 2 (A).

$V_{T1}, V_{T2} = (NskT/q)$  es la tensión térmica del módulo fotovoltaico de  $Ns$  celdas conectadas en serie,  $q$  es la carga del electrón ( $1.60217646 \times 10^{-19}$  C),  $k$  es la constante de Boltzmann ( $1.3806503 \times 10^{-23}$  J/K) y  $T$  es la temperatura de la unión p-n en K.

$\alpha_1, \alpha_2$  = constantes de idealidad del diodo.

$R_s$  = resistencia serie ( $\Omega$ ).

$R_p$  = resistencia paralelo ( $\Omega$ ).

$V_x$  = tensión en la resistencia  $R_p$  (V).

$I$  = corriente de salida (A).

$V$  = Tensión de salida (V).

Sin embargo, para un arreglo de módulos fotovoltaicos se puede tener la siguiente configuración serie-paralelo como se muestra en la Figura 2.3. En dónde  $N_{ss}$  es el número de módulos fotovoltaicos en serie y  $N_{pp}$  el número de ramas de módulos fotovoltaicos en paralelo [48].

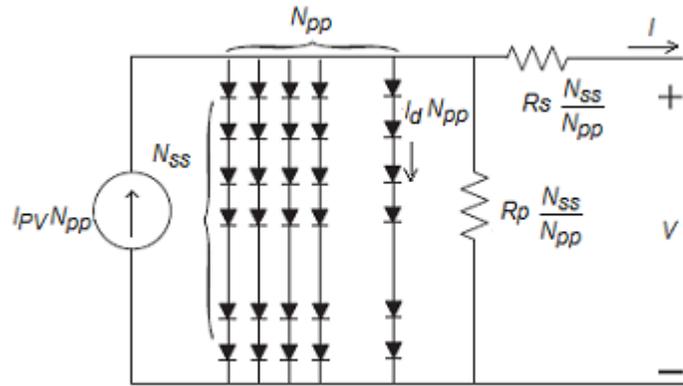


Figura 2.3 Arreglo de módulos fotovoltaicos serie-paralelo.

Por lo tanto la ecuación (17) puede ser reescrita tomando en cuenta el arreglo de módulos fotovoltaicos de acuerdo a los valores de  $N_{ss}$ ,  $N_{pp}$  y  $N_s$  que es el número de celdas que componen el módulo fotovoltaico, quedando como se aprecia en la ecuación (19) [48].

$$I = N_{pp} \left\{ I_{PV} - I_{01} \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)}{\alpha_1 V_{T1} N_s N_{ss}} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)}{\alpha_2 V_{T2} N_s N_{ss}} \right) - 1 \right] \right\} - \frac{V + IR_s \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)}{R_p \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)} \quad (19)$$

Dado que el modelo del SFV requiere como dato de entrada la temperatura del módulo y no la del ambiente, se incluyó la ecuación (20) en el modelo para obtenerla.

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \times G \quad (20)$$

donde  $T_c$  es la temperatura del panel o módulo fotovoltaico,  $T_a$  es la temperatura ambiente,  $NOCT$  es la temperatura de operación nominal del panel y  $G$  es la irradiancia [50, 51].

Para la simulación del modelo descrito anteriormente se trabajó con el módulo fotovoltaico LDK-240D-20. En la Tabla 2.1 se muestran los valores de las hojas de datos del módulo fotovoltaico y datos de configuración del arreglo fotovoltaico necesarios para la simulación.

Tabla 2.1 Características técnicas del módulo fotovoltaico

<b>Módulo fotovoltaico (LDK-240D-20)</b>	
Salida nominal ( $P_{max}$ ) [Wp]	240
Tensión a Pmax ( $V_{mpp}$ ) [V]	29.1
Corriente a Pmax ( $I_{mpp}$ ) [A]	8.26
Tensión a circuito abierto ( $V_{ocn}$ ) [V]	37.3
Corriente de corto circuito ( $I_{scn}$ ) [A]	8.88
Coefficiente de temperatura de $V_{ocn}$ ( $K_v$ )	-0.34%/°C
Coefficiente de temperatura de $I_{scn}$ ( $K_i$ )	0.06%/°C
Número de celdas solares ( $N_s$ )	60 (6x10)
Número de módulos en serie ( $N_{ss}$ )	2
Número de ramas paralelo ( $N_{pp}$ )	5

### 2.3.2 Modelo del generador eólico

Para la simulación del GE, se utilizó el modelo de turbina de viento en estado estable, cuya potencia de salida ( $P_m$ ) de la turbina está dada por la ecuación (21) [52, 53, 54].

$$P_m = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} v^3 \quad (21)$$

donde

$P_m$  = potencia de salida (W)

$C_p$  = coeficiente de rendimiento de la turbina

$\rho$  = densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ )

$A$  = área de barrido de la turbina ( $\text{m}^2$ )

$\lambda$  = velocidad promedio de las palas del rotor (m/s)

$\beta$  = ángulo de las palas del rotor (grados)

$v$  = velocidad del viento

El coeficiente de rendimiento  $C_p(\lambda, \beta)$  es una función de la velocidad promedio del álabe del rotor  $\lambda$  y el ángulo de inclinación  $\beta$ , dependiendo de la turbina su valor puede estar entre 0.59 y 0.35, [52].

De acuerdo con el método de aproximación numérica el coeficiente de rendimiento puede ser calculado con las ecuaciones (22) y (23) [52, 55]. La ecuación (23) se utiliza solo para fines de simplificación de la ecuación (22).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left( \frac{116}{\gamma} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\gamma}} + 0.0068\lambda \quad (22)$$

donde  $\gamma$  se define como:

$$\frac{1}{\gamma} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (23)$$

En la Tabla 2.2 se especifican los datos técnicos del aerogenerador a utilizar en el SHM, estos son necesarios para la simulación del modelo del GE para poder obtener la curva de potencia de salida a diferentes velocidades del viento.

Tabla 2.2 Características técnicas del generador eólico.

<b>WK-750</b>	
Potencia nominal [W]	750
Diámetro del rotor [m]	1.8
Velocidad nominal del viento [m/s]	12
Velocidad de arranque [m/s]	2.3
Tensión de trabajo [V]	24
Número de alabes	3
Altura de la torre [m]	6

### 2.3.3 Modelo del BB

Para la simulación de la batería, se utilizó el modelo eléctrico de una fuente controlada por tensión que puede ser representada por el modelo de carga y descarga de la batería con una resistencia en serie como se puede apreciar en la Figura 2.4, su representación matemática se describe en la ecuación (24) [56, 57, 58].

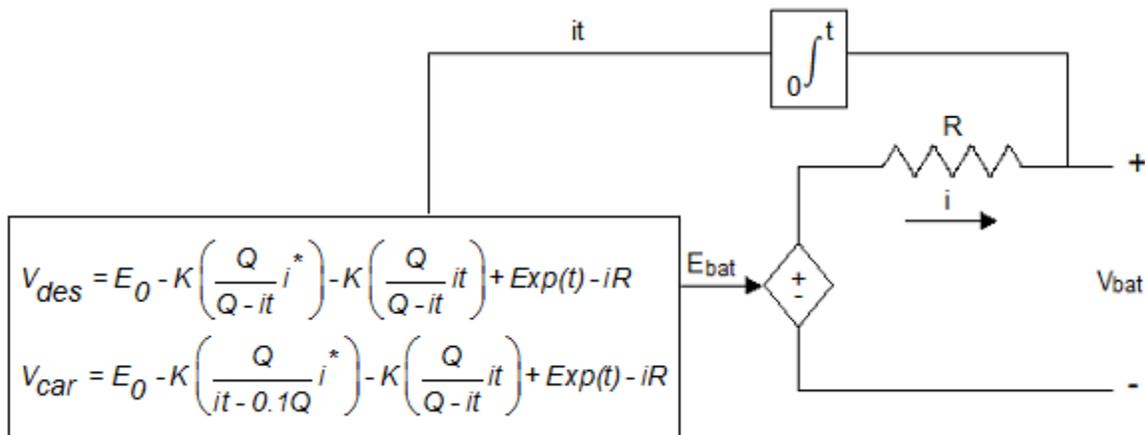


Figura 2.4 Modelo eléctrico de la batería.

$$V_{bat} = E_{bat} - iR \quad (24)$$

donde  $E_{bat}$  está dado por la tensión de descarga  $V_{des}$  o la tensión de carga  $V_{car}$ , por lo que la ecuación anterior puede ser reescrita como se muestra en (25) para la descarga y (26) para la carga. Estas ecuaciones representan los modelos modificados para la carga y

descarga de las baterías de plomo ácido basadas en la relación de Shepherd y el modelo de batería de SimPowerSystem™ [57, 59].

$$V_{des} = E_0 - K \left( \frac{Q}{Q-it} i^* \right) - K \left( \frac{Q}{Q-it} it \right) + Exp(t) - iR \quad (25)$$

$$V_{car} = E_0 - K \left( \frac{Q}{it - 0.1Q} i^* \right) - K \left( \frac{Q}{Q-it} it \right) + Exp(t) - iR \quad (26)$$

donde

$E_0$  = tensión de circuito abierto (V)

$K$  = coeficiente de resistencia de polarización ( $\Omega$ )

$Q$  = capacidad máxima de la batería (Ah)

$it$  = capacidad extraída (Ah)

$i^*$  = corriente dinámica de baja frecuencia (A)

$Exp(t)$  = tensión dinámica exponencial

$R$  = resistencia interna ( $\Omega$ )

$i$  = corriente de la batería (A)

Para la simulación del modelo descrito anteriormente, se trabajó con la batería T-105 cuyas especificaciones se muestran en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Características técnicas de la batería

Modelo	Capacidad Amper-Hora (Ah)							Energía (kWh)	Tensión
	Tasa 2 h	Tasa 5 h	Tasa 10 h	Tasa 20 h	Tasa 48 h	Tasa 72 h	Tasa 100 h	Tasa 100 h	
T-105	146	185	207	225	240	245	250	1.5	6 Volts

### 2.3.4 Modelo del SC

Para la simulación del supercapacitor se utilizó el modelo eléctrico clásico de la Figura 2.5, que es un modelo simplificado que consiste en una capacitancia ( $C$ ), una resistencia serie ( $ESR$ ) una resistencia en paralelo ( $EPR, R$ ) [60, 61, 62].

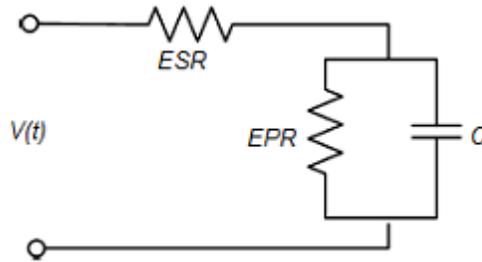


Figura 2.5 Modelo clásico del supercapacitor.

donde

$C$  = capacitancia (F)

$ESR$  o  $R$  = resistencia serie representando la pérdida de energía durante la carga y descarga del SC ( $\Omega$ )

$EPR$  = resistencia en paralelo representando las pérdidas por autodescarga ( $\Omega$ )

Partiendo del modelo anterior se obtiene su representación matemática dónde:

$$V(t) = V_i e^{\left(\frac{-t}{RC}\right)} \quad (27)$$

Y tomando en cuenta que la cantidad de energía entregada por el SC es directamente proporcional a la capacitancia y el cambio en la terminal de tensión, esta se puede expresar como:

$$E_{SC} = \frac{1}{2} C (V_i^2 - V_f^2) \quad (28)$$

donde

$t$  = tiempo (s)

$V(t)$  = tensión del capacitor en  $t > 0$  (V)

$V_i$  = tensión inicial antes de que empiece la descarga (V)

$V_f$  = tensión final antes de que termine la descarga (V)

$E_{SC}$  = cantidad de energía entregada por el banco de SC (Ws)

También la resistencia total y la capacitancia total del banco de SC pueden ser calculadas como se aprecian en las ecuaciones (29) y (30).

$$R_{SC-TOTAL} = n_s \left( \frac{ESR}{n_p} \right) \quad (29)$$

$$C_{SC-TOTAL} = n_p \left( \frac{C}{n_s} \right) \quad (30)$$

donde

$n_s$  = número de capacitores conectados en serie

$n_p$  = número de cadenas en serie conectadas en paralelo

$C_{SC-TOTAL}$  = capacitancia total del banco de SC (F)

$R_{SC-TOTAL}$  = resistencia total del banco de SC ( $\Omega$ )

En la Tabla 2.1 se especifican los datos técnicos del supercapacitor a utilizar en el SHM, con estos se simuló el modelo del supercapacitor para obtener su comportamiento.

Tabla 2.4 Características técnicas del módulo de supercapacitores.

<b>Maxwell BMOD0165</b>	
Capacitancia nominal [F]	165
Tensión nominal [V]	48
Resistencia serie equivalente ESR [mΩ]	7.1
Corriente de fuga [mA]	5.2
Corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ) [A]	7600

## **2.4 Hardware y software del sistema de control para el gestor del SHM**

Para la programación del algoritmo del controlador para la gestión de la energía del SHM se utilizó la plataforma de programación gráfica LabVIEW 2011 SP1 (32-bit), que permite monitorear y controlar el funcionamiento del sistema en tiempo real; este es un lenguaje de programación gráfica de National Instruments, que tiene la capacidad de gestionar diferentes sistemas de adquisición de datos y utiliza iconos en lugar de líneas de texto para crear aplicaciones. Hoy en día éste entorno de programación ha sido usado en muchos campos de la ciencia y la ingeniería [63, 64].

Para poder implementar el controlador que gestiona la energía del SHM se requiere utilizar módulos de adquisición de datos, sensores y un controlador integrado con procesador central que sean compatibles entre sí y con el programa desarrollado. El controlador será el encargado de monitorear en tiempo real las variables eléctricas de tensión y corriente durante el tiempo que permanezca en funcionamiento el SHM. 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 las tensiones del SC, BB y de los buses de 24 VCD y 127 VCA. Ver Figura 2.6.

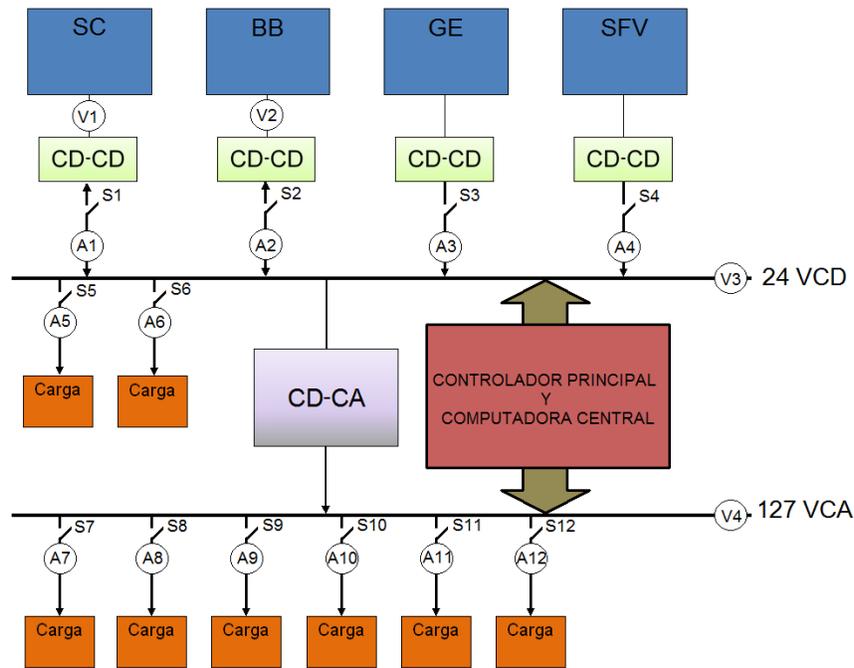


Figura 2.6 Distribución de sensores y relevadores del SHM.

El SHM contempla un SFV de 2.4 kW de potencia nominal, cuyo arreglo consta de 10 paneles conectados en serie-paralelo de 240 W cada uno (Ver Figura 2.7), con tensión de circuito abierto  $V_{ocn} = 37.3$  V; corriente de corto circuito,  $I_{scn} = 8.88$  A; tensión nominal,  $V = 34.5$  V; y corriente nominal  $I = 7.19$  A, de acuerdo a la hoja de datos técnicos.

Para el sensor de corriente (A4) e interruptor (S4) del SFV, se realiza el cálculo de la corriente máxima que tendrán que soportar, para esto se utilizan los valores nominales  $V = 34.5$  V e  $I = 7.19$  A y la siguiente ecuaciones, despejando la variable que se requiere calcular.

$$P = V \times I \quad (31)$$

donde

$P$  = potencia (W).

$V$  = tensión (V).

$I$  = corriente (A).

Aplicando la ecuación (31) y tomando en cuenta el arreglo fotovoltaico se obtiene que el valor de la corriente  $I = 36 \text{ A}$ .

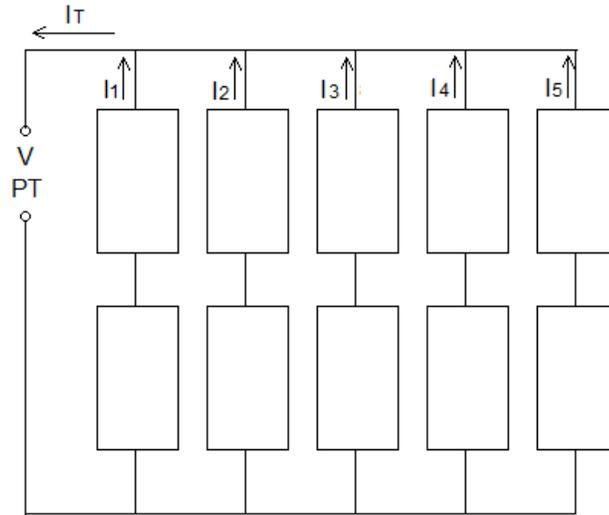


Figura 2.7 Sistema fotovoltaico

El generador eólico utilizado es de 750 W nominales, siendo su tensión de salida 24 VCD, por lo que su sensor de corriente (A3) e interruptor (S3), tendrán que soportar la corriente  $I = 31.25 \text{ A}$ , calculada utilizando la ecuación (31).

El banco de baterías consta de 8 baterías conectadas en serie-paralelo de 6V cada una y corriente de 225 Ah, quedando el arreglo como se observa en la Figura 2.8.

Considerando las características del arreglo de las baterías se tiene que el sensor de tensión V2 estará midiendo la tensión del arreglo de 24 V, y para el interruptor S2 se tendrá que calcular la corriente máxima que deberá soportar tomando en cuenta que la carga máxima conectada será de aproximadamente 1230 W. Por lo que la corriente se calcula utilizando la ecuación (31), quedando  $I = 51.25 \text{ A}$ .

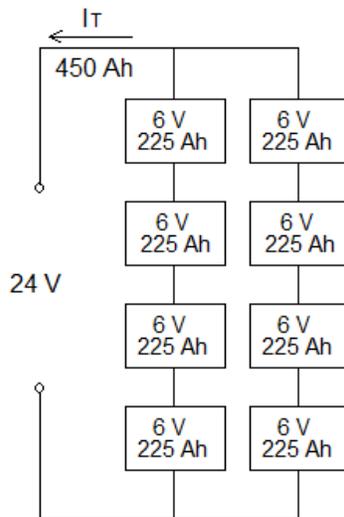


Figura 2.8 Arreglo del banco de baterías.

El módulo de supercapacitores del SHM, tiene una capacitancia nominal de 165 F a 48 V, que servirá para cuando exista déficit para alimentar una carga. V1 tendrá que sentir la tensión del módulo de supercapacitores, siendo 48 V su tensión nominal de acuerdo a la ficha técnica. Para S1 y A1 se toma el valor máximo de corriente pico que puede soportar siendo  $I = 1850$  A, este valor se debe tomar en cuenta para el convertidor bidireccional que se utiliza para acondicionar el SC al bus de CD.

V3 será el encargado de monitorear la tensión del bus de 24 VCD, por lo tanto deberá de ser capaz de medir esta tensión. A este bus se conectarán diversas cargas de forma que el máximo posible a conectar en un momento dado es de 1230 W, ya sea repartido en las tomas de corriente de los dos buses o en un solo bus. Para dimensionar S5, S6, A5 y A6 se necesita calcular la corriente máxima que circulara por ellos por medio de la ecuación (31), obteniéndose  $I = 51.25$  A.

Para monitorear la tensión del bus de corriente alterna, se necesitará que V4 pueda sentir 127 VCA. Con respecto a las cargas conectadas a este bus de alterna, se toma en cuenta que la carga máxima a conectar pudiera ser de 1230 W, por lo tanto, S7, S8, S9, S10, S11, S12, A7, A8, A9, A10, A11 y A12, serán de la misma capacidad, teniendo que soportar una corriente máxima  $I = 12.10$  A, según la ecuación (32) que se utiliza para cálculos en CA.

$$I = \frac{P}{(VCA \times .8)} \quad (32)$$

## **2.5 Determinación del hardware y software para la gestión de energía del SHM**

El sistema de gestión de energía para el SHM 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.

### 2.5.1 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). La Figura 2.9, muestra el hardware utilizado para el control.



Figura 2.9 Hardware del controlador del SHM.

### 2.5.2 Instrumentación: sensores industriales y relevadores.

Tomando en cuenta los cálculos realizados previamente en la sección 2.5 y los convertidores CD-CD proporcionados para el proyecto, se eligieron los sensores con salidas normalizadas procurando su compatibilidad con los módulos de adquisición de señales y los relevadores de potencia cuidando que la señal de control para activarlos fuera de hasta 24 VDC o 127 VCA pudiendo conectarse a alguno de los buses del SHM.

Para el GE y las tomas de corriente de CD, se utilizaron los sensores de corriente H970LCA con selector de 0 a 20/40/80 ACD y salida de 0-5 VCD, para 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, y para las tomas de corriente de CA los sensores H722LC con selector de 0 a 10/20/40 ADC y salida de 0-5 VCD.

Para la lectura de las tensiones se utilizaron los sensores de tensión 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 tensiones 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. Para el control de relevadores se contemplan los relevadores SSR-100 DA con tensión de control de 3 a 32 VCD para las cuatro fuentes de energía y los relevadores W9AS5A52-24 con tensión de control de 24 VCD para las cargas de CD y CA. Además 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.

### 2.5.3 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 a utilizar 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 del controlador que gestiona la energía del SHM y que permite su operación autónoma, se utilizó la instrumentación virtual (VI) de la herramienta LabVIEW.

## CAPÍTULO 3

### RESULTADOS Y DISCUSIONES

En este capítulo se presenta el algoritmo de gestión y su código de programa, así como los resultados de las simulaciones del GE, SFV, SC y BB. También se presentan el hardware requerido para que el controlador pueda realizar la tarea de gestionar la energía y las simulaciones del controlador con el programa implementado en LabVIEW.

#### 3.1 Determinación de las estrategias y algoritmo general del controlador del SHM

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 (33) de balance de potencia.

$$P_{net} = P_{SFV} + P_{GE} - P_C - P_{AC} \quad (33)$$

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 [14, 15].

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 este 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, esta se puede purgar. Por lo que la ecuación de balance de potencia de las referencias [14] y [15], puede ser reescrita para adaptarla al SHM quedando como se muestra en la ecuación (34).

$$P_{SFV} + P_{GE} = P_C + P_{AC} + P_{CSC} + P_{CBB}, \quad P_{net} > 0 \quad (34)$$

donde  $P_{CSC}$  es la potencia para cargar el SC y  $P_{CBB}$ , la potencia para cargar el BB.

En caso de existir déficit, es decir cuando la demanda de la carga conectada al SHM es mayor que la que pueden proveer el SFV y el GE, esta se completará con el módulo de SC y/o el BB. Por lo que para este caso, la ecuación de balance de potencia para el SHM se reescribe como se muestra en la ecuación (35).

$$P_{SFV} + P_{GE} + P_{DSC} + P_{DBB} = P_C + P_{AC}, \quad P_{net} > 0 \quad (35)$$

donde  $P_{DSC}$  es la potencia demandada al SC y  $P_{DBB}$ , la potencia demandada al BB.

Partiendo de las estrategias de control propuestas anteriormente, se genera el algoritmo del controlador principal para la gestión de la energía del SHM, cuyo diagrama de flujo se muestra en la Figura 3.1, 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, éstas se obtienen por medio de sus modelos matemáticos. La PTD consiste en la potencia demandada por la carga (PC) más la potencia de autoconsumo (PAC), las cuales se obtienen por medio de sensores de tensión y corriente.

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 neta (Pnet) es mayor o igual a 100W, de ser así, el sistema estará trabajando en estado excedente (ver la parte de color azul), en dónde existe potencia excedente (PEX) y se llega a una tercera condición que verifica si el 100% de las tomas de corriente se encuentran conectadas (TCC = 100%), de ser así 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 (PDBB) ni al módulo de SC (PDSC), y la potencia de salida (PS) será limitada a la PTD. De no encontrarse todas las tomas de corriente conectadas, el sistema entrará al esquema de conexión de cargas mientras exista PEX. Continuando sobre la ruta de la potencia excedente (PEX), se encuentra la cuarta condición que verifica si el estado de carga (EDC) del módulo de SC es menor o igual al 20% de su capacidad, y de ser así, se habilita la carga del SC.

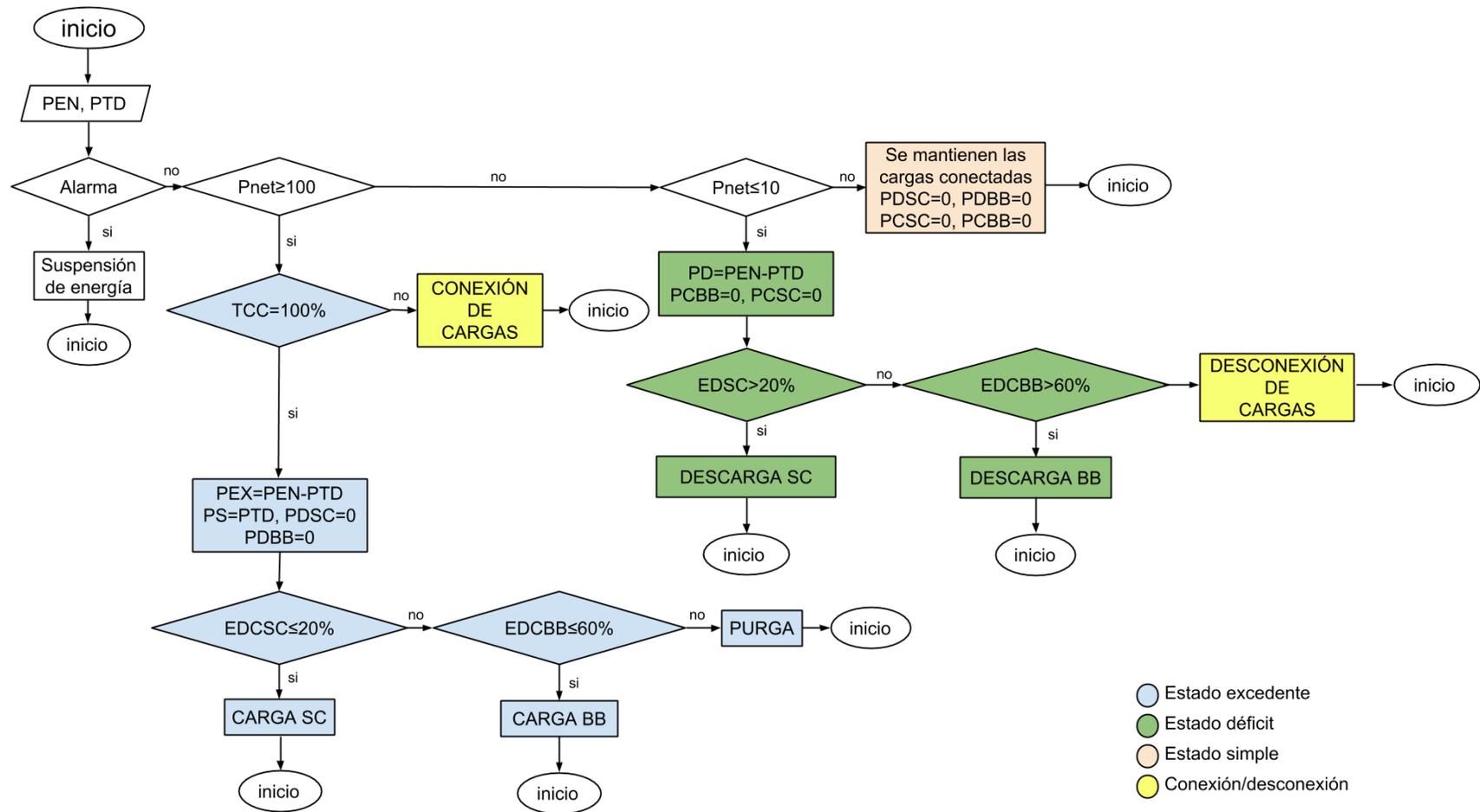


Figura 3.1 Algoritmo general del controlador para la gestión de la energía.

Si el módulo de SC se encuentra al 100% de su capacidad, se analiza la quinta condición, que verifica si el EDC del banco de baterías es menor o igual al 60% de su capacidad, y de ser así, se habilita la carga del BB. En el caso de que el banco de baterías se encuentre a su máxima capacidad, al igual que el módulo de 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  $P_{net}$  no es mayor o igual a 100W, se llega a una sexta condición en donde se pregunta si  $P_{net}$  es menor o igual a 10W, de ser así, el sistema se encuentra operando en estado déficit (representado en color verde), donde existe una potencia déficit que es igual a la potencia de entrada menos la potencia total demandada ( $PD = P_{EN} - P_{TD}$ ), la potencia hacia el módulo de supercapacitores es igual a cero ( $PCSC = 0$ ) y la potencia hacia el banco de baterías también es igual a cero ( $PCBB = 0$ ), ya que al no haber suficiente potencia para alimentar la demanda, no habrá suministro de potencia para cargar el módulo de supercapacitores ni para cargar el banco de baterías. En caso contrario en donde  $P_{net}$  no es menor o igual a 10W, el sistema estará operando en estado simple (representado en color rosa), en el cual se mantienen las tomas de corriente operando de acuerdo a como se encontraban al momento de entrar a este estado y no se activan la carga o descarga del módulo de SC o del BB. La séptima condición, pregunta si el estado de la carga del módulo de SC (EDCSC) es mayor al 20%, de darse esta condición se utiliza el módulo de SC para cubrir la demanda, en caso contrario se llega a una octava condición en la que se verifica si el estado de la carga del BB (EDCBB) es mayor al 60% y de ser así la potencia demandada se cubrirá con el BB, en caso contrario se entra a un esquema de desconexión de cargas. Los límites propuestos del EDC del SC y BB evitan que estos tengan sobrecarga y descarga profunda, elevando su tiempo de vida [7, 10, 30].

Ahora bien, la  $P_{TD}$ , 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 3.2. El esquema de desconexión se ejecuta cuando existe potencia déficit (es decir si  $P_{net} \leq 10$ ). En el estado déficit, el sistema va desconectando la toma de corriente con la carga de menor potencia, y así sucesivamente mientras permanezca en ese estado. En este estado el sistema va almacenando los valores de las cargas conectadas.

Para el caso del esquema de conexión, se verifica si  $P_{net}$  es mayor que 100 W más el valor de la carga menor desconectada (PCD), de ser así, se reconecta la carga de menor potencia, y así sucesivamente mientras se cumpla esta condición, en caso contrario no se conectan las cargas y el sistema mantiene las tomas de corriente en el estado en que se encuentran actualmente.

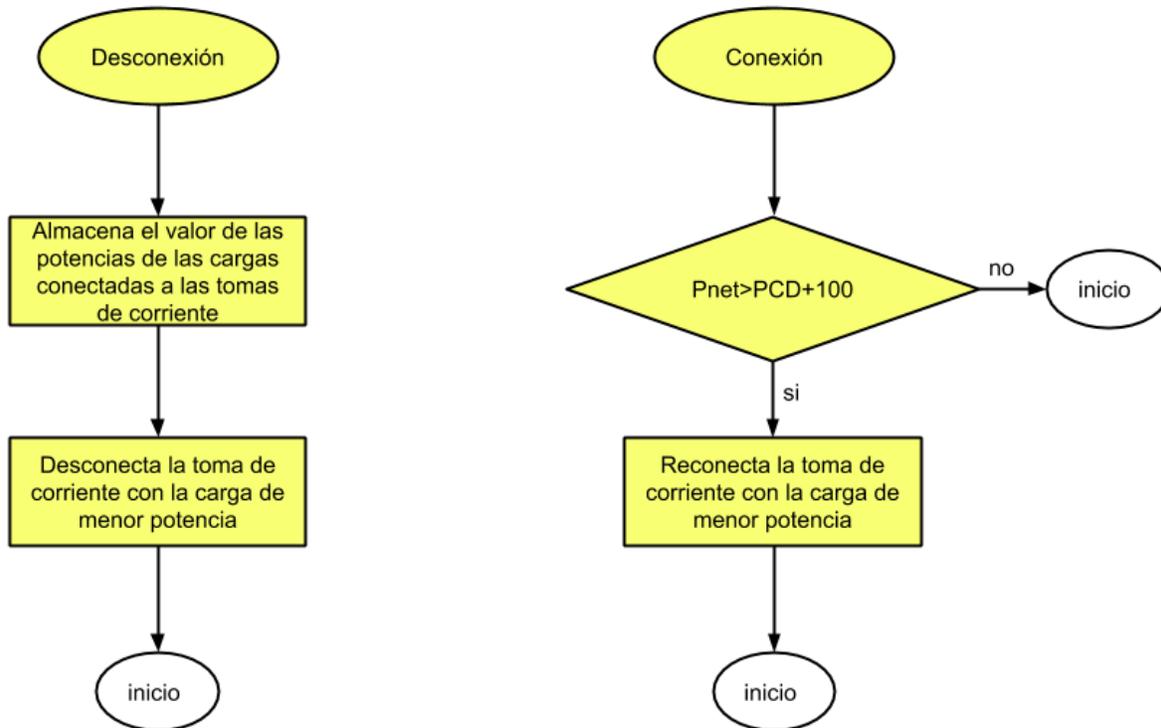


Figura 3.2 Algoritmo del esquema de conexión/desconexión de las cargas.

### 3.2 Simulación de los componentes del SHM (SFV, GE, BB y SC)

Para los modelos del arreglo fotovoltaico y generador eólico, se utilizaron datos reales de temperatura, irradiancia y velocidad del viento de un día de invierno del 2010, siendo indistinto el día elegido ya que solo se requieren para fines del funcionamiento del modelo, los datos fueron obtenidos de la estación meteorológica de Cancún.

En la Figura 3.3, Figura 3.4 y Figura 3.5, se pueden observar las variaciones de irradiancia, temperatura y velocidad del viento, respectivamente, durante el día completo.

Los datos utilizados fueron valores promedios de muestras de cada 10 minutos, por lo que se obtuvieron seis muestras por hora o bien 144 para un día completo.

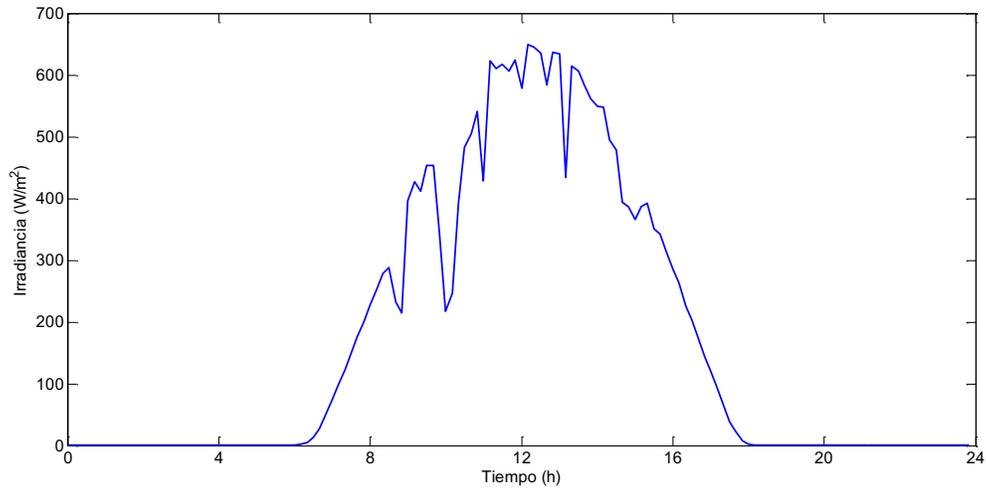


Figura 3.3 Irradiancia de un día completo de invierno 2010.

De la figura anterior se puede observar que para ese día se tuvo una irradiancia promedio de  $170.94 \text{ W/m}^2$ , siendo la lectura más alta reportada de  $649.41 \text{ W/m}^2$ , obteniéndose también que este recurso se encuentra disponible de 6:30 h a 18:00 h aproximadamente, es decir casi 12 h al día.

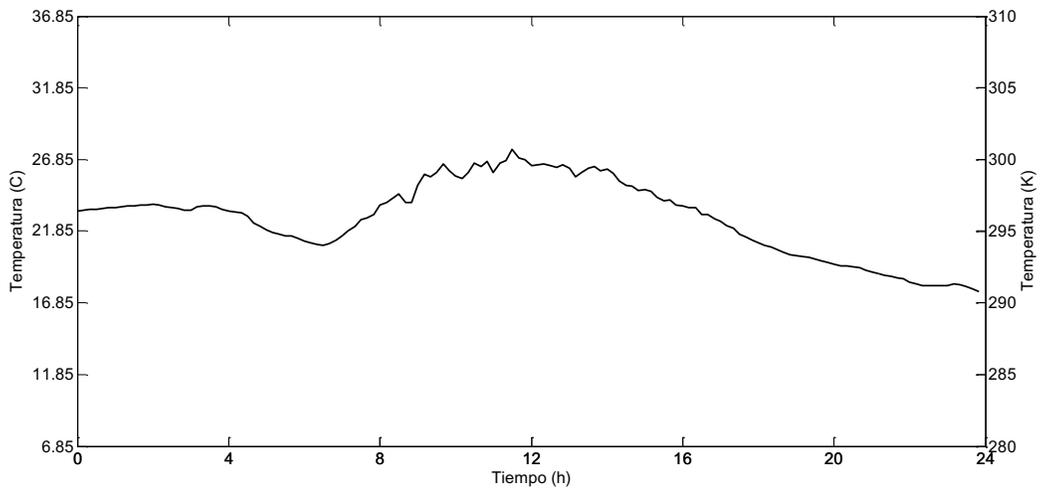


Figura 3.4 Temperatura de un día completo de invierno 2010.

Para el caso de la temperatura, la promedio fue de 22.77 C (295.92 K) y la más alta de 27.53 C (300.68 K), ver Figura 3.4.

Con respecto a la velocidad del viento, se obtuvo que la promedio fue de 2.63 m/s y la mayor de 4.96 m/s. En el caso de este recurso, podemos observar que se encuentra disponible a lo largo del día, ver Figura 3.5.

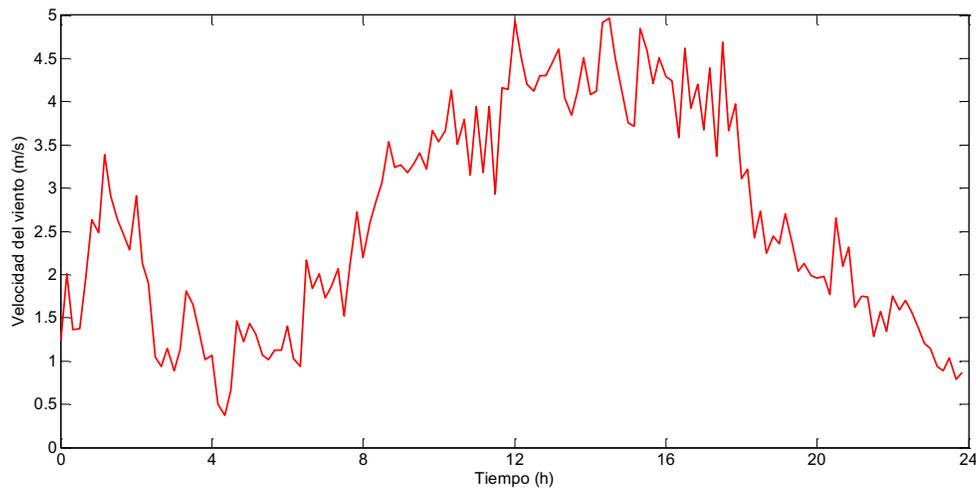


Figura 3.5 Velocidad del viento de un día completo de invierno 2010.

### 3.2.1 Simulación del SFV

Tomando en cuenta el modelo del SFV y los datos de la Tabla 2.1, se implementó el modelo fotovoltaico en el programa MATLAB® y Simulink®, en donde como variables de entrada se tienen la temperatura e irradiancia, y como variable de salida la tensión del módulo o arreglo fotovoltaico, quedando como se muestra en la Figura 3.6.



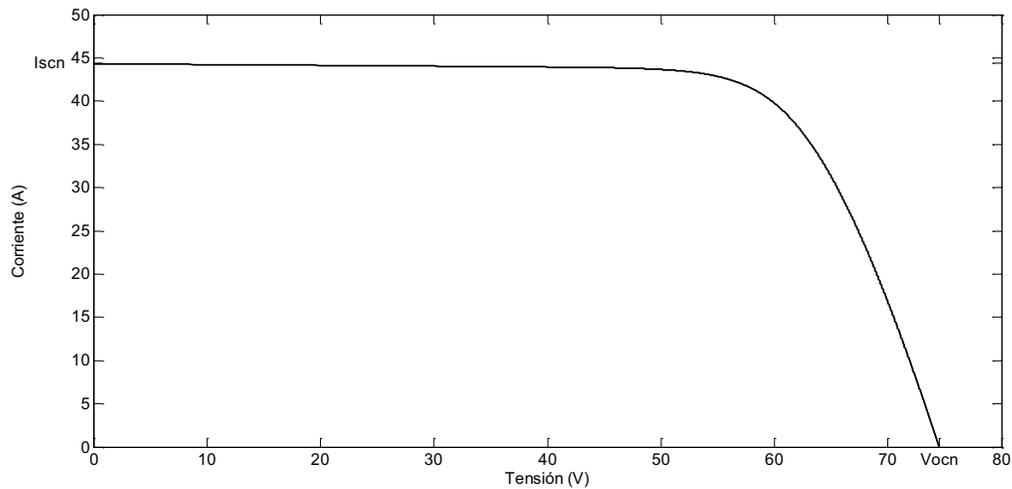


Figura 3.7 Curva I-V del SFV.

La curva P-V representada en la Figura 3.8, se genera multiplicando la corriente y la tensión en cada punto de la curva I-V, obteniéndose por medio de la simulación que  $P_{max} = 2404 \text{ W}$ ; valor aproximado al que resultaría de realizar los cálculos matemáticos manualmente, tomando en cuenta que son 10 módulos utilizados en el SHM de 240 W cada uno.

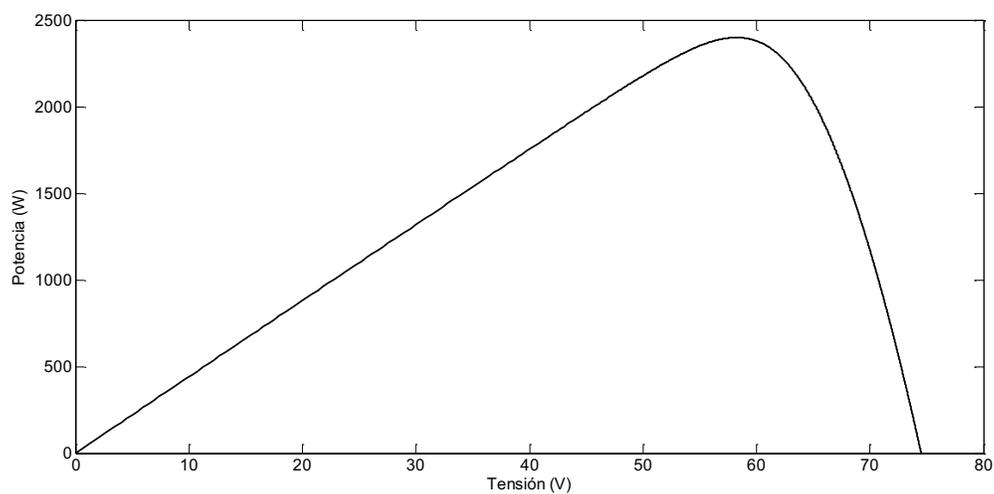


Figura 3.8 Curva P-V del SFV.

Una vez probado el modelo con los datos bajo condiciones de pruebas estándar, se procedió a realizar la simulación con los valores del día mostrados en la Figura 3.3 y Figura 3.4.

Los paneles fotovoltaicos por si solos no pueden trabajar en el punto de máxima potencia debido a ciertas condiciones que le impiden poder hacerlo. La condición más importante de la que dependen es el clima. Es por esto que tomando en cuenta que los valores máximos de irradiancia y temperatura para ese día fueron de  $649.41 \text{ W/m}^2$  y  $300.68 \text{ K}$  respectivamente, y que para esos valores por medio de la simulación del sistema fotovoltaico se obtuvieron  $V_{mpp} = 50 \text{ V}$ ,  $I_{mpp} = 28 \text{ A}$  y  $P_{max} = 1400 \text{ W}$ , se puede calcular la resistencia de carga óptima para obtener la máxima potencia en ese día siendo  $R = 1.7857 \Omega$ .

Por lo tanto, se simula de nuevo el modelo del SFV con el valor obtenido de la resistencia de carga calculada para los distintos valores de irradiancia y temperatura de ese día, obteniendo las gráficas de corriente, tensión y potencia de salida. Ver Figura 3.9, Figura 3.10 y Figura 3.11.

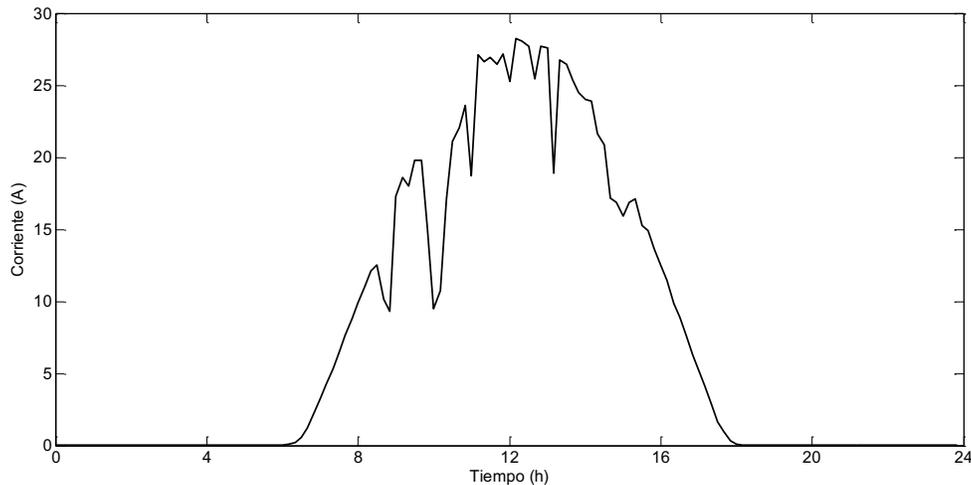


Figura 3.9 Corriente de salida del SFV.

De la simulación del arreglo fotovoltaico con la resistencia calculada para obtener la máxima potencia de salida, se obtuvo la gráfica anterior donde se puede apreciar que la corriente máxima de salida obtenida fue de 28.24 A.

En el caso de la tensión máxima obtenida, se puede ver en la Figura 3.10 que éste fue de 50.42 V, y en la Figura 3.11, que la potencia máxima obtenida fue 1424 W.

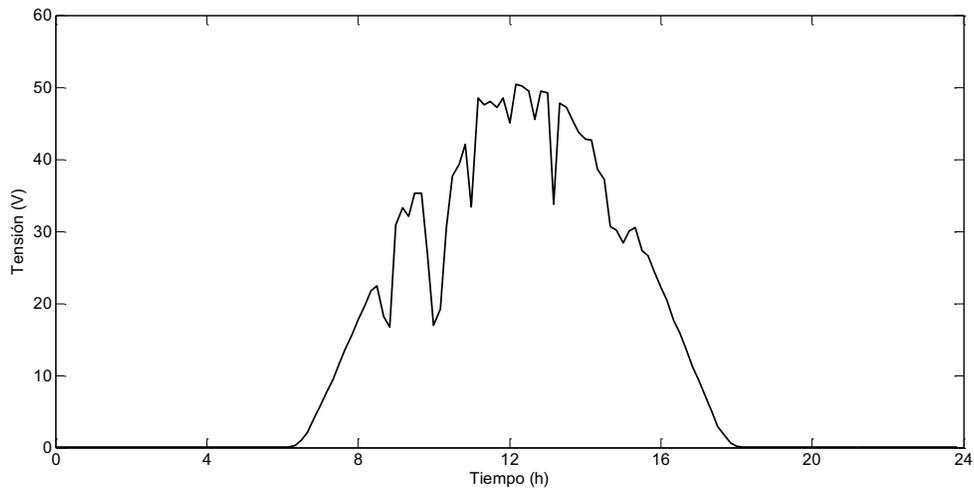


Figura 3.10 Tensión de salida del SFV.

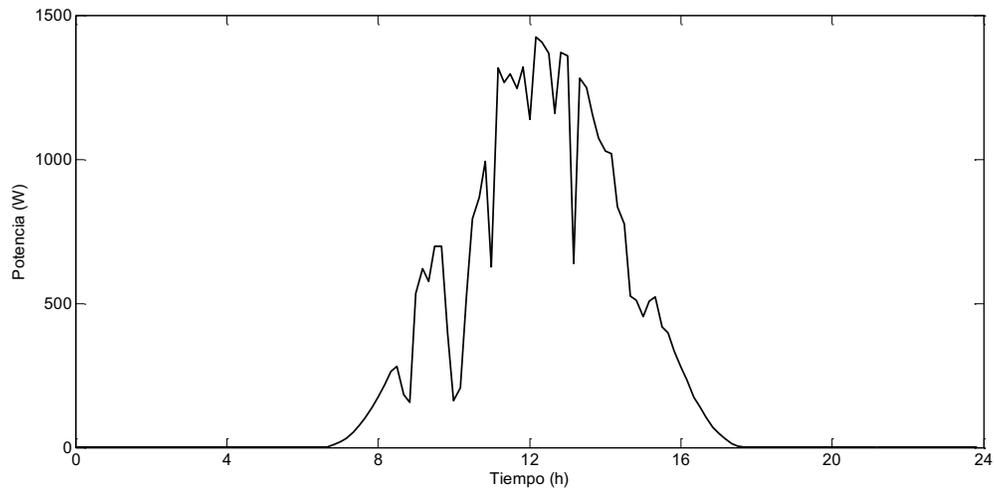


Figura 3.11 Potencia de salida del SFV.

Por lo que podemos concluir que el modelo del sistema fotovoltaico funciona de acuerdo a lo esperado ya que los valores obtenidos ( $V_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$  y  $P_{max}$ ) con la resistencia de carga calculada son muy similares a los obtenidos previamente con los valores máximos de irradiancia y potencia para ese día.

### 3.2.2 Simulación del GE

El modelo del GE se implementó en MATLAB® y Simulink® utilizando los datos del fabricante de la Tabla 2.2, y una entrada con datos variables en forma creciente (rampa) que hace de la velocidad del viento. El modelo se aprecia en la Figura 3.12.

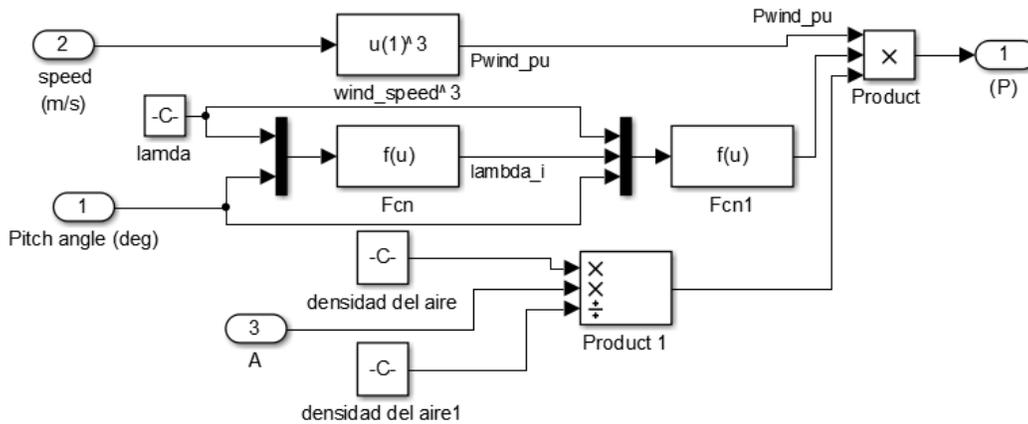


Figura 3.12 Modelo del GE en MATLAB® y Simulink®.

Con la simulación del modelo del GE, se obtiene la Figura 3.13, donde se aprecia que a 12 m/s se obtiene una potencia de salida del generador de 749.7 W y a 6 m/s una potencia de 93.39 W.

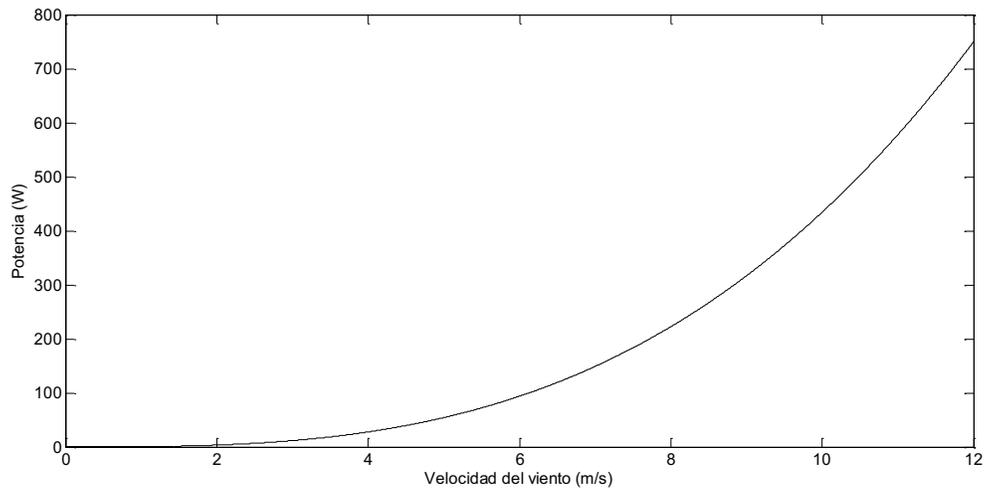


Figura 3.13 Curva de potencia de salida del GE.

Con los resultados anteriores se puede afirmar que el modelo recrea las características del GE con buena precisión con respecto a lo estipulado por el fabricante.

Una vez validado el modelo GE, se procede a la simulación del modelo del aerogenerador utilizando los datos de la velocidad del viento de la Figura 3.5.

En la Figura 3.14 se muestra la potencia de salida del modelo del GE obtenida de la simulación, en dónde se puede apreciar que la potencia máxima de salida obtenida fue de 53.16 W, para el día establecido, cabe mencionar que la velocidad máxima del viento para ese día fue de 4.96 m/s, como se puede observar en la Figura 3.5.

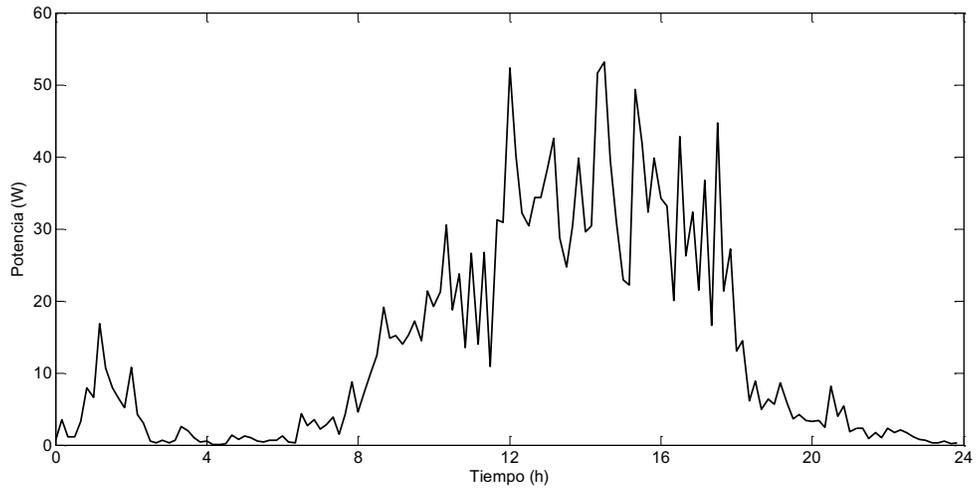


Figura 3.14 Potencia de salida del GE.

Otra gráfica obtenida del GE es la de su tensión de salida, este se puede apreciar en la Figura 3.15, en dónde la tensión máxima obtenida fue de 110.3 V.

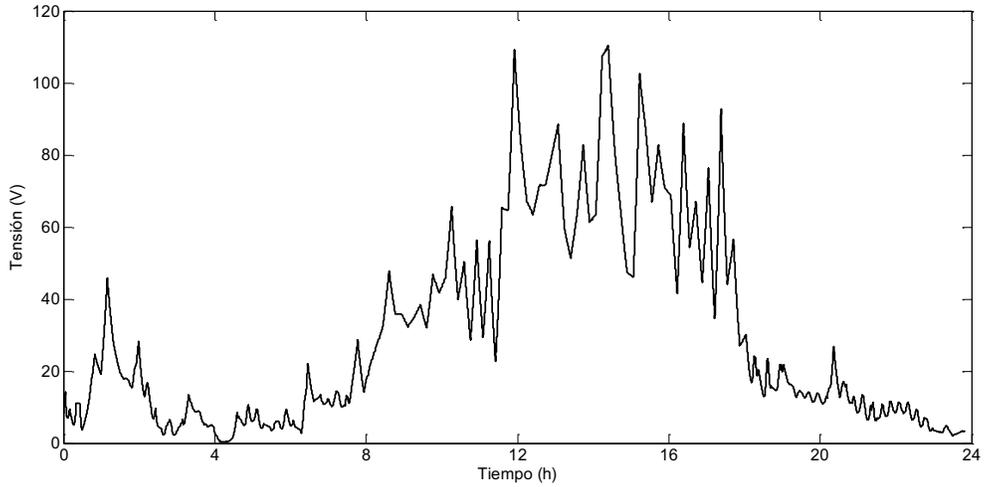


Figura 3.15 Tensión de salida del GE.

### 3.2.3 Simulación del BB

Con el modelo de la batería de MATLAB®, Simulink® y SimPowerSystem™ (ver Figura 3.16), se pueden obtener las curvas de descarga, tensión de salida, estado de la carga y corriente de salida de la Batería o BB.

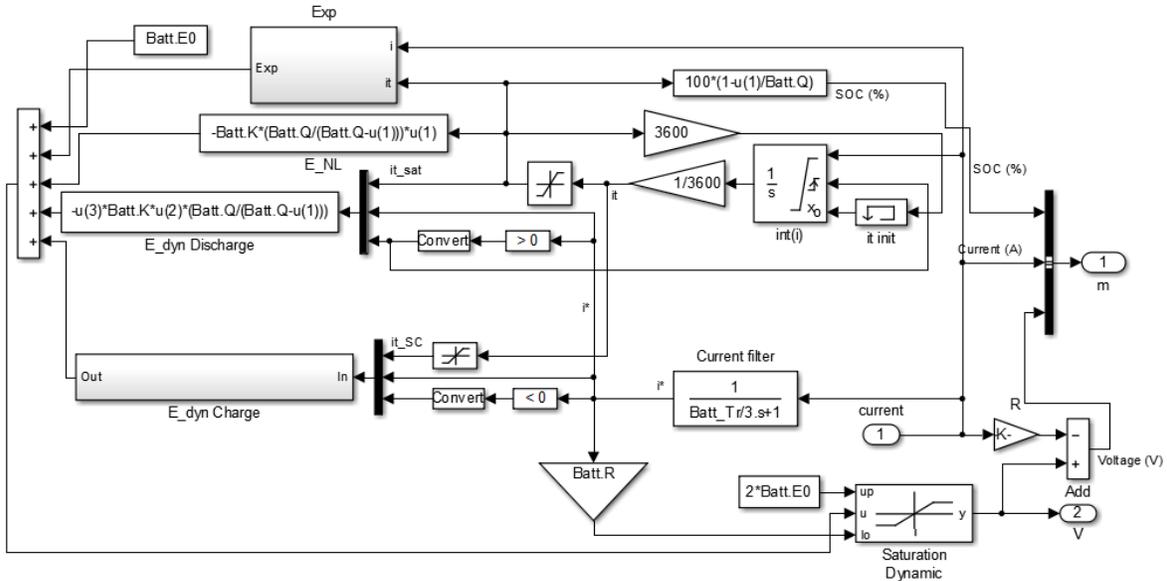


Figura 3.16 Modelo de la batería en MATLAB®, Simulink® y SimPowerSystem™.

De la Tabla 2.3 se tomaron los valores de capacidad de la batería para realizar la simulación del modelo y obtener sus curvas de descarga. Partiendo de que el valor de la capacidad de la batería (Ah) es el producto de la corriente de descarga (A) por la duración de la descarga (h) se obtienen las curvas de descarga de la batería a diferentes valores de corriente. Las corrientes de descarga se seleccionaron tomando en cuenta la hoja de datos de la batería para comprobar que la autonomía arrojada por la simulación coincidiera con la declarada por el fabricante.

En la Figura 3.17 se muestra la curva de descarga de la batería cuando se somete a una descarga de 37 A, con una capacidad nominal de 185 Ah. Puede observarse el área exponencial que representa la caída de tensión exponencial cuando la batería está cargada al máximo y el área nominal que representa la carga que puede ser extraída de la batería hasta que su tensión decrece por debajo de la tensión nominal de la batería que

en este caso es de 6 V. Para esta simulación se obtuvo una autonomía de 4.9 h, que comparada con los datos reportados del fabricante resulta similar.

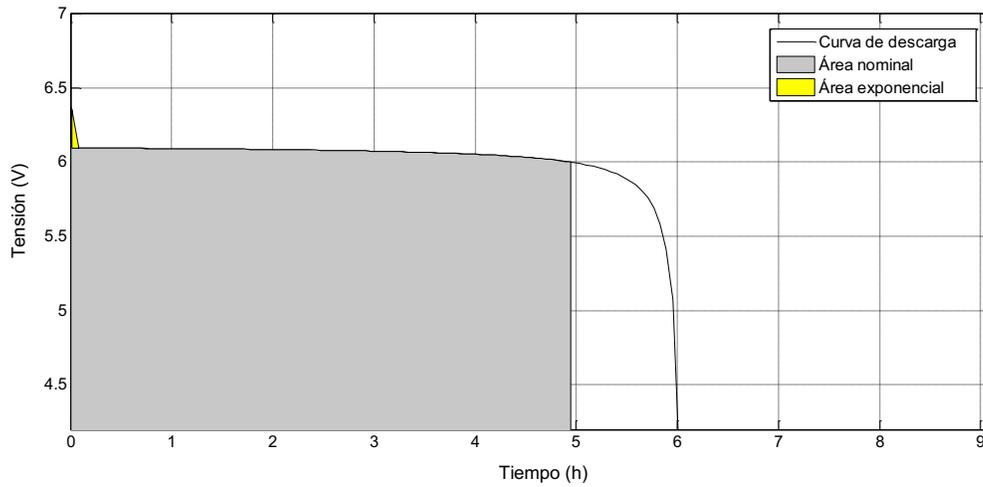


Figura 3.17 Curva de descarga de la batería a 37 A, 185 Ah.

También se realizó la simulación para las diferentes autonomías con la misma capacidad nominal de 185 Ah, a corrientes de descarga de 11.25 A, 20.7 A y 73 A. En la Figura 3.18 se muestran las curvas de descarga y se aprecian las autonomías con respecto a las corrientes antes mencionadas de 16.70 h, 9.01 h y 2.57 h respectivamente.

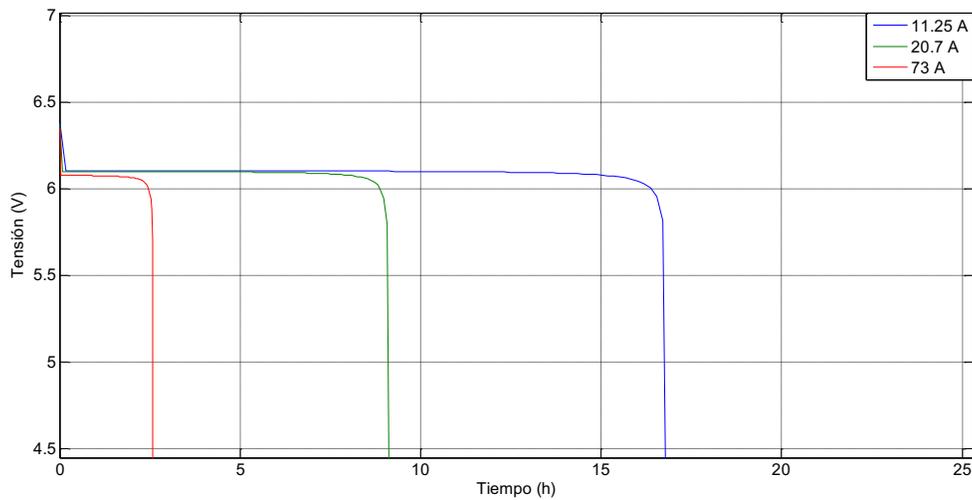


Figura 3.18 Curvas de descarga de la batería a 11.25 A, 20.7 A y 73 A, 185 Ah.

Otra simulación realizada fue la de la autonomía de la batería a corriente de descarga de 11.25 A y capacidad nominal de 225 Ah, obteniendo como resultado 19.58 h, aproximándose a la de 20 h de la hoja de datos del fabricante. Ver Figura 3.19.

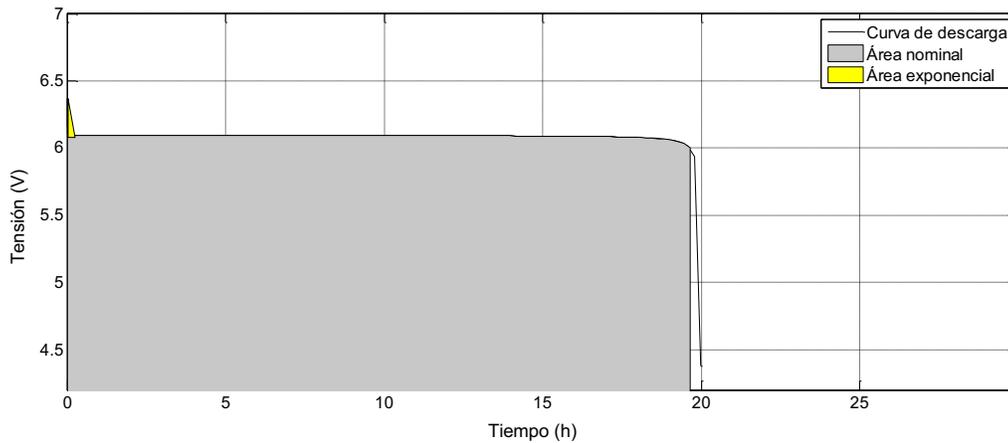


Figura 3.19 Curva de descarga de la batería a 11.25A, 225 Ah.

Igual se obtuvieron las curvas de descarga de la batería a 20.7 A, 37 A y 73 A, con la capacidad nominal de 225 Ah. Obteniendo 10.81 h, 6.08 h y 3.08 h, respectivamente, las cuales son muy aproximadas a si se realizara el cálculo de estas dividiendo la capacidad nominal entre las corrientes de descarga propuestas. Ver Figura 3.20.

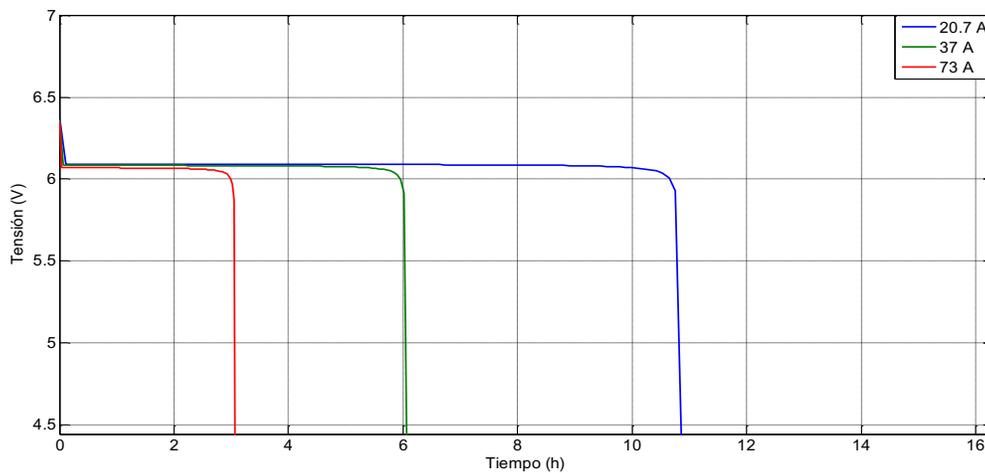


Figura 3.20 Curvas de descarga de la batería a 20.7 A, 37 A y 73 A, 225 Ah.

Una vez probado el modelo con una batería, se procede a realizar la simulación con el banco de baterías a utilizar en el SHM. Este banco estuvo conformado por ocho baterías cuya conexión son cuatro en serie y dos ramas en paralelo, con lo que se obtuvo a la salida una tensión de 24 V y una capacidad de 450 Ah. De forma que respetando los datos del fabricante, para esta conexión se dispuso de una autonomía de 20 h, a una corriente de descarga de 22.5 A y capacidad nominal de 450 Ah.

La simulación del banco de baterías descrito se presenta en la Figura 3.21, en donde se puede observar que para este arreglo se tiene una autonomía de 19.64 h.

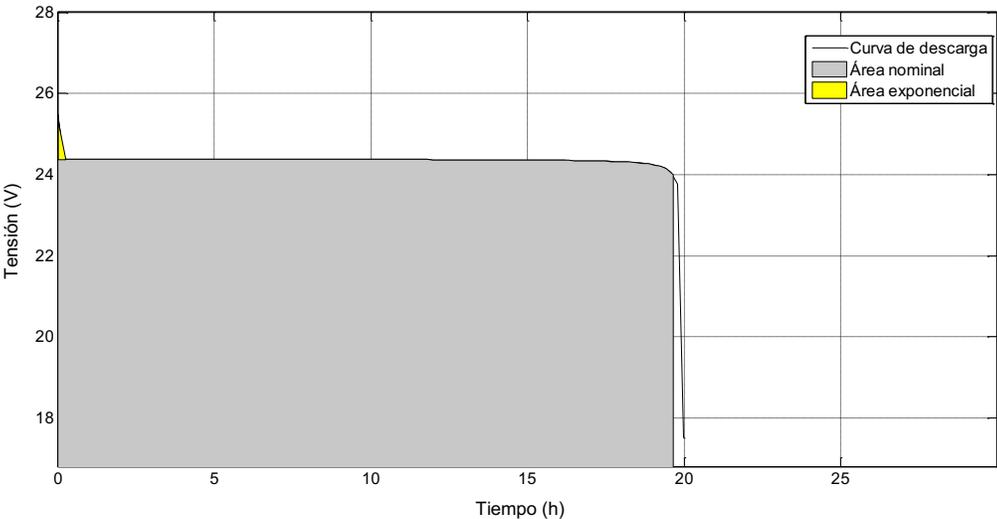


Figura 3.21 Curva de descarga del BB a 22.5 A, 450Ah.

También se probó la autonomía del banco de baterías a diferentes corrientes de descarga para obtener su comportamiento, en la Figura 3.22 se puede apreciar que a menor corriente de descarga tendremos más horas de autonomía.

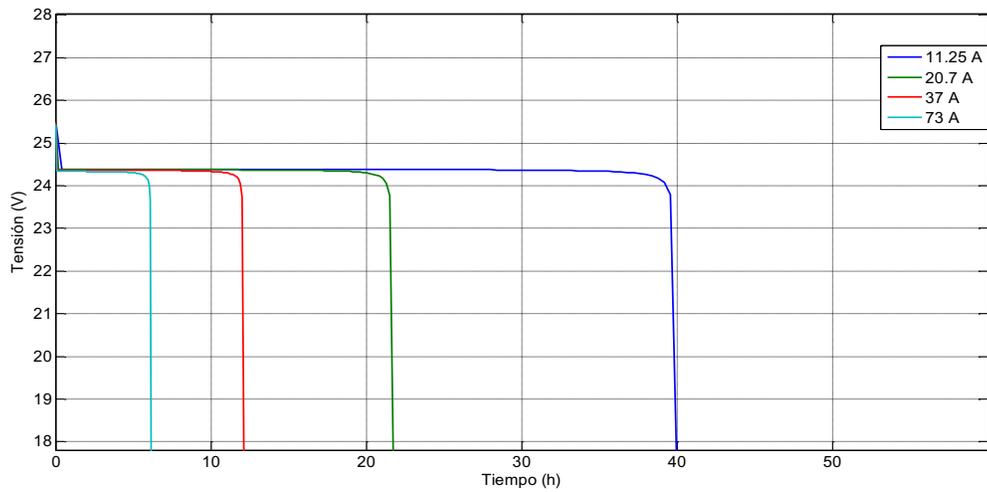


Figura 3.22 Curvas de descarga del BB a 11.25 A, 20.7 A, 37 A, 73 A, 450 Ah.

Se simuló el banco de baterías a la corriente máxima que debe de trabajar (según ficha técnica 73 A), para obtener la autonomía que se tendría, dando como resultado 3.075 h (11070 s), ver Figura 3.23.

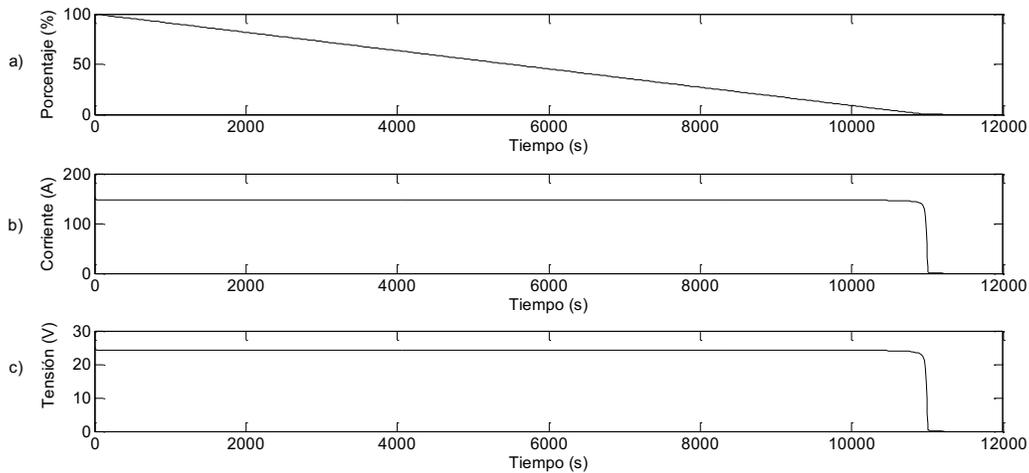


Figura 3.23 BB a corriente de descarga máxima. A) EDC, b) corriente y c) tensión.

En la figura anterior se puede observar el estado de carga del banco de baterías, iniciando con el banco cargado al 100% y descargándose en su totalidad 3.075 h después, la corriente del banco es de 146 A, debido a que son dos ramas en paralelo y la

tensión es de 24 V, ya que se tienen cuatro baterías en serie. La potencia del banco para este caso es de 3504 Wh que podrá ser mantenida por 3.075 h.

Otra simulación realizada fue con corriente de 22.5 A, obteniéndose una autonomía de 19.94 h, tiempo en el que el banco de baterías se descarga, se mantiene la corriente de 22.5 A y la tensión de salida es de 24 V, como se puede observar en la Figura 3.24. Para este caso la potencia de salida del banco es de 540 W que podrá ser mantenida durante el tiempo de autonomía.

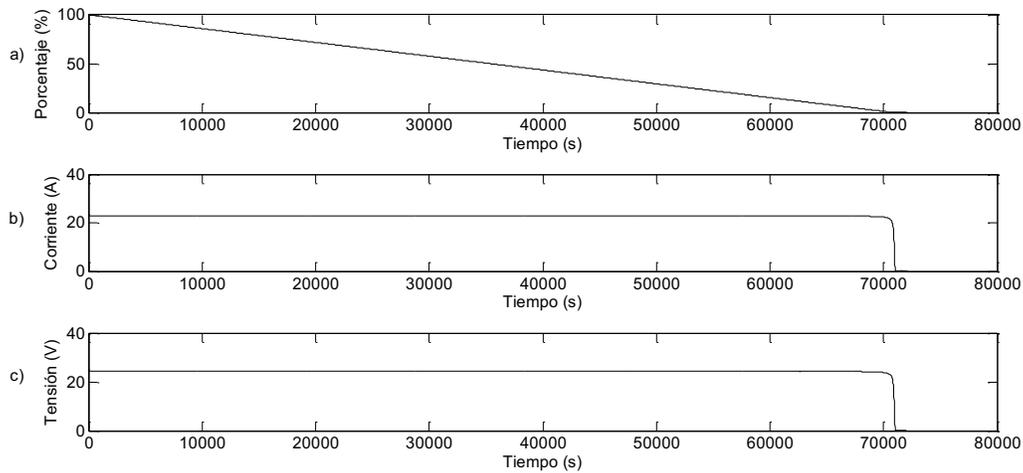


Figura 3.24 BB a corriente de descarga de 22.5 A. a) EDC, b) corriente y c) tensión.

También se obtuvo la autonomía del banco de baterías para la carga máxima propuesta que debe mantener SHM, siendo de 1230 W. La corriente de descarga se calcula dividiendo 1230 W entre 24 V, obteniéndose un valor de 51.25 A. En la Figura 3.25, se puede observar que la autonomía para este caso fue de un tiempo de 9.33 h.

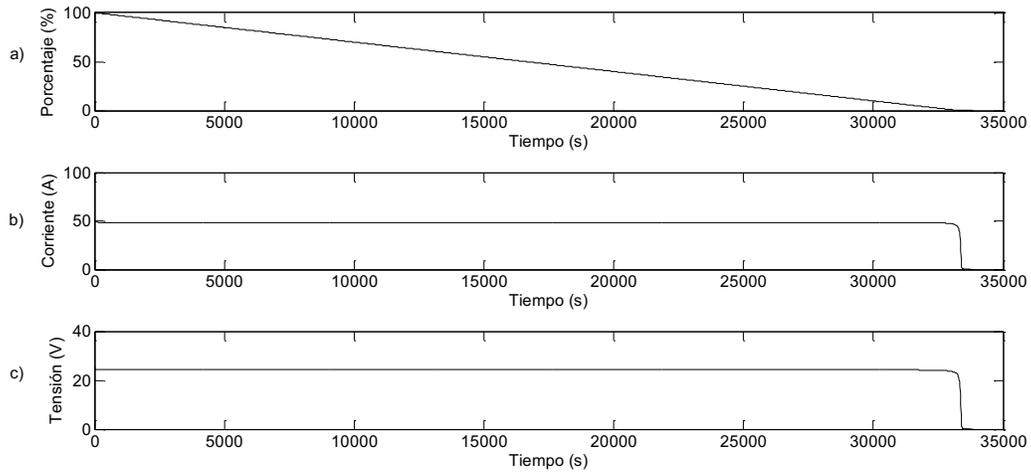


Figura 3.25 BB a corriente de descarga de 51.25 A. a)EDC, b) corriente y c) tensión.

### 3.2.4 Simulación del SC

Partiendo del circuito eléctrico y ecuaciones del supercapacitor se procedió a su implementación en el programa MATLAB® y Simulink®. Ver Figura 3.26.

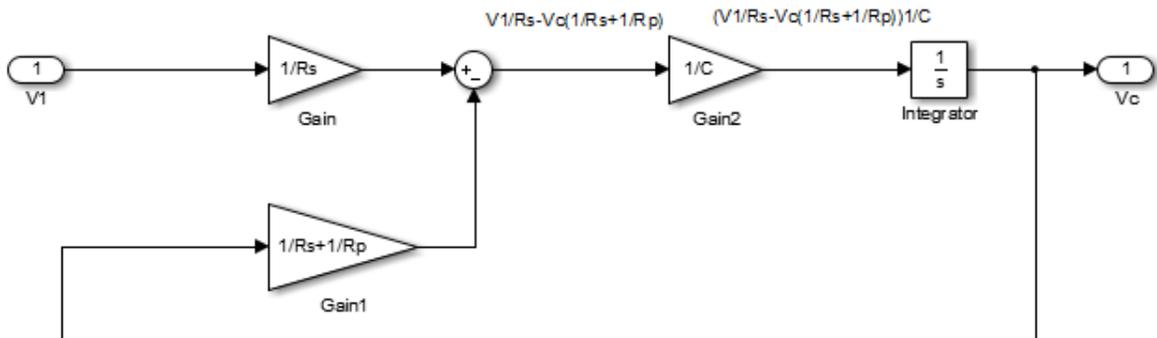


Figura 3.26 Modelo del SC en MATLAB® y Simulink®.

Para la simulación del módulo de SC se trabajó con las curvas de descarga proporcionadas por el fabricante (ver Figura 3.27) como referencia para compararlas con las obtenidas por medio de la simulación y verificar que el modelo funciona de acuerdo a lo esperado.



Figura 3.27 Curvas de descarga del módulo de SC Maxwell BMOD0165.

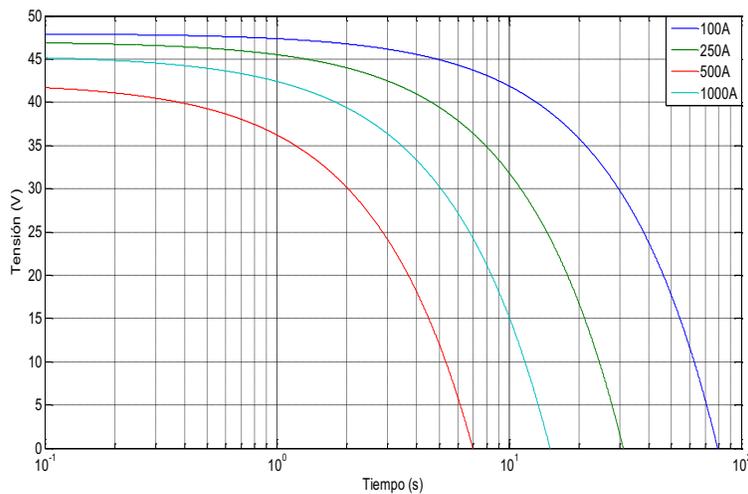


Figura 3.28 Curvas de descarga del módulo de SC a 100 A, 250 A, 500 A y 1000 A.

De la simulación del supercapacitor se obtuvieron las curvas de descarga a diferentes corrientes constantes de 100 A, 250 A, 500 A y 1000 A, obteniendo tiempos de descarga de 78 s, 30 s, 14.9 s y 6.9 s respectivamente. Ver Figura 3.28.

Comparando los resultados obtenidos en la simulación con los proporcionados por el fabricante, podemos concluir que el modelo utilizado es válido.

### 3.3 Simulación del SFV, GE, BB y SC con el algoritmo del controlador

Con el algoritmo general del controlador para la gestión de la energía del SHM de la Figura 3.1, se realizó el código del programa del controlador en MATLAB®. En esta simulación se consideró la carga como única, es decir como si estuviera conectada en una sola toma de corriente, ya que solo se busca analizar si el SHM es capaz de alimentar el perfil de carga propuesto con las condiciones climatológicas de Cancún. Posteriormente, se desarrolla el programa final para su implementación física en LABVIEW considerando el algoritmo del esquema de conexión/desconexión de las cargas.

```
function y=gestor2(x)
%Gestor v1.0
PEN=x(1); %potencia de entrada
PTD=x(2); %potencia total demandada
VSC=x(3); %tensión del módulo de SC, (EDCSC)
VBB=x(4); %tensión del BB, (EDCBB)
Psc=x(5); %potencia del módulo de SC
Pbb=x(6); %potencia del BB

Swc=1; %habilita o deshabilita la carga demandada
Crp=0; %habilita o deshabilita la purga
Cbb=0; %habilita o deshabilita la carga del BB
Csc=0; %habilita o deshabilita la carga del módulo de SC
Dsc=0; %habilita o deshabilita la descarga del módulo de SC
Dbb=0; %habilita o deshabilita la descarga del BB
PD=0; %indica si existe o no potencia déficit
PDF1=0; % indica si existe o no potencia déficit1

if PEN>=PTD
%   PEX=PEN-PTD;
    if (PEN-PTD)>30 %%%%%%%%%Existe excedente%%%%%%%%%
        if VSC <= 48 %verifica si se encuentra descargado el SC
            Csc=1; %carga módulo de SC
            bandera=1;
        else
            Csc=0;
            if Vbb <= 24 %verifica si se encuentra descargado el BB
                Cbb=1; %carga BB
                bandera=2;
            else
                Crp=1; %purgar
                bandera=3;
            end
        end
    end
end
```

```

else
    Crp=0; %deshabilita la purga
    Cbb=0; %deshabilita la carga del BB
    Csc=0; %deshabilita la carga del SC
    bandera=4;
end
else %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if PEN-PTD < 10 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    PD=PTD-PEN;
    if PD < Psc && VSC>=21.46
        Dsc=1; %habilita la descarga del módulo de SC
        bandera=5;
    else
        Dsc=0; %deshabilita la descarga del módulo de SC
        PDF1=PD-Psc;

        if PDF1 < Pbb && VBB>=23.0
            Dbb=1; %habilita la descarga del BB
            bandera=6;
        else
            Dbb=0; %deshabilita la descarga del BB
            Swc=0; %desconecta la carga demandada
            bandera=7;
        end
    end
end
else
    Dsc=0; %deshabilita la descarga del módulo de SC
    Dbb=0; %deshabilita la descarga del BB
    Swc=1; %mantiene conectada la carga demandada
    bandera=8;
end
end

y(1)=Csc;
y(2)=Vsc;
y(3)=(Pe-Pc);
y(4)=Cbb;
y(5)=Vbb;
y(6)=Crp;
y(7)=Dsc;
y(8)=Dbb;
y(9)=Swc;
y(10)=Pd;
y(11)=Pdf1;
y(12)=bandera;

```

Con el código del programa, los modelos del SFV, GE, BB, SC y el perfil de carga propuesto, se simula el SHM completo, para esto se desarrolló el módulo de pruebas para la gestión de energía de la Figura 3.29, que utiliza el bloque Interpreted MATLAB Fcn, en el cual se evalúa el código del programa del controlador desarrollado en MATLAB®.

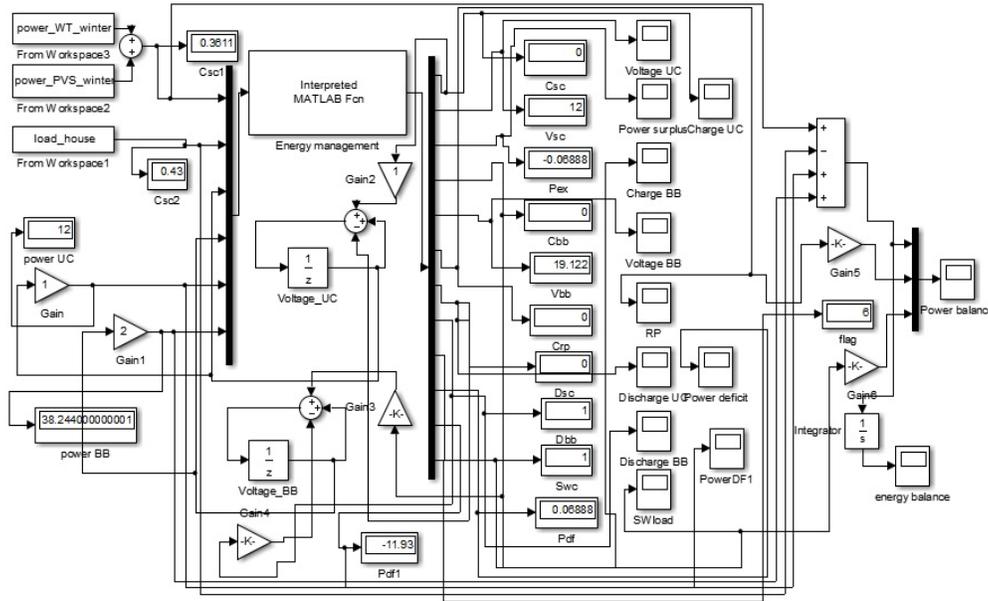


Figura 3.29 Módulo para la simulación de las fuentes de energía del SHM con el algoritmo del controlador en MATLAB® y Simulink®.

Al ejecutar el programa, se pudo corroborar la secuencia lógica de este a través de dispositivos visualizadores dispuestos en el módulo de pruebas que desplegaban los valores instantáneos de las tensiones del módulo de SC, BB, PEX, la habilitación o deshabilitación de la carga del módulo de SC, BB, purga, carga demandada, PD, etc.

El SHM fue simulado para analizar su comportamiento por largos períodos de tiempo bajo diferentes condiciones de temperatura, irradiancia y velocidad del viento.

A diferencia de otros trabajos [10, 30, 36], se analizan dos escenarios, en verano que es el que ofrece condiciones ambientales que permiten que el SHM obtenga una mayor potencia, y en invierno que es el que ofrece peores condiciones con las que se obtiene la

menor potencia que podría entregar. Con el análisis de estos escenarios se puede asegurar la alimentación constante del perfil de carga propuesto durante todo el año.

A continuación se describen los datos utilizados para la simulación del SHM. Para esto se eligió un día típico representativo de cada escenario. Los datos reales fueron obtenidos de la estación meteorológica de la ciudad de Cancún, México de su base de datos del 2010.

La Figura 3.30 muestra que la luz solar está disponible aproximadamente en invierno de 6:30 h a 18:00 h y en verano de 6:30 h a 19:30 h, siendo esta última estación la de mayor irradiancia y horas de sol.

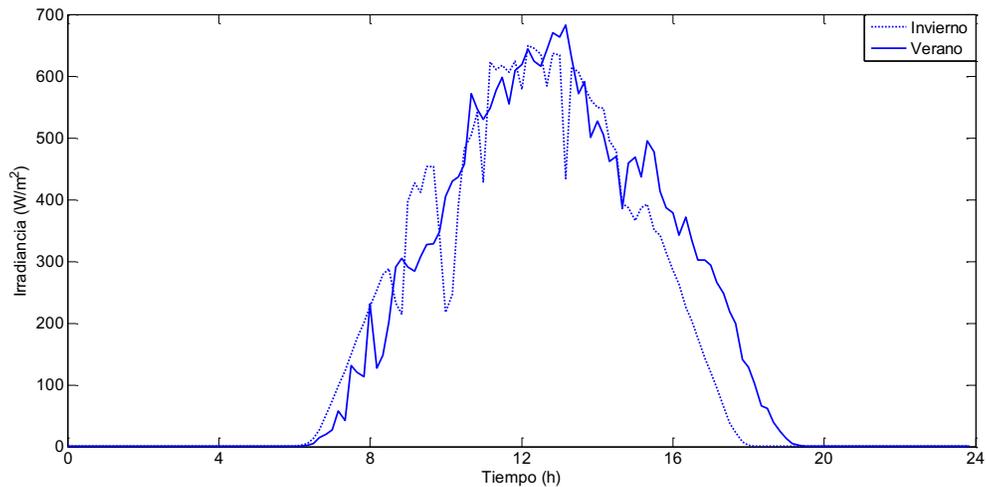


Figura 3.30 Irradiancia en invierno y verano 2010.

La temperatura es mayor en verano que en invierno, y en ambos escenarios las más altas se encuentran entre las 8:00 y 16:00 h aproximadamente, como se muestra en la Figura 3.31.

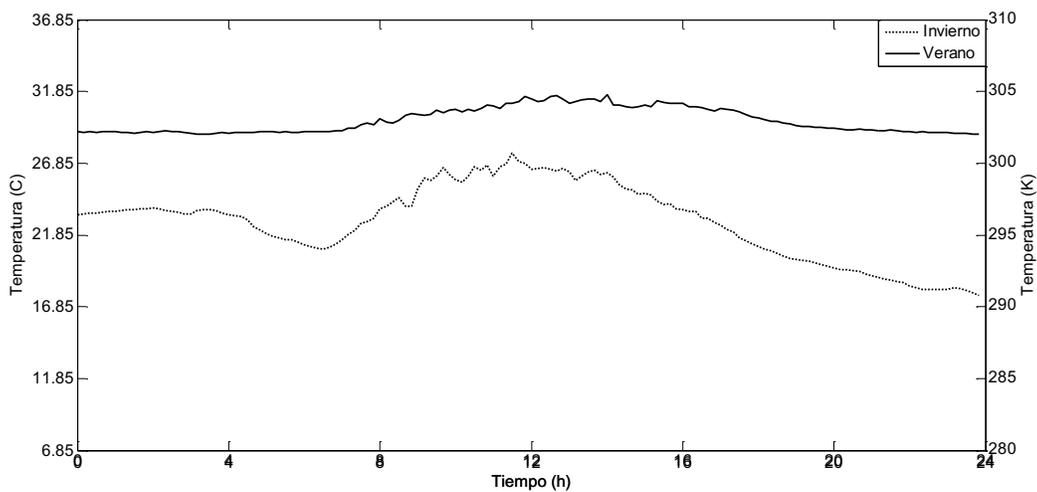


Figura 3.31 Temperatura en invierno y verano 2010.

Por otra parte, el viento está presente casi todo el día para ambos escenarios, sin embargo en verano es la estación dónde se observa la mayor velocidad de viento, como se puede apreciar en la Figura 3.32.

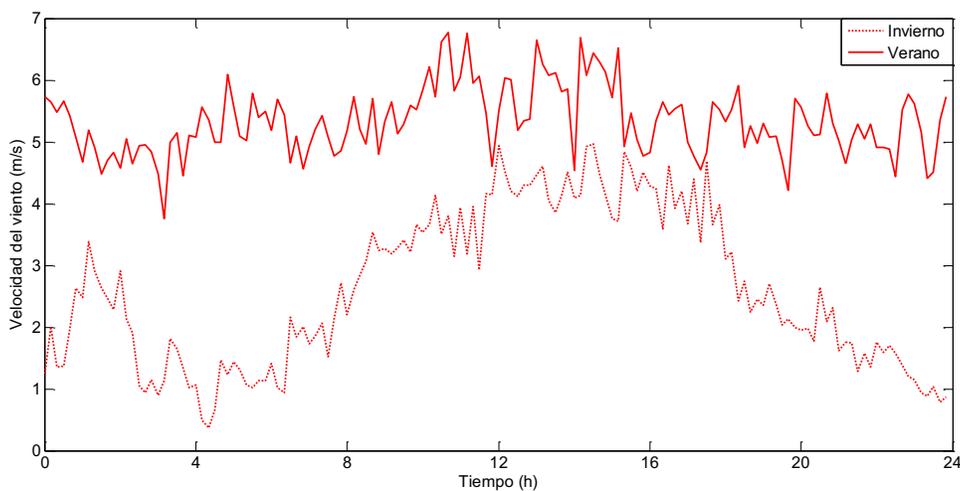


Figura 3.32 Velocidad del viento en invierno y verano 2010.

Para analizar el comportamiento del sistema híbrido no solo se requieren datos meteorológicos, también se requiere de un perfil de carga para saber si el sistema es capaz o no de alimentarla.

El perfil de carga suele ser variable debido al uso que le da el usuario. Para este estudio se eligió una casa de fraccionamiento pequeña de dos habitaciones, ya que este tipo de casa cuenta con una diversidad de cargas con diferentes potencias, que se asemejan a las que se pretenden conectar de manera aleatoria al SHM.

La casa cuenta con cargas básicas como iluminación, refrigerador, computadora, bomba de agua, radio, microondas, calentador eléctrico y aire acondicionado. Sin embargo se prefirió realizar la medición durante un día completo en fin de semana cuando se encontraban las personas en su casa, con la finalidad de obtener un dato real y no una aproximación levantando un censo de cargas, obteniéndose de la medición un consumo total de 4.72 kW-h/día, este perfil se utilizó para ambos escenarios para poder hacer una comparación con la misma referencia, ver Figura 3.33.

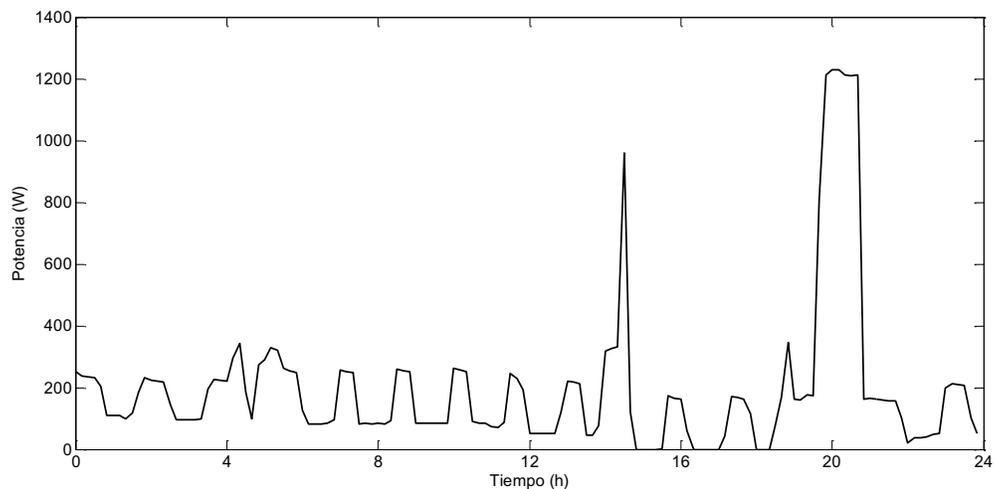


Figura 3.33 Perfil de carga de una casa pequeña otoño 2013.

Los datos anteriores de irradiancia, temperatura, velocidad del viento y perfil de carga, fueron utilizados para simular el SHM completo, obteniéndose para el SFV una salida de potencia de 6.48 kW-h/día y para el generador eólico 0.32 kW-h/día en el escenario de invierno, por lo que entre ambos producen una potencia total de 6.80 kW-h/día, como se muestra en la Figura 3.34.

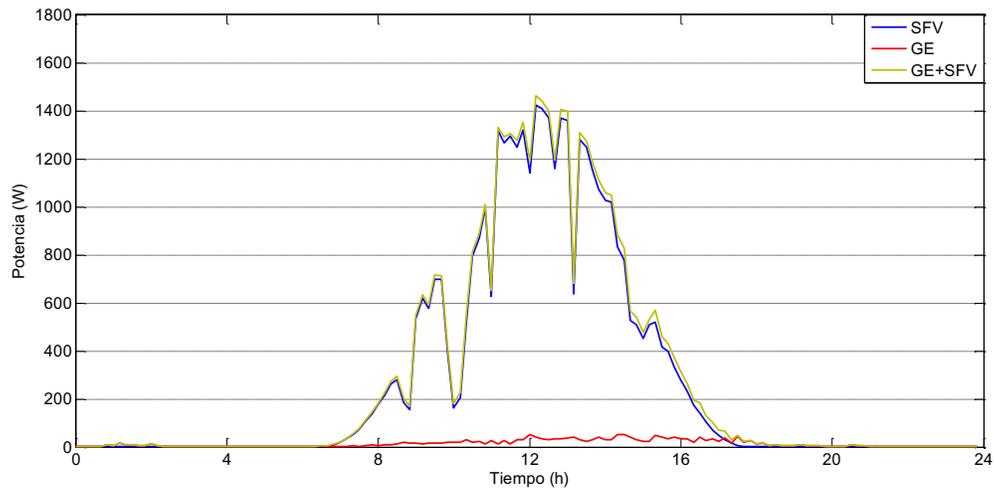


Figura 3.34 Potencias de salida del SFV y GE en el escenario de invierno 2010.

En el caso del escenario de verano, para el SFV se obtuvo una potencia de salida de 7.10 kW-h/día y para el generador eólico una potencia de 1.62 kW-h/día, como se muestra en la Figura 3.35. Entre ambos componentes se obtiene una potencia total de 8.73 kW-h/día.

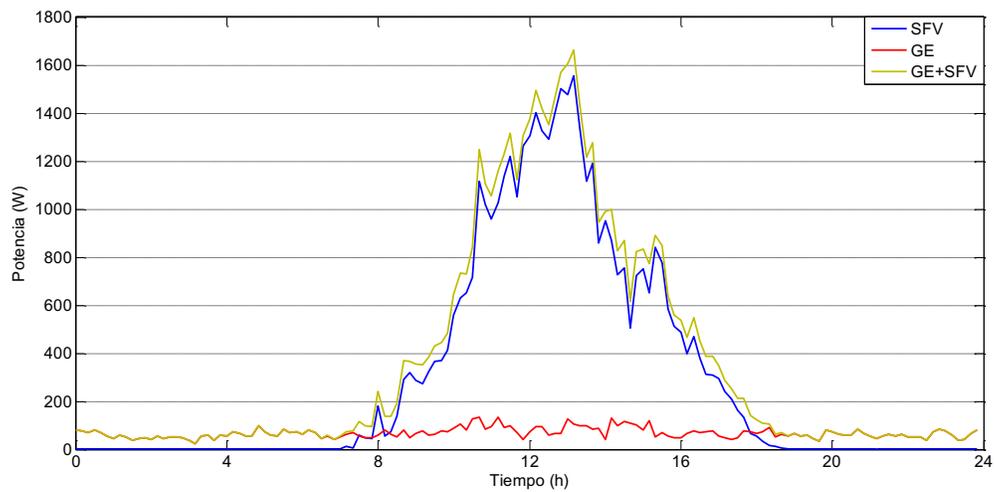


Figura 3.35 Potencias de salida del SFV y GE en el escenario de verano 2010.

En la Figura 3.36 se puede observar la potencia generada por el SFV, GE y el perfil de carga que se conectará al SHM, en el escenario de invierno, y en la Figura 3.37 se puede observar la potencia generada del SFV, GE y perfil de carga para el escenario de verano.

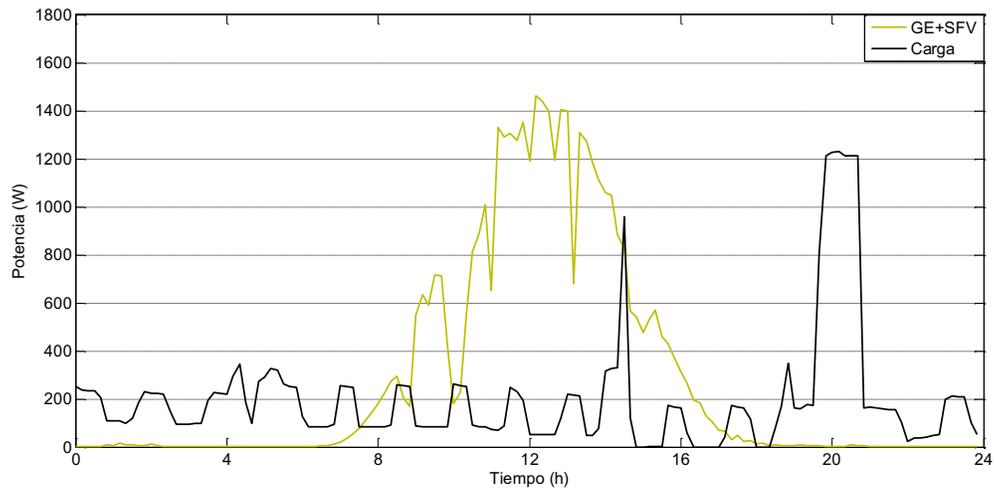


Figura 3.36 Potencias del SFV + GE y perfil de carga para el escenario de invierno 2010.

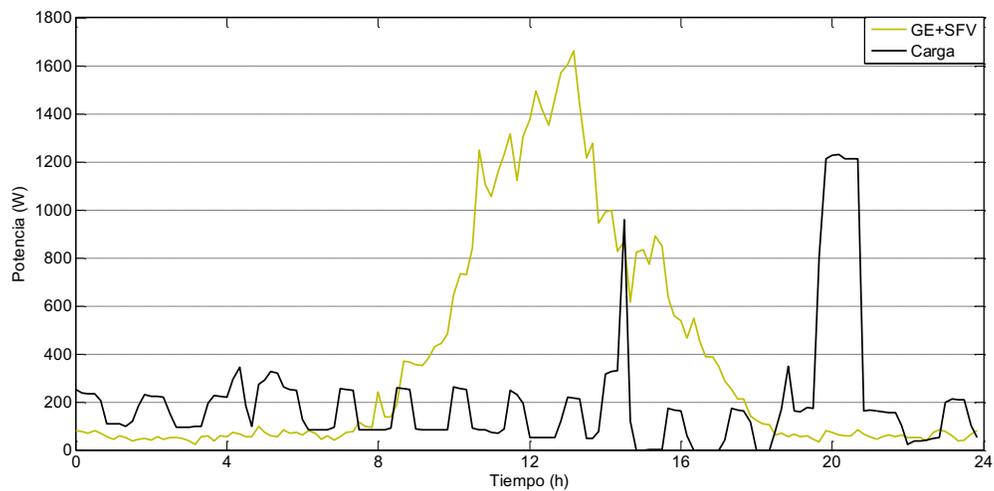


Figura 3.37 Potencias del SFV + GE y perfil de carga para el escenario de verano 2010.

En las figuras anteriores se puede ver que en verano se aporta potencia durante todo el día para alimentar la carga, al contrario del escenario de invierno en dónde hay poca producción o nula en las primeras horas del día y posterior al ocaso; esta producción se debe al GE y que las condiciones climatológicas en verano son más propicias para su funcionamiento. En ambos escenarios es necesario utilizar dispositivos de almacenamiento de energía ya que aunque entre el SFV y GE producen la potencia

necesaria para alimentar a la carga las 24 h del día, los tiempos en que la generan no coinciden con los de la demanda de la carga.

La Figura 3.38 muestra la diferencia entre la potencia total generada por el SFV + GE y la potencia demandada por el perfil de carga para el escenario de invierno y verano, respectivamente.

La parte positiva es la potencia generada por el SFV y GE que no fue consumida, esta es utilizada para carga el SC y BB, una vez cargados, el excedente podrá ser descartado a través de una resistencia de purga.

La región negativa de la gráfica es la parte de la demanda que no fue cubierta por las fuentes principales y será cubierta por el SC y BB. Se puede ver que en invierno la región negativa es mayor con respecto al verano, necesitándose mayor aporte de potencia por parte de los dispositivos almacenadores; y en verano la región positiva es mayor, con respecto al invierno, teniendo mayor potencia excedente disponible para cargar los dispositivos almacenadores o para enviar a purga.

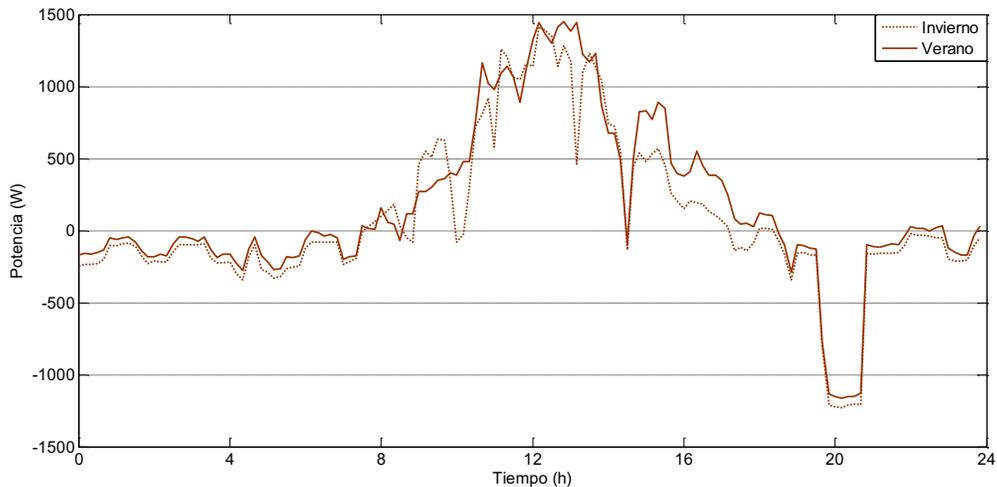


Figura 3.38 Diferencia entre potencia producida y potencia demandada.

La Figura 3.39 y Figura 3.40 muestran la potencia total del sistema híbrido móvil. Para los dispositivos de almacenamiento (SC y BB), la región positiva de la gráfica representa la descarga y la región negativa la carga, siendo los ciclos de carga y descarga mayores en invierno que en verano, debido al número de horas de luz solar disponible que afectan el funcionamiento de las fuentes primarias.

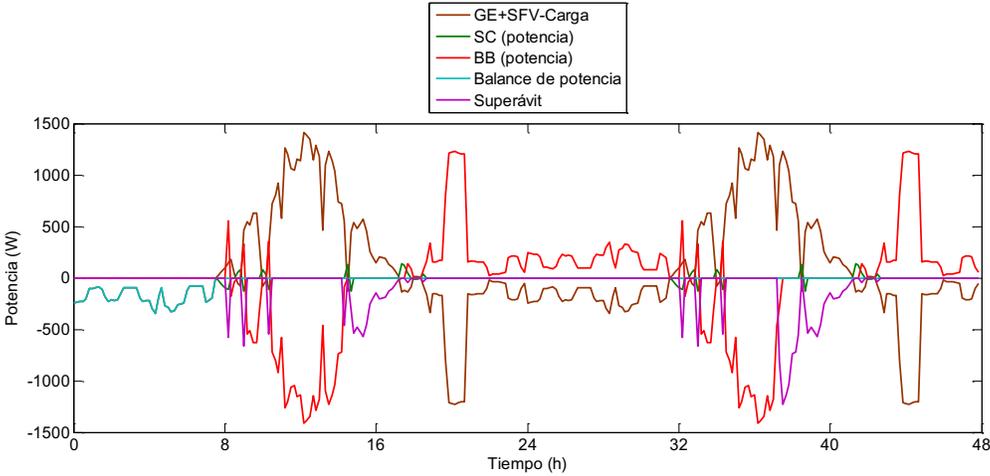


Figura 3.39 Potencia total del SHM para el escenario de invierno.

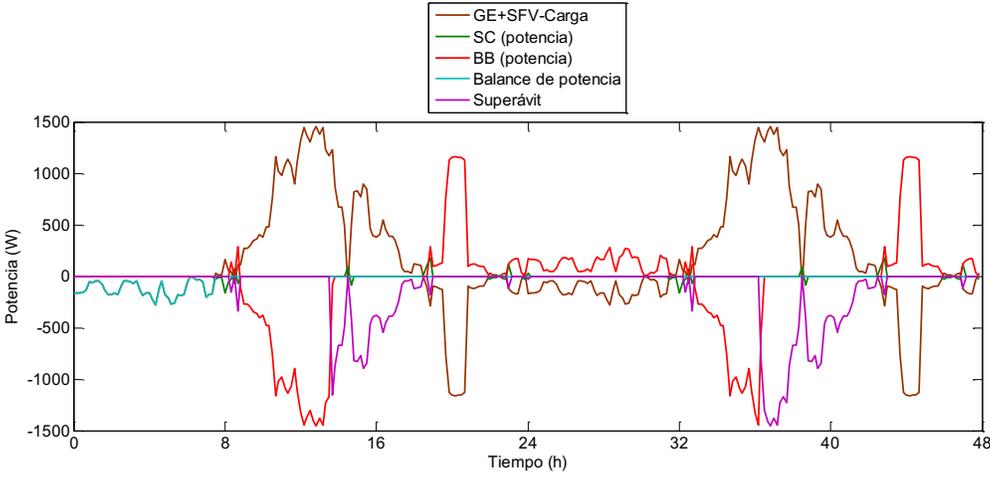


Figura 3.40 Potencia total del SHM para el escenario de verano.

El balance de potencia del sistema muestra que la demanda se cubre en su totalidad tanto en verano como en invierno, para alimentar una pequeña casa de fraccionamiento. En ambos casos existe una potencia excedente o superávit después de cubrir la demanda y cargar los dispositivos de almacenamiento, siendo mayor para verano. Sin embargo, para la implementación de este SHM en otros lugares, requeriría de un nuevo análisis, debido a las diferencias de las condiciones climatológicas.

Una vez simulado el SHM con el perfil de carga propuesto, y obteniéndose como resultado según el balance de potencia, que es capaz de cubrir la demanda en su totalidad, se procedió a la implementación del programa del controlador en su versión final utilizando el software LabVIEW.

### **3.4 Programa del gestor de la energía del SHM en LabVIEW**

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 3.41) y otra que soporta el nivel de programación (ver como ejemplo Figura 3.42).

En la ventana de programación se desarrolla la lógica o filosofía del funcionamiento del gestor y control general del SHM que se programa tomando como base los algoritmos del controlador principal de la Figura 3.1 y el esquema de conexión/desconexión de cargas de la Figura 3.2. A continuación se presenta la programación completa del gestor.

En la Figura 3.41, se puede observar el panel frontal del SHM. En éste, el usuario cuenta con la opción de seleccionar el tiempo de muestreo deseado, que pueden ser de 1 s, 10 s, 30 s, 1 min, 5 min o 10 min, 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, la potencia neta y la potencia total.

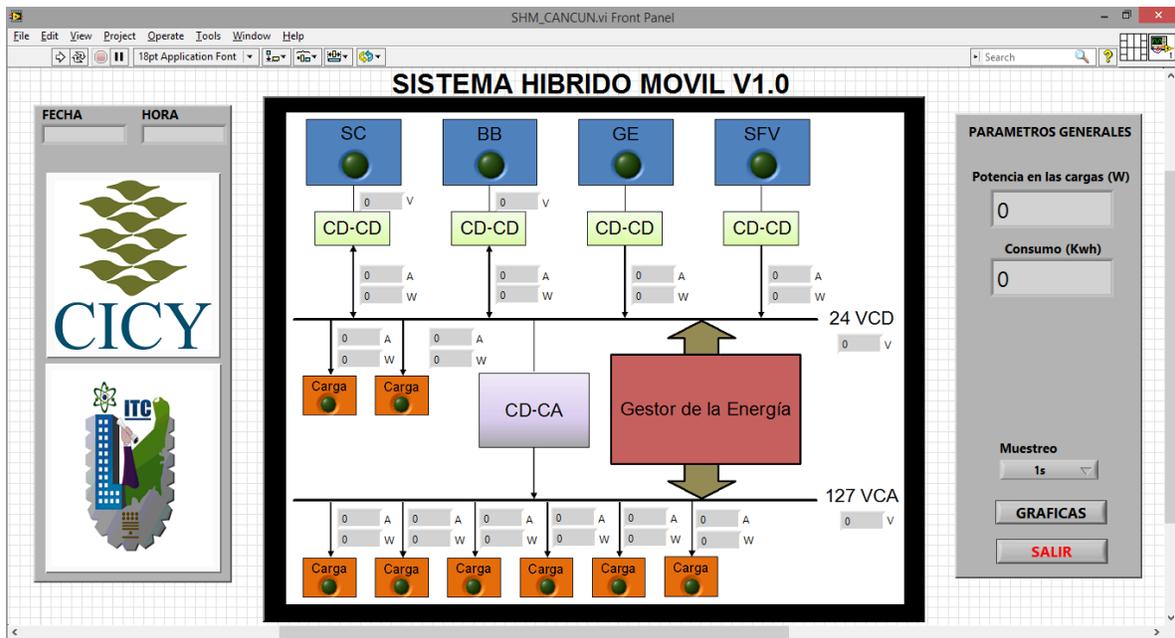


Figura 3.41 Panel frontal de monitoreo del SHM.

El panel frontal del programa se desarrolló de forma que sea amigable al usuario, utilizando indicadores numéricos e indicadores de tipo LED (*light-emitting diode*), que permitan observar en tiempo real los dispositivos que se encuentran en operación, la fecha y hora actual del sistema, potencia y corriente por cada carga, tensión de los buses, la potencia total de las cargas conectadas o potencia demandada, la potencia consumida, el tiempo de muestreo para la toma de lectura de los parámetros de tensión y corriente, así como las gráficas del sistema y un botón de salir para detener el programa.

Para poder desplegar los valores de tensión y corriente en el panel frontal del usuario, se desarrolló el bloque mostrado en la Figura 3.42. En este se obtienen las mediciones de los parámetros de tensión y corriente de los sensores utilizados, y se multiplican por un factor de conversión de acuerdo a la resolución de cada sensor con la finalidad de obtener la lectura correcta en los indicadores numéricos que guardan los valores obtenidos. Estos valores son la tensión del SC ( $V_{SC}$ ), corriente del SC ( $I_{SC}$ ), tensión del BB ( $V_{BB}$ ), corriente del BB ( $I_{BB}$ ), corriente del GE ( $I_{GE}$ ), corriente del SFV ( $I_{SFV}$ ), tensión del bus de CA ( $V_{VCA\_BUS}$ ), tensión del bus de CD ( $V_{VCD\_BUS}$ ), y las corrientes de las cargas conectadas a las 2 tomas de corriente de CD y las 6 tomas de CA ( $I_{C1\_CD}$ ,  $I_{CD2\_CD}$ ,  $I_{C1\_CA}$ ,  $I_{C2\_CA}$ ,  $I_{C3\_CA}$ ,  $I_{C4\_CA}$ ,  $I_{C5\_CA}$  y  $I_{C6\_CA}$ ).

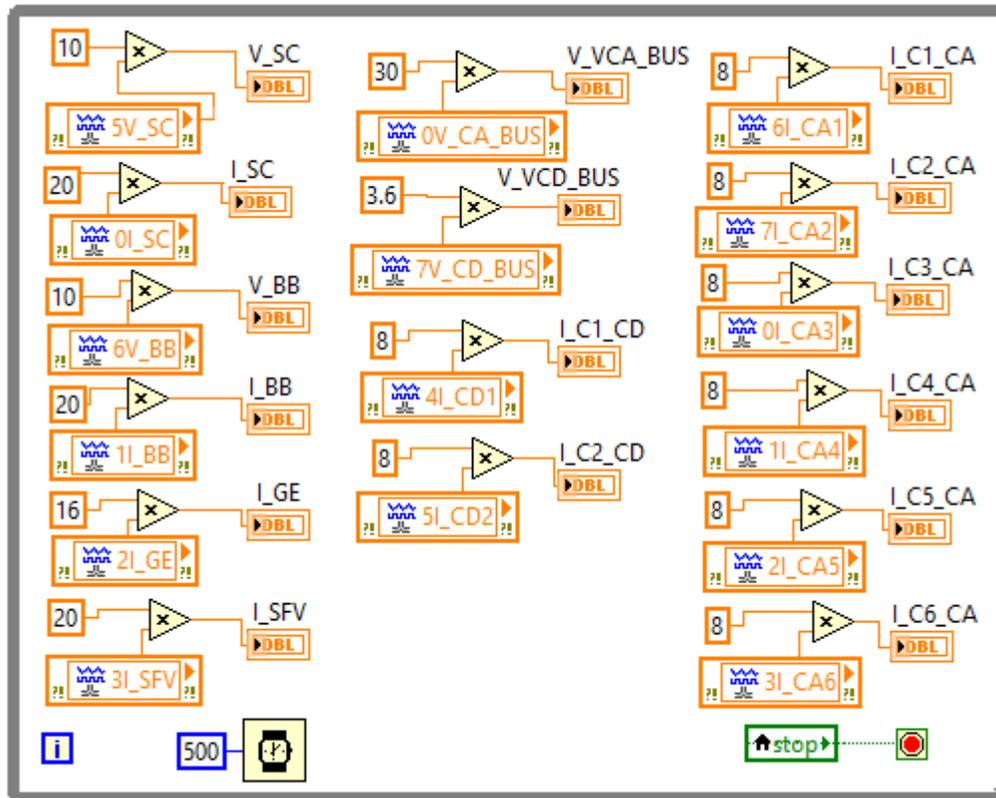


Figura 3.42 Programación de adquisición de datos de los sensores.

Para mostrar los valores de las potencias de las cargas en el panel frontal, se desarrolló el bloque de la Figura 3.43, en éste se leen los valores de las tensiones y corrientes a través de variables locales para obtener las potencias en los indicadores numéricos, como la de las cargas conectadas en las tomas de corriente de CD (POT\_C1\_CD, POT\_C2\_CD), la potencia de las cargas conectadas en las tomas de corriente de CA (POT\_C1\_CA, POT\_C2\_CA, POT\_C3\_CA, POT\_C4\_CA, POT\_C5\_CA y POT\_C6\_CA), la potencia del SFV (POT\_SFV), la potencia del GE (POT\_GE), la potencia del BB (POT\_BB) y la potencia del SC (POT\_SC). Además en este mismo bloque se tiene la estación meteorológica, el modelo del SFV y el modelo del GE por medio de los cuales se obtienen los valores de irradiancia (Irradiancia), temperatura (Temperatura), velocidad del viento (Viento), potencia máxima que genera el SFV (PotMaxSFV) y la potencia máxima que puede generar el GE (PotMaxGE) para su uso posterior en otros bloques.

El programa del gestor cuenta con un algoritmo aparte 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 de (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 [48].

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. En el Anexo A se presenta el VI del código del modelo del SFV (CalcPotMax.vi) utilizado en el bloque de la Figura 3.43.

Para la potencia máxima de salida que pudiera generar el GE, se utilizó el modelo de (Lu et al., 2012) adaptándole la lectura automática en tiempo real de la velocidad del viento como se ve en la Figura 3.43.

Las potencias de salida del SFV y del GE van actualizándose de acuerdo al temporizador de la Figura 3.43, y de acuerdo a como la página web actualice sus datos. Esta potencia de salida es la utilizada en las ecuaciones de balance de potencia (33), (34) y (35) del SHM.

Para la obtención de los datos meteorológicos en tiempo real, se requirió desarrollar un programa que leyera la dirección web de alguna estación meteorológica que publique sus datos en internet [65, 66], para posteriormente adquirir la información necesaria para el funcionamiento de los modelos de SFV y GE. En el Anexo B se pueden ver los VI (datosWEB.vi y datoswebxa.vi) de los programas para la adquisición de datos de internet, en donde se obtienen la irradiancia, temperatura y velocidad del viento. Estos VI se utilizan en el bloque de la Figura 3.43.

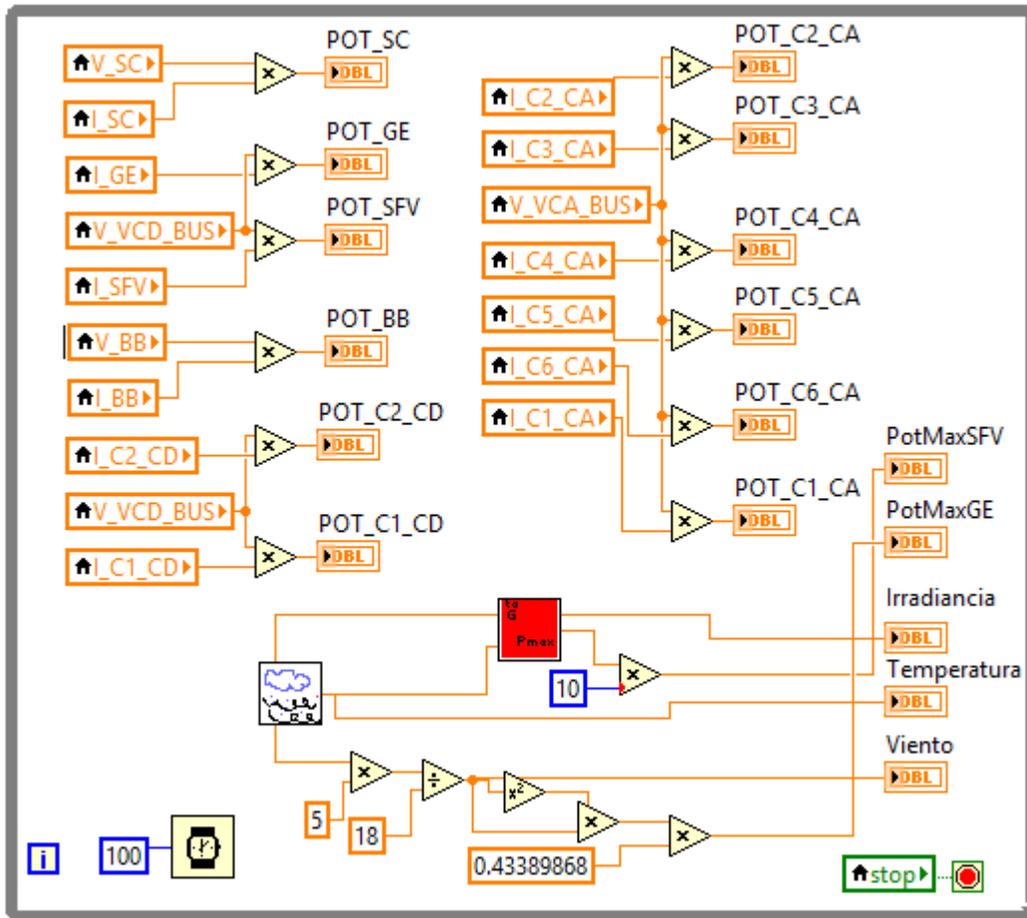


Figura 3.43 Bloque para mostrar los valores de potencia en los indicadores numéricos del panel frontal.

Para obtener la potencia en las cargas que se refleja en el panel frontal, se requirió del bloque mostrado en la Figura 3.44, donde se realizan las sumatorias de potencias, obteniéndose POT\_GENERADA que es la suma de las potencias del SFV, GE, BB y SC (utilizada en las gráficas del SHM), POT\_CARGAS que es la potencia de las cargas conectadas (utilizada en el panel frontal) y Pnet (utilizada en las gráficas del SHM) que es la suma de la PotMaxSFV y PotMaxGE menos la POT\_CARGAS.

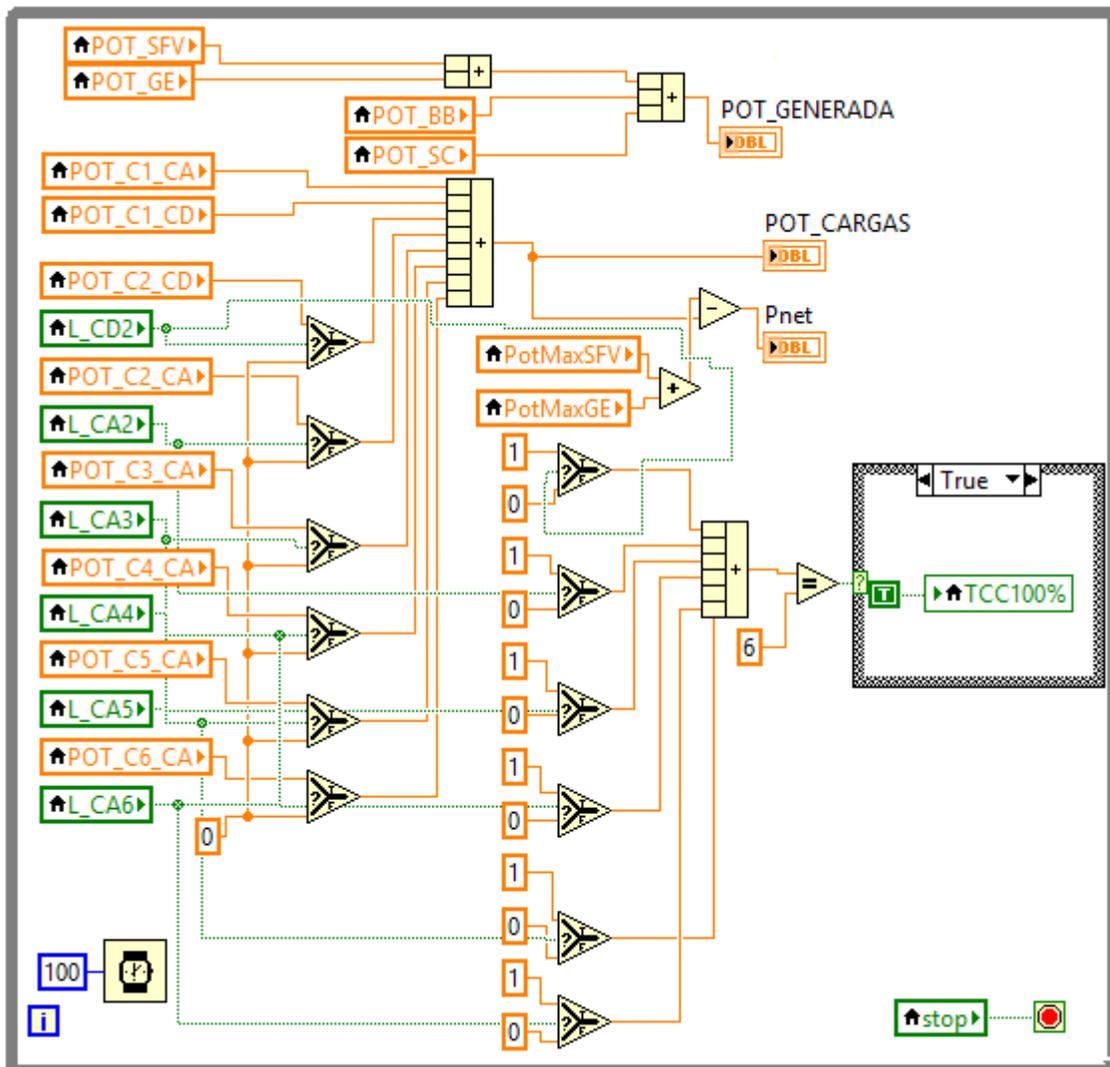


Figura 3.44 Sumatoria de potencias y verificación de la conexión de las tomas de corriente.

En el bloque anterior también se verifica si las tomas de corriente se encuentran conectadas al 100% (TCC100%), de ser así, se ejecuta el caso verdadero, en caso contrario, se ejecuta el caso falso que indica que no todas las tomas de corriente se encuentran conectadas. Ver Figura 3.45.

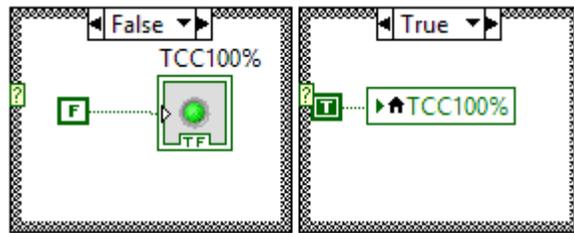


Figura 3.45 Caso Falso y caso verdadero para TCC100%.

También en el panel frontal se muestra el consumo en Kwh, para obtenerlo se desarrolló el bloque de la Figura 3.46, que convierte los Ws en Kwh.

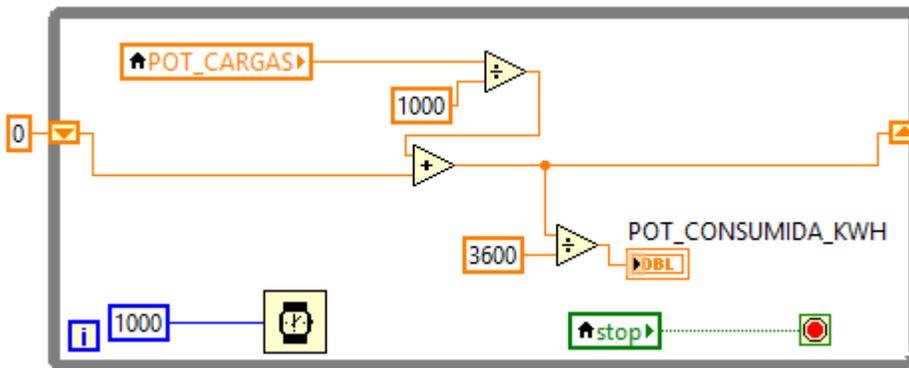


Figura 3.46 Cálculo de la potencia consumida.

Para obtener la fecha y hora en el panel frontal, se utilizó el bloque presentado en la Figura 3.47, en el que se obtiene la fecha y hora de la computadora con segundos. Igualmente en este mismo bloque se genera el botón salir del panel frontal.

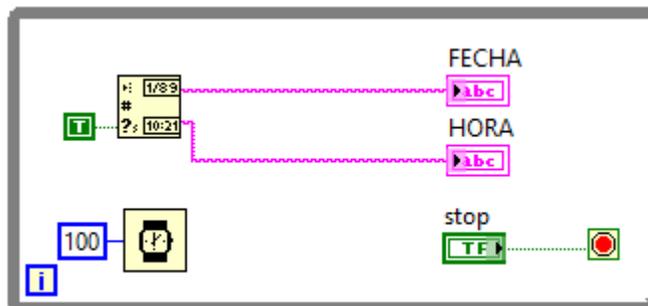


Figura 3.47 Obtención de la fecha y hora.

En la Figura 3.48 se muestra la pantalla que se despliega al seleccionar el botón GRAFICAS en el panel frontal. Las gráficas que se muestran son POT\_CARGAS, POT\_GENERADA, Pnet, POT\_BB, POT\_GE, POT\_SC y POT\_SFV.

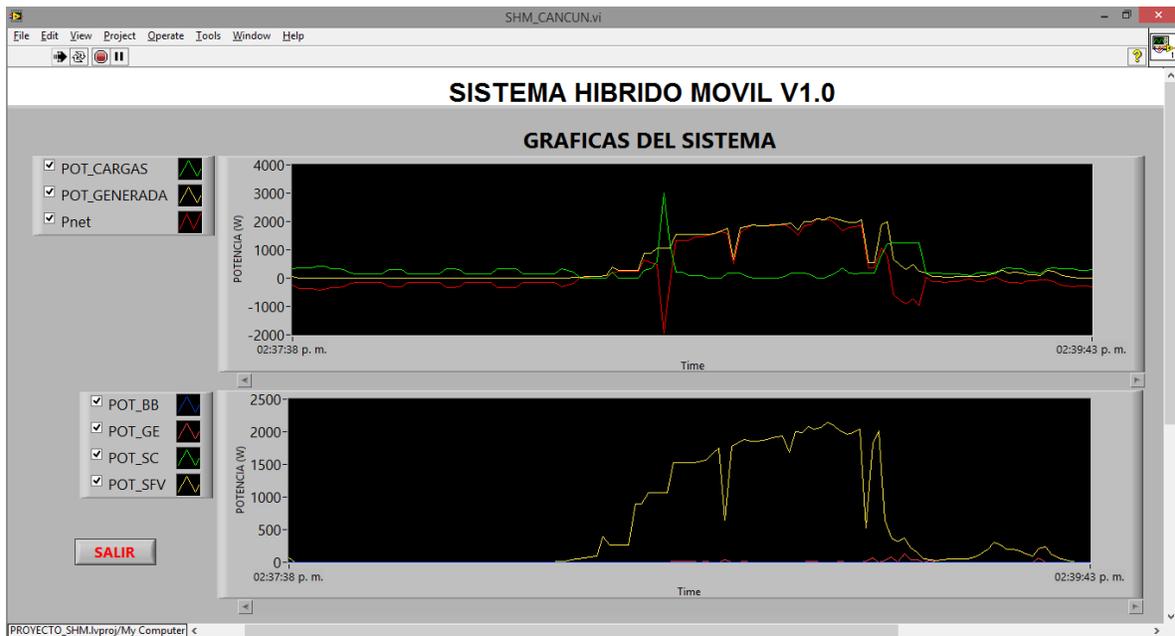


Figura 3.48 Pantalla de las gráficas del SHM.

La programación de los botones para desplegar u ocultar las gráficas del SHM se muestra en la Figura 3.49, donde la estructura de activación por evento, contiene dos eventos, el "[1]" se activa al oprimir el botón de GRAFICAS del panel frontal, el cual habilita que las gráficas sean visibles y el "[2]" que se activa al oprimir el botón de SALIR en las pantalla de las gráficas (ver Figura 3.50), que deshabilita que las gráficas sean visibles.

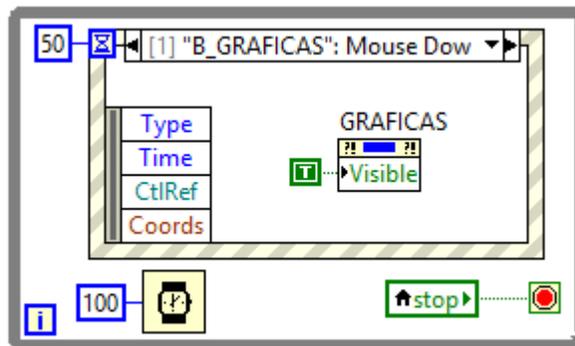


Figura 3.49 Control de botones para desplegar u ocultar las gráficas del SHM.

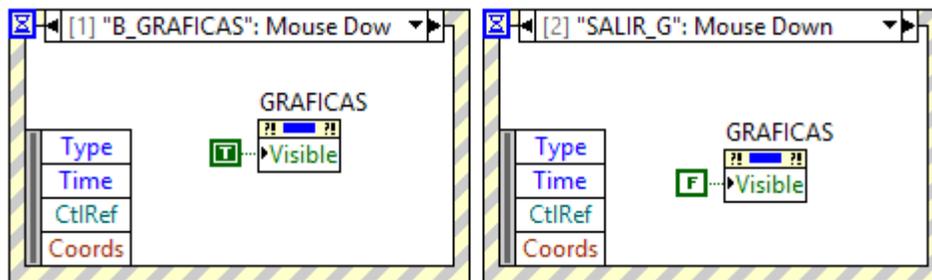


Figura 3.50 Eventos “[1]” y “[2]”.

Para la generación de las gráficas del SHM (Ver Figura 3.51), se utilizan los valores de las potencias de las variables locales para generar dos gráficas, la primera con POT\_CARGAS, POT\_GENERADA y Pnet, y la segunda con POT\_BB, POT\_GE, POT\_SC y POT\_SFV.

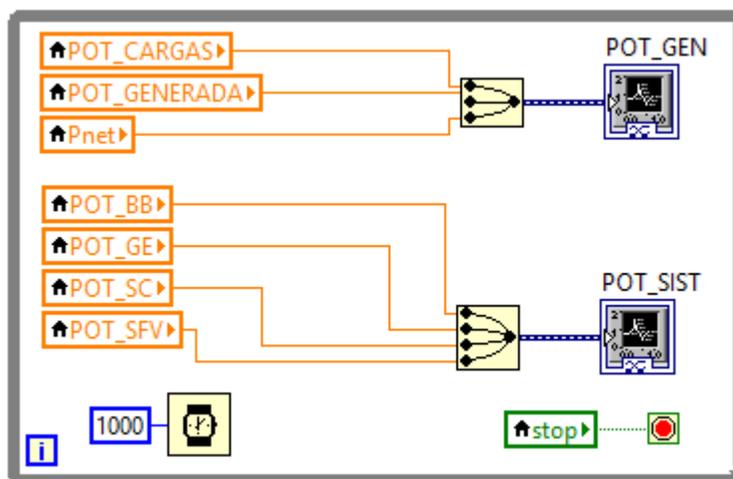


Figura 3.51. Generación de las gráficas del SHM.

Mientras el programa del gestor se esté ejecutando, se va generando un archivo tipo hoja de cálculo (i.e. Microsoft Excel) que guardará los valores obtenidos de los sensores instalados en el móvil y otros datos que se explicarán más adelante. 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.

El bloque para generar el archivo de Excel se presenta en la Figura 3.52, donde se genera un nombre para el archivo con la ubicación en donde se guardará automáticamente, quedando el nombre con la siguiente estructura: SHM\_03\_08\_2015.xls y con la ubicación C:\Users\Maria\SkyDrive\Documentos\PROYECTO\_SHM.

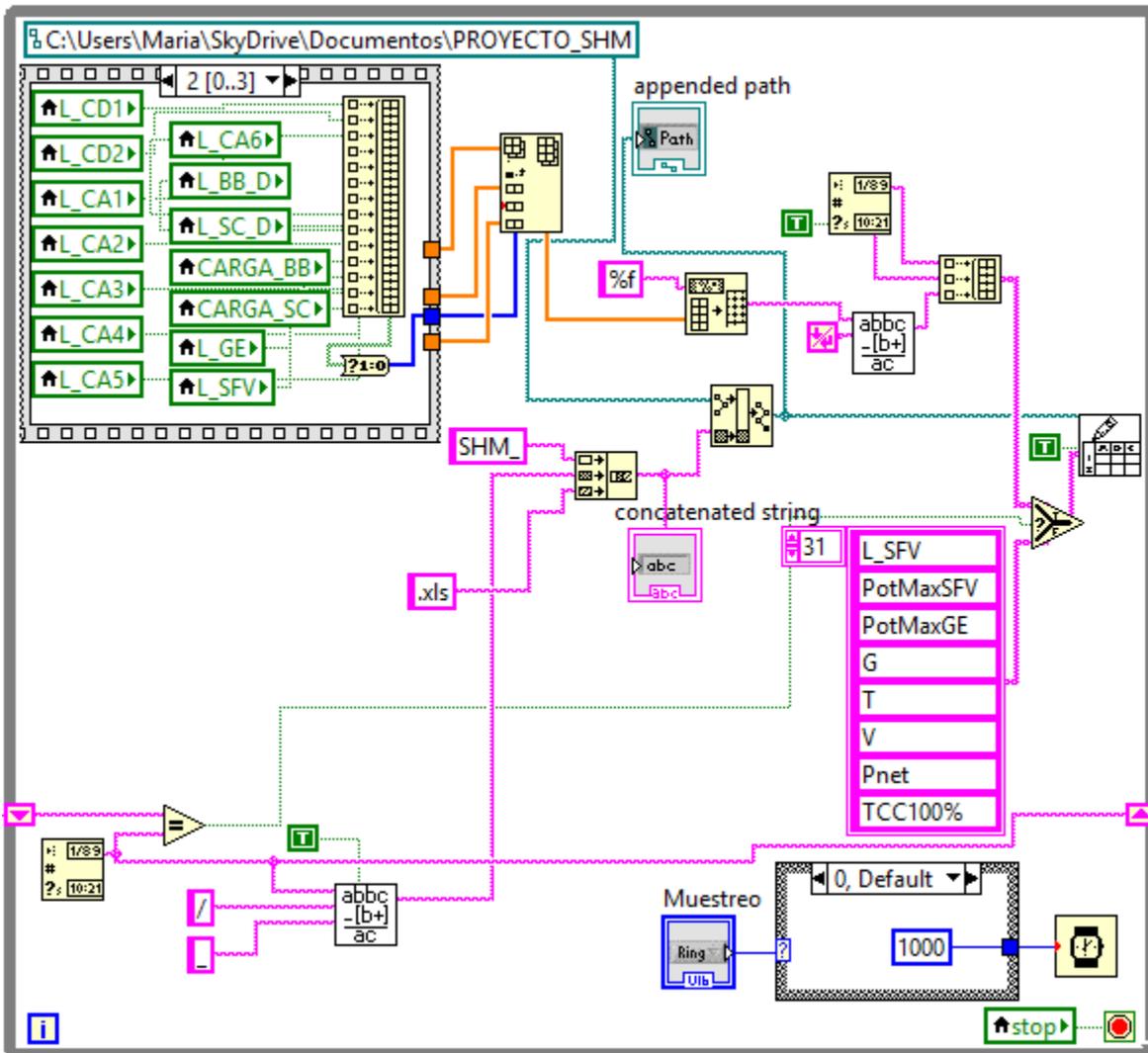


Figura 3.52 Bloque para generar el archivo de Excel.

Con respecto al contenido de la hoja de cálculo, se crea la fila para su encabezado con las palabras fecha, hora y los nombres de las variables presentadas en las secuencias de la 0 a la 3 (Ver Figura 3.53) y también se obtienen los valores de las variables, la fecha y hora para las filas subsecuentes.

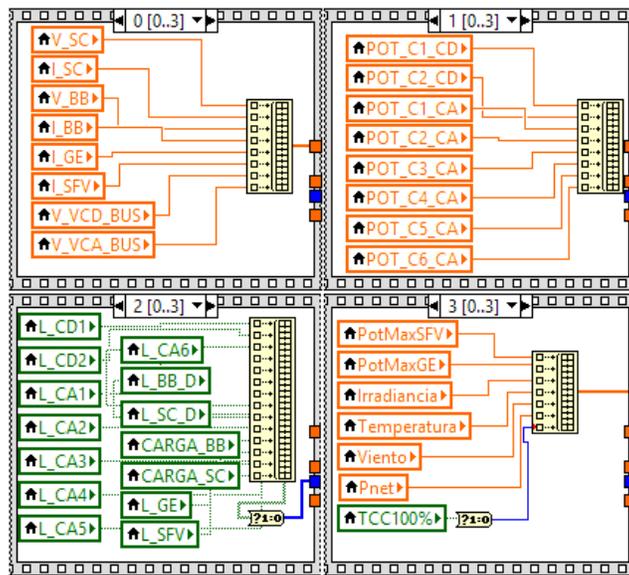


Figura 3.53. Secuencias 0, 1, 2 y 3 con sus variables.

Por último, cuando se guarda la hoja de cálculo, por cada día envía un nuevo encabezado y posteriormente envía la fecha, hora y los valores de los datos de las secuencias de la 0 a la 3, quedando la estructura como se muestra en la Figura 3.54.

FECHA	HORA	V_SC	V_BB	P_C1_CD	P_C2_CD	P_C1_CA	P_C2_CA	P_C3_CA	P_C4_CA	P_C5_CA	P_C6_CA	L_CD1	L_CD2	L_CA1	L_CA2	L_CA3	L_CA4	L_CA5	L_CA6	L_BB_D	L_SC_D	CARGA_BB	CARGA_SC	L_GE	L_SFV	PotMaxSFV	PotMaxGE	Irradiancia	Temperatura	Viento	Pnet	TCC100%	
03/08/2015	00:00	48	24	2.45	1.26	52.8	13.72	1.26	289.35	6.86	2.52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
03/08/2015	00:10	48	24	2.27	1.24	56.7	11.82	1.24	328.4	5.91	2.48	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
03/08/2015	00:20	48	24	2.34	1.22	62.8	12.85	1.22	320.48	6.425	2.44	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
03/08/2015	00:30	48	24	2.52	1.21	44.7	13.2	1.21	262.65	6.6	2.42	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
03/08/2015	00:40	48	24	2.51	1.2	42.5	11.36	1.2	253.4	5.68	2.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
03/08/2015	00:50	48	24	2.48	1.05	40.2	10.68	1.05	125.1	5.34	2.1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
03/08/2015	01:00	40	24	2.48	1	40.7	12.6	1	82.67	6.3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
03/08/2015	01:10	40	24	2.48	1	40.9	12.07	1	82.86	6.035	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
03/08/2015	01:20	34	24	2.49	1	40.8	9.54	1	82.75	4.77	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
03/08/2015	01:30	34	24	2.55	1	42.5	13.45	1	83.39	6.725	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
03/08/2015	01:40	34	24	2.49	1	41.6	13.45	1	95.52	6.725	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
03/08/2015	01:50	34	24	2.47	1.18	40.4	9.62	1.18	256.12	4.81	2.36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
03/08/2015	02:00	34	24	2.49	1.17	40.3	10.42	1.17	252.15	5.21	2.34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
03/08/2015	02:10	21.46	24	2.46	1.16	40.3	10.07	1.16	248.71	5.035	2.32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
03/08/2015	02:20	21.46	24	2.5	1	40.7	10.87	1	82.97	5.435	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
03/08/2015	02:30	21.46	24	2.53	1	40.8	10.84	1	83.34	5.42	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
03/08/2015	02:40	21.46	24	2.47	1	39.9	10.06	1	82.68	5.03	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
03/08/2015	02:50	21.46	24	2.47	1	41	10.31	1	83.45	5.155	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
03/08/2015	03:00	21.46	24	2.48	1	41.1	9.64	1	83.45	4.82	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
03/08/2015	03:10	21.46	24	2.46	1	40.5	10.17	1	92.52	5.085	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
03/08/2015	03:20	21.46	24	2.46	1	40.5	10.17	1	92.52	5.085	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
03/08/2015	03:30	21.46	24	2.45	1.16	40.9	10.98	1.16	254.82	5.49	2.32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
03/08/2015	03:40	21.46	24	2.45	1.15	40.8	11.27	1.15	254.82	5.635	2.3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 3.54 Hoja de cálculo generada al ejecutarse el programa del gestor del SHM.

También en el bloque mostrado en la Figura 3.52, se programó el tiempo de muestreo del panel frontal, donde se selecciona el tiempo de muestreo que ejecutará el caso correspondiente que puede ser de 1 segundo, 10 segundos, 30 segundos, 1 minuto, 5 minutos o 10 minutos como se muestra en la Figura 3.55.

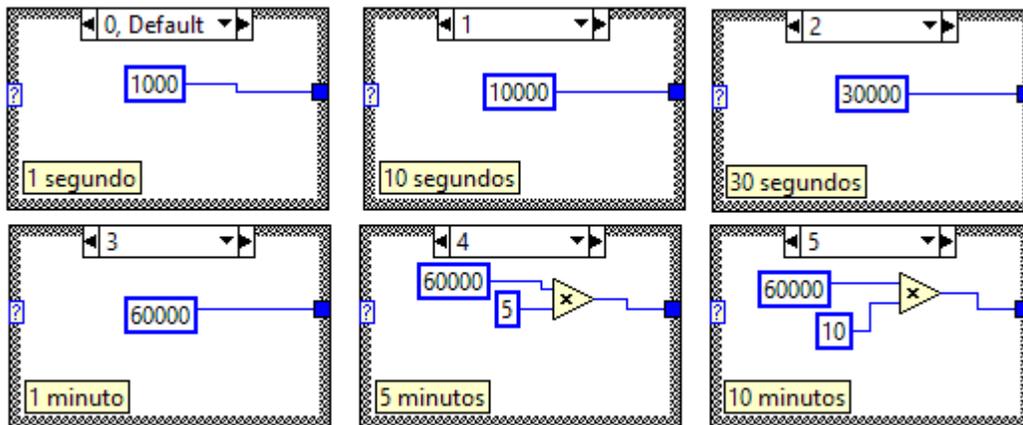


Figura 3.55 Tiempos de muestreo de los casos 0, 1, 2, 3, 4 y 5.

Para iniciar el funcionamiento del 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, GE y de las tomas de corriente de CD y CA en encendido.

Al iniciarse, el programa del gestor lee todos los valores obtenidos de los sensores de corriente y tensión presentados en el bloque de programación de la Figura 3.42. Estos valores se reflejan en las variables locales de la Figura 3.56 y se comparan con los valores máximos que pueden soportar los elementos que se miden. De rebasarse estos límites, se ejecuta el caso verdadero, de no ser así se ejecuta el caso falso. Ver Figura 3.57 para los casos verdadero y falso.

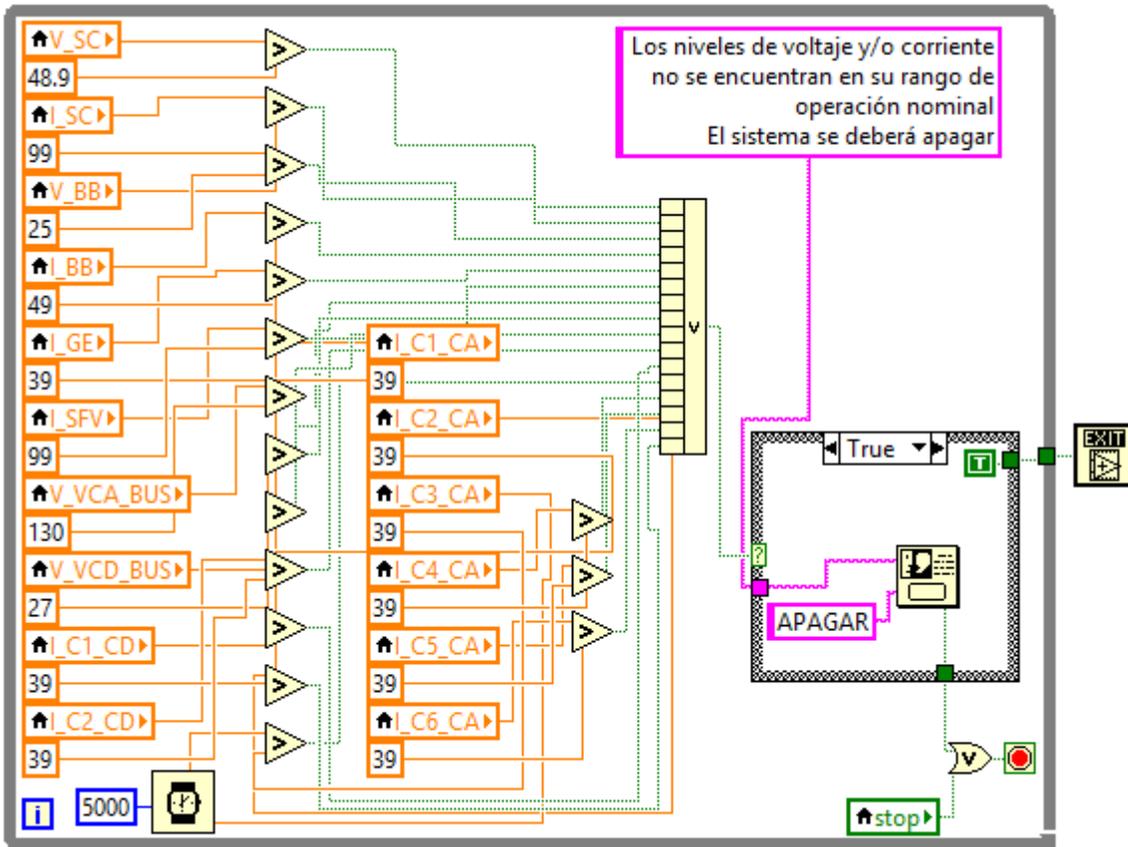


Figura 3.56 Generación de alarma.

Cuando se ejecuta el caso verdadero, se genera una alarma por medio de un cuadro de diálogo que despliega un mensaje con la opción de apagar (ver Figura 3.58) que al seleccionar aceptar suspenderá la operación del programa y posteriormente cerrará el LabVIEW. El programa del gestor únicamente podrá reestablecerse hasta que el problema sea atendido.

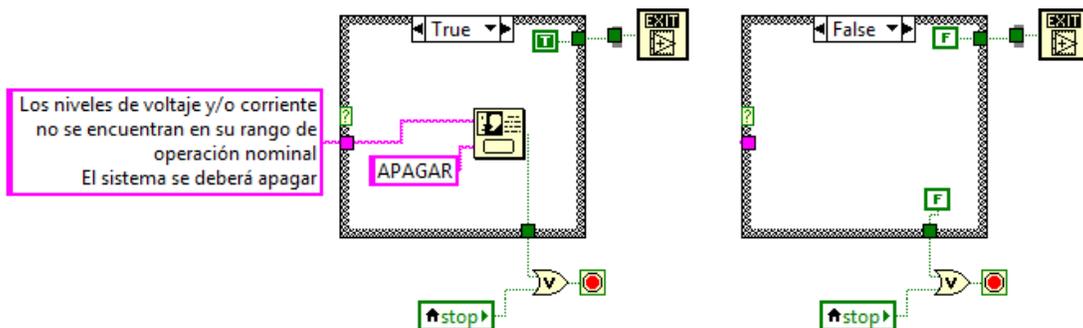


Figura 3.57 Casos verdadero y falso en el bloque de generación de alarma.

Con respecto al caso falso el programa solo se detendrá cuando el operador oprima el botón de salir en el panel frontal, por lo tanto, el programa continuará ejecutándose continuamente mientras no exista alarma.

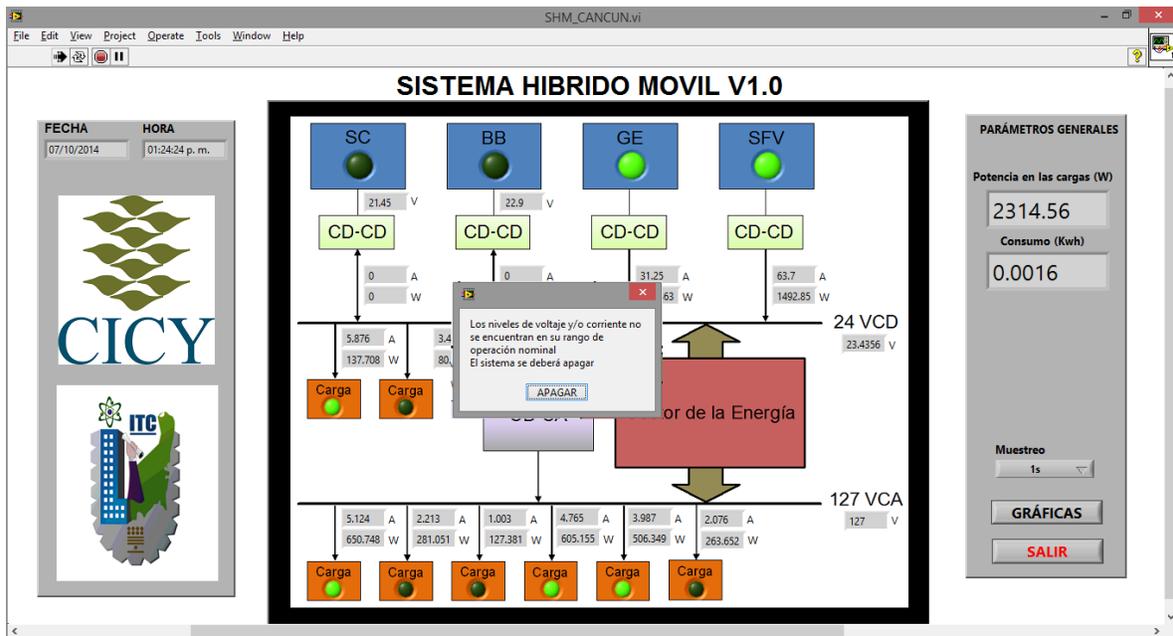


Figura 3.58 Mensaje de alarma generada.

Siguiendo el algoritmo general del controlador de la Figura 3.1, una vez que el programa verifica que no existe alarma, éste continúa ejecutándose. Mientras el programa está en funcionamiento, puede operar en tres estados: excedente, simple y déficit. A continuación se presentan los bloques de programación que incluyen los estados mencionados y las acciones o eventos que se dan dependiendo de estos.

De acuerdo con la Figura 3.59, cuando  $P_{net}$  es mayor o igual que 100 W y  $TCC_{100\%}$  es verdadero, quiere decir que existe potencia excedente y que todas las tomas de corriente se encuentran conectadas. Por lo tanto se ejecuta el caso verdadero (ver Figura 3.59) que contiene dos secuencias.

En la secuencia 0 (ver Figura 3.59), se deshabilitan la descarga del BB ( $L_{BB\_D}$ ) y la descarga del SC ( $L_{SC\_D}$ ) ya que al existir potencia excedente y no haber cargas desconectadas no se requieren.

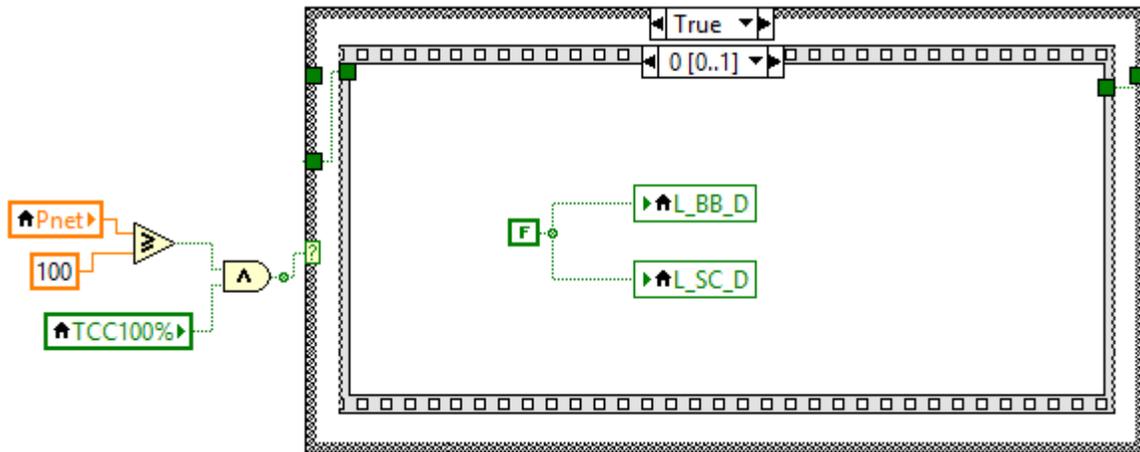


Figura 3.59 Caso verdadero y secuencia 0 cuando existe potencia excedente y TCC100%.

En la secuencia 1 (ver Figura 3.60) si  $V_{SC} < 47.9$  V se ejecuta el caso verdadero, en el cual se habilita CARGA\_SC y se deshabilita L\_SC\_D. En este mismo caso se verifica si  $V_{SC} > 47.9$  V, de ser así se guarda en un registro de corrimiento que el EDCSC es 100%, y de no ser así se envía al registro que el EDCSC es menor del 100%.

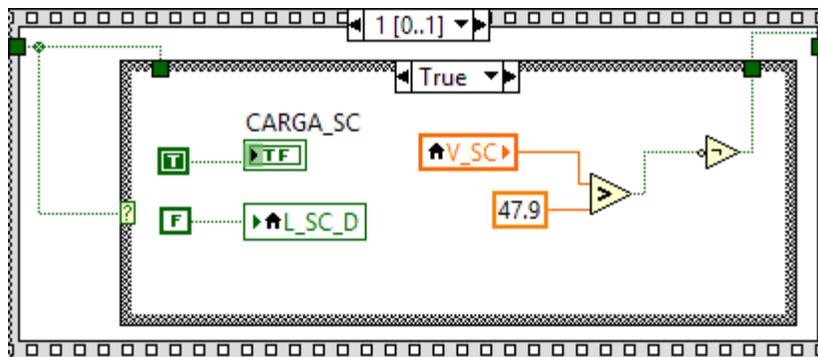


Figura 3.60 Secuencia 1 y caso verdadero cuando  $V_{SC} < 47.9$  V.

El caso falso de la secuencia 1, se ejecuta solo si  $V_{SC} > 47.9$  V, este caso se deshabilita la carga del SC (CARGA\_SC). Ver Figura 3.61.

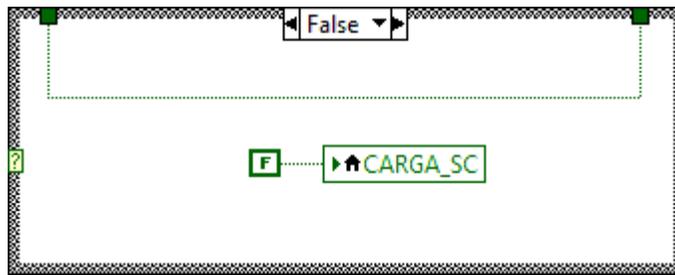


Figura 3.61 Caso falso de la secuencia 1, cuando  $V_{SC} > 47.9$  V.

Cuando no todas las tomas de corriente se encuentran conectadas y/o  $P_{net} < 100$  W, entonces se ejecuta el caso falso y se deshabilitan la carga del BB (CARGA\_BB) y la carga del SC (CARGA\_SC). Ver Figura 3.62.

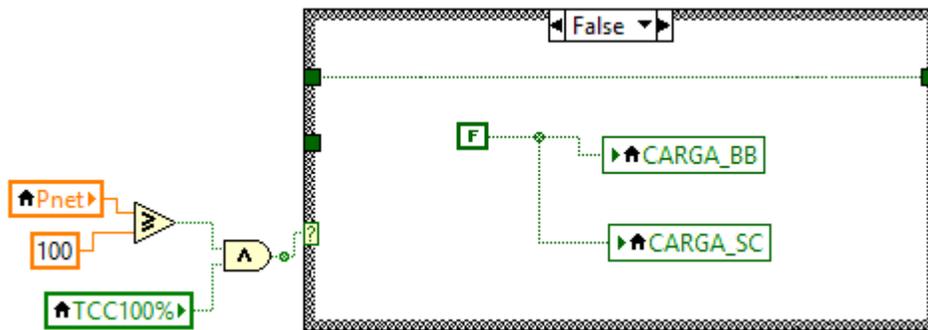


Figura 3.62 Caso falso cuando TCC100% es falso y/o  $P_{net} < 100$  W.

En la Figura 3.63 cuando  $P_{net} < 100$  W o TCC100% es falso y/o  $EDCSC < 100\%$ , se ejecuta el caso falso en el cual solamente va pasando el registro de corrimiento con el estatus del EDCBB.

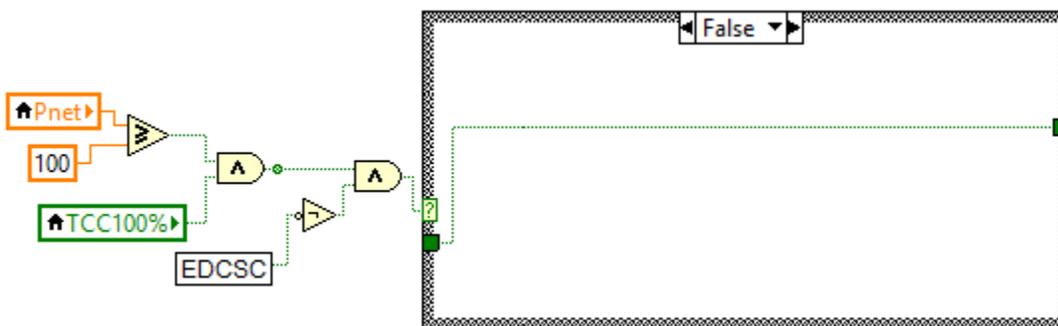


Figura 3.63 Caso falso cuando  $P_{net} < 100$  W o TCC100% es falso y/o  $EDCSC < 100\%$ .

Cuando  $P_{net} \geq 100$  W, TCC100% es verdadero y EDCSC es 100%, se ejecuta el caso verdadero de la Figura 3.64 (que a su vez cuenta con un caso verdadero y un caso falso), en donde se verifica CARGA\_SC y el estatus del EDCBB. Cuando CARGA\_SC es verdadera y/o EDCBB es 100%, se ejecuta su caso falso mostrado también en la misma figura y se deshabilita CARGA\_BB, debido a que no existen las condiciones para enviarlo a carga.

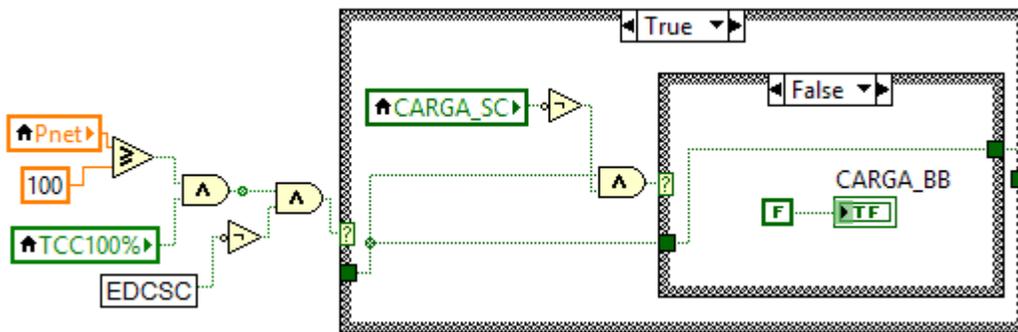


Figura 3.64 Caso verdadero con su caso falso cuando CARGA\_SC es verdadera y/o EDCBB 100%.

Cuando en el caso verdadero de la figura anterior el  $EDCBB < 100\%$  y CARGA\_SC es falsa, se ejecuta su caso verdadero mostrado en la Figura 3.65, donde se deshabilita L\_BB\_D, se habilita CARGA\_BB y se verifica el estatus del EDCBB. Si  $V_{BB} > 23.9$  V, se guarda en un registro de corrimiento que el EDCBB es 100%, de no ser así se envía al registro que el EDCBB es menor del 100%.

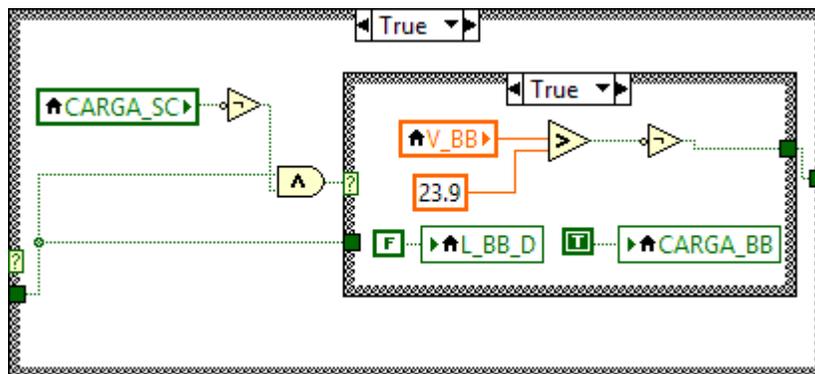


Figura 3.65 Caso verdadero con su caso verdadero cuando  $EDCBB < 100\%$  y CARGA\_SC es falsa.

Para saber si existe potencia excedente para enviar a purga, se requirió del bloque de programación de la Figura 3.66, en donde si  $P_{net} \geq 100$  W, TCC100% es verdadero, el EDCSC es 100% y el EDCBB es 100%, entonces se ejecuta el caso verdadero y se activa la purga (R\_PURGA). Cuando  $P_{net} < 100$  W o TCC100% es falso o EDCSC < 100% o EDCBB < 100%, entonces se ejecuta el caso falso y se deshabilita la purga.

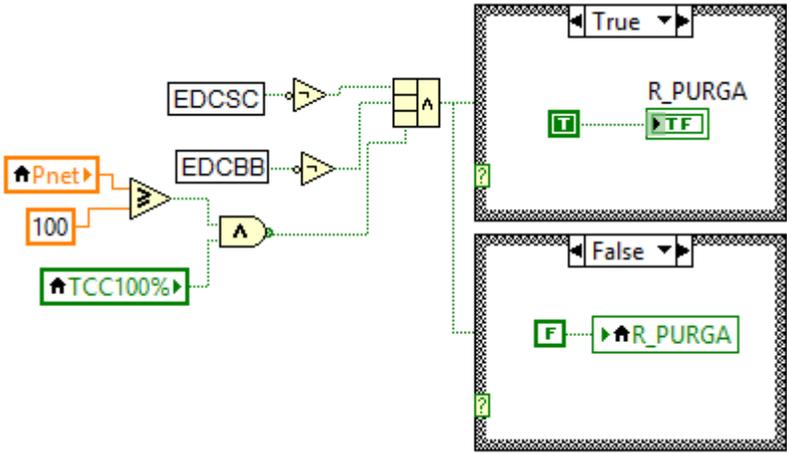


Figura 3.66 Casos verdadero y falso del bloque de purga.

Otra parte del programa del gestor, se presenta en el bloque de la Figura 3.67, que detecta si existe potencia déficit o no para enviar a descarga el SC y BB. En este bloque se verifica si  $P_{net} \leq 10$  W, de ser así se ejecuta el caso verdadero ya que existe potencia déficit y de no ser así, se ejecuta el caso falso ya que no existe potencia déficit.

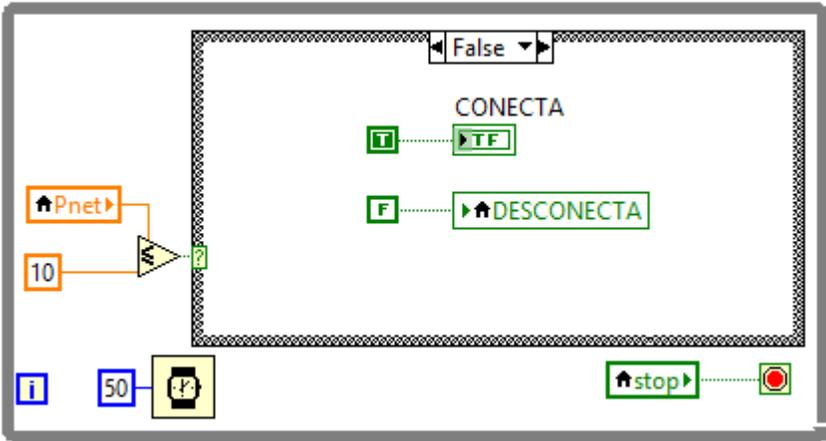


Figura 3.67 Bloque que verifica si existe o no potencia déficit y su caso falso cuando  $P_{net} > 10$  W.

El caso falso se muestra también en la Figura 3.67, en este se habilita el bloque CONECTA y se deshabilita el bloque DESCONECTA ya que no existe déficit. El bloque CONECTA es la parte del programa del gestor dónde se encuentra la lógica para la conexión de cargas, y el bloque DESCONECTA es donde se encuentra la parte de desconexión de dichas cargas.

En el caso verdadero presentado en la Figura 3.68, cuando  $P_{net} \leq 10 \text{ W}$  se deshabilita el bloque de CONECTA debido a que existe déficit de potencia; también se compara si  $V_{SC} > 21.46 \text{ V}$ , de ser así, se ejecuta su caso verdadero y de no ser así, se ejecuta su caso falso. El caso verdadero también se muestra en la Figura 3.68, en donde se habilita  $L_{SC\_D}$  y se deshabilitan  $L_{BB\_D}$  y el bloque DESCONECTA. Esto se debe a que al existir déficit primero se intenta cubrir con el SC, evitando la desconexión de cargas.

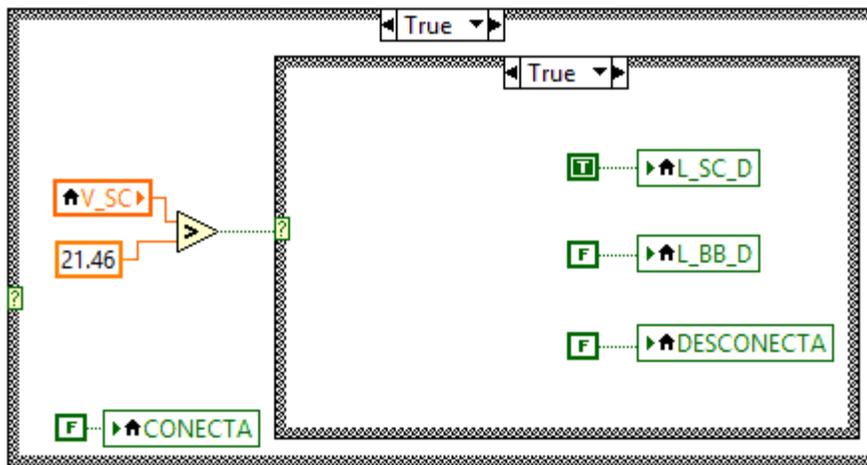


Figura 3.68 Caso verdadero cuando  $P_{net} \leq 10 \text{ W}$  con su caso verdadero cuando  $V_{SC} > 21.46 \text{ V}$ .

Como se comentó anteriormente, cuando  $V_{SC} < 21.46 \text{ V}$ , se ejecuta el caso falso (ver Figura 3.69) donde se deshabilita  $L_{SC\_D}$  ya que no está en su EDC permitido para descargar, y se verifica si el  $V_{BB} > 23 \text{ V}$ , de ser así, se ejecuta su caso verdadero mostrado en la misma figura, donde se habilita  $L_{BB\_D}$  ya que su EDC está por arriba del mínimo permitido para descargar y se deshabilita el bloque DESCONECTA ya que se cubre el déficit con el BB.

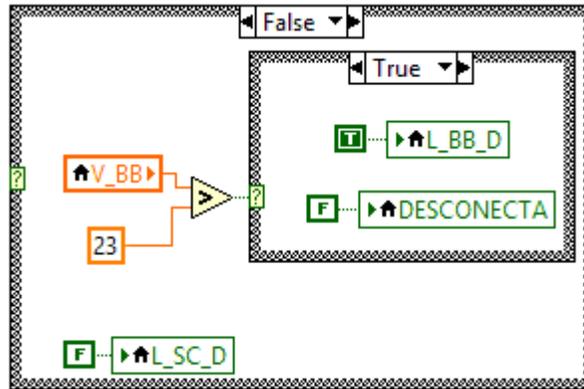


Figura 3.69 Caso falso cuando  $V_{SC} < 21.46$  V con su caso verdadero cuando  $V_{BB} > 23$  V.

Cuando  $V_{BB} < 23$  V, se ejecuta el caso falso (ver Figura 3.70) y entonces se habilita el bloque DESCONECTA, debido a que existe déficit y no puede cubrirse con el BB ya que su EDC están por debajo del límite establecido para descargar y por lo tanto se deshabilita L\_BB\_D.

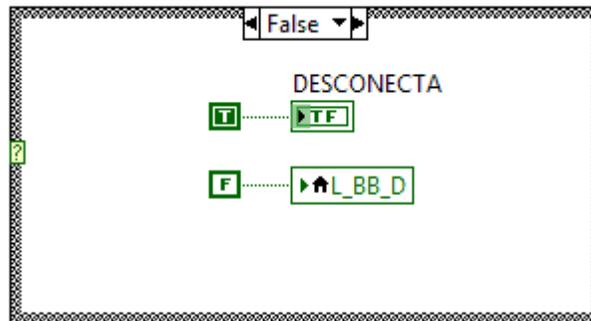


Figura 3.70 Caso falso cuando  $V_{BB} < 23$  V.

En el bloque de conexión de la Figura 3.71, se decide cual carga se puede conectar dado que existen condiciones para hacerlo. El esquema planteado de conexión maneja a las tomas de corriente de forma independiente, ya que la aplicación del SHM es para alimentar cargas independientes de CD y CA, esto mismo aplica para el esquema de desconexión.

Cuando CONECTA se encuentra deshabilitado, se ejecuta el caso falso, mostrado también en la Figura 3.71 en el que no se reconecta ninguna toma de corriente.

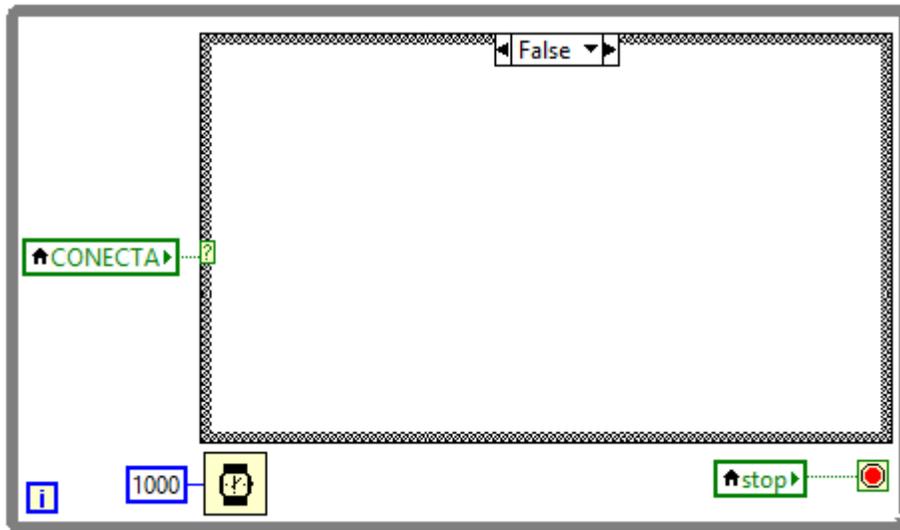


Figura 3.71 Bloque de conexión con su caso falso.

Cuando CONECTA se encuentra habilitado, se ejecuta el caso verdadero de la Figura 3.72, en éste, cuando la toma de corriente se encuentra habilitada se le asigna un valor muy grande de potencia y cuando la toma de corriente se encuentra deshabilitada, se lee el valor de potencia guardado en un registro antes de que la toma se desconectara. Estos valores se concentran en orden para posteriormente seleccionar el que tiene el menor valor de potencia y ejecutar el caso correspondiente, es decir, para P\_CD2 se ejecuta el caso 0, para P\_CA2, se ejecuta el caso 1, para P\_CA3, se ejecuta el caso 2, para P\_CA4, se ejecuta el caso 3, para P\_CA5, se ejecuta el caso 4, para P\_CA6 se ejecuta el caso 5 y por último existe un caso para condiciones no definidas que evita que se genere un error en el programa.

En la Figura 3.72 se puede observar el caso 0, que es para la toma de corriente L\_CD2, que al ejecutarse verifica si Pnet es mayor que el valor de P\_CD2 más 100 W, de ser así, se ejecuta el caso verdadero, donde se habilita L\_CD2, y de no ser así, se ejecuta el caso falso donde la toma de corriente permanece desconectada. Esta misma lógica se aplica para programar los casos del 0 al 5.

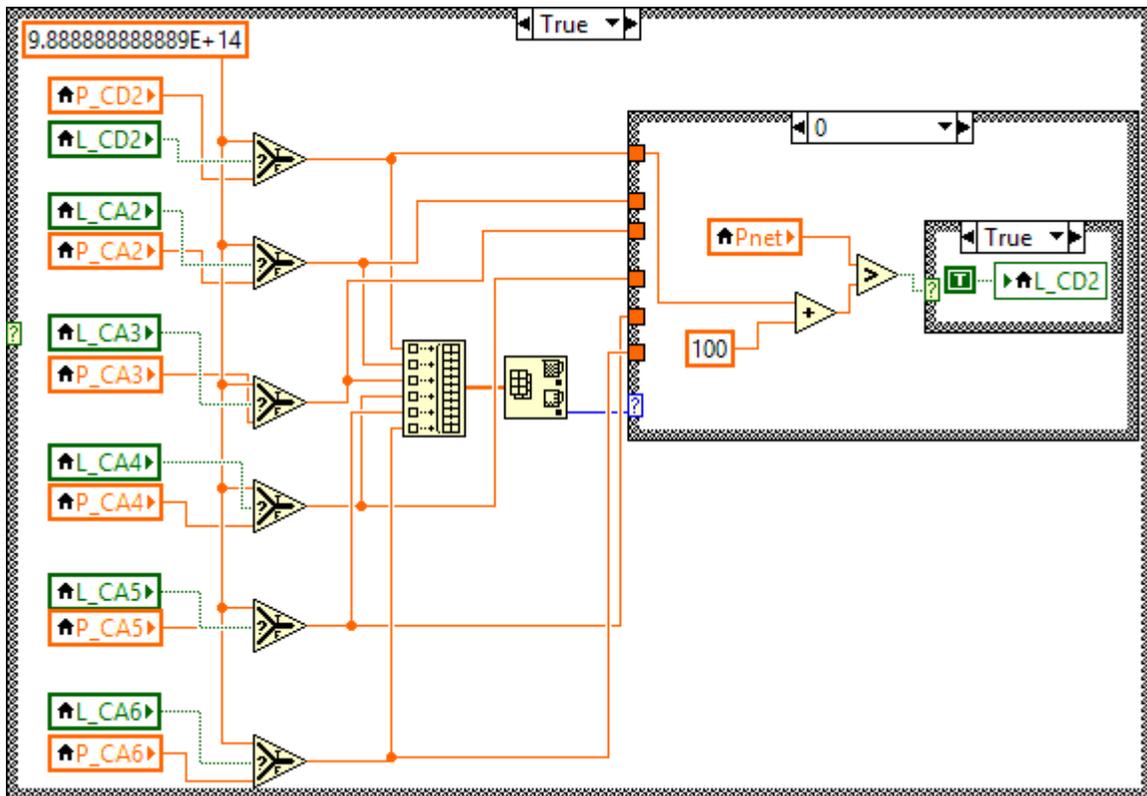


Figura 3.72 Caso verdadero del bloque de conexión.

En la Figura 3.73 se puede observar la programación de los casos del 0 al 5 con sus respectivos casos verdaderos y en la Figura 3.74 con sus casos falsos. En la Figura 3.75, se presenta el caso para condiciones no definidas, necesario para evitar errores por si el caso verdadero del bloque de conexión no determina ejecutar alguno de los casos definidos del 0 al 5.

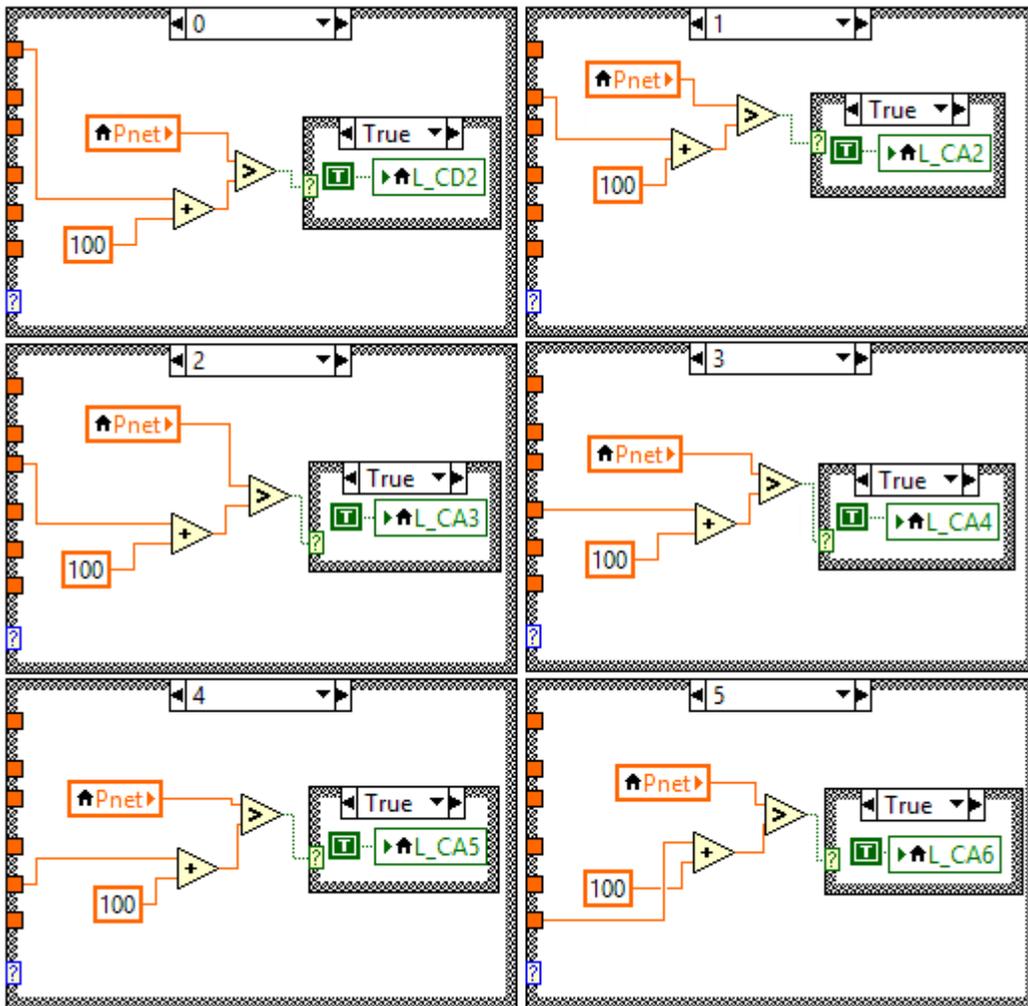


Figura 3.73 Casos del 0 al 5 del bloque de conexión con sus casos verdaderos.

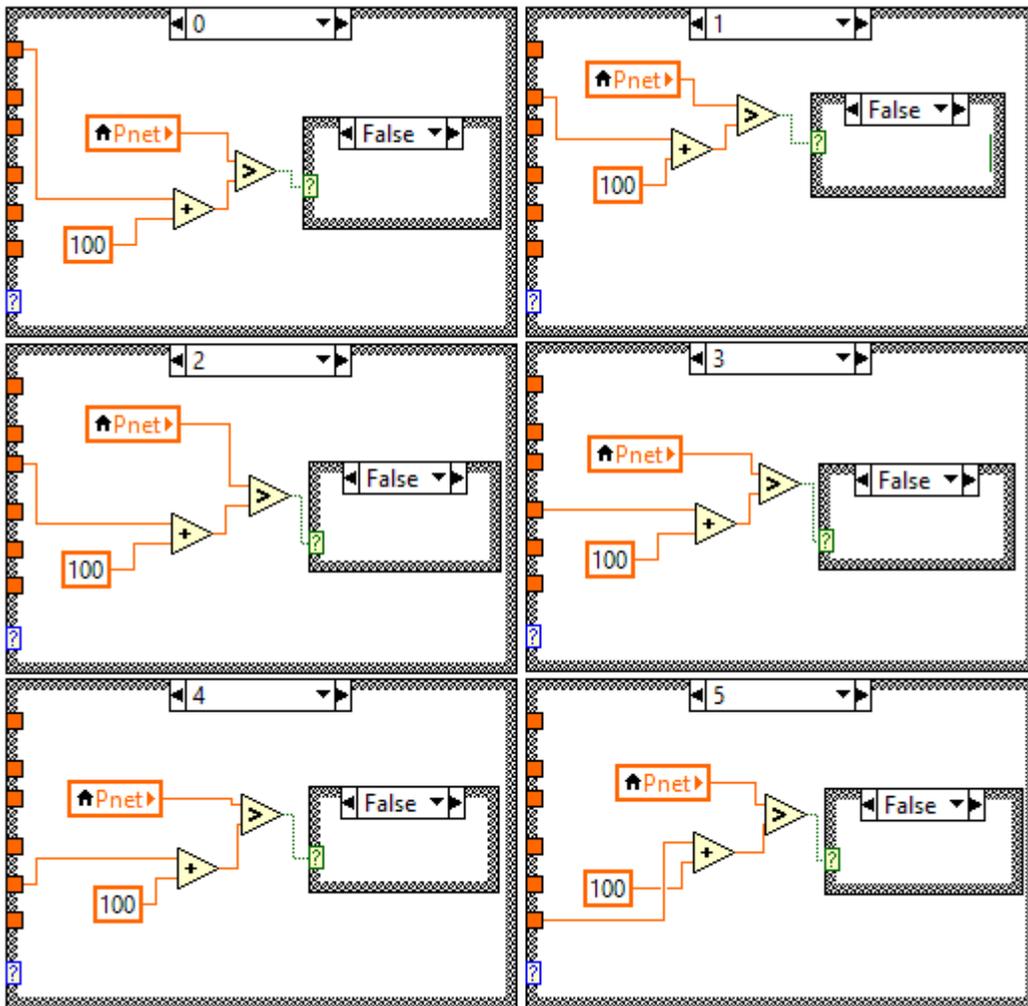


Figura 3.74 Casos del 0 al 5 del bloque de conexión con sus casos falsos.

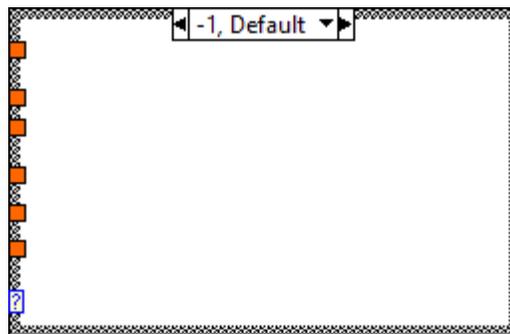


Figura 3.75 Caso para condiciones no definidas del bloque de conexión.

En el bloque de desconexión de la Figura 3.76, se decide cual carga debe desconectarse. Cuando DESCONECTA se encuentra deshabilitado, se ejecuta el caso falso mostrado en la misma figura en el que solamente se van pasando los valores de potencia de las cargas conectadas a las tomas de corriente a través de registros de corrimiento.

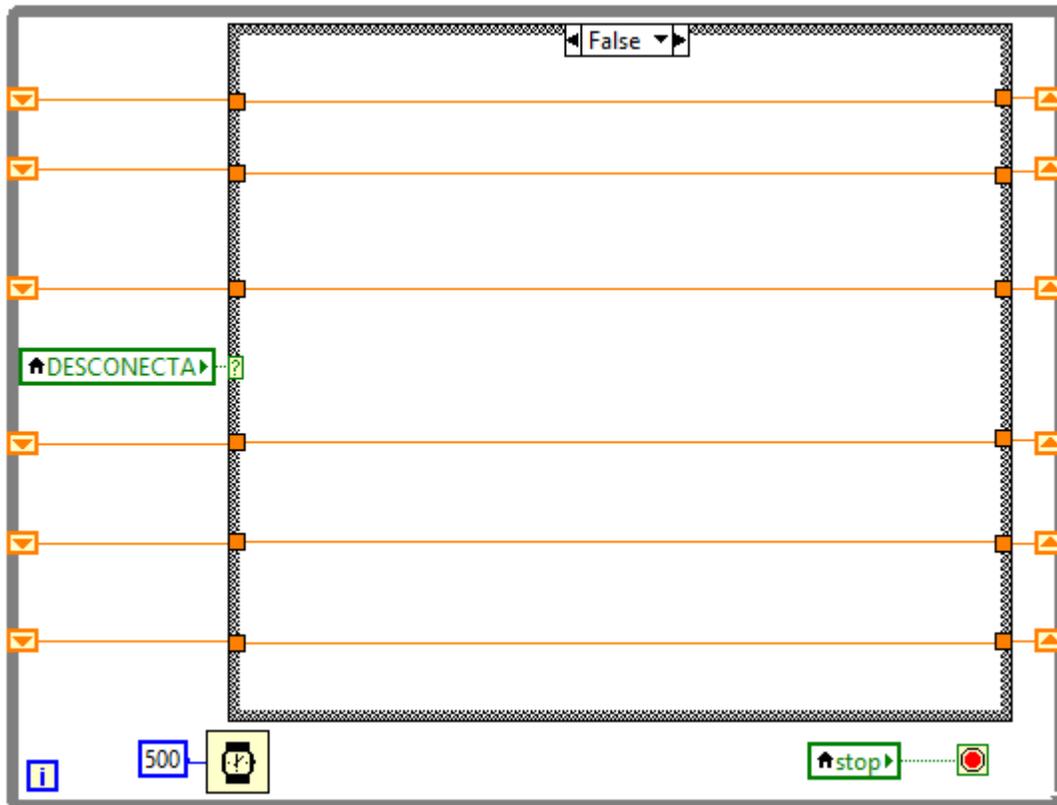


Figura 3.76 Bloque de desconexión con su caso falso.

Cuando DESCONECTA se encuentra habilitado, se ejecuta el caso verdadero de la Figura 3.77, en este, cuando la toma de corriente se encuentra habilitada lee el valor de potencia de la carga que tiene conectada y cuando la toma de corriente se encuentra deshabilitada, lee un valor de potencia muy grande para evitar que el programa intente desconectar cargas que ya se encuentran desconectadas. Estos valores se concentran en orden para posteriormente seleccionar el que tiene el menor valor de potencia y ejecutar el caso correspondiente, es decir, para P\_CD2 se ejecuta el caso 0, para P\_CA2, se ejecuta el caso 1, para P\_CA3, se ejecuta el caso 2, para P\_CA4, se ejecuta el caso 3,

para P\_CA5, se ejecuta el caso 4, para P\_CA6 se ejecuta el caso 5 y por último existe un caso para condiciones no definidas que evita que se genere un error en el programa.

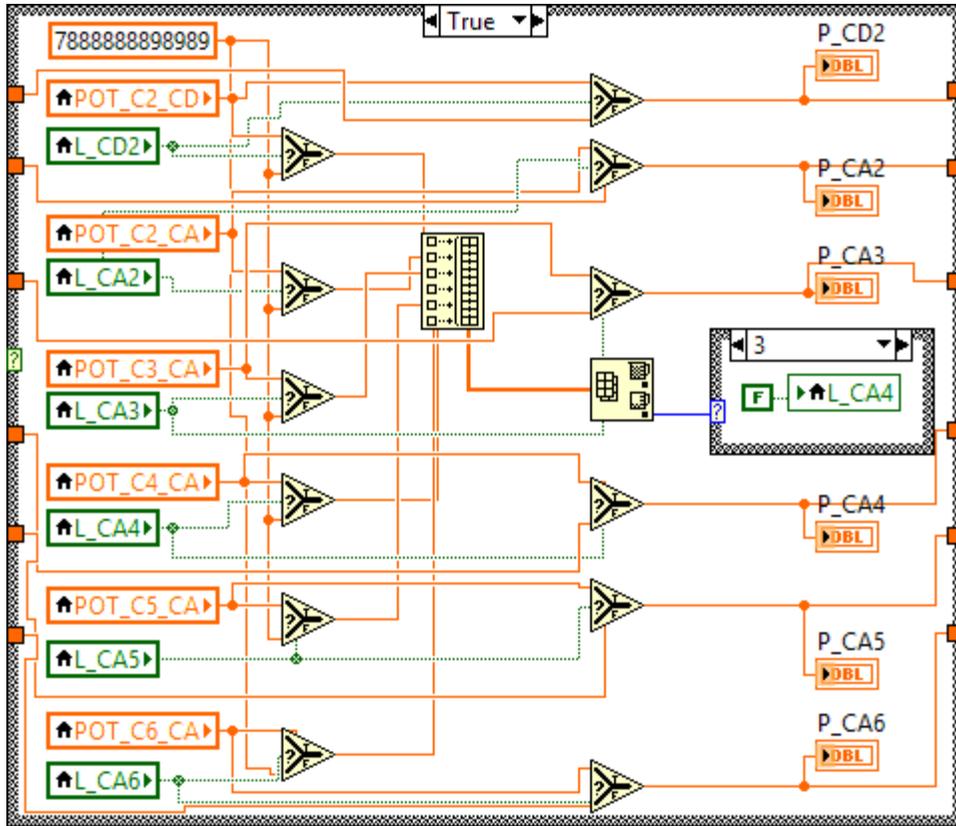


Figura 3.77 Caso verdadero del bloque de desconexión.

En la Figura 3.78 se pueden observar los casos del 0 al 5, en los que se deshabilitan L\_CD2, L\_CA2, L\_CA3, L\_CA4, L\_CA5 y L\_CA6 respectivamente y en la Figura 3.79 se muestra el caso -1.

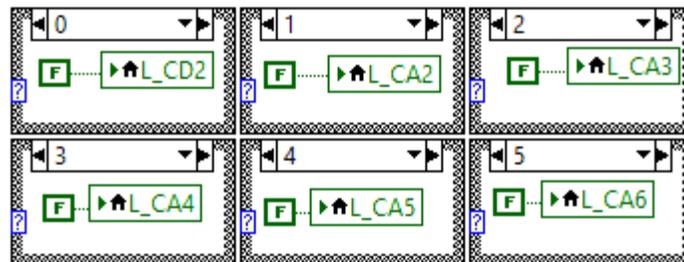


Figura 3.78 Casos del 0 al 5 del bloque de desconexión.

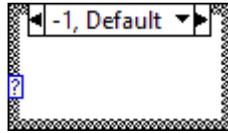


Figura 3.79 Caso para condiciones no definidas del bloque de desconexión.

En los bloques de programación mostrados anteriormente, en los casos en donde no existe potencia excedente o déficit, se consideran de operación simple. En este estado, las cargas conectadas son alimentadas con las fuentes primarias y no se ejecuta el esquema de conexión/desconexión de cargas ni tampoco la carga y descarga del SC y BB.

Por último, 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.

Con el programa del gestor de la energía del SHM en LabVIEW se realizaron pruebas de funcionamiento, para éstas se requirió implementar el controlador físicamente, así como los módulos de NI, sensores y relevadores necesarios para gestionar la energía del SHM. Ver Figura 3.80



Figura 3.80 Implementación del controlador para el SHM.

Se realizaron pruebas de funcionamiento al controlador del SHM para analizar su comportamiento en sus diferentes estados de operación, cada una de estas formas de operación genera un gran número de combinaciones de estados posibles en los relevadores que habilitan o deshabilitan los componentes del SHM.

La simulación del SHM se realizó el 3 de agosto del 2015 por un día completo con datos climatológicos obtenidos de la web [65] mostrados en la Figura 3.81, Figura 3.82 y Figura 3.83 con los perfiles de carga de la Figura 3.84, Figura 3.85, Figura 3.86, Figura 3.87, Figura 3.88, Figura 3.89, Figura 3.90 y Figura 3.91.

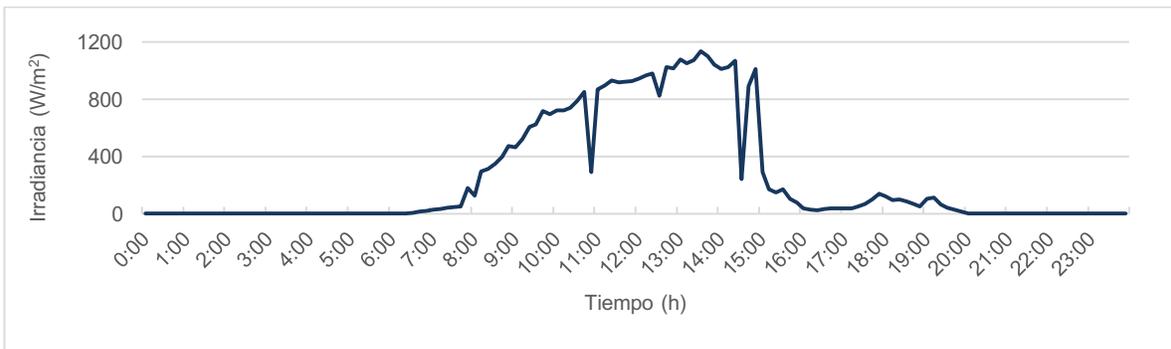


Figura 3.81 Irradiancia del 3 de agosto de 2015.

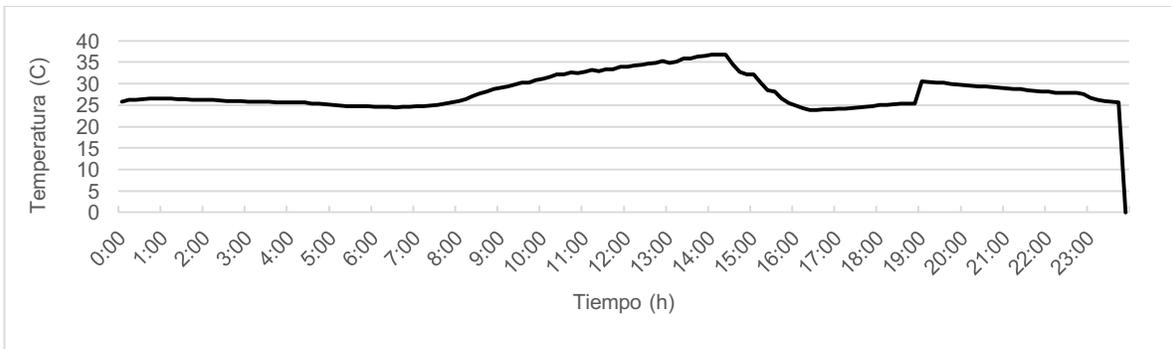


Figura 3.82 Temperatura del 3 de agosto de 2015.

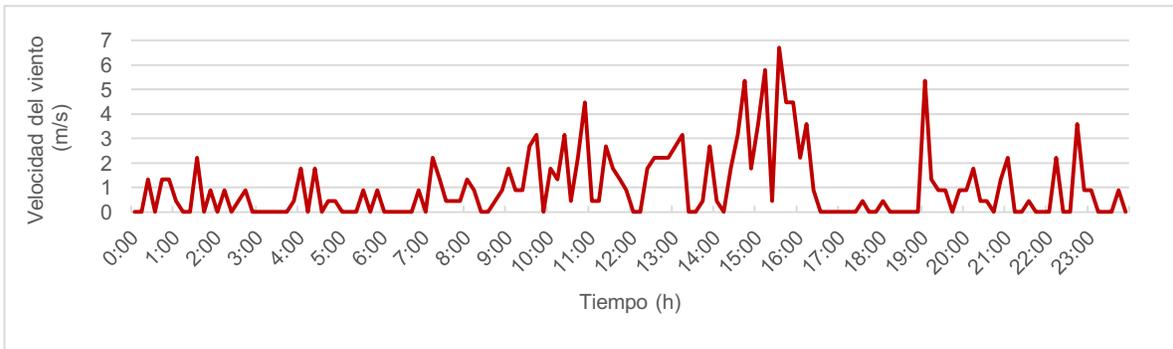


Figura 3.83 Velocidad del viento del 3 de agosto de 2015.

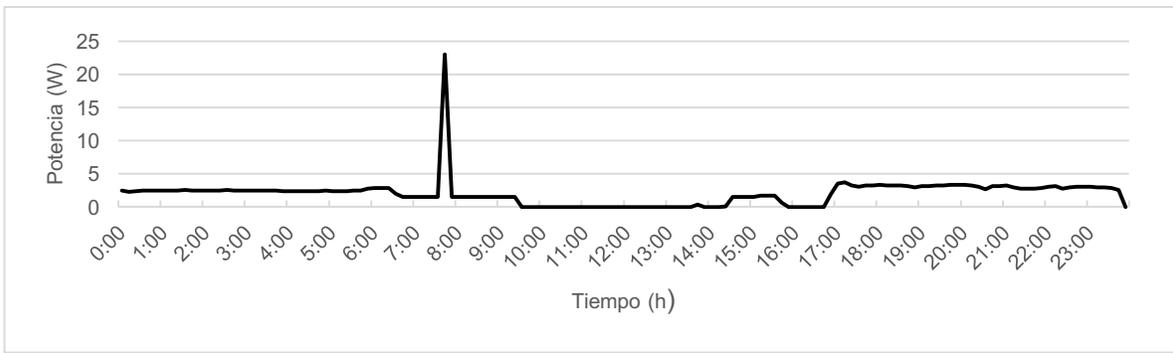


Figura 3.84 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CD1.

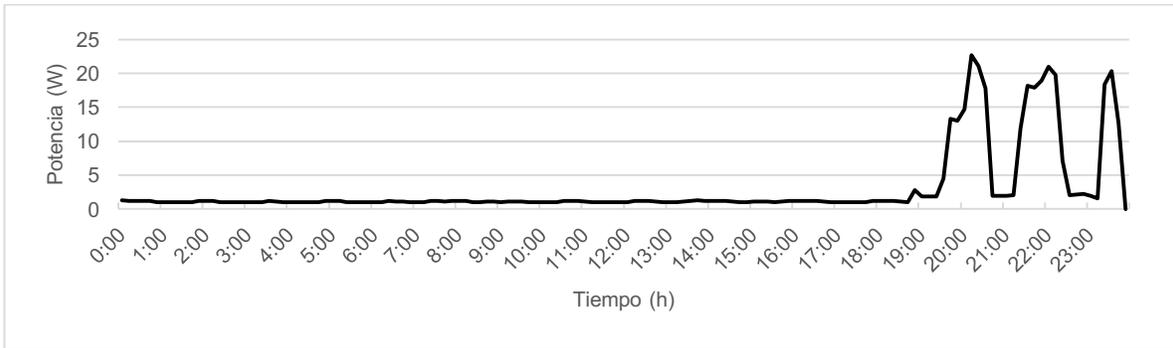


Figura 3.85 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CD2.

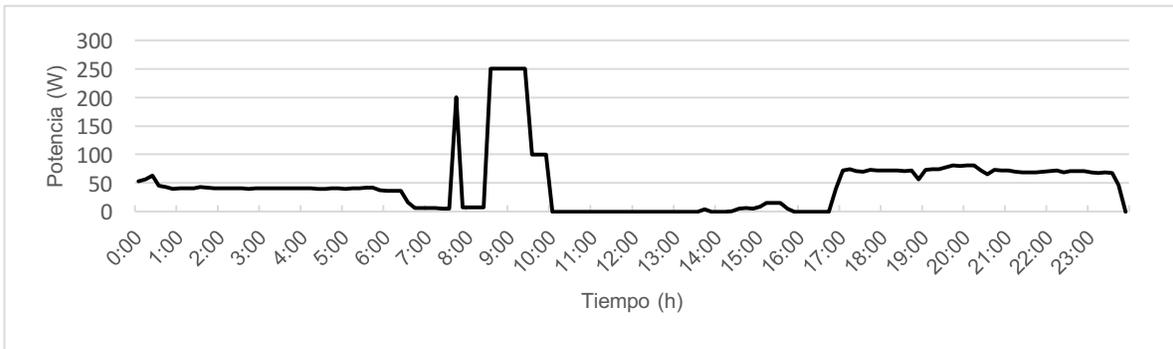


Figura 3.86 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA1.

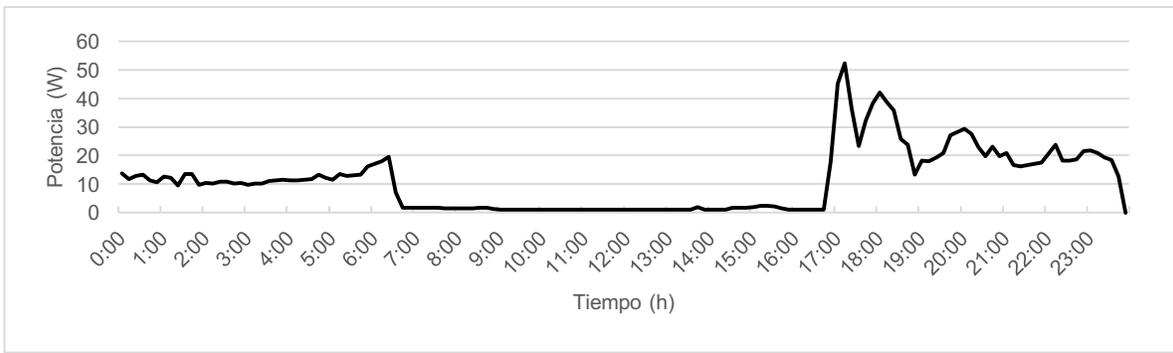


Figura 3.87 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA2.

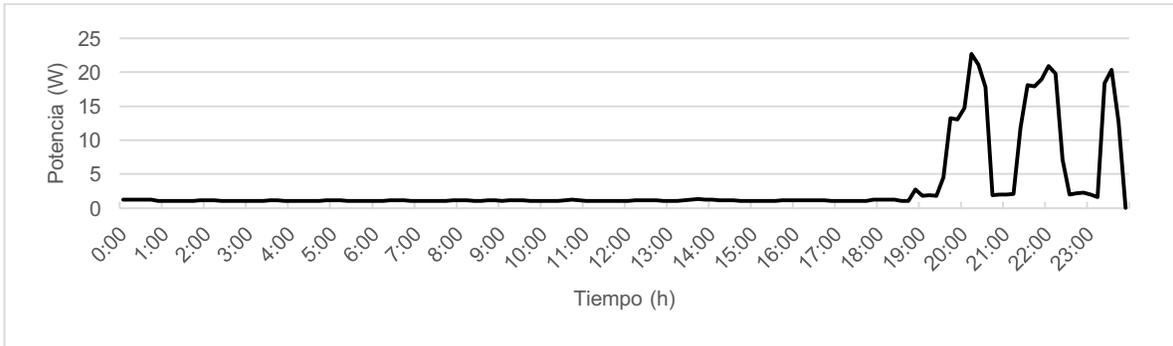


Figura 3.88 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA3.

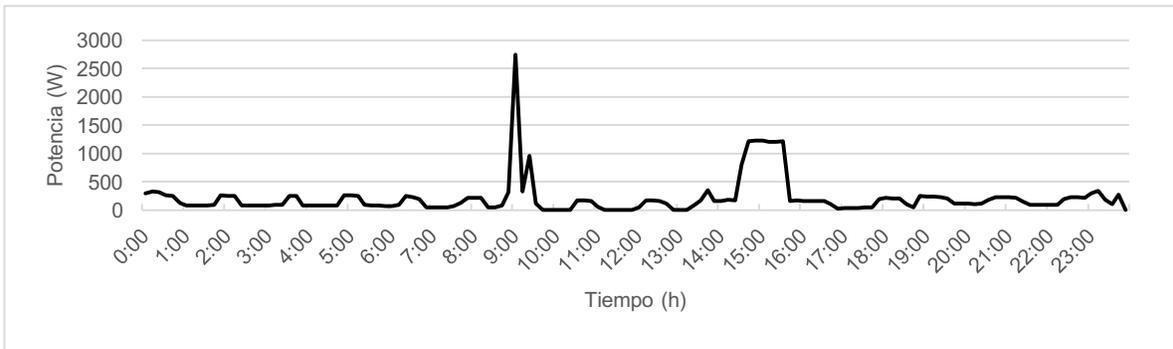


Figura 3.89 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA4.

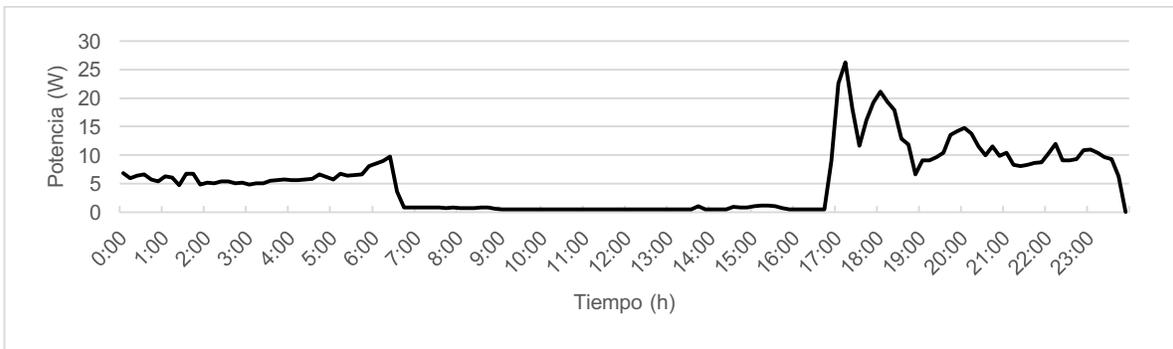


Figura 3.90 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA5.

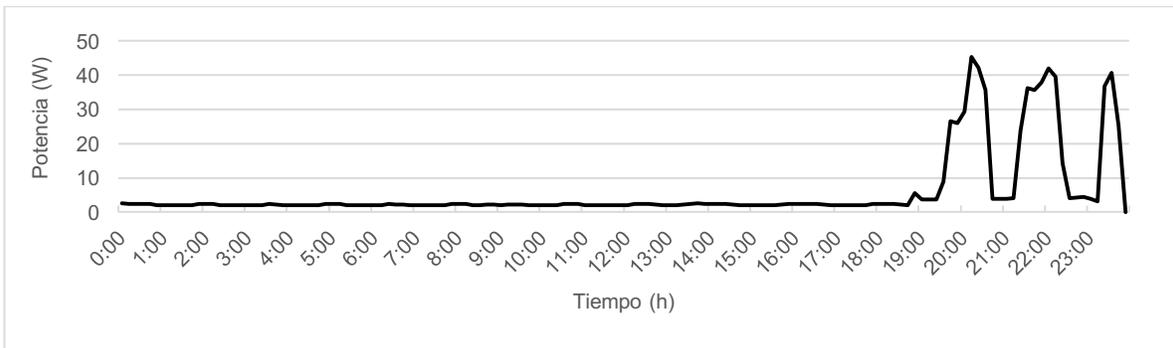


Figura 3.91 Potencia de la carga conectada a la toma de corriente CA6.

A continuación se presentan los resultados para los diferentes estados de operación en los que trabajó el SHM.

En las siguientes tablas 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), la tensión 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 3.1 de estados de los relevadores, donde 0 significa apagado y 1 encendido.

Tabla 3.1 Estados de los relevadores cuando existe potencia excedente.

<b>CASOS</b>	<b>GE</b>	<b>SFV</b>	<b>CSC</b>	<b>DSC</b>	<b>CBB</b>	<b>DBB</b>	<b>VSC</b>	<b>VBB</b>	<b>CCA</b>	<b>CCD</b>
<b>1</b>	1	1	1	0	0	0	21.46	23	1	1
<b>2</b>	0	1	0	0	1	0	48	23	1	1
<b>3</b>	1	1	0	0	0	0	48	24	1	1
<b>4</b>	0	1	1	0	0	0	21.46	24	1	1

En el primer caso el SC y BB se encuentran descargados ya que están en su EDC mínimo permitido, esto se sabe ya que la tensión del SC es 21.46 V y el del BB es 23 V, por lo tanto se activa la carga del SC. En el segundo caso, el SC está cargado y el BB descargado, por lo que el controlador activa la carga del 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 no necesariamente se encuentran funcionando al mismo tiempo el GE y SFV, para que exista potencia excedente.

La Tabla 3.2 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, se encuentran encendidos y todos los relevadores correspondientes a CSC, DSC, CBB y DBB permanecen apagados. En el caso del GE se encuentra encendido o apagado y el SFV se encuentra siempre encendido, sin embargo la potencia generada por estas fuentes primarias hace que el sistema opere en estado simple.

Tabla 3.2 Estados de los relevadores en operación simple.

CASOS	GE	SFV	CSC	DSC	CBB	DBB	VSC	VBB	CCA	CCD
1	0	1	0	0	0	0	21.46	23	1	1
2	1	1	0	0	0	0	48	23	1	1
3	1	1	0	0	0	0	48	24	1	1
4	0	1	0	0	0	0	21.46	24	1	1

La Tabla 3.3 se obtuvo en pruebas de operación déficit, cuando los relevadores del GE y SFV están encendidos o apagados y el BB y SC se encuentran descargados. En esta tabla sólo se muestra el comportamiento de la 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 3.3). Al existir déficit, el programa envía a desconexión la carga CD2 (caso 2, debido a que es la de menor potencia); si sigue habiendo déficit, se desconecta la siguiente carga de menor potencia, siendo CA3 (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.

Tabla 3.3 Estados cuando existe potencia déficit.

CASOS	CCD1	CCD2	CCA1	CCA2	CCA3	CCA4	CCA5	CCA6
1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	0	1	1	1	1	1	1
3	1	0	1	1	0	1	1	1
4	1	0	1	1	0	1	0	1

Cuando el sistema está en potencia déficit y pasa al estado de potencia excedente, se van reconectando las cargas como se aprecia en la Tabla 3.4. Partiendo del estado de las cargas del caso 1, donde se encuentran desconectadas CD2, CA3 y CA5 y el SHM en ese momento genera potencia excedente, al siguiente caso (caso 2) se reconecta primeramente CA5, por ser la carga de menor potencia que se desconectó, seguida por CA3 y CD2 (casos 3 y 4). Esto es debido a que la simulación se realizó con cargas variables y el programa guarda el valor de la potencia que tiene la carga al momento de desconectarse. De continuar habiendo excedente, el controlador seguirá reconectando las

cargas de menor potencia, hasta que llega un momento en el que todas las cargas permanecen conectadas mientras exista excedente.

Tabla 3.4 Estados cuando existe potencia excedente para reconexión.

CASOS	CCD1	CCD2	CCA1	CCA2	CCA3	CCA4	CCA5	CCA6
1	1	0	1	1	0	1	0	1
2	1	0	1	1	0	1	1	1
3	1	0	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1

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 3.5 se aprecia cómo el controlador pone en estado de descarga al SC y BB.

Tabla 3.5 Estados cuando existe potencia déficit y completa la demanda con BB y SC.

CASOS	GE	SFV	CSC	DSC	CBB	DBB	VSC	VBB	CCA	CCD
1	0	0	0	1	0	0	48	24	1	1
2	0	1	0	0	0	1	21.46	24	1	1
3	1	1	0	0	0	0	21.46	23	1	0

En el primer caso, el EDC del supercapacitor 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 3.3.

Los estados anteriormente explicados se ven reflejados en el panel frontal del programa. En la Figura 3.92 se puede observar la pantalla de monitoreo que ve el usuario, en la que se aprecian los valores de tensión, corriente, potencia, así como los indicadores de los dispositivos que se encuentran en funcionamiento.

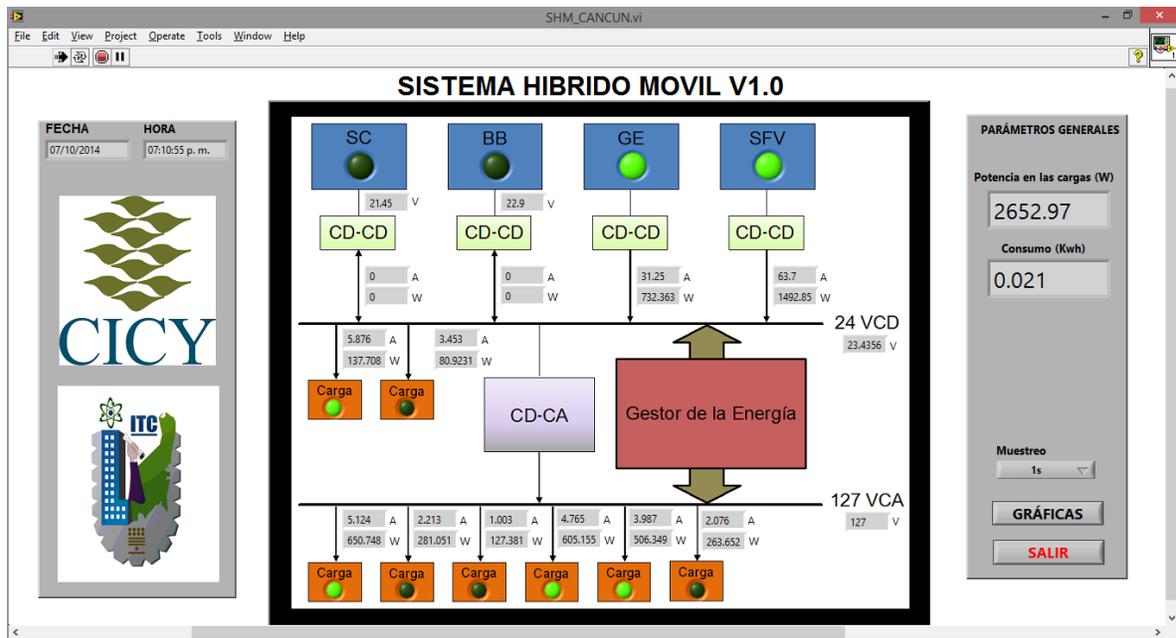


Figura 3.92 Panel frontal del SHM operando en déficit.

En la figura anterior el SHM se encuentra trabajando en estado de operación déficit, por lo que las cargas se van desconectando. Las únicas fuentes que alimentan al sistema son el GE y SFV por lo que encuentran encendidos los indicadores tipo LED, y el BB y SC permanecen apagados ya que sus EDC indican que se encuentran descargados.

Para tener una visión de lo que sucede en tiempo real, los resultados de la simulación ahora se muestran en función del tiempo, de esta manera se pueden visualizar los momentos en que el sistema reacciona a los cambios. De modo que con las gráficas presentadas en la Figura 3.93, Figura 3.94 y Figura 3.95, se tiene un comportamiento completo del sistema.

La Figura 3.93 permite hacer un análisis del estado de las tomas de corrientes dispuestas en el móvil, a partir de los diferentes momentos en los que cada una se encuentra habilitada o no, durante un día completo de simulación.

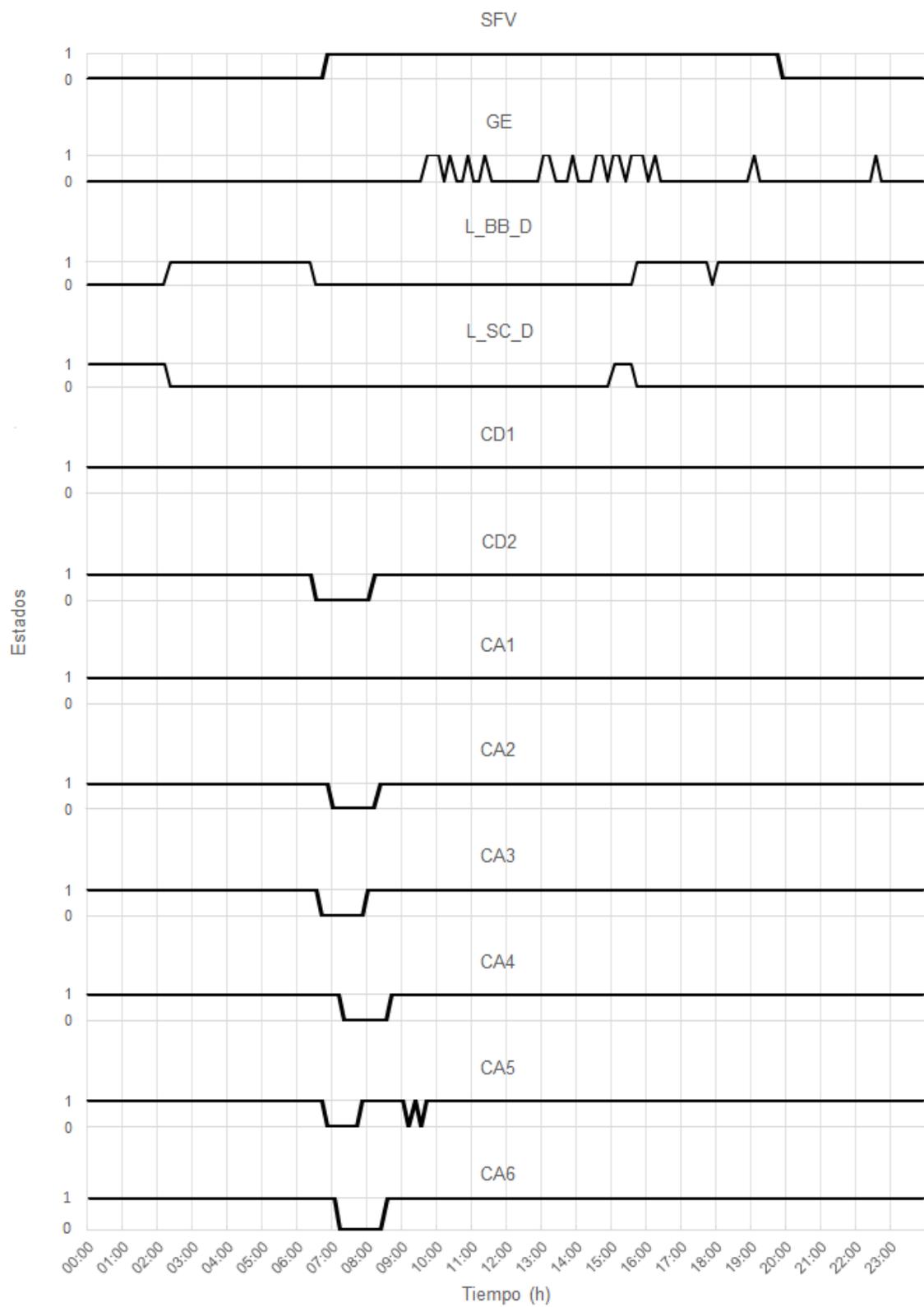


Figura 3.93 Estados de las tomas de corriente del móvil.

Los resultados reflejan los siguientes comportamientos:

Desde las primeras horas del día hasta poco antes de las 6:30 h el SFV y GE no se encuentran en funcionamiento; sin embargo, todas las tomas de corriente se encuentran habilitadas debido a que el SC y posteriormente el BB alimentan las cargas.

A partir de las 6:30 h el BB, SC y GE se encuentran deshabilitados y el SFV aunque se encuentran en funcionamiento no producen la suficiente potencia para mantener las cargas conectadas, por lo que el sistema entra al esquema de desconexión, desconectando la toma de corriente con la carga de menor potencia, siendo CD2 (1.16 W) y posteriormente CA3 (1.15 W), CA5 (.815 W), CA2 (1.62 W), CA6 (2 W) y CA4 (51.63 W).

Cerca de las 8:00 h, el SFV produce la suficiente potencia y las tomas de corriente se vuelven a conectar, habilitándose de primero las tomas que tenían las cargas de menor potencia, siendo el orden CA5, CA3, CD2, CA2, CA6 y CA4.

Alrededor de las 9:10 h el SFV no produce la suficiente potencia, por lo tanto, el sistema desconecta a CA5 por tener la carga de menor potencia conectada. Posteriormente cerca de las 9:20 h el SFV logra generar la suficiente potencia y se reconecta de nuevo CA5. A las 9:30 h vuelve a desconectarse CA5 por presentarse una baja de potencia en el SFV y cerca de las 9:40 h se reconecta otra vez debido a que entra en funcionamiento el GE, generando la potencia suficiente para su reconexión.

A partir de las 9:40 h las tomas de corriente se encuentran habilitadas al 100% debido a que las cargas conectadas a estas son alimentadas en su totalidad por las fuentes de energía renovable.

De 15:00 h en adelante la potencia producida por el SFV y GE no es suficiente por lo que se utilizan primero el SC y posteriormente el BB para alimentar las cargas y mantener las tomas de corriente conectadas al 100% hasta el final del día.

La Figura 3.94, muestra los resultados del momento en que el sistema activa la carga del SC y BB. Puede observarse que cuando el SC y BB se encuentran en su EDC mínimo permitido, es decir 21.46 V para el SC y 23 V para el BB, no necesariamente se activa la carga de los dispositivos. Para que esto suceda, se requiere que exista potencia excedente y que todas las tomas de corriente estén habilitadas (TCC100%). Por lo tanto, se puede apreciar que el primer dispositivo en cargar es el SC alrededor de las 8:50 h, momento en que todas las tomas de corriente se encuentran activas, posteriormente a las 9:10 h debido a un déficit de potencia se desconectan algunas tomas de corriente y el SC deja de cargar. A las 9:50 h se vuelven a reconectar todas las tomas de corriente y existe excedente entonces el SC vuelve a ponerse en modo de carga hasta que su EDC es del 100% entonces se deshabilita su carga y da paso a la carga del BB hasta cargarse al 100%.

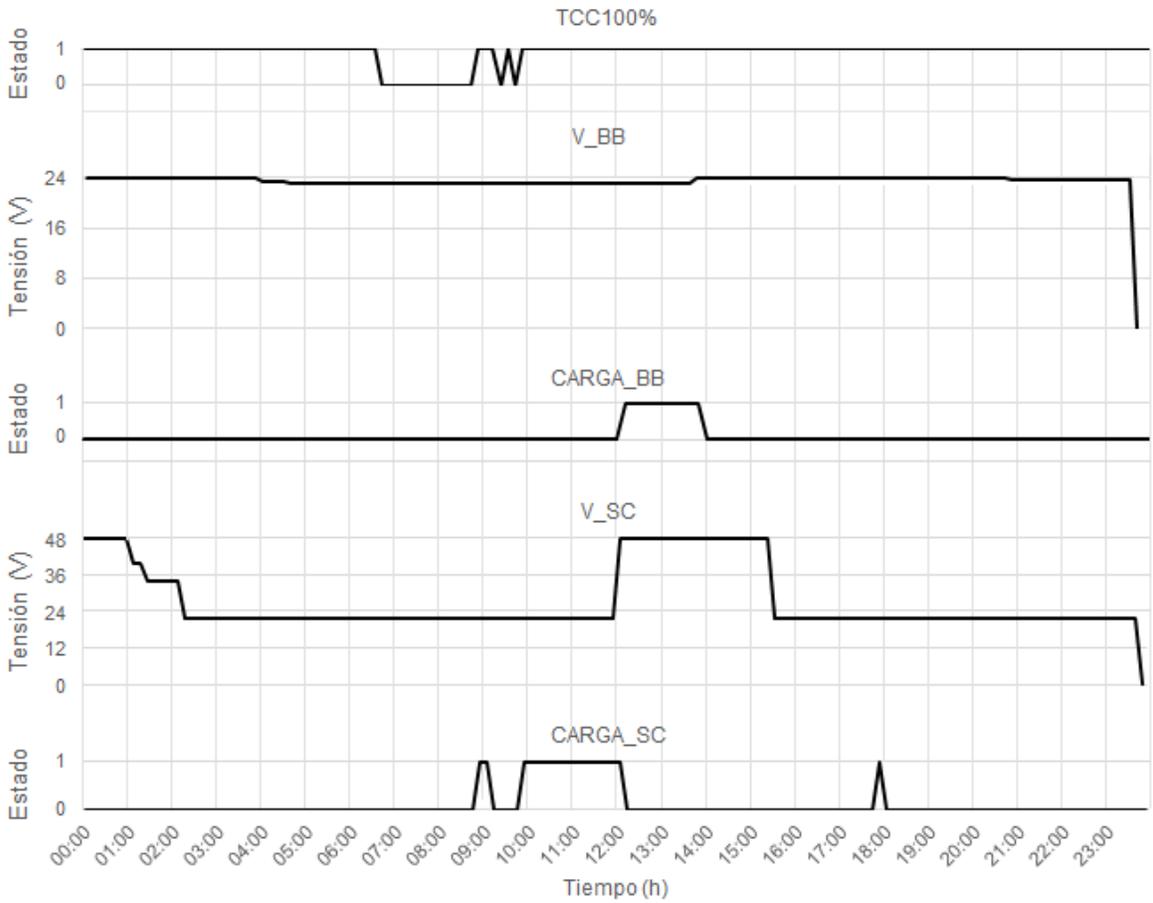


Figura 3.94 Carga del SC y BB.

La Figura 3.95 permite el análisis del comportamiento general del sistema con respecto a la potencia generada y demandada.

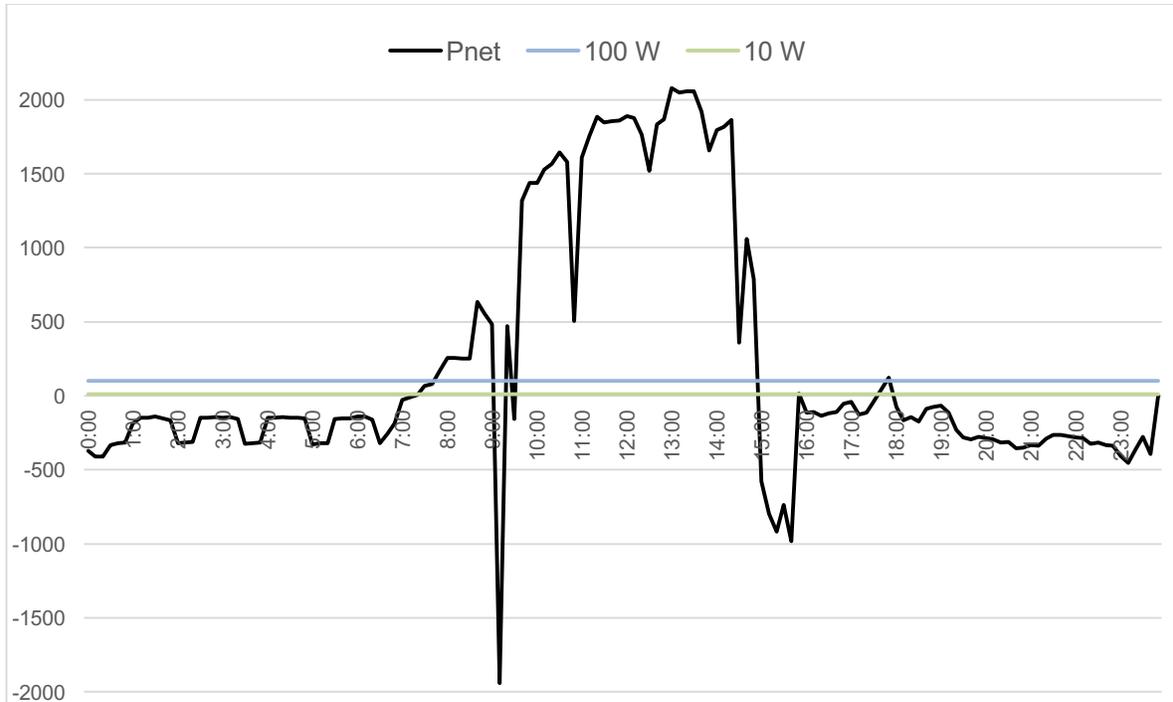


Figura 3.95 Pnet.

Iniciando con las primera horas del día se puede observar que desde las 00:00 h hasta las 7:20 h Pnet se encuentra por debajo de los 10 W, por lo que el sistema se encuentra operando en estado déficit.

Entre las 7:30 h y 7:40 h Pnet se encuentra entre 10 W y 100 W, por lo que el sistema opera en estado simple, manteniendo las tomas de corriente igual que como se encontraban al momento de entrar a este estado (Ver Figura 3.93 para el estado de las tomas de corriente).

Alrededor de las 7:50 h, Pnet rebasa los 100 W, encontrándose operando en estado excedente; en este caso el sistema detectó que había tomas de corriente desconectadas y entra al esquema de conexión, reconectado las cargas en su totalidad desde las 7:50 h hasta las 8:40 h, y a las 8:50 h existiendo todavía excedente habilita la carga del SC.

A las 9:10 h Pnet cae por debajo de los 10 W y el sistema opera en estado déficit en el esquema de desconexión, luego se recupera a las 9:20 h y entra al esquema de conexión, pero vuelve a caer en déficit a las 9:30 h entrando nuevamente al esquema de desconexión y a partir de las 9:40 h hasta las 14:50 h entra en estado excedente con la suficiente potencia para reconectar la carga deshabilitada y posteriormente cargar los dispositivos almacenadores (Ver Figura 3.94 para la carga del BB y SC).

A las 15:00 h Pnet cae por debajo de los 10 W prácticamente hasta el final del día operando el sistema en estado déficit y activando la descarga del SC y BB; únicamente alrededor de las 17:50 h el sistema opera por corto tiempo en estado excedente, desactivándose la descarga del BB (Ver Figura 3.93 para la descarga de SC y BB).

## CONCLUSIONES

Con los resultados de la simulación del SHM con el perfil de carga propuesto y datos meteorológicos de la Cd. Cancún, Q. Roo, México, se pudo comprobar que el SHM cuenta con la capacidad para cubrir la demanda tanto para las estaciones de verano e invierno, ya que para ambos escenarios se tuvo superávit de potencia.

Para la simulación, tanto en invierno como en verano, se inició la operación del SHM con los dispositivos almacenadores descargados, por lo que la demanda de 0:00 h a 8:00 h aproximadamente, es mayor y existe déficit. Conforme va transcurriendo el tiempo se pudo observar que entre las 8:00 h y las 16:00 h se generó la mayor potencia por parte de las fuentes primarias, en esas horas hubo el excedente necesario para poder cargar los dispositivos de almacenamiento al 100%, por lo que las siguientes horas, cuando existe baja generación, se cubre la demanda con la energía almacenada. En ambos escenarios se requirió de los dispositivos almacenadores.

Por lo anterior, se sugiere iniciar el sistema con los dispositivos de almacenamiento previamente cargados al 100%, en caso de requerirse cubrir la demanda en las primeras horas del día, de no ser así, se puede iniciar el SHM a partir de las 8:00 h que es cuando se empiezan a dar las mejores condiciones de operación del SFV y GE.

Los resultados de simulación demostraron que, cuando se inicia el sistema con los dispositivos descargados, éste cubre la demanda sin interrupción a partir del segundo día, y en los días sucesivos, con el mismo perfil de carga propuesto.

Con respecto a la carga que se conectará al SHM, se sugiere que no sea mayor al perfil de carga propuesto, ya que podría no cubrirse la demanda en su totalidad e incluso interrumpir la alimentación constante.

La operación del programa para la gestión de energía del SHM demostró que, cuando la demanda total de las cargas conectadas al SHM es mayor o menor que la generada por las fuentes de energía, se activa el esquema de conexión/desconexión en cualquiera de

sus modos de operación. En pruebas de déficit, se comprobó que las tomas asignadas para cargas críticas fueron las últimas en desconectarse, siendo estas CD1 y CA1.

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

### **Publicaciones generadas**

- M.J. Espinosa Trujillo, D. Pacheco Catalán, J.M. Sandoval, A.M. Valenzuela Muñiz, M.A. Smit, Y. Verde Gómez, "Modelo de sistema híbrido eólico, fotovoltaico, banco de baterías y supercapacitor, utilizando MATLAB simulink" 35° Congreso Internacional de Ingeniería Electrónica, Instituto Tecnológico de Chihuahua, Octubre 9-11, 2013 Chihuahua, Chih., México.

- M. J. Espinosa-Trujillo, M. Flota-Bañuelos, D. Pacheco-Catalán, M. A. Smit, and Y. Verde-Gómez, "A novel stand-alone mobile photovoltaic/wind turbine/ultracapacitor/battery bank hybrid power system", *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 7, 023125 (2015); doi: 10.1063/1.4918330.

- María Jesús Espinosa-Trujillo, Manuel Flota-Bañuelos, Daniela Pacheco-Catalán, Javier Pacheco-Hipólito, Ysmael Verde-Gómez, "Automation of a stand-alone mobile hybrid power system" sometido a la revista *ACM Transactions on Design Automation of Electronic System (TODAES)*.

### **Trabajos futuros**

- Interconectar el controlador con el gestor a las fuentes de energía del SHM.

- Realizar pruebas experimentales en condiciones reales de operación *in situ*.

-Implementar una estación meteorológica al móvil debido a que se utilizará en lugares remotos en donde pudiera no haber acceso a internet.

## BIBLIOGRAFÍA

1. J.J. Hwang; Y.J. Chen; J.K. Kuo, The study on the power management system in a fuel cell hybrid vehicle, *International Journal of Hydrogen Energy*. 37, 4476-4489, 2012.
2. T. Ma; H. Yang; L. Lu, Solar photovoltaic system modeling and performance prediction, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 3, 304-315, 2014.
3. T. Zhou; B. François, Energy management and power control of a hybrid active wind generator for distributed power generation and grid integration, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 58, 95-104, 2010.
4. Z. Jun; L. Junfeng; W. Jie; H.W. Ngan, A multi-agent solution to energy management in hybrid renewable energy generation system, *Renewable Energy*. 36, 1352-1363, 2011.
5. I.P. Panapakidis; D.N. Sarafianos; M.C. Alexiadis, Comparative analysis of different grid-independent hybrid power generation system for a residential load. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 16, 551-563, 1012.
6. Z. Wei, Solar-wind and Solar-wind-diesel Power Generation System, PhD Thesis, The Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong, 2007.
7. E. Dursun; O. Kilic, 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, 2012.
8. S. Abedi; A. Alimardani; G.B. Gharehpetian; G.H. Riahy; S.H. Hosseinian, A comprehensive method for optimal power management and design of hybrid RES-based autonomous energy systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 16, 1577-1587, 2012.
9. H.X. Yang; L. Lu; J. Burnett, Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in Hong Kong, *Renewable Energy*. 28, 1813-1824, 2003.
10. O.C. Onar; M. Uzunoglu; M.S. Alam, Modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra-capacitor hybrid power system, *Journal of Power Sources*. 185, 1273-1283, 2008.
11. M. K. Deshmukh; S.S. Deshmukh, Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 12, 235-249, 2008.

- 
12. R. Luna-Rubio; M. Trejo-Perea; D. Vargas-Vázquez; G. Ríos-Moreno, Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: a review of methodologies, *Solar Energy*. 86, 1077-1088, 2012.
  13. A. Shiroudi; R. Rashidi; G. B. Gharehpetian; S. A. Mousavifar; A. Akbari Foroud, Case study: Simulation and optimization of photovoltaic-wind-battery hybrid energy system in Taleghan-Iran using homer software, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 4, 053111, 2012.
  14. G. Fabbri; C. Boccaletti; A.J. Marques, A hybrid stand alone power system for telecom applications in minor islands, XIX International Conference on Electrical Machines (ICEM), Rome, 2010, 1-6.
  15. M. Hatti; A. Meharrar; M. Tioursi, Power management strategy in the alternative energy photovoltaic/PEM fuel cell hybrid system, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15, 5104-5110, 2011.
  16. J. Lagorse; D. Paire; A. Miraoui, A multi-agent system for energy management of distributed power sources, *Renewable Energy*. 35, 174–182, 2010.
  17. G. Makride; B. Zinsser; M. Norton; G. E. Georghiou; M.Schubert; J. H. Werner, Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 14, 754-762, 2010.
  18. B. Paridaa; S. Iniyab; R. Goicc, A review of solar photovoltaic technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15, 1625–1636, 2011.
  19. M. Moro Vallina, Instalaciones solares fotovoltaicas, Ediciones paraninfo S.A., España, 2010, 32-39.
  20. M. E. Meral; F. Dinc, A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15, 2176–2184, 2011.
  21. J. L. Valentín Labarta, Instalaciones solares fotovoltaicas, Donostiarra S.A., España, 2012, 29-38.
  22. Det Norske Veritas, Copenhagen (Wind.Turbine.Certification@dnv.com) and Wind Energy Department, Risø National Laboratory (Certification@risoe.dk), Guidelines for Design of Wind Turbines, Denmark, 2002, 1-8.
  23. A. B. Domínguez, Generadores eólicos de baja potencia, Anales de la Academia Nacional de Ingeniería, Buenos Aires, 2007, Tomo III, 411 – 420.

- 
24. I. Zeferino González, Diseño de un sistema de producción y uso de hidrógeno usando energías renovables, Tesis de ingeniería, Instituto Tecnológico de Cancún, México, 2011.
  25. A. Evans; V. Strezov; T. J. Evans, Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 16, 4141– 4147, 2012.
  26. I. I. Juárez Hernández. Simulación de un sistema de recuperación de energía basado en supercapacitores con aplicación en tracción eléctrica, Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, México, 2011.
  27. L. Gauchía Babé, Modelado y simulación HIL (hardware-in-the-loop) de un sistema pila de combustible-batería, Tesis de maestría, Universidad Carlos III de Madrid, España, 2008.
  28. D. Feroldi; P. Rullo; D. Zumoffen, Energy management strategy based on receding horizon for a power hybrid system, *Renewable Energy*. 75, 550-559, 2015.
  29. K. Çagatay Bayindir; M. Ali Gözükküçük; A. Teke, A comprehensive overview of hybrid electric vehicle: Powertrain configurations, powertrain control techniques and electronic control units, *Energy Conversion and Management*. 52, 1305-1313, 2011.
  30. M. Uzunoglu; O.C. Onar; M.S. Alam, Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications, *Renewable Energy*. 34, 509-520, 2009.
  31. C. Wang; W. Chen; S. Shao; Z. Chen; B. Zhu; and H. Li, Energy Management of Stand-alone Hybrid PV System, *Energy Procedia*. 12, 471-479, 2011.
  32. D. Rekiöva; S. Bensmail; N. Bettar, Development of hybrid photovoltaic-fuel cell system for stand-alone application, *International Journal of Hydrogen Energy*. 39, 1604-1611, 2014.
  33. Y. H. Hung and C. H. Wu, An integrated optimization approach for a hybrid energy system in electric vehicles, *Applied Energy* 98, 479-490, 2012.
  34. M. Mao; P. Jin; N. D. Hatziargyriou, Multiagent-Based Hybrid Energy Management System for Microgrids, *IEEE Trans. Sustainable Energy*. 5, 938-946, 2014.
  35. O. Erdinc; O. Elma; M. Uzunoglu; U. S. Selamogullari; B. Vural; E. Ugur; R. Boynuegri; S. Dusmez, Experimental performance assessment of an online energy management strategy for varying renewable power production suppression, *International Journal of Hydrogen Energy*. 37, 4737-4748, 2012.

- 
36. M. Eroglu; E. Dursun; S. Sevenscan; J. Song; S. Yazici, A mobile renewable house using PV/wind/fuel cell hybrid power system, *International Journal of Hydrogen Energy*. 36, 7985-7992, 2011.
37. J. Stuchlý; J. Vramba; S. Misák, Monitoring of hybrid system using Labview. 13 th international conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). Wroclaw, Polonia. 42-47, 2013.
38. R. Peceni; A. Nayir, 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. 1-6, 2010.
39. S. Aissou; D. Rekioua; N. Mezzai; T. Rekioua; S. Bacha, Modeling and control of hybrid photovoltaic wind power system with battery storage, *Energy Conversion and Management*. 89, 615-625, 2015.
40. M. Zahran; Y. Atia; A. Al-Hussain, I. El-Sayed, LabVIEW based monitoring system applied for PV power station, Proceedings of the 12th WSEAS International Conference on Automatic Control, Modelling & Simulation. Wisconsin USA, 2010.
41. P. Yi Lim, Power Management Strategies for Off-Grid Hybrid Power Systems, PhD Thesis, Curtin University, Australia, 2011.
42. A. Ashraf, Power conditioning unit for small scale hybrid PV-Wind generation system, PhD Thesis, Durham University, Reino Unido, 2010.
43. D. W. Hart, *Electrónica de potencia*, Pearson educación, S. A., España, 2001; 201-208.
44. X. Liu; P. Wang; P. C. Loh, Control of hybrid Battery/Ultra-capacitor Energy Atorage for Stand-alone Photovoltaic System, en Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Atlanta, GA, 2010, 336-341.
45. A. Tofighi; M. Kalantar, Power management of PV/battery hybrid power source via passivity-based control, *Renewable Energy*. 36, 2440-2450, 2011.
46. P. Petit; A. Zgaoui; J. P. Sawicki; M. Aillerie; J. P. Charles, New architecture for high efficiency DC-DC converter dedicated to photovoltaic conversion, *Energy Procedia*. 6, 688-694, 2011.

- 
47. K. Ishaque; Z. Salam; H. Taheri, Syafaruddin, Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model, *Simulation Modelling Practice and Theory*. 19, 1613–1626, 2011.
48. K. Ishaque; Z. Salam; Syafaruddin, A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model, *Solar Energy*. 85, 2217-2227, 2011.
49. A. Kassis; M. Saad, Analysis of multi-crystalline silicon solar cells at low illumination levels using a modified two-diode model, *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 94, 2108-2112, 2010.
50. M.C. Alonso García; J.L. Balenzategui, Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations. *Renewable Energy*. 29, 1997–2010, 2004.
51. E. Skoplaki; J. A. Palyvos, Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*. 34, 23–29, 2009.
52. L. Lu; Z. Xie; X. Zhang; S. Yang; R. Cao, A Dynamic Wind Turbine Simulator of the wind turbine generator system, en International Conference on Intelligent Systems Design and Engineering Application (ISDEA), Sanya, 2012, 967-970.
53. A. K. Sen Gupta; N. R. Ullah, Implementation and Performance Analysis of a Multi Megawatt Variable Speed Wind Turbine using Matlab® and Simulink®, 7th International Forum on Strategic Technology (IFOST), Tomsk, 2012, 1-6.
54. W. M. Lin; C. M. Hong; F. S. Cheng, Design of intelligent controllers for wind generation system with sensorless maximum wind energy control, *Energy conversion and Management*. 52, 1086-1096, 2011.
55. U. Eminoglu, Modeling and application of wind turbine generating system (WTGS) to distribution systems, *Renewable Energy*. 34, 2474-2483, 2009.
56. C. Sinkaram; K. Rajakumar; V. Asirvadam, Modeling Battery Management System Using The Lithium-Ion Battery, en International Conference on Control System, Computing and Engineering (ICCSCE), Penang, Malaysia, 2012, 50-55.
57. S. Li; B. Ke, Study of Battery Modeling using Mathematical and Circuit Oriented Approaches, en Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2011, 1-8.

- 
58. O. Tremblay; L.A. Dessaint; A. I. Dekkiche, A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles, en Proceedings of Vehicle Power and Propulsion Conference, Arlington, TX, 2007, 284 – 289.
- 59 . C. M. Shepherd, Design of Primary and Secondary Cells, *Journal of The Electrochemical Society*. 112, 657-664, 1965.
- 60 . A. S. Weddell; G. V. Merrett; T. J. Kazmierski; B. M. Al-Hashimi, Accurate Supercapacitor Modeling for Energy Harvesting Wireless Sensor Nodes, IEEE transactions on circuits and systems-II: express briefs. 58, 911-915, 2011.
61. A. A. Gazwi; S. B. Tennakoon, Modelling of Super Capacitor Modules and Parameters Extraction, en proceedings of 46th International Universities' Power Engineering Conference, Soest, Germany, 2011, 1-6.
62. A. B. Cultura II; Z. M. Salameh, Performance Evaluation of a Supercapacitor Module for Energy Storage Applications, en Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, 2008, 1-7.
63. A. Chouder; S. Silvestre; B. Taghezouit; E. Karatepe. Monitoring, modelling and simulation of PV systems using LabVIEW. *Solar Energy*. 91, 337-349, 2013.
64. F. Capraro; S. Tosetti; F. Vita, 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, 2010.
65. Universidad Autónoma de Yucatán. Estación meteorológica FIUADY. Disponible en: <http://www.estacionclimatologica.ingenieria.uady.mx/estacion/> [fecha de consulta: 3 agosto 2015].
- 66 . Comisión Nacional del Agua.Servicio meteorológico nacional. Disponible en: [[http://smn.cna.gob.mx/emas/txt/QR01\\_10M.TXT](http://smn.cna.gob.mx/emas/txt/QR01_10M.TXT) [fecha de consulta: 2 octubre 2015].

## ANEXO A



### CalcPotMax.vi

C:\Users\Maria\SkyDrive\Documentos\PROYECTO\_SHM\CalcPotMax.vi

```

MATLAB script

Iscn = 8.88;           %Nominal short-circuit voltage (A)
Vocn = 37.3;          %Nominal array open-circuit voltage (V)
Imp = 8.26;           %Array current @ maximum power point (A)
Vmp = 29.1;           %Array voltage @ maximum power point (V)
Pmax_e = Vmp*Imp;     %Array maximum output peak power (W)
Kv = -0.12682;        %Voltage/temperature coefficient (V/K)
Ki = 0.005328;        %Current/temperature coefficient (A/K)
Ns = 60;              %Number of series cells

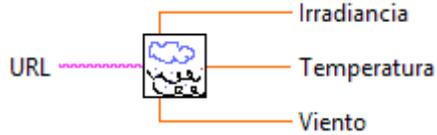
%% Constants
k = 1.3806503e-23;    %Boltzmann (J/K)
q = 1.60217646e-19;  %Electron charge (C)
a1 = 1;               %Diode Ideality Facotrs constant
a2 = 1.2;
p = a1+a2;
%% Nominal values
Gn = 1000;            % Nominal irradiance (W/m^2) @ 25oC
Tn = 25 + 273.15;    % Nominal operating temperature (K)
% Irrad=[1000,800,600,400,200];
Temp=ta+(0.03125*G);
%% Adjusting algorithm
T=Temp+273.15;
% G=950;
Vtn = k * Tn / q;     %Thermal junction voltage (nominal)
Vt = k * T / q;       %Thermal junction voltage (current temperature)
Rp = 270.351650;Rs = 0.450000; %these Values are calculated using MSX60.m file
% Temperature and irradiation effect on the current
dT = T-Tn;
Ipvn = Iscn;          % Nominal light-generated current((a1+a2)/2.2)
Ipv = (Ipvn + Ki*dT) *G/Gn; % Actual light-generated current
Isc_ = ( Iscn + Ki*dT );
Voc_ = ( Vocn + Kv*dT );
Io1 = Isc_/(exp(Voc_/((a1+a2)/p)/Ns/Vt)-1);
Io2 = Isc_/(exp(Voc_/((a1+a2)/p)/Ns/Vt)-1);
clear V
clear I
V = 0:0.1:40;% Voltage vector
I = zeros(1,length(V));
for j = 1 : length(V) %Calculates for all voltage values
% Solves g = I - f(I,V) = 0 with Newntonn-Raphson
g(j) = Ipv-Io1*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a1)-1)-Io2*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a2)-1)-(V(j)
while (abs(g(j)) > 0.00001)
g(j) = Ipv-Io1*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a1)-1)-Io2*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a2)-1)-(V(j)
glin(j) = -Io1*Rs/Vt/Ns/a1*exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a1)-Io2*Rs/Vt/Ns/a2*exp((V(j)+I(j)*
I_(j) = I(j) - g(j)/glin(j);
I(j) = I_(j);
end
end % for j = 1 : size(V,2)
% Calculate power using the I-V equation
ID1=Io1*(exp((V+I.*Rs)/Vt/Ns/a1)-1);
ID2=Io2*(exp((V+I.*Rs)/Vt/Ns/a2)-1);
P = (Ipv-ID1-ID2-(V+I.*Rs)/Rp).*V;
Pmax_m = max(P);
error = (Pmax_m-Pmax_e);
%% Calculate the Important Points in I-V Curve of PV Module
a=max([1 find(I>0,1,'last')]);
%(a)=0;
Voc=V(a);
b=max([1 find(V>0,1,'first')]);
Isc=I(b);
[Pmpp,c]=max(V.*I);
Vmp=V(c);
Imp=I(c);
    
```

## ANEXO B

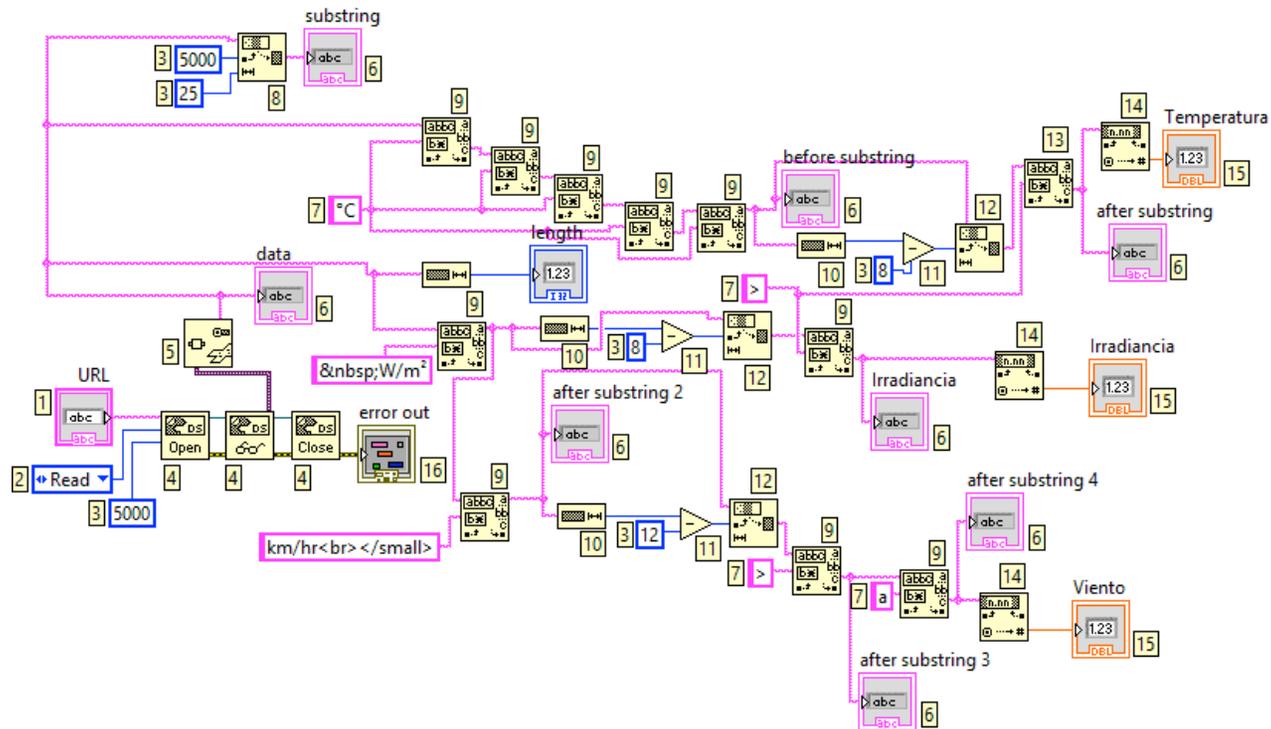


**datosWEB.vi**

C:\Users\Maria\SkyDrive\Documentos\PROYECTO\_SHM\datosWEB.vi



<p><b>URL</b>          http://www.estacionclimatologica.ingenieria.uady.mx/</p> <p>after substring 2</p> <pre>&lt;...&lt;!DOCTYPE html PUBLIC "-//W3C//DTD XHTML 1.0 Transitional//EN" "http://www.w3.org/TR/xhtml1/DTD/xhtml1-transitional.dtd"&gt; &lt;html xmlns="http://www.w3.org/1999/xhtml"&gt; &lt;!-- InstanceBegin template="/Templates/meteoplantillaestacion.dwt" before substring Viento Máximo 43.5 km/hr Presión Máxima 1015.8 hPa Presión Mínima 1008.4 hPa Amanecer: 5:46a Puesta del sol: 6:02p"&gt; &lt;param name=dataInterval value=1000&gt; &lt;param name=font value="Arial"&gt; &lt;param name=style value="Plain"&gt; &lt;param name=size value=15&gt; &lt;param name=fps value=150&gt; &lt;param name=borWidth value=3&gt; &lt;param name=borColor value=153,000,051&gt; &lt;param name=backColor value=255,255,000&gt; &lt;param name=fontColor value=000,000,000&gt;  &lt;/applet&gt; &lt;/center&gt; &lt;/td&gt; &lt;/tr&gt; &lt;tr&gt; &lt;td style="width: 30%; vertical-align: top;"&gt; <p>after substring</p> <p>Irradiancia 31.2</p> <p>Irradiancia 726</p> <p>Temperatura 31.2</p> <p>data</p> <pre>&lt;...&lt;!DOCTYPE html PUBLIC "-//W3C//DTD XHTML 1.0 Transitional//EN" "http://www.w3.org/TR/xhtml1/DTD/xhtml1-transitional.dtd"&gt; &lt;html xmlns="http://www.w3.org/1999/xhtml"&gt; &lt;!-- InstanceBegin template="/Templates/meteoplantillaestacion.dwt" codeOutsideHTMLOutput &lt;head&gt; &lt;meta http-equiv="Content-Type" content="text/html; charset=iso-8859-1"/&gt; &lt;meta name="keywords" content="fiuady,meteorologia, uady, facultad de ingenieria, universidad autonoma de yucatan, huracanes, ciclones, estado tiempo, clima, pronostico tiempo, estacion fiuady, estacion meteorologica"&gt; &lt;meta name="description" content="Centro meteorologico del campus de ingenieria y ciencias exactas de la uady"&gt; &lt;title&gt;Clima Actual en Merida, Yucatán&lt;/title&gt; &lt;meta http-equiv="refresh" content="150";=""&gt; &lt;!-- InstanceBeginEditable name="head" --&gt; &lt;!-- InstanceEndEditable --&gt; &lt;link rel="stylesheet" href=".../css/plantillameteo.css" type="text/css" media="screen"&gt;  &lt;/head&gt; &lt;body bgcolor="#b8d3ba"&gt; &lt;a name="top" id="top"&gt;&lt;/a&gt; &lt;div id="clouds"&gt; &lt;div id="header"&gt; &lt;img src=".../images/anemometro.gif" /&gt; &lt;/div&gt; &lt;div id="main1"&gt; &lt;!--div id="main2"--&gt; &lt;!--img src=".../images/anemometro.gif" /--&gt; &lt;div id="contentgrande"&gt; &lt;div class="tutorials-top"&gt; &lt;img src=".../images/logofiuadygreen.jpg" class="thumb width="70" height="70"&gt; &lt;img src=".../images/sol.jpg" class="floatizq" /&gt; &lt;img src=".../ error out status code source</pre> </pre>	<p>length after substring 3 after substring 4 Viento</p> <p>15497 ESE a 1.6 1.6 1.6</p>
--	---

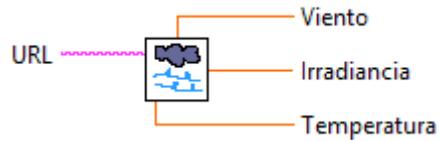


1. Lee la dirección de la página web
2. Habilita solo lectura
3. Constantes numéricas
4. Accede a la página web (open), la lee (read) y cierra la conexión con la página (close)
5. Convierte el dato a una cadena de caracteres
6. Visualizadores
7. Constantes de cadenas de caracteres
8. A partir del carácter 5,000 va a extraer 25 caracteres
9. Busca el carácter que tiene a su entrada ( $^{\circ}\text{C}$ ,  $>$ ,  $\text{a}$ ,  $\text{W/m}^2$ ,  $\text{km/hr}$ ) y deja pasar lo que hay después de éste
10. Verifica cuántos caracteres tiene el texto
11. Se restan sus entradas (10) y la constante numérica (3)
12. Toma el valor o texto que queda después de la resta de (11)
13. Busca el carácter  $>$  y deja pasar lo que hay después de éste
14. Convierte la cadena de caracteres a número
15. Visualizadores de datos (temperatura, irradiancia y viento)
16. Manejador de errores, cuando existe error de internet absorbe el error de lectura y no lo despliega, por lo tanto no se detiene el programa



datoswebxa.vi

C:\Users\Maria\SkyDrive\Documentos\PROYECTO\_SHM\datoswemxa.vi



URL  
http://smn.cna.gob.mx/emas/bxt/QR01\_10M.TXT

WebBrowser

PB	PREC	RAD-SOL
1012.7	0.0	0.0
1012.9	0.0	0.0
1013.0	0.0	0.0
1012.9	0.0	0.0
1012.9	0.0	0.0
1012.8	0.0	7.0
1012.8	0.0	10.0
1012.8	0.0	24.0
1012.9	0.0	39.0
1013.0	0.0	46.0
1013.1	0.0	57.0
1013.2	0.0	136.0
1013.3	0.0	187.0
1013.5	0.0	233.0
1013.5	0.0	290.0
1013.5	0.0	316.0
1013.6	0.0	259.0
1013.8	0.0	360.0
1013.9	0.0	362.0
1014.0	0.0	383.0
1014.2	0.0	450.0

outerHTML

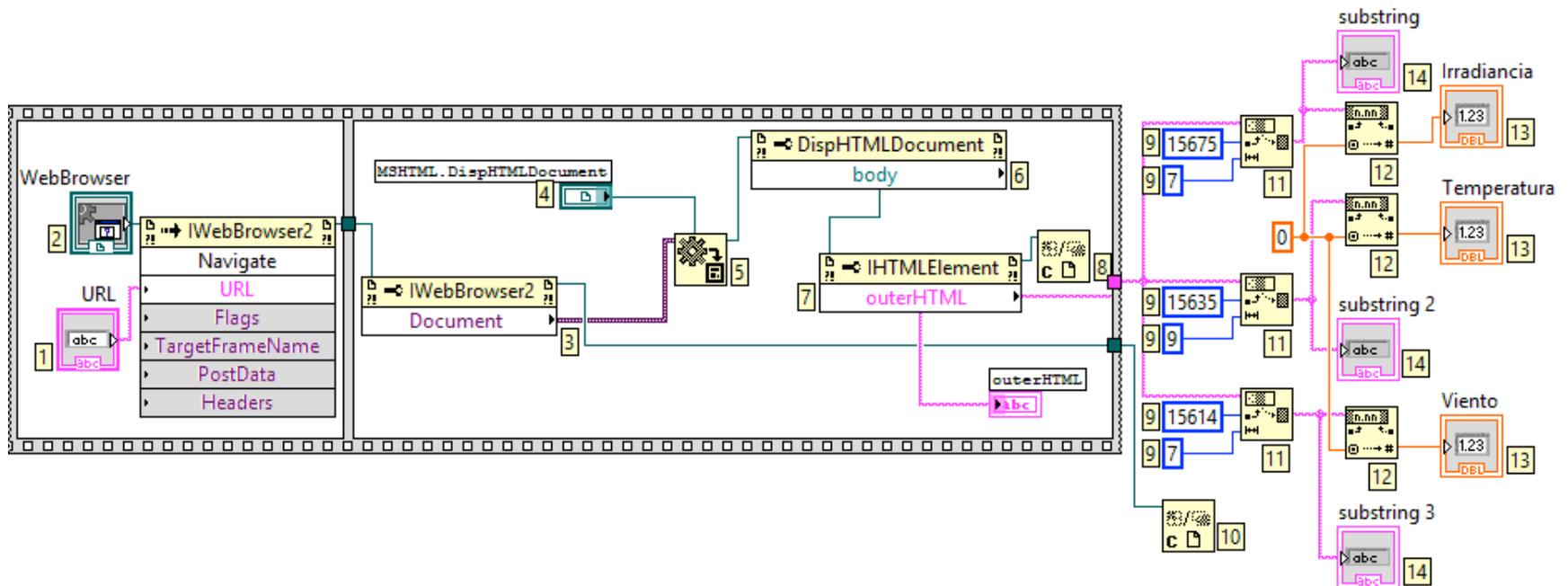
15/09/2015 05:30	81	77	0.00	0.00	28.8	80	1014.7	0.0	0.0
15/09/2015 05:40	41	35	1.60	3.30	27.7	80	1014.7	2.5	0.0
15/09/2015 05:50	27	35	0.00	0.00	26.2	85	1014.5	0.0	0.0
15/09/2015 06:00	78	35	0.00	0.00	26.4	88	1014.4	0.0	0.0
15/09/2015 06:10	80	35	0.00	0.00	26.7	89	1014.3	0.0	0.0
15/09/2015 06:20	75	35	0.00	0.00	26.6	88	1014.2	0.0	0.0
15/09/2015 06:30	75	75	1.60	2.20	26.7	88	1014.1	0.0	0.0
15/09/2015 06:40	75	75	1.60	2.80	26.7	88	1014.0	0.0	0.0
15/09/2015 06:50	75	75	0.00	0.00	26.6	88	1013.9	0.0	0.0
15/09/2015 07:00	75	75	0.00	0.00	26.5	88	1013.9	0.0	0.0
15/09/2015 07:10	75	75	0.00	0.00	26.4	88	1013.7	0.0	0.0
15/09/2015 07:20	76	75	0.00	0.00	26.3	89	1013.7	0.0	0.0
15/09/2015 07:30	76	75	0.00	0.00	26.3	89	1013.6	0.0	0.0
15/09/2015 07:40	75	75	0.00	0.00	26.4	90	1013.6	0.0	0.0
15/09/2015 07:50	75	75	0.00	0.00	26.6	90	1013.5	0.0	0.0
15/09/2015 08:00	76	75	0.00	0.00	26.9	90	1013.3	0.0	0.0
15/09/2015 08:10	76	75	0.00	0.00	26.9	90	1013.3	0.0	0.0
15/09/2015 08:20	76	75	0.00	0.00	27.0	89	1013.3	0.0	0.0
15/09/2015 08:30	78	75	0.00	0.00	27.1	89	1013.3	0.0	0.0
15/09/2015 08:40	80	75	0.00	0.00	27.3	88	1013.3	0.0	0.0
15/09/2015 08:50	82	84	1.60	2.20	27.6	87	1013.4	0.0	0.0
15/09/2015 09:00	82	84	0.00	0.00	27.7	86	1013.3	0.0	0.0
15/09/2015 09:10	84	84	0.00	0.00	27.8	85	1013.3	0.0	0.0
15/09/2015 09:20	86	84	0.00	0.00	27.8	85	1013.4	0.0	0.0
15/09/2015 09:30	85	84	0.00	0.00	27.8	84	1013.5	0.0	0.0
15/09/2015 09:40	86	84	0.00	0.00	27.9	84	1013.5	0.0	0.0
15/09/2015 09:50	87	84	1.60	2.20	27.9	83	1013.6	0.0	0.0

MSHTML.DispHTMLDocument

Temperatura substring  
27.9 27.9

Viento substring 2  
2.2 2.2

Irradiancia substring 3  
1013.6 1013.6



1. Lee la página web
2. Visualiza la página web (pone el explorador de windows)
3. Toma la referencia de la página web y entra a una propiedad llamada document, que extrae el documento html
4. Tipo de dato al cual se va a convertir el documento (html)
5. Convierte el dato de entrada al tipo de dato que se seleccionó en (4)
6. Extrae el cuerpo del html
7. Pasa el cuerpo del html a caracteres
8. Cierra la conexión con la página web
9. Constantes numéricas
10. Cierra el documento html
11. A partir del número de caracter (15,675, 15,635, 15,614), extrae la longitud de caracteres especificada (7, 9, 7)
12. Convierte la cadena de caracteres a número
13. Visualizadores de datos (irradiancia, temperatura, viento)
14. Visualizadores