



REVISTA CIENTÍFICA TRIMESTAL DE CUBASOLAR

**REVISTA CIENTÍFICA de las
FUENTES RENOVABLES de ENERGÍA**

26



Análisis del comportamiento de un parque eólico interconectado ante averías.....	1
Modelo simple para la predicción de la generación eólica (MOSIMPRE) utilizando los procesos sinópticos objetivos. Aplicación al parque eólico demostrativo de Turiguanó. Ciego de Ávila, Cuba.....	11
Procedimiento de optimización de la temperatura de agua helada en sistemas de climatización centralizados a flujo constante.....	27
SAI: Software de aplicación industrial.....	36
Proyecto solar térmico con colectores solares de tubos al vacío chinos.....	46
Hornos solares de niveles de concentración extremo.....	57

Análisis del comportamiento de un parque eólico interconectado ante averías

Analysis of the performance of an interconnected wind farm in case of failure

Por ¿? Marta Bravo de las Casas, ¿? Milton Barboza Huete**, ¿? Yulier Ortuño Borroto***, ¿? Morrison Creese David y ¿? Dhanraj Bachai*

** Universidad Central de Las Villas Marta Abreu (UCLV), Cuba.*

*** Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), Managua, Nicaragua.*

**** Universidad Central de Las Villas Marta Abreu (UCLV), Cuba.*

e-mail: mbravo@uclv.edu.cu

Resumen

La integración de los parques eólicos a la red eléctrica no es un problema sencillo. Se han realizado numerosos estudios relacionados con el impacto que traería la penetración eólica sobre los sistemas eléctricos, entre los que se encuentran los relacionados con los estudios de estabilidad y la respuesta de las protecciones eléctricas ante averías de diferentes tipos. En este trabajo se realiza un estudio del comportamiento de un parque eólico interconectado con sistema eléctrico de potencia ante condiciones de avería, el parque eólico Gibara 1, en la provincia de Holguín. Para determinar la respuesta del sistema ante disturbios se utilizó el software PSX, con el que se obtuvieron los niveles de cortocircuito, y con la ayuda del Matlab se simuló el parque eólico, la red eléctrica y la respuesta de las protecciones. Entre las conclusiones obtenidas está la posibilidad que el parque eólico introduzca inestabilidades en la frecuencia y en el voltaje de la red, especialmente los que utilizan generadores asincrónicos que consumen reactivo. Por otra parte, los cortocircuitos provocarán dificultades con la actuación de las protecciones, reducciones del voltaje adicionales en los terminales de los generadores y mayor consumo de reactivo, lo cual puede causar el disparo de la turbina de viento.

Palabras clave: Protección eléctrica, parque eólico, interconexión a la red.

Abstract

The integration of wind farms into the electrical grid is not a simple problem. Numerous studies related to the impact that would bring along the wind power penetration on the electrical systems, among them the ones related to the stability and response of the electric protections in case of different type of damages. In this paper we present the results of a study of the behavior of a wind farm interconnected to the electrical power system in failure conditions: Gibara 1 wind farm in the province of Holguin. In order to determine the response of the system before disturbances we made use of the software PSX. With the help of this software we obtained the levels of short circuit, and with the help of Matlab we simulated the wind farm, the electrical grid and the response of the protections. Among the conclusions obtained we found the possibility that the wind farm introduce frequency and voltage instabilities into

the grid, mainly the ones that use asynchronous generators that consume reactive power. On the other hand, the short circuits will provoke difficulties in the behavior of protections, additional reductions of the voltage in the outlet connections of the generators and bigger consumption of reactive power, which can provoke the stop of the wind turbine.

Key words: Electric protection, wind farm, grid interconnection.

Introducción

La energía eólica hoy en día se puede considerar como una tecnología madura en la generación de electricidad, la cual crece en todos los continentes de manera vertiginosa. Difiere de las formas convencionales y entre sus diferencias fundamentales se encuentran las medidas de las unidades individuales, la naturaleza variable del viento y el tipo de generador eléctrico.

El conjunto relativo de potencia eólica penetrada en los sistemas eléctricos de potencia (SEP), ha ido incrementándose dramáticamente durante las últimas décadas, lo que ha hecho que los operadores del sistema de potencia hayan propuesto requisitos que deben cumplir los aerogeneradores antes de ser conectado al mismo. Se deben especificar en términos cuantitativos las circunstancias en las cuales un aerogenerador puede desconectarse de la red; por ejemplo, el valor mínimo y la duración de un hueco de tensión, la capacidad de contribuir al control de la frecuencia y voltaje mediante el ajuste continuo de la potencia activa y reactiva suministrada al SEP, y la regulación de potencia que un parque eólico debe proporcionar. Estas circunstancias tienden a ser importantes, pues una falta o avería en el sistema eléctrico puede provocar disturbios en el voltaje en varios puntos del sistema [Martins, 2006].

En Cuba, hasta el momento el potencial eólico está identificado dentro de unos 3 000 a 10 000 MW. Desde mediados de febrero de 2008 comenzó a generar el parque eólico Gibara 1, con sus seis aerogeneradores de 850 kW de potencia cada uno, lo que eleva a 7,23 MW la potencia eólica total instalada en el país, al sumársele los 0,45 MW y 1,65 MW de los parques de Turiguanó y la Isla de la Juventud, respectivamente, además de los cerca de 30 kW instalados en pequeños aerogeneradores aislados del Sistema Eléctroenergético Nacional (SEN) [Montesinos, 2007; Moreno, 2008], y ya se encuentra en fase constructiva el parque eólico Gibara 2.

El objetivo del trabajo responde a investigar el impacto que tendrán los generadores eólicos sobre algunos aspectos fundamentales en la operación de los SEP cuando se interconectan a las redes eléctricas, en cuanto a su comportamiento ante fallos de diferentes tipos y duración, fluctuaciones de voltaje y frecuencia ante estas averías, y la respuesta de las protecciones eléctricas.

Se utilizó el software Power System eXplorer (PSX) (versión 2.81) [González, 2002], para el estudio de cortocircuitos para la confección de equivalentes del SEN y del sistema de generación distribuida (GD) diésel, cercano al parque. El Matlab-Simulink (versión 7.7 y 7.2) se utilizaron para determinar la respuesta de

los diferentes fallos en determinadas localizaciones del sistema y la respuesta de las protecciones eléctricas.

Materiales y métodos

El SimPowerSystems™ 5.0 tiene disponible tres módulos de simulación para un generador de asincrónico dependiendo del intervalo de frecuencia a representar, los mismo son: el modelo fasorial, el promedio y el detallado. En este trabajo se emplean los dos primeros métodos con objetivos diferentes.

El modelo fasorial utiliza el método de simulación dinámica de un sistema de potencia (Power System Dynamic Simulation, PSDS) para investigar el comportamiento dinámico y de estabilidad a pequeña señal. Este modelo, de mayor complejidad, es el adaptado para simular oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia durante períodos largos (50 s). Se puede representar la red por la matriz admitancia similar a la que se utiliza en los estudios de flujos de carga, se posibilita el uso de un tiempo largo en el paso de la simulación e implementar los fasores para accionar los módulos de protecciones eléctricas existentes y propuestas en el parque en estudio.

El modelo promedio del generador es más simple que el anterior, pues no se representan los armónicos del entrehierro, no se tiene en cuenta la saturación magnética ni el efecto pelicular en el rotor.

Sin embargo, se preserva para un tiempo de simulación de 0,2 s la dinámica entre la interacción del sistema de control y el sistema potencia, lo cual permite observar el comportamiento de la frecuencia y las distorsiones en las formas de la onda sinusoidal del voltaje y de la corriente en los regímenes anormales de operación. Se realiza la modelación del comportamiento del viento a través de bloques de fuentes que se acercan a la realidad.

El sistema eléctrico de un parque eólico está vinculado a la transferencia de la energía eléctrica de cada aerogenerador hacia el SEP en ciertas condiciones óptimas, tanto desde el punto de vista del parque, como del SEP. El diseño y la conexión del parque eólico dependen en lo fundamental de la potencia de la instalación, número y ubicación de los aerogeneradores, características de red en el punto de interconexión y la distancia hasta el mismo.

Actualmente la configuración utilizada para los aerogeneradores de media y alta potencia es la conexión en medio voltaje de los aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su propio centro de transformación. En tal caso, el sistema eléctrico del parque eólico está compuesto por los elementos siguientes, ordenados según el flujo de la energía: instalación eléctrica de bajo voltaje de cada aerogenerador, centro de transmisión, red subterránea de medio voltaje, subestación y salida de alto voltaje. Cada una de estas secciones lleva sus propios sistemas de protecciones eléctricas.

El parque eólico Gibara 1 tiene instalado seis unidades aerogeneradoras G52-850 kW, Gamesa Eólica (España). Están situados en fila, perpendicularmente a la dirección predominante del viento a una distancia entre ellos al menos de tres diámetros de rotor (156 m). El G52-850kW es de rotor tripala a barlovento, regulado por el sistema de cambio de paso, con un sistema de orientación activo y utiliza el sistema de control Ingecon-W capaz de adaptar el aerogenerador para operar en grandes intervalos de velocidad de rotor.

El generador eléctrico es de alta eficiencia, 4 polos, doblemente alimentado con rotor bobinado y anillos deslizantes, el DFIG (Doubly Fed Induction Generator) [Rodríguez, Burgos y Arnate, 2003]. El DFIG tiene dos regímenes de operación debido a que la circulación de la potencia del rotor es bidireccional. Es decir, en régimen super-sincrónico el sentido del flujo de potencia es del rotor a la red eléctrica; y en sub-sincrónico, en sentido opuesto. La característica de controlar el sentido de la potencia reactiva influye grandemente en el incremento del tiempo crítico de limpieza para una falla en el SEP. Esto significa que, con este tipo de generador asincrónico, se mejora la estabilidad transitoria de la red eléctrica [Naimi y Bouktir, 2008; Ackermann, 2005].

La alimentación del rotor del generador se realiza a través de un autotransformador independiente de 63 kVA y 690 V / 480 V, y neutro aislado. Debido al funcionamiento del aerogenerador, el rotor puede soportar sobrecargas puntuales, por lo que el autotransformador ha sido diseñado de forma que su comportamiento sea siempre lineal. Todas las funciones del aerogenerador son supervisadas y controladas por varias unidades basadas en microprocesadores.

El parque está interconectado con la red eléctrica nacional por 34,5 kV en la barra 6880ALT de la subestación Caridad de Holguín, a través de una línea de 30 km en la cual están conectadas varias cargas, las cuales fueron consideradas como su equivalente en el punto de $5 + j 2$ MVA. También en este punto se encuentra interconectado un grupo de baterías diésel de 18,8 MVA.

La figura 1 muestra la modelación de las fuentes equivalentes representativas para el SEN en la barra Caridad 110 kV, el emplazamiento de GD cuyos valores fueron obtenidos con la ayuda del software PSX y la línea a nivel de subtransmisión para la interconexión del parque eólico con el SEP. En cada barra se tienen instaladas unidades de protecciones.

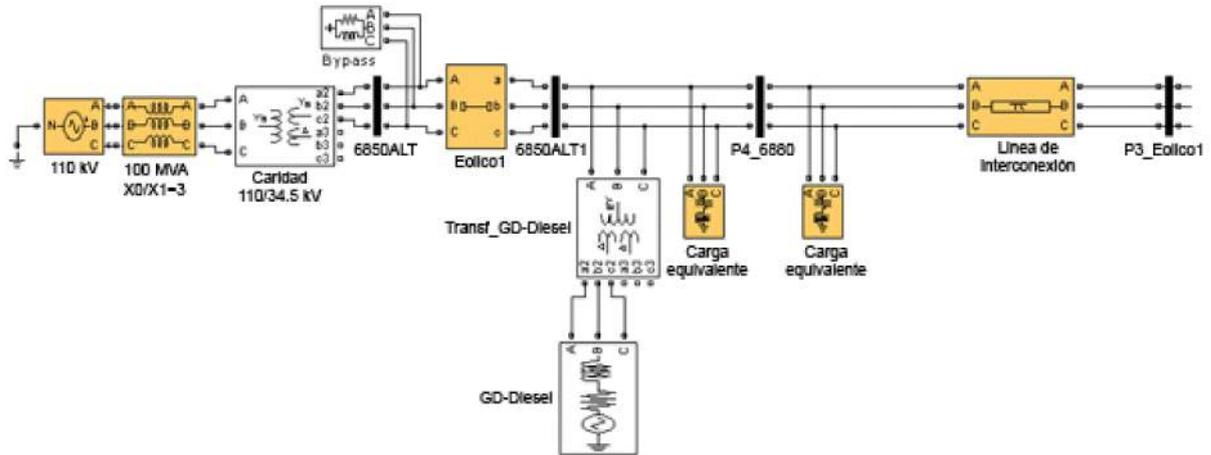


Fig. 1. Equivalentes del SEN y GD modelado en el Simulink.

Resultados y discusiones

Comportamiento ante turbulencias en el viento

En este estudio se utiliza el modo de control de regulación de voltaje a través del cual se puede observar el comportamiento de la interacción del parque eólico Gibara 1 con el SEN, mediante los parámetros eléctricos y mecánicos después de una turbulencia en viento, como se indican en la figura 2. El sistema se encuentra a velocidad del viento nominal (13 m/s) y en $t = 10$ s, se disminuye a 7,1 m/s durante 5 s.

Hasta $t = 14$ s la potencia activa permanece constante a valor nominal, momento a partir del cual el sistema rotatorio empieza a perder velocidad, disminuye la energía cinética del sistema mecánico rotatorio. La respuesta lenta del sistema es debido al valor de la constante de inercia del sistema, $H_{eq} = 7,64$ s, de manera que el mismo puede entregar su potencia nominal por 7,64 s al perder su potencia mecánica de entrada total. La potencia del viento empieza a disminuir en $t = 10$ s pero el sistema comienza a responder a este cambio 4 s más tarde.

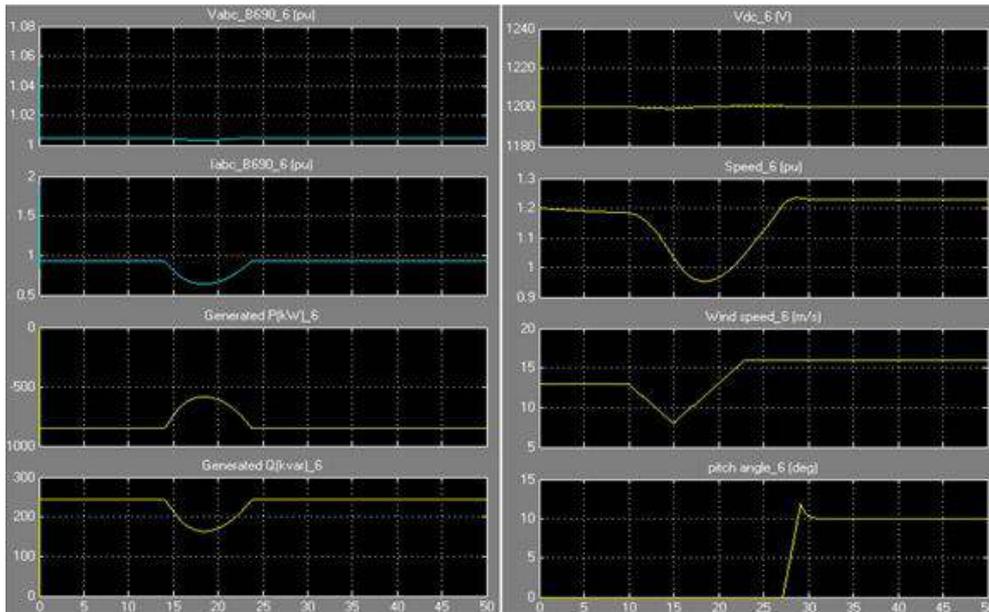


Fig. 2. Respuesta control pitch a un incremento brusco de la velocidad del viento.

A altas velocidades del viento, el control de paso (pitch) proporciona una manera efectiva de regular la potencia aerodinámica y las cargas en el rotor, para no exceder los límites de diseños. Cuando la velocidad del viento es mayor que la nominal actúa el sistema de control pitch de las palas de la turbina ($t = 27,2609$ s) para limitar la velocidad de rotación del rotor de la turbina.

El ángulo se corrige de 0 a $11,868^\circ$ (valor pico) y después al estado estable (10°) transcurrido 1,86 s. No provoca oscilación ninguna en la potencia activa, ya que la variación de la velocidad de rotación del rotor de la turbina no es grande durante el período de operación del control pitch. Además, es importante notar que este método de control dinámico de la potencia requiere un cambio relativamente grande en el ángulo del pitch, por lo tanto la turbina del G52-850 kW tiene un valor máximo de 88° con una velocidad de $4^\circ/s$.

Durante este período, la perturbación en la velocidad del viento provoca un decrecimiento (sag) en el perfil de voltaje, por lo tanto cada aerogenerador consume menos reactivo, tomado en cuenta que está pre-ajustado a $V_{ref} = 1$ pu y también que esa potencia está relacionada con el voltaje de la red y la corriente del eje d del rotor. En adición el convertidor del rotor del lado del estator toman las medidas adecuadas para mantener el voltaje del enlace a CD a su valor nominal de 1200 VDC.

Comportamiento del sistema ante cortocircuitos

La red a la que están conectados los parques eólicos sufre cortocircuitos con relativa frecuencia. La aparición de un cortocircuito provoca huecos de tensión más o menos severos en los nudos de interconexión. Los sistemas de protección que poseen los parques se pueden activar cuando se producen los huecos y pueden dejar de operar en condiciones aceptables para el operador

de red. Desde el punto de vista de la continuidad de suministro, la configuración menos recomendable es la de velocidad fija, ya que la velocidad de giro de las palas de la turbina aumenta y se pueden disparar las protecciones de sobrevoluntad. La configuración deDFIG soporta parcialmente los huecos de tensi3n, mientras que las configuraciones con convertidor para la potencia nominal son las que mejor los soportan [Rosario, Valsera y Mart3nez, 2008].

La figura 3a muestra que DFIG puede soportar un hueco de tensi3n de 15% de duraci3n de 0,5 s, lo cual est3 dado por el aporte de reactivo de la m3quina, mientras que en la m3quina de velocidad fija actúa la protecci3n de bajo voltaje, la cual est3 ajustada a 90% del voltaje nominal en 0,4 s (Fig. 3b).

La figura 4 muestra el comportamiento de la frecuencia en el parque e3lico para un cortocircuito trif3sico en la entrada del parque (4a) y en la red equivalente de 110 kV (4b) de duraci3n de 0,5 s, donde se pueden observar las variaciones de frecuencia en el parque y en el sistema equivalente.

En el caso de una falla en el SEP, la frecuencia del mismo oscila m3s que la del parque e3lico, siendo contrario para la falla en el parque [Hansen y Michalke, 2007]. No obstante, en ninguna de las situaciones se produce el disparo de las protecciones de frecuencia, pues las oscilaciones est3n dentro de los ajustes de las protecciones.

La figura 5a muestra las oscilaciones del voltaje y la corriente para un cortocircuito trif3sico con arco en la entrada del parque; se puede observar que el aporte de la m3quina de inducci3n cae casi a cero, y el voltaje de igual forma; sin embargo, en el instante de ocurrir la avería (1 s) se observa el incremento de corriente que hace que la protecci3n de sobrecorriente instant3nea opere tal y como se muestra en la figura 5b.

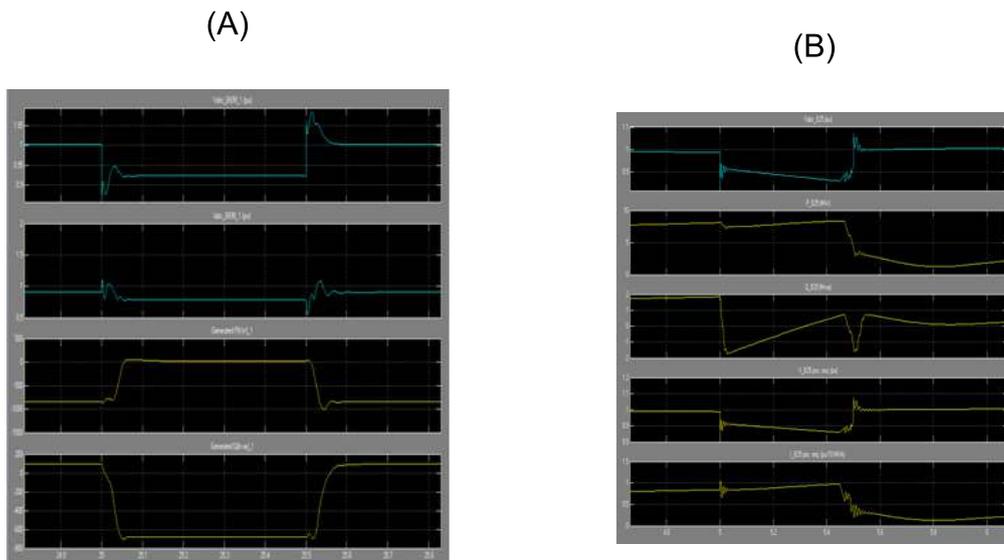
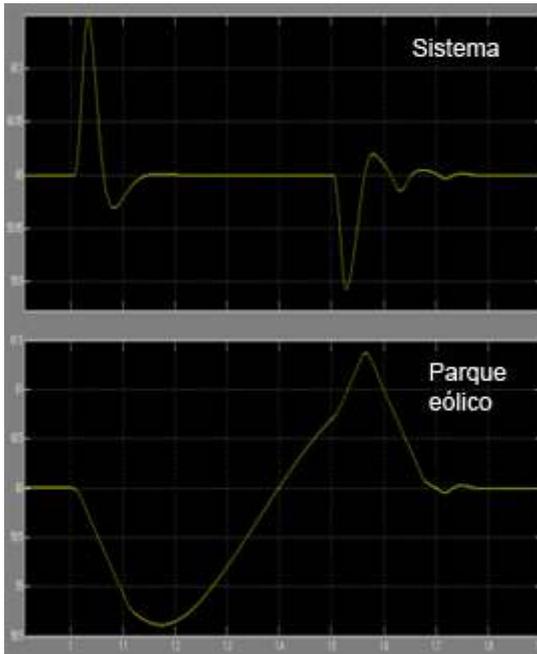


Fig. 3. Respuesta a un hueco de tensi3n (a) DFIG, (b) M3quina de velocidad fija.

(A)



(B)

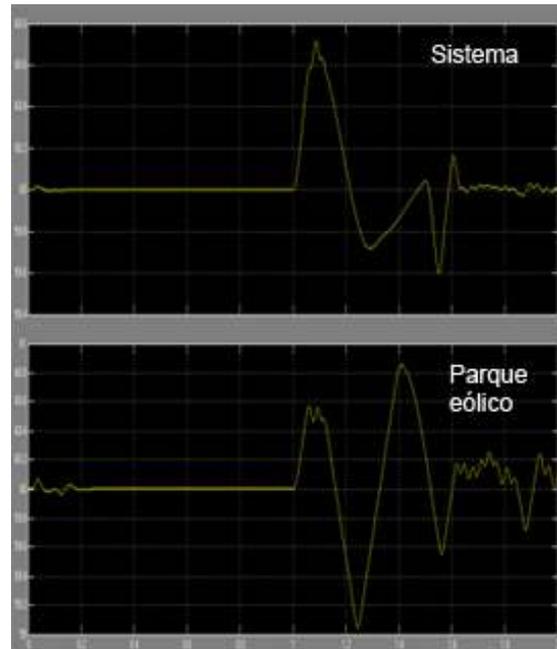
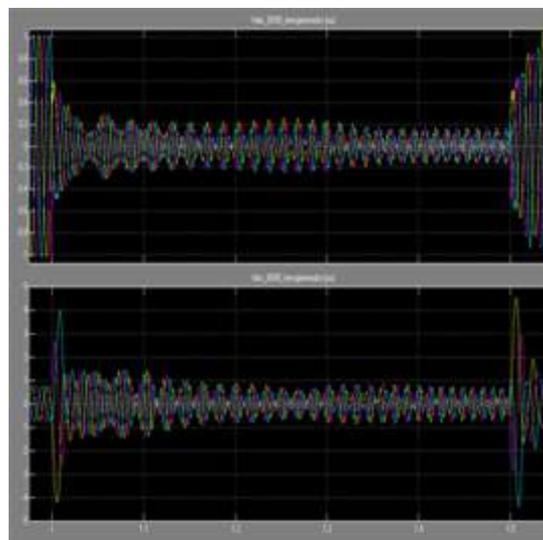


Fig. 4. Respuesta de la frecuencia a una falla trifásica en la entrada del parque (a) y en el sistema (b).

(A)



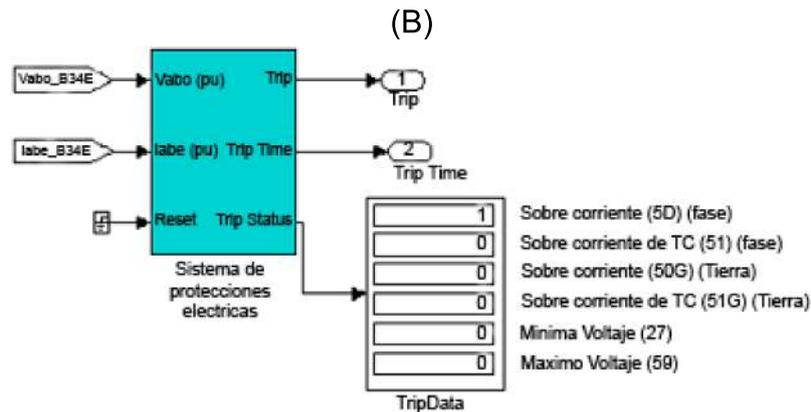


Fig. 5. Voltaje y corriente en los terminales del generador para un cortocircuito trifásico en la entrada del parque (a) y respuesta de las protecciones del parque (b).

Conclusiones

Decrecimientos en las velocidades del viento están acompañados de reducciones en la velocidad de las turbinas y de la potencia activa generada por los generadores eólicos, pudiendo incluso, para valores determinados, sacar de servicio a los mismos por las protecciones correspondientes. Por otra parte, los excesos de velocidad provocan sobrevelocidad, bajos voltajes y sobrecorrientes en los terminales de estos generadores, lo que puede también provocar la salida de servicio de las turbinas.

Los cortocircuitos pueden provocar la toma adicional de potencia reactiva por parte de los generadores de inducción jaula de ardilla y provocar, por lo tanto, reducción del voltaje en los terminales de los generadores eólicos, provocando el disparo si esta situación persiste. La máquina DFIG con mayores posibilidades de control soporta mejor los huecos de tensión, como se pudo comprobar y no provoca problemas con el reactivo en la red. De manera general, se requiere que frente a cortocircuitos en el SEP los aerogeneradores permanezcan conectados soportando la red, pero sin alimentar la falta.

El nivel de afectación sobre el parque eólico depende del tipo de fallo, de la distancia donde está y su duración en la red, siendo el cortocircuito trifásico pegado al parque el que mayores afectaciones produce.

Bibliografía

- ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems*. England: John Wiley & Sons, Ltd, 2005. 745 pp.
- GONZÁLEZ CUETO, J. Y Z. GARCÍA. «Manual de usuario del PSX». Formato electrónico. Intranet de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central de Las Villas, Cuba, 2002. 70 pp. (En línea). Disponible en: <http://intranet.fie.uclv.edu.cu>.

HANSEN, A. Y G. MICHALKE. «Voltage Grid Support of DFIG Wind Turbines during Grid Faults». 2007. 10 pp. (En línea). Disponible en: http://www.risoe.dk/rispubl/art /2007_148_paper.pdf.

MARTINS, M. «Voltage Stability Issues Related to Implementation of Large Wind Farms». Undergraduate Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2006. 66 pp. (En línea). Disponible en: www.elteknik.chalmers.se.

MONTESINOS LARROSA, ALEJANDRO. «Historia de la energía eólica en Cuba», *Energía y tú*, Revista científico-popular trimestral de CUBASOLAR, (37): ene.-mar., 2007. (En línea). Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/revista37.htm>.

MORENO FIGUEREDO, CONRADO. «Parque Eólico Gibara 1», *Energía y tú*, Revista científico-popular trimestral de CUBASOLAR, (41): ene.-mar., 2008. (En línea). Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/revista41.htm>.

NAIMI, D. Y T. BOUKTIR. «Impact of Wind Power on the Angular Stability of a Power System». Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies. Department of Electrical Engineering; University of Biskra and University of Oum El Bouaghi, Algeria. Issue 12, pp 83/94, January-June 2008. (En línea) Disponible en: http://lejpt.utcluj.ro/A12/083_094.pdf.

RODRÍGUEZ, J. L., J. C. BURGOS Y S. ARNATE. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Editorial Rueda S. L., 2003. 461 pp.

ROSARIO, G. DEL, E. VALSERA Y M. MARTÍNEZ. «Requerimientos de operación de parques eólicos ante huecos de tensión según Po 12.3 español», Leonardo ENERGY en español, 9 pp., julio, 2008. (En línea). Disponible en: www.leonardo-energy.org/espanol.

Modelo simple para la predicción de la generación eólica (MOSIMPRES) utilizando los procesos sinópticos objetivos. Aplicación al parque eólico demostrativo de Turiguanó. Ciego de Ávila, Cuba

Simple model for wind energy forecast (MOSIMPRES) using the synoptic objective processes. Application to Turiguanó's demonstrative wind farm, Ciego de Avila, Cuba

Por ¿Dr.? Felipe Matos Pupo,
¿Dr.? Luis M. Batista Tamayo* y Ing. Adonis Pérez Lorenzo
*** Centro de Investigaciones de Ecosistemas Costeros de Cayo Coco, Cuba.
** Parque Eólico Demostrativo de Turiguanó, Cuba.
e-mail: fmatos@ciec.fica.inf.cu, batista@ciec.fica.inf.cu*

Resumen

En función de las perspectivas de desarrollo eólico en Cuba y la experiencia acumulada en el Parque Eólico Demostrativo de Turiguanó (PEDT), después de más de diez años de explotación, se ha desarrollado un Modelo simple para la predicción de la generación eólica (MOSIMPRES), con la utilización de los procesos sinópticos objetivos (PSOs), aplicado como herramienta de pronóstico de viento a corto plazo (24 horas). El Modelo constituye la primera experiencia en Cuba y resulta de gran aplicación con el consecuente impacto económico y científico. Se obtuvieron las ecuaciones que rigen la relación potencia-velocidad del viento para cada aerogenerador y para el PEDT en general; además, fue determinada la estrecha relación existente entre los PSOs y la potencia generada a partir de la velocidad del viento pronosticada para diferentes períodos y horarios, identificando los más y menos ventosos. **Palabras clave:** Generación eólica, procesos sinópticos objetivos, energía eólica, pronóstico eólico.

Abstract

In terms of the perspectives of wind energy development in Cuba and the experience accumulated in the operation of Turiguanó Demonstrative Wind Farm (PEDT), after more than ten years of exploitation, we developed (MOSIMPRES). This is a simple model for the prediction of electricity generation, with the utilization of the synoptic objective processes (PSOs), applied like a short-term wind forecast (24 hours) tool. The model is the first experience of its kind in Cuba and can be applied with the consistent economic and scientific impact. The equations that describe the relationship power-wind speed for each generator and the wind farm were obtained. Furthermore, the existing relationship between the PSOs and the electricity generated were

determined taking into account the wind speed forecast for different periods and times, identifying the more and less windy ones.

Key words: wind energy generation, objective synoptic processes, wind power, wind energy forecast.

Introducción

La energía eólica es una fuente de energía no programable y, por tanto, no se puede ajustar de forma muy satisfactoria a la demanda energética de un sistema eléctrico.

Pero esto no significa que no se puede predecir la generación eólica. Una herramienta de predicción a corto plazo puede paliar los problemas de la penetración eólica en la red.

Esta predicción le permitiría a los despachadores de carga programar las necesidades de energía para un período de operación dado, resolver con más precisión las restricciones de red, manejar las reservas rodantes y gestionar la operación en tiempo real con mayor seguridad. Mientras que, a los operadores de parques eólicos serviría para programar los mantenimientos, así como planificar la entrega de energía.

La predicción de la velocidad y dirección del viento se puede definir como la capacidad de prever el comportamiento del viento para diferentes horizontes de tiempo. Existen varios tipos de predicción de la producción eólica:

1. A largo plazo: implica decisiones de inversión y análisis de costos (desde meses hasta un año y más).
2. A mediano plazo: el principal objetivo de este tipo de pronóstico consiste en el ahorro de combustible y, por tanto, reducir los costes de generación (desde 24 hasta 48, 72 horas, etc.; se incluyen en este caso los pronósticos extendidos de hasta cinco días e incluso semana).
3. A corto plazo: utilizado para el control de las turbinas, que en caso de estar conectado en un sistema diésel aislado, ayudaría a optimizar los regímenes de funcionamiento y elevar los ahorros de combustible. Este tipo de pronóstico es el más restringido en el tiempo, pudiendo extenderse desde una escala de varias horas hasta un día; las escalas más pequeñas (hasta una hora) constituye un caso particular, definido además como pronóstico a muy corto plazo.

El modelo exige que en cada uno de los parques la obtención de datos confiables de velocidad del viento, lo que posibilita un mejor ajuste de las ecuaciones que rigen el proceso, y de esta forma, conocer de la manera más detallada posible, la potencia esperada en la explotación de una mayor capacidad instalada en un futuro.

El trabajo está dirigido a obtener para el PEDT un modelo, a partir de la utilización de PSOs, realizando primeramente un análisis del comportamiento de la velocidad del viento definido a través de la matriz PSOs-horarios, utilizando el período comprendido entre 7:00 a.m. y 10:00 p.m. ya que es cuando mayor consumo se produce. Además, se definen los PSOs que conllevan las situaciones más y menos ventosas para la mejor explotación y mejor planificación de los mantenimientos, aprovechando los periodos de menos viento.

Las principales características técnicas del PEDT, son las siguientes:

- Potencia nominal instalada: 450 kW (0,45 MW).
- Potencia nominal unitaria: 225 kW.
- Generación eléctrica prevista: 998 MWh/año.
- Factor de capacidad: 25,3%.
- Velocidades: Arranque 4 m/s (14 km/h) y parada 25 m/s (90 km/h).

Como resultado fundamental está la obtención de las curvas que relacionan la potencia generada con la velocidad del viento (P-V); además, son considerados en el análisis los valores umbrales de velocidad de arranque y parada por viento.

Datos y metodología

Se utilizó la base de datos de velocidad del viento registrada referente a la estación meteorológica de Cayo Coco (22°32'N y 78°22'W), correspondiente al período 1990-2008, situada a unos 33 km del Parque; además de la información de potencia y velocidad del viento del PEDT, desde los años de explotación (junio de 1999), para determinar los niveles de correlación de velocidad del viento entre ambos puntos.

Se realizaron los análisis estadísticos a partir de un banco de datos elaborada en Microsoft Excel, conteniendo tanto los valores de las variables antes descritas como los PSOs (1990-1999), definidos por jornadas, teniendo en cuenta que el «Catálogo de los procesos sinópticos del archipiélago cubano» [Fernández, et al., 2002].

Se determinaron los cuadros sinópticos que generan las situaciones más y menos ventosas, y asociando a cada proceso, el comportamiento del viento por horarios, el cual es aplicado a la expresión matemática que define las curvas características del PEDT.

Primeramente se realizó un análisis matricial (PSOs por horarios), distribución obtenida para cada bimestre y utilizando la escala de 5 en 5, con el objetivo de facilitar comparaciones entre los bimestres. También se obtuvo la distribución de la velocidad del viento medio de cada uno de los meses, correspondiente a los respectivos bimestres, para los PSOs que contemplan valores superiores o iguales a 15 km/h, para definir el mes de mayor o menor beneficio desde el punto de vista energético. Para el horario comprendido entre 7:00 a.m. y 7:00 p.m., se determinó la velocidad del viento de los PSOs

menos ventosos, coincidiendo con los que mayoritariamente resaltan los dos primeros rangos establecidos (hasta 10 km/h), con el objetivo de obtener condiciones de bajo viento. Finalmente, fueron determinadas las curvas características de cada turbina de manera independiente, así como la del PEDT en general.

Los datos de la estación de Cayo Coco son tomados a una altura de 10 m NMM, según lo establece la OMM, mientras que los del PEDT corresponden a la altura de 30 m a la altura de la góndola.

Resultados

Se determinaron los niveles de correlación de velocidad del viento entre la estación de Cayo Coco y el PEDT, a pesar de que las mediciones son a diferentes alturas en ambos puntos geográficos. Además, la expresión matemática que define esta relación se aplica en el incremento de la data del PEDT.

También se obtuvieron resultados importantes tales como: aplicación de la climatología sinóptica para conocer el comportamiento de la velocidad del viento, asociado a la influencia de diferentes tipos de situaciones meteorológicas; definición de los PSOs más beneficiosos para el aprovechamiento del viento desde el punto de vista energético y los PSOs menos beneficiosos, con el fin de planificar lo más adecuadamente el programa de mantenimientos del PEDT; finalmente, como resultado principal, la obtención de las curvas características P-V, que es definitiva donde se aplican directamente los resultados. También se comprueban los niveles de aplicación de MOSIMPRE.

Correlación de la velocidad del viento entre la estación Cayo Coco y el PEDT

Uno de los resultados básicos consiste en la obtención del coeficiente de correlación entre los datos de la estación de Cayo Coco y los del PEDT, el que resultó ser de 0,82, definido por la ecuación lineal 1:

$$\begin{aligned} V &= 0,717 V1 + 13,841 \\ R^2 &= 0,375 \end{aligned} \tag{1}$$

Donde:

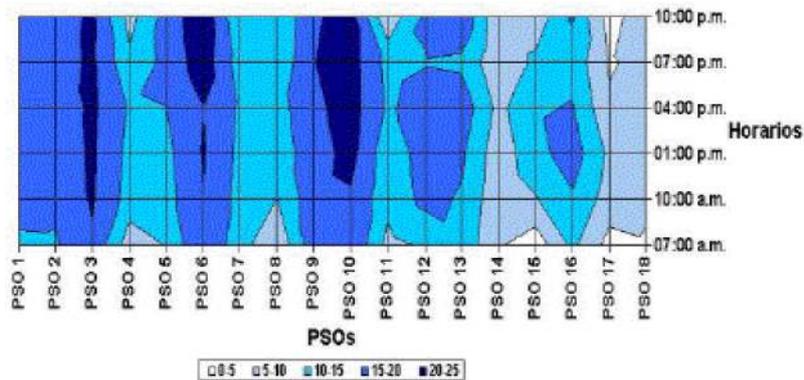
V: Velocidad del viento del PEDT.

V1: Velocidad del viento de la estación de Cayo Coco.

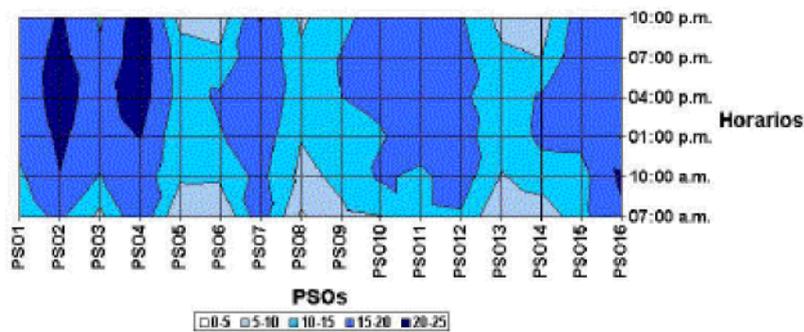
Climatología sinóptica de la velocidad del viento. Análisis por bimestres

En el primer bimestre del año (Fig. 1a) se presentan procesos (PSOs) que garantizan velocidades de viento en diferentes entornos, como por ejemplo los PSO 3, 6 y 10, que corresponden a situaciones pronosticables, garantizan máxima velocidad del viento durante la mayor parte del día, por lo que los

aerogeneradores estarán funcionando eficientemente. El ajuste de máximos vientos esperados es competencia de los meteorólogos encargados del pronóstico diario, que pondrán a disposición de los despachadores de carga y operadores. El bimestre marzo-abril (Fig. 1b), aunque identificado por cuadros meteorológicos característicos del período, presenta situaciones similares a enero-febrero, con PSOs más y menos ventosos, como son el 2 y 4 con ventajas desde el punto de vista energético, no así el proceso 8.



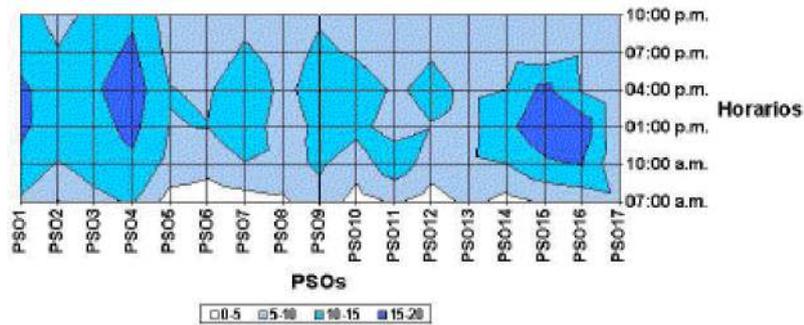
(a)



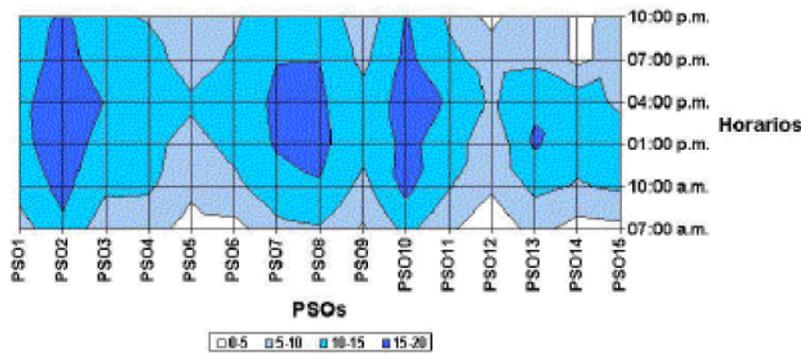
(b)

Fig. 1. Distribución matricial (PSOs x HORARIOS) de la velocidad del viento. Bimestres: enero-febrero (a) y marzo-abril (b).

Los bimestres tercero y cuarto del año (Fig. 2: a y b) presentan situaciones similares, con núcleos de máximos y mínimos concentrados en PSOs y horarios específicos, visualización que distingue los cuadros sinópticos mejores energéticamente, así como los horarios del día más propicios para la generación. La diferencia de estos casos con los anteriores radica en que el rango de valores que fluctúa entre 20 y 25 km/h no aparece representado, lo que se traduce en bimestres menos ventoso.



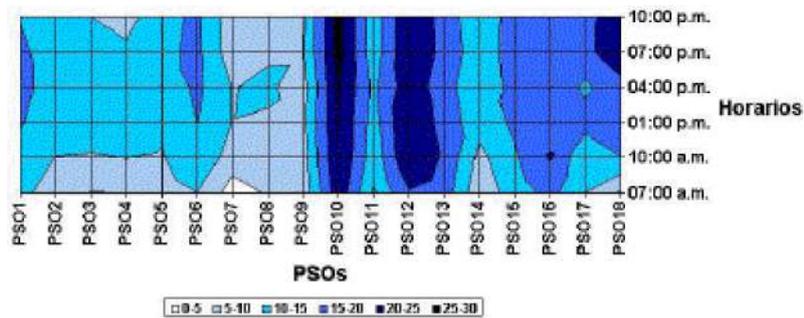
(a)



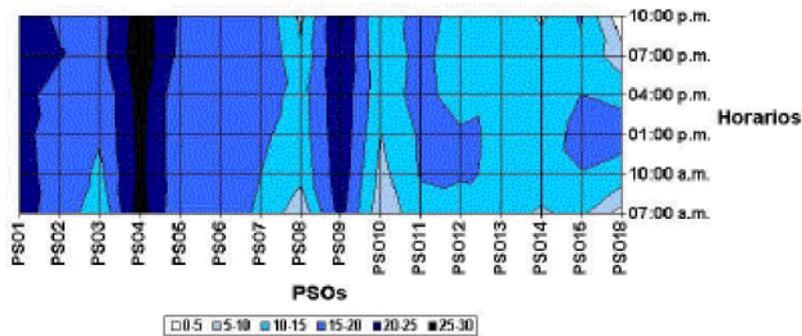
(b)

Fig. 2. Distribución matricial (PSOs x horarios) de la velocidad del viento. Bimestres: mayo-junio (a) y julio-agosto (b).

Los bimestres 5 y 6 (Fig. 3: a y b) presentan aún mayores ventajas que los primeros, con valores que oscilan entre 25-30 km/h. Septiembre-octubre presenta como el proceso más ventoso el 10 y el menos ventoso el 7; en la distribución del bimestre noviembre-diciembre, estos procesos corresponden al 4 y 18, respectivamente.



(a)



(b)

Fig. 3. Distribución matricial (PSOs x horarios) de la velocidad del viento. Bimestres: septiembre-octubre (a) y noviembre-diciembre (b).

En las diferentes distribuciones se aprecia que algunos PSOs manifiestan determinada situación caracterizada durante poco tiempo; otros, sin embargo, extienden similar cualidad en todo el período. Resulta importante señalar que el rango de valores 10-15 km/h es el que mayor incertidumbre genera, ya que abarca valores de velocidad de viento que oscilan en el entorno de la velocidad de arranque de los aerogeneradores (14 km/h), ya que el modelo opera con valores medios, los cuales solapan la realidad.

A partir de la identificación de los PSOs con mejores posibilidades, se definen los mejores meses para cada bimestre. El procedimiento fue desarrollado solamente en tres bimestres: enero-febrero, marzo-abril y noviembre-diciembre, excluyéndose del análisis los bimestres tres y cuatro que corresponden mayormente al verano, cuando las velocidades del viento resultan relativamente bajas, debido a que la brisa constituye el mecanismo principal generador del viento. Septiembre-octubre no fue exceptuado en su totalidad, sólo que en este bimestre en particular los PSOs definidos como los más ventosos (10, 12, 13, 15, 16 y 18) manifiestan en toda la distribución valores superiores en octubre, característica que no está presente en los restantes; aunque es importante señalar que los PSOs más bondadosos, según el objetivo del estudio, son los PSO10 y PSO12.

PSOs factibles para el aprovechamiento eolo-energético

Este procedimiento consiste en determinar las situaciones meteorológicas que ofrecen mayores y mejores posibilidades para explotar desde el punto de vista energético. Enero-febrero (Fig. 4) refleja que, para cada uno de los procesos definidos, la velocidad del viento de enero supera la de febrero, excepto en el PSO10, incluso con diferencias muy marcadas, como también existen diferencias pronunciadas entre los valores medios de los PSOs 6 y 13.

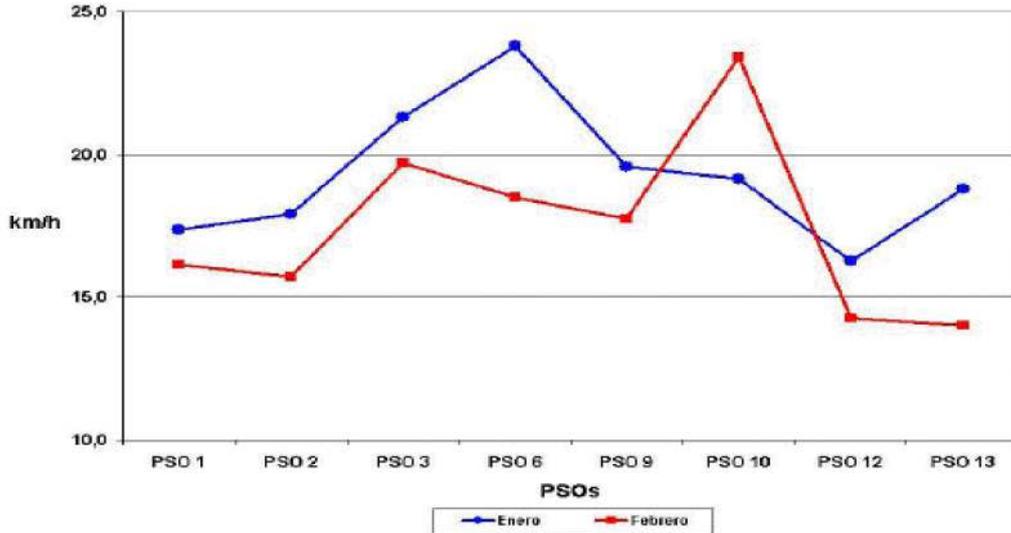


Fig. 4. Comportamiento de la velocidad del viento correspondiente a los PSOs que generan las situaciones más ventosas. Meses: enero y febrero.

En la distribución por meses de la velocidad del viento correspondiente a los PSOs con mayores valores, el bimestre marzo-abril (Fig. 5) presenta el comportamiento más irregular, ya que del total de PSOs identificados (nueve) en cinco casos abril supera a marzo, en tres ocurre lo contrario y uno de estos (PSO16) sólo está representado en marzo. Otra característica peculiar de esta distribución radica en que los PSOs 2, 4 y 12 presentan un comportamiento muy similar.

El bimestre noviembre-diciembre (Fig. 6) presenta la distribución más irregular, con la particularidad que los PSOs comprendidos entre el 2 y el 5 son los que mejor establecen correlación entre ambos meses. El pico máximo corresponde al PSO4, superando noviembre a diciembre.

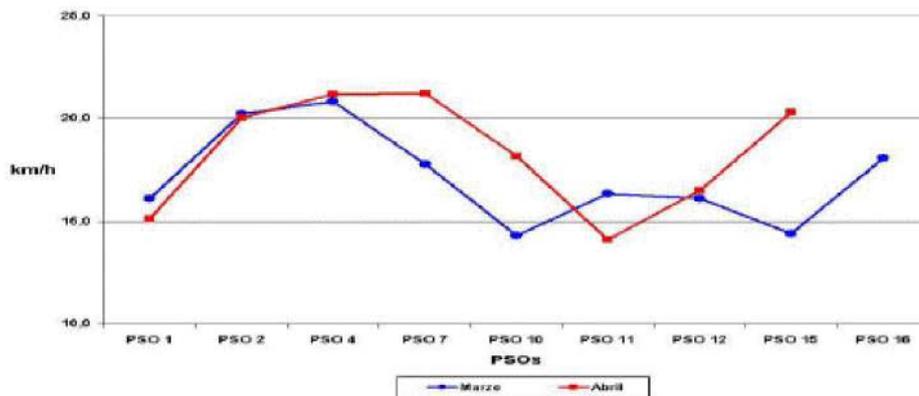


Fig. 5. Comportamiento de la velocidad del viento correspondiente a los PSOs que generan las situaciones más ventosas. Meses: marzo y abril.

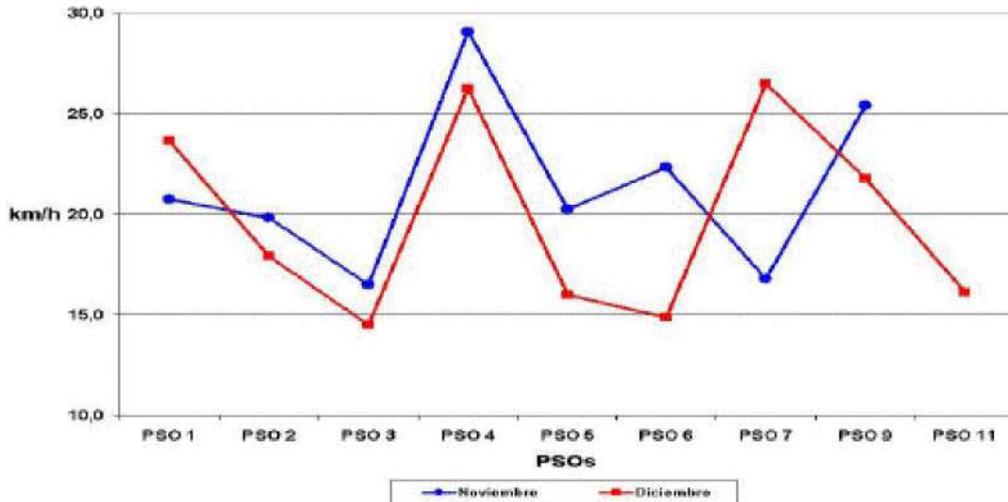


Fig. 6. Comportamiento de la velocidad del viento correspondiente a los PSOs que generan las situaciones más ventosas. Meses: noviembre y diciembre.

PSOs menos ventosos

Los PSOs que reflejan bajas velocidades del viento también resultan de importancia, pues el pronóstico de estos períodos son los que se utilizan para las paradas por mantenimiento y así afectar al mínimo la entrega de energía al despacho.

Del análisis, mayo-agosto es el período del año que concentra los mínimos valores de velocidad del viento, siendo más pronunciado en el bimestre julio-agosto. Por ello, utilizando la data de los PSOs menos ventosos de este bimestre, como son: 5, 6, 9, 12, 14 y 15, se determinó el porcentaje de casos para cada una de las mitades del bimestre (Fig. 7), gráfico que manifiesta predominio de situaciones de poco viento en agosto, para todos los procesos analizados, excepto el PSO9, en el que julio es superior a agosto.

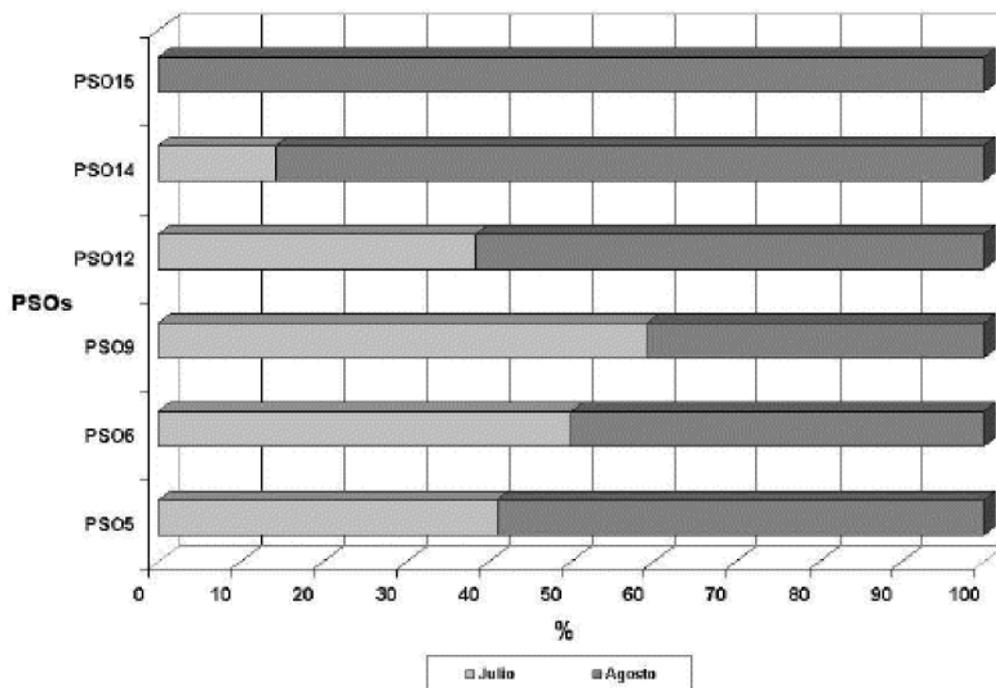


Fig. 7. Casos de poco viento registrado en julio y agosto, expresado en % con respecto al total generado por diferentes PSOs.

Aunque la figura 7 refleja la realidad del bimestre más crítico, el análisis no fue realizado por horarios, elemento que más ayuda a precisar sobre el momento o etapa para ejecutar mantenimientos en los aerogeneradores.

La tabla 1 refleja los PSOs menos ventosos por bimestres, información tabulada donde no han sido plasmados los de julio-agosto, teniendo en cuenta que ya han sido mencionados.

Tabla 1. Procesos sinópticos objetivos (PSOs) menos ventosos por bimestres

Bimestres	Total de PSOs	PSOs
Enero-febrero	4	14, 15, 17 y 18
Marzo-abril	1	8
Mayo- junio	10	2, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 13, 14 y 17
Septiembre-octubre	3	7, 8 y 9
Noviembre-diciembre	2	10 y 18

Para realizar el análisis, no se tuvo en cuenta el horario de las 10:00 p.m., sólo fue contemplado el período comprendido entre 7:00 a.m. y 7:00 p.m.; pero sin separar los PSOs por ser muy similares sus distribuciones. Así por ejemplo, el comportamiento por horarios de la velocidad media del viento para julio-agosto (Fig. 8), fue estudiado empleando la información referida a los 6 PSOs menos ventosos (PSOs 5, 6, 9, 12, 14 y 15) de este bimestre. De aquí

se observa que los bimestres tienen un máximo absoluto a las 4:00 p.m., excepto enero-febrero que lo ubica a la 1:00 p.m. También resalta en esta gráfica que septiembre-octubre se suma a julio-agosto como los bimestres menos ventosos.

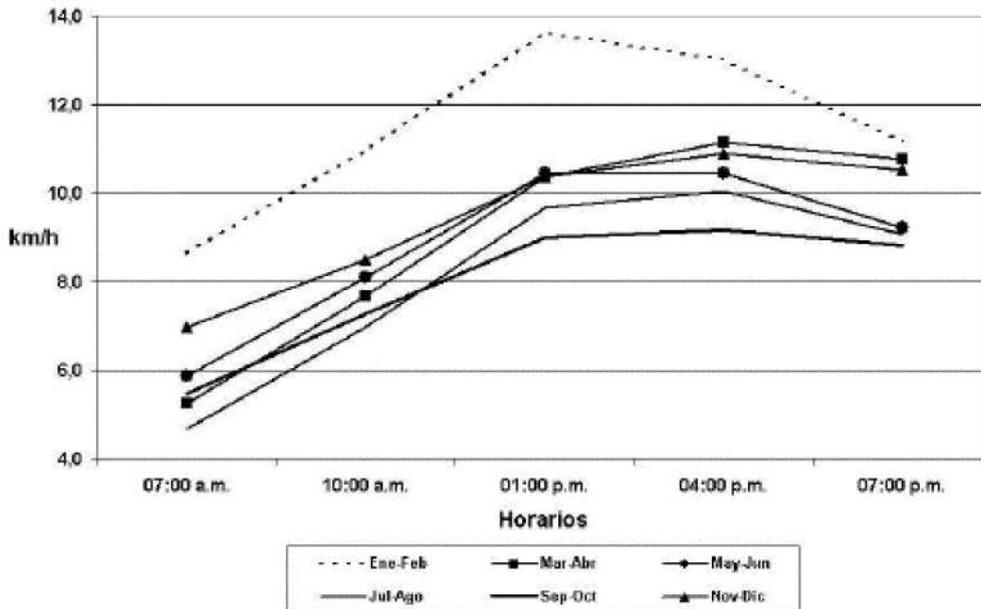


Fig. 8. Velocidad media del viento por horarios a partir de los PSOs menos ventosos definidos por bimestres.

Los PSOs más y menos ventosos (Anexo 1: Figs. 9 y 10), correspondientes a cada bimestre, muestran las situaciones extremas y aparecen muy bien descritos por Fernández, et al. [2002].

Curvas características (potencia vs. velocidad del viento) del PEDT

Fueron determinadas las curvas características P-V, tanto de la turbina 1 (Fig. 11), como la turbina 2 (Fig. 12), así como la curva para ambos aerogeneradores de conjunto (Fig. 13), obteniéndose la expresión matemática asociada a cada curva de ajuste, resultados que deben ser utilizados de forma complementaria con los obtenidos por medio de los nexos existentes entre los PSOs.

Curva característica de la turbina 1

La ecuación (2) define la curva de la potencia (P) de la turbina 1 a partir de la velocidad del viento generada.

$$P = -0,144 v^3 + 4,390 v^2 - 21,214 v + 31,966 \quad R^2 = 0,981 \quad (2)$$

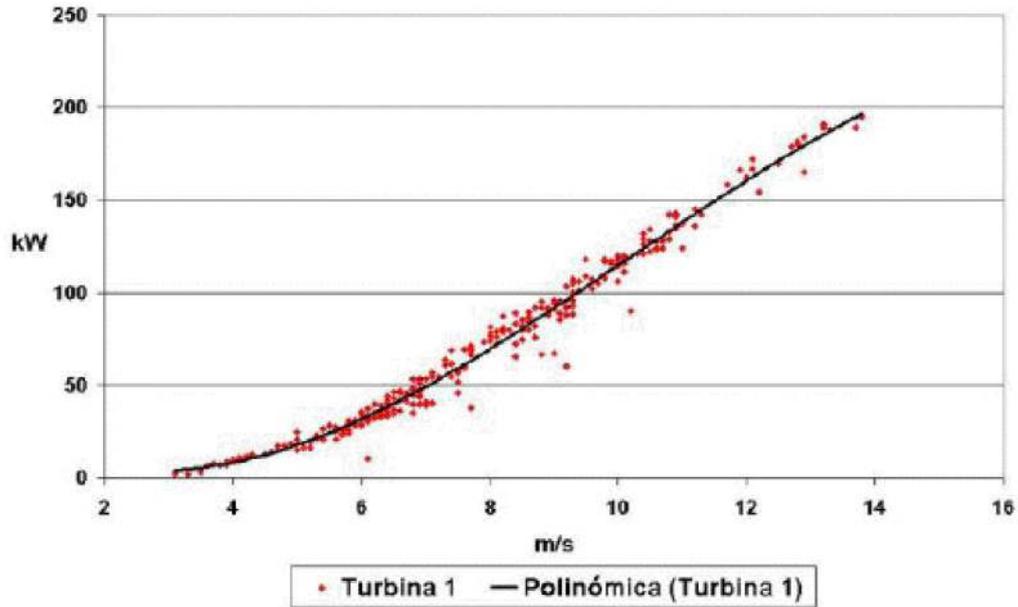


Fig. 11. Curva característica de la turbina 1 del PEDT: potencia vs. v Velocidad del viento.

Curva característica de la turbina 2

La ecuación (3) define la curva de la potencia (P) de la turbina 2 a partir de la velocidad del viento generada.

$$P = -0,136 v^3 + 4,316 v^2 - 23,521 v + 40,909 \quad R^2 = 0,986 \quad (3)$$

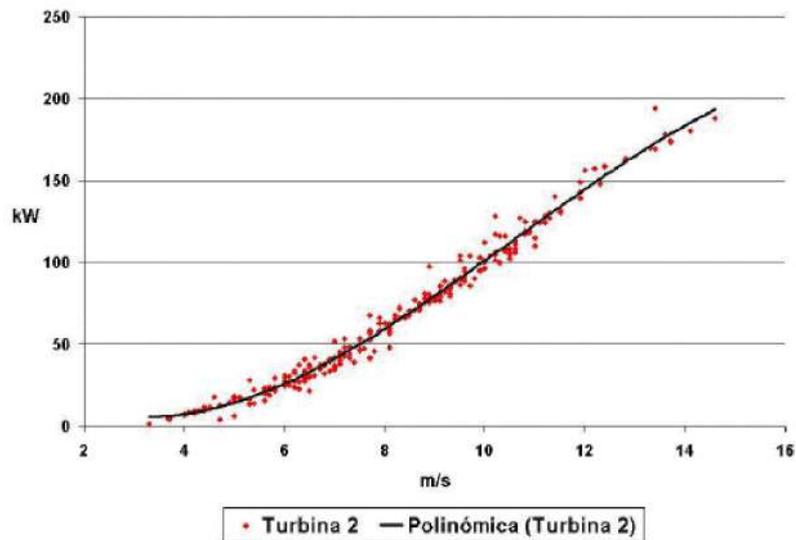
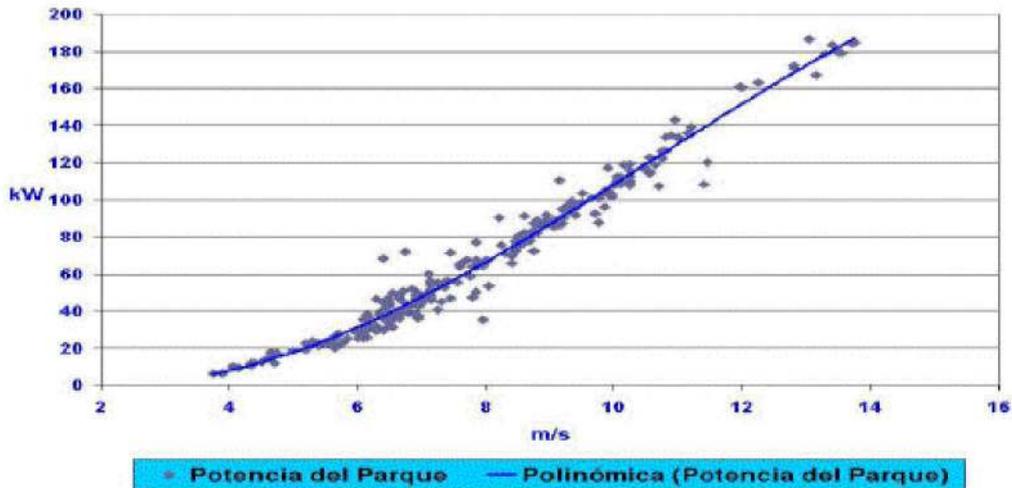


Fig. 12. Curva característica de la turbina 2 del PEDT: potencia vs. velocidad del viento.
Curva característica general del PEDT

La ecuación (4) define la curva de la potencia (P) del PEDT.

$$P = -0,107 v^3 + 3,425 v^2 - 14,465 v + 17,718 \quad R^2 = 0,973 \quad (4)$$



*Fig. 13. Curva característica del PEDT:
potencia vs. velocidad del viento.*

La comparación de las curvas de ambas turbinas evidencia que la turbina 1 es más eficiente que la 2. En todos los casos, existe una gran similitud de estas con la curva teórica (Anexo 2: Fig. 14), marcando la diferencia en valores más elevados de velocidad del viento.

Niveles de aplicación del MOSIMPRE

Determinadas las curvas P-V de cada turbina y parque, se introduce en el algoritmo de la predicción, se tendrán datos de salida útiles para el control de tensión del sistema y el consecuente análisis de la calidad de la energía que se debe entregar en determinado período.

Para cada aerogenerador, es necesario obtener la curva de eficiencia real, y disponiendo de datos meteorológicos confiables, preferentemente obtenidos in situ, puede obtenerse un Modelo de predicción del parque, pues cada uno tendrá una curva pronóstico en función de las características geográficas del lugar, emplazamiento, condiciones meteorológicas, etc. Es necesario recalcar la importancia de obtener estadísticas reales de valores de potencia y de velocidades del viento confiables. Una aplicación del modelo es factible para otros parques eólicos.

Conclusiones y recomendaciones

Se ha realizado un estudio detallado de las curvas características (potencia vs. velocidad del viento) del PEDT, asociando la velocidad del viento a la situación meteorológica imperante durante los diferentes bimestres, arribándose a las conclusiones siguientes:

1. Se determinó de forma preliminar (simple) las ecuaciones que rigen la relación entre potencia y velocidad del viento para los aerogeneradores, y para el PEDT en general.
2. Existe una relación factible entre los PSOs y la potencia generada a partir de la velocidad del viento pronosticada, por lo que utilizando esta herramienta es posible predecir el comportamiento de esta variable, y con ella calcular la potencia, para diferentes períodos y horarios.
3. Fueron definidos los períodos del año y del día que reúnen las condiciones más y menos ventosas, contribuyendo a mejorar los planes de entrega de energía y para la realización de los mantenimientos.
4. Resulta fundamental en cada uno de los parques la obtención de datos confiables de velocidad del viento, lo que posibilita un mejor ajuste de las ecuaciones que rigen el proceso, y de esta forma llegar a conocer con el mayor detalle posible la potencia esperada.

Bibliografía

- Asociación Empresarial Eólica. «Informe final de proyecto. Ejercicio de predicción». 2006. 82 pp.
- FERNÁNDEZ A. Y C. Pazos. *Pronóstico trihorario del viento en la provincia de Ciego de Ávila*. La Habana: Ed. Academia, 1998. 33 pp.
- FERNÁNDEZ, A. Y Y. DÍAZ. «Procesos sinópticos objetivos en Cuba y su nexa con la variabilidad climática en la segunda mitad del siglo xx». X Congreso Latinoamericano e Ibérico de Meteorología. 2003.
- FERNÁNDEZ A., *et al.* «Catálogo de los procesos sinópticos del archipiélago cubano». X Congreso Latinoamericano e Ibérico de Meteorología. 2002.
- Instituto de Meteorología. *Manual de la vigilancia meteorológica nacional. Sistema Nacional de Predicción Meteorológica*. La Habana: ACC. La Habana, 1993. 127 pp.
- Ministerio de Medio Ambiente. *Guía para la elaboración de estudios del medio físico*. Serie monografías. Cap. XII. Madrid: 1998. pp. 549-622.
- PÉREZ LORENZO, ADONIS. «Propuesta de un modelo para determinar la penetración eólica en Cayo Coco». Trabajo de Diploma. Universidad de Camagüey: 2004. 60 pp.
- RÍOS V., A. Y J. MARTÍNEZ C. «Implementación de un modelo de predicción en el control Frecuencia-Potencia de un sistema eléctrico convencional con un alto nivel de penetración eólica». 2001. 4 pp.
- RODRÍGUEZ J, J. BURGOS Y S. ARNALTES. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*”. Cap. 2. Madrid: Ed. Rueda, S.L., 2003. pp. 28-95.

Anexo 1

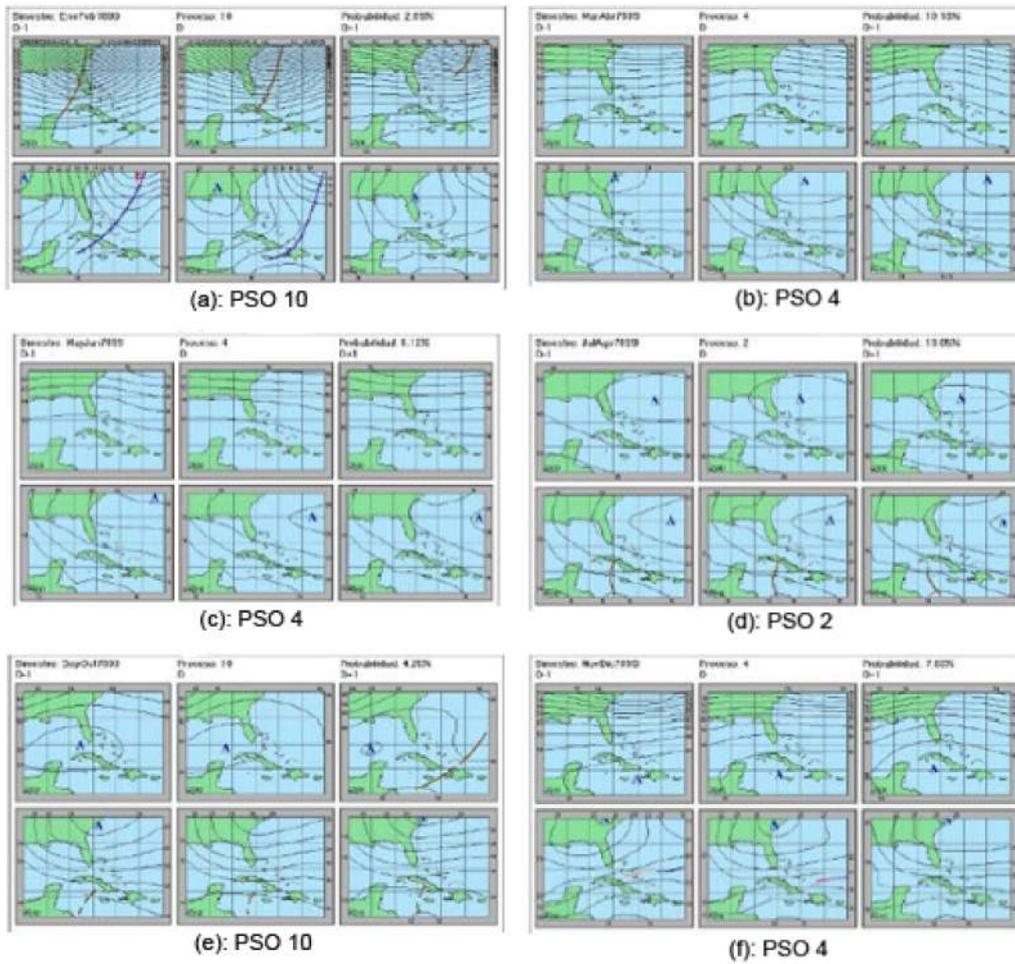


Fig. 9. PSOs más ventosos por bimestres: enero-febrero (a), marzo-abril (b), mayo-junio (c), julio-agosto (d), septiembre-octubre (e) y noviembre-diciembre (f).

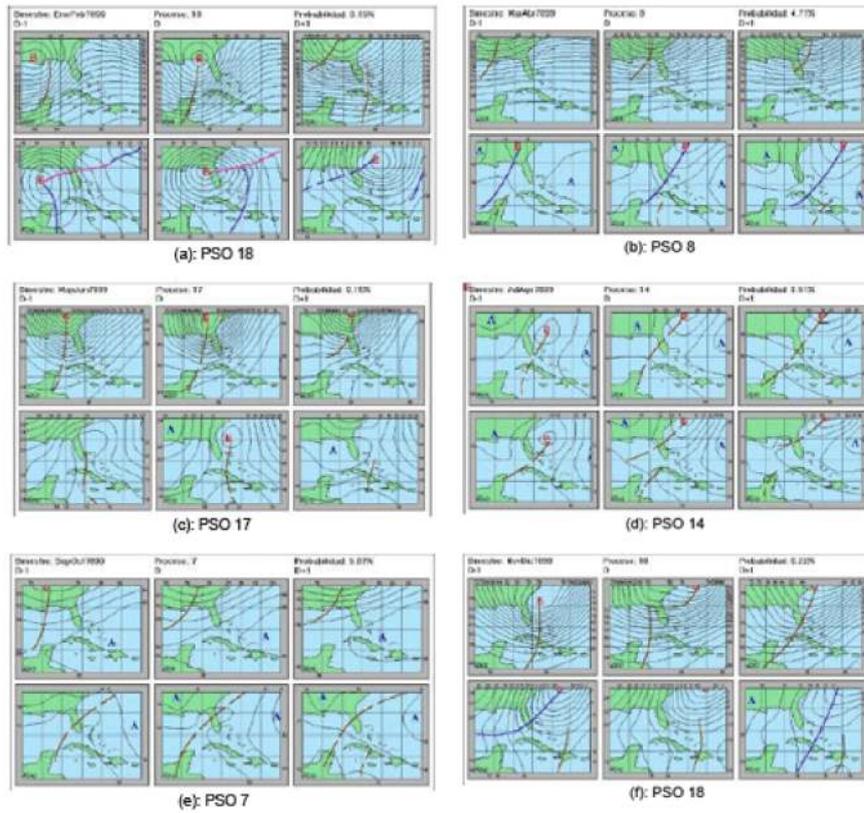


Fig. 10. PSOs menos ventosos por bimestres: enero-febrero (a), marzo-abril (b), mayo-junio (c), julio-agosto (d), septiembre-octubre (e) y noviembre-diciembre (f).

Anexo 2

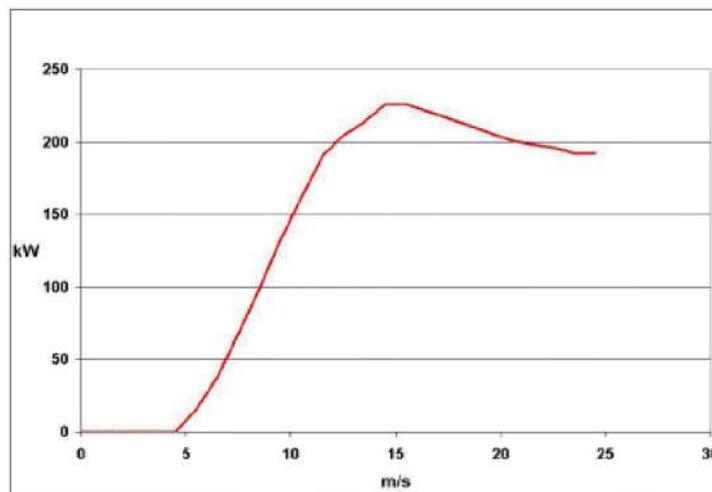


Fig. 14. Curva teórica del PEDT: potencia vs. velocidad del viento.

Procedimiento de optimización de la temperatura de agua helada en

sistemas de climatización centralizados a flujo constante

Procedure for the optimization of the temperature of ice water in steady flow centralized air conditioning systems

*Por M.Sc. Sergio Montelíer Hernández, Dr. Aníbal Borroto Nordelo,
Dr. Marcos de Armas Teyra y Dr. Julio Gómez Sarduy
Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos, Cuba.
e-mail: smonte@ucf.edu.cu*

Resumen

El trabajo aborda el desarrollo de un procedimiento para establecer la temperatura más adecuada del agua helada en los sistemas de climatización centralizados del tipo «todo agua» a flujo constante, con el objetivo de reducir el consumo de energía bajo determinadas condiciones climatológicas y nivel de ocupación de un hotel dado. El procedimiento combina en su etapa inicial el uso de la simulación térmica de edificaciones con redes neuronales artificiales, posteriormente mediante el uso de sistemas neurodifusos se obtiene el modelo de consumo del «chiller», y finalmente un algoritmo genético facilita la determinación de la temperatura del agua helada que posibilita obtener los menores consumos de energía del «chiller» para unas determinadas condiciones climatológicas y ocupación del hotel. La aplicación de este procedimiento al Hotel Jagua, de la provincia de Cienfuegos, permitió lograr un ahorro de energía en el sistema de climatización de 11% y una reducción del impacto ambiental de 43 toneladas de CO₂ anuales.

Palabras clave: Sistema de climatización, simulación térmica, red neuronal artificial, sistema de inferencia difuso, algoritmo genético.

Abstract

The paper discusses the development of a procedure to establish the best-suited temperature of the ice water in the centralized air conditioning systems of all water at constant flow, with the objective of reducing the energy consumption under determined meteorological conditions and occupancy level of a given hotel. The procedure combines in its initial stage the use of the thermal simulation of buildings with artificial neural networks, and in a second stage by means of the application of neuron-diffuse systems we obtained the model of consumption of the "chiller", and finally a genetic algorithm facilitates the determination of the ice water temperature that makes possible the determination of the smaller energy consumptions of the "chiller" for specific meteorological conditions and level of occupancy of the hotel. The application of this procedure in Jagua Hotel in the province of Cienfuegos, allowed achieving

an energy saving of 11 % in the air conditioning system and a yearly reduction

of the environmental impact of 43 tons of CO₂.

Key words: Air conditioning system, thermal simulation, artificial neural network, inference diffuse system, genetic algorithm.

Introducción

El ahorro de energía en edificaciones es un asunto muy tratado en la actualidad debido a los elevados gastos energéticos y al costo asociado a la operación de estos sistemas. Particularmente, en los hoteles turísticos en climas tropicales, es imprescindible garantizar las condiciones de confort de los usuarios a partir del empleo de sistemas de climatización, siendo éstos responsables de alrededor de 60% del consumo total de electricidad de los hoteles [López, 2006].

Los sistemas de climatización utilizados en la hotelería, son generalmente del tipo centralizado, de compresión mecánica, con enfriadores de agua y distribución del agua helada a los diferentes sectores del hotel. Estos son conocidos como sistemas «todo agua». Desarrollar un modelo general que integre todos los factores que influyen en el comportamiento energético y determinan el consumo en un hotel, resulta en ocasiones una tarea engorrosa, y en cierta medida difícil de lograr, ya que el consumo es dependiente, entre otros factores, de:

1. Las condiciones climáticas.
2. El tipo de sistema de climatización.
3. La estrategia y nivel ocupacional.
4. El ajuste de los parámetros de operación.
5. Los objetivos turísticos del hotel.
6. Los hábitos, tradiciones y objetivos de los clientes.

Por otra parte, para resolver este problema mediante procedimientos tradicionales, se necesita la modelación detallada de un conjunto de sistemas complejos e interrelacionados. En este tipo de solución intervienen recursos, investigadores y un período de investigación que no siempre están disponibles, debido a que es un caso de optimización con un extenso campo de búsqueda, donde la interrelación entre las variables participantes en ocasiones no está claramente definida o existen determinadas incertidumbres e imprecisiones, que no siempre pueden ser resueltas satisfactoriamente por esta vía [Teyra y Sarduy, 2008].

Es precisamente en este escenario donde se logran resultados adecuados, que pueden considerarse precisos, mediante la combinación de técnicas fundamentales y de inteligencia artificial, dadas sus propiedades de reproducir patrones, manejar la vaguedad de términos y la incertidumbre de forma útil, permitiendo la toma de decisiones oportunas en tiempo real para obtener las mejores prestaciones de los sistemas.

El presente trabajo presenta un procedimiento de modelación híbrida mediante la aplicación de técnicas de inteligencia artificial, que incorpora las

ventajas de una estrategia ocupacional en función de las variables climáticas, las cualidades constructivas y el flujo de turistas para minimizar el consumo energético. En él se utiliza como ejemplo el sistema de climatización del Hotel Jagua, de la provincia de Cienfuegos, Cuba, mostrado en la figura 1.



Fig. 1. Sistema de climatización centralizado por agua helada del Hotel Jagua.

El método que se propone constituye una herramienta adicional en la administración de la energía en los hoteles y otros edificios de interés. También podrá ser aplicado en otros centros y sistemas de climatización por agua helada. Materiales y métodos El procedimiento desarrollado combina en su etapa inicial el uso de la simulación térmica de edificaciones con redes neuronales artificiales, posteriormente mediante el uso de sistemas neurodifusos se obtiene el modelo de consumo del «chiller», y finalmente un algoritmo genético facilita la determinación de la temperatura del agua helada que posibilita obtener los menores consumos de energía del «chiller» para unas determinadas condiciones climatológicas y ocupación del hotel.

Los simuladores térmicos permiten estudiar el comportamiento de la demanda de enfriamiento de las edificaciones y establecer estrategias de ocupación y operación para la reducción de los gastos energéticos. Sin embargo, a pesar de la existencia de diversos programas comerciales de simulación térmica, el proceso es engorroso y requiere de una detallada información sobre las características constructivas, reduce la velocidad y potencia de cálculo, y es difícil si no imposible pretender lograr su ejecución por parte del personal de operación y mantenimiento del hotel. Primera Fase. Red neuronal artificial (RNA) El hotel estudiado ostenta la categoría cuatro estrellas y tiene una capacidad de ciento treinta y seis habitaciones en el edificio principal, dos suites en el sexto y séptimo pisos, cuenta también con un bloque de trece cabañas ubicadas en el área de la piscina, lo que totaliza un total de 149 habitaciones disponibles para el turismo [López, 2006].

La estimación inicial de la carga de climatización se realizó mediante un

simulador térmico desarrollado por la Universidad Autónoma de Baja California [Tello y Campbell, 2003], basada en la metodología de la ASHRAE y el concepto de horas grados, para distintos niveles de ocupación y diferentes condiciones climatológicas. A partir de la base de datos obtenida de esta modelación, se diseñó una red neuronal que relaciona con elevada exactitud la carga de enfriamiento del sistema de climatización con las temperaturas máximas y mínimas diarias, para distintos valores de ocupación del hotel.

Para la selección de la RNA adecuada se diseñaron y compararon varias redes con diferentes estructuras y funciones de transferencia. La red escogida fue del tipo «Feed-Forward Backpropagation», con 4 capas; 3 neuronas en la primera capa, dadas por los requerimientos de temperatura máxima, temperatura mínima y nivel ocupacional, 9 en la segunda, 4 en la tercera y 1 en la cuarta, en correspondencia con la carga de enfriamiento a la salida. La figura 2 muestra el patrón que debe reproducir esta red neuronal.

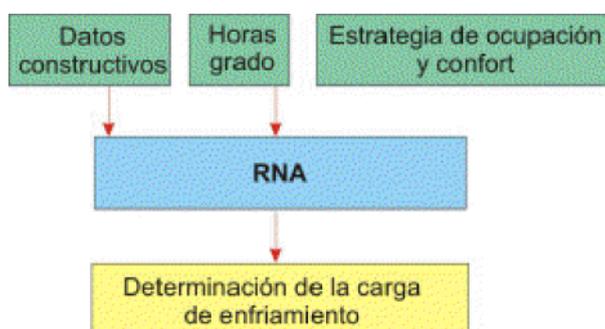


Fig. 2. Red neuronal artificial.

En la tabla 1 se muestra una comparación de los resultados alcanzados mediante ambos métodos para diferentes condiciones.

Tabla 1. Resultados obtenidos por el simulador y la RNA

Parámetros de entrada a la RNA			Simulador UABC CE total, ton	RNA CE total, ton	Error, %
Tmax, °C	Tmin, °C	% ocup., %			
29,9	20,8	40	704,30	704,79	0,070
30,4	22,8	40	814,70	815,14	0,054
30,4	22,8	60	1 051,70	1 052,30	0,057
30,4	23,6	80	1 277,02	1 277,70	0,053
30,4	23,6	100	1 563,50	1 564,40	0,058
36,4	22,8	40	1 023,21	1 023,70	0,048
36,4	22,8	80	1 536,80	1 537,76	0,062
39,2	22,6	40	1 111,20	1 111,19	0

39,2	22,6	60	1 434,70	1 435,26	0,039
39,2	22,6	80	1 670,43	1 670,69	0,016
29,5	20,4	60	867,06	874,90	0,896
29,5	20,4	100	1 225,96	1 238,3	0,997

Segunda fase. Desarrollo de un sistema de inferencia difuso (ANFIS)

La figura 3 muestra la filosofía del sistema neurodifuso, que consiste en determinar el consumo de energía eléctrica a partir de la carga de enfriamiento arrojada por la RNA. Para ello sólo se necesita conocer las temperaturas máximas y mínimas pronosticadas para el día, así como el nivel de ocupación real del hotel [Hernández, 2008]. Estos datos lo conoce diariamente la gerencia y se pueden considerar informaciones tradicionales, por lo que no constituyen una carga adicional en su trabajo.

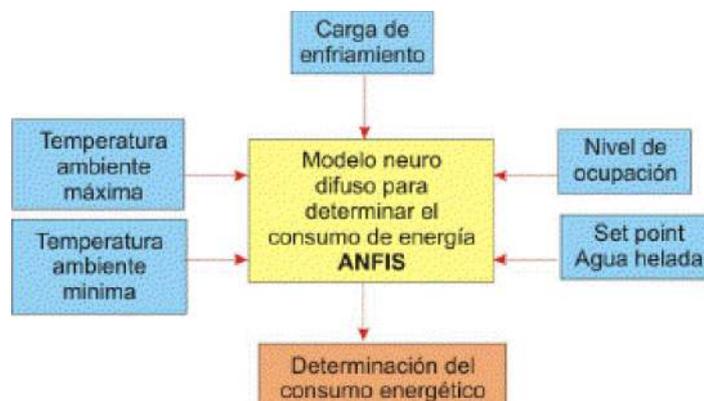


Fig. 3. Sistema neurodifuso.

A partir de la introducción de estos datos, es posible conocer la demanda de energía eléctrica para un valor de ajuste de la temperatura de agua helada determinada. Este valor de ajuste es generalmente puesto a criterio de los operadores, o de acuerdo a su experiencia para lograr determinado confort sin considerar la eficiencia del sistema y la necesidad de ahorro de energía. Para el diseño del «ANFIS», se tomaron datos experimentales de las diferentes variables del sistema durante los años 2005, 2006, 2007 y 2008. Para ello se registró el consumo de electricidad de los «chillers» mediante un analizador de redes tipo AR-5, obteniendo del Instituto de Meteorología y del registro diario de carpeta la información adicional requerida.

La figura 4 muestra la integración de los modelos RNA-ANFIS que permiten la obtención de los valores del consumo de energía de la edificación a partir de la carga de enfriamiento obtenida por la red neuronal, y de otros parámetros influyentes, como la temperatura ambiente y la temperatura de suministro del agua helada a las habitaciones del hotel.

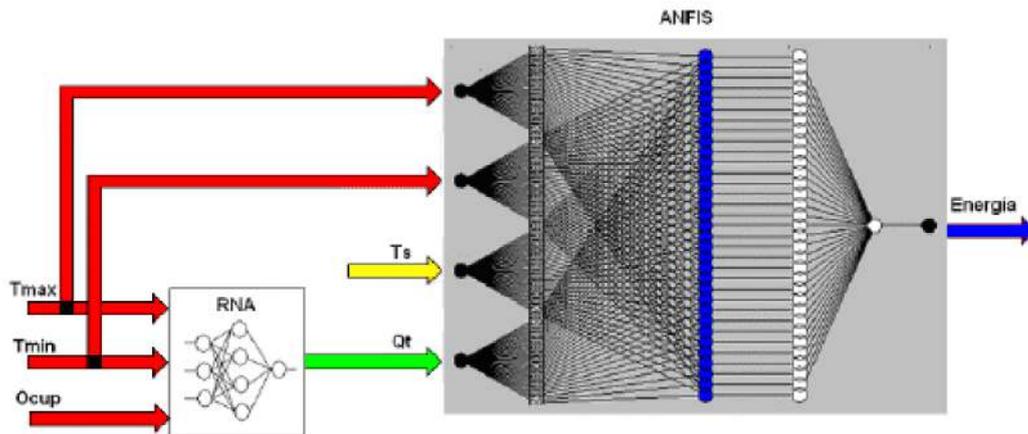


Fig. 4. Modelo RNA-ANFIS del consumo de energía.

Tercera fase. Desarrollo del algoritmo genético

Se utiliza un algoritmo genético en la optimización del punto de ajuste del control de temperatura de agua helada, para reducir el consumo de energía sugiriendo, para el estado de ocupación y las condiciones climáticas dadas, el valor más adecuado del mismo.

Restricciones del algoritmo y tratamiento a las mismas

En este caso se pretende reducir el consumo de energía cumpliendo las posibilidades físicas reales del sistema que se aborda. Si no se cumple con esa condición, la solución es penalizada con un error elevado, y el valor que representa al ajuste se aleja del espacio de búsqueda y en el futuro tendrá pocas probabilidades de procrear en las nuevas generaciones.

Este procedimiento castiga aquellas soluciones que violan las restricciones especificadas. En el caso estudiado, se penaliza cualquier valor del ajuste que sea inferior a 6 o superior a 11 °C, ya que estos individuos constituyen soluciones no factibles que deben ser desechados para la procreación en las nuevas generaciones [Hernández, 2008].

Integración del procedimiento de optimización

La figura 5 muestra la integración de las herramientas utilizadas en procedimiento para lograr el aumento de la eficiencia en el uso final de la energía eléctrica en el sistema.

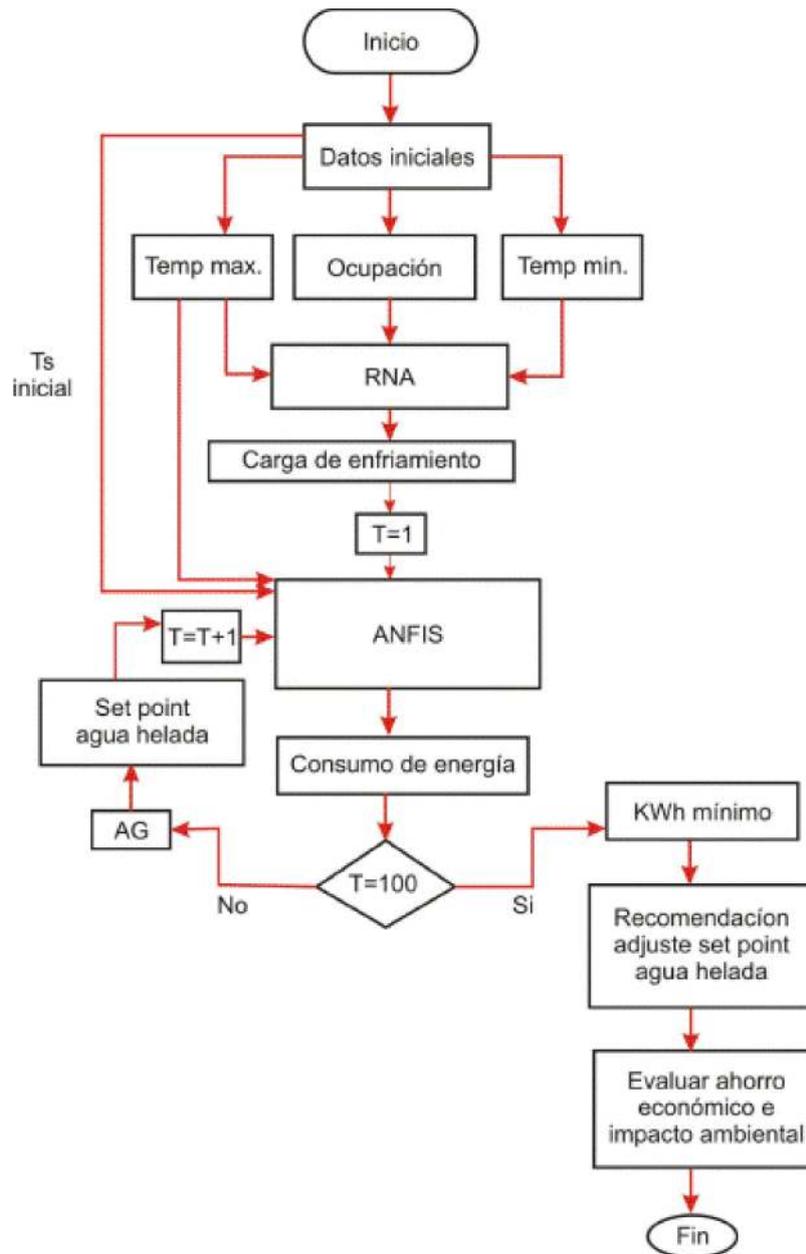


Fig. 5. Integración del procedimiento general.

Principales resultados del procedimiento aplicado al Hotel JaguaSe realizó la corrida del algoritmo genético para varios días promedios en mayo de 2007. Se tomaron los valores reales de energía, temperaturas ambientales, ocupación y temperaturas del agua helada. En la figura 6 se observa que la energía que se consume después de encontrar la temperatura óptima del agua helada es menor que la real que se obtiene en cada prueba.

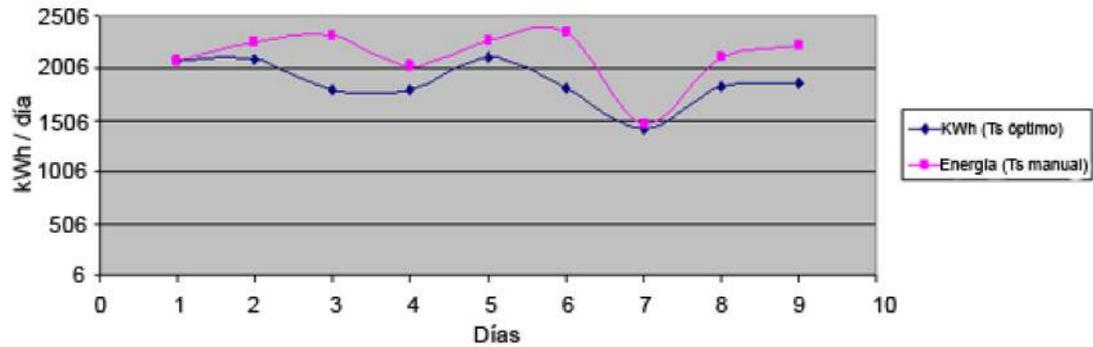


Fig. 6. Comportamiento del consumo de energía real y optimizada.

En la tabla 2 se observan los ahorros promedios obtenidos después de utilizar el algoritmo de optimización; éstos serán utilizados de base para el posterior cálculo económico y el impacto ambiental asociado.

Tabla 2. Comparación entre los consumos reales y optimizados

Tmax, °C	Tmin, °C	Ocup, %	Tr, °C	Ts, °C	Energía real, kWh/día	Ts Opt., °C	Dif. temp. real- óptima	Energía, kWh/día (Ts óptima)	Ahorro	
									kWh/día	%
28,80	21,00	71,14	11,80	8,00	2 328,13	7,00	1,00	1 793,00	535,13	22,99
28,70	21,00	66,00	11,50	8,00	2 356,53	6,90	1,10	1 816,00	540,53	22,94
28,50	21,40	88,00	12,00	8,00	2 228,13	7,30	0,70	1 872,00	356,13	15,98
27,80	21,60	81,00	11,20	7,60	2 113,18	6,90	0,70	1 835,00	278,18	13,16
28,00	21,50	80,00	11,20	7,50	2 036,18	6,90	0,60	1 791,80	244,38	12,00
28,90	22,10	98,66	11,00	8,00	2 260,00	6,90	1,10	2 091,20	168,80	7,47
29,00	22,20	96,00	10,50	7,50	2 271,05	6,90	0,60	2 118,00	153,05	6,74
28,80	22,00	78,00	11,00	7,50	1 462,00	7,26	0,24	1 419,00	43,00	2,94
28,50	22,00	91,95	11,00	7,00	2 077,18	6,90	0,10	2 070,90	6,28	0,30
								Promedio	258,39	11,61

Valoración económica y ambiental del procedimiento de optimización aplicado al Hotel Jagua

Considerando como período de análisis los seis meses de verano, el ahorro de energía es de:

$$EA = (258,39 \text{ kWh/día}) (182 \text{ días/año}) = 47\,026 \text{ kWh/año}$$

Y para un costo promedio del kWh de 0,097 CUC/kWh, el ahorro económico es igual a:

$$\text{Ahorro económico} = EA (0,097 \text{ CUC/kWh}) = 4\,546 \text{ CUC/año}$$

Tomando como índice de emisiones $e_{CO_2} = 0,921 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$, según tipo de combustible quemado en las termoeléctricas de Cuba [Landa, 2004], la reducción del impacto ambiental asociado a la disminución en el consumo de energía alcanza el valor siguiente:

$$RI = EA \cdot e_{CO_2} = (47\,026 \text{ kWh/año}) (0,921 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}) = 43\,310 \text{ kgCO}_2/\text{año}$$

1. El trabajo presenta un procedimiento para incrementar la eficiencia y el uso racional de la energía en instalaciones turísticas con sistemas de climatización centralizados por agua helada, basado en la utilización de herramientas de inteligencia artificial y simulación, en el que se combinan varias técnicas de forma simultánea.
2. El estudio de la influencia de la temperatura del agua helada sobre el consumo del «chiller» demostró que, dentro del rango de temperaturas que garantiza las condiciones de confort, existe un valor óptimo de dicha temperatura, que posibilita minimizar el consumo de energía para unas condiciones de temperatura exterior y ocupación dadas; este valor óptimo responde a la influencia contrapuesta de la potencia consumida por el compresor y del tiempo de trabajo del sistema al variar la temperatura del agua helada.
3. El potencial de ahorro de energía alcanzable mediante la aplicación de procedimiento y las herramientas utilizadas en el Hotel Jagua en el período estudiado, alcanza un valor aproximado de 47,02 MWh/año, representando esto 11% del consumo del «chiller» en los meses de mayor carga de climatización, y una reducción en la factura de electricidad de 4 546 CUC al año, además de una reducción de emisiones al medio ambiente de 43,3 toneladas de CO_2 anuales.

Bibliografía

- HERNÁNDEZ, S. M. «Reducción del Consumo de Energía en Sistemas de Climatización Centralizados por Agua Helada a Flujo Constante», Tesis en opción al grado de Doctor en Ciencias, Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos, Cuba, 2008. 98 pp.
- JUAN LANDA, R. V. «Estimadores cuantitativos de la emisión de contaminantes atmosféricos por combustión del petróleo crudo cubano y su efecto económico», *Energética*, v. 2, 2004.
- LÓPEZ, L. H. «Predicción del consumo energético del Hotel “Jagua” aplicando la simulación termodinámica y la inteligencia artificial», Tesis en opción al grado de Master en Ciencias, Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos, Cuba, 2006. 80 pp.
- TELLO, C. P. Y H. R. CAMPBELL. *Comportamiento térmico de edificios*. México: Instituto de Ingeniería Universidad Autónoma de Baja California, 2003.
- TEYRA, M. A. Y J. G. SARDUY. *Inteligencia artificial aplicada al análisis de sistemas energéticos con Matlab*. Cartagena de Indias: 2008. 280 pp. ISBN 978-958-98030-5-9.

SAI: Software de aplicación industrial

SAI: Industrial application software

*Por M.Sc. Alfredo González Digón y M.Sc. Davel Borges Vasconcellos
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Electromecánica,
Universidad de Camagüey, Cuba.
e-mail: alfredo.digon@reduc.edu.cu*

Resumen

La electricidad, la forma más eficiente de transmisión y consumo de energía es aproximadamente el tercer ítem en las inversiones totales anuales de cualquier país. En nuestro país, algunas instalaciones eléctricas industriales tienen defecto diferente durante su operación debido a la aplicación de métodos inadecuados de diseño o un servicio ineficiente de energía eléctrica para aparatos receptores individuales. Este programa puede hacer la estimación de la demanda eléctrica en un circuito industrial, permite realizar circuitos monolineales, cálculos de conductores eléctricos, caídas de voltaje, pérdidas eléctricas, cálculos de bancos de condensadores, balance eléctrico de cargas y el acomodo de cargas eléctricas.

Palabras clave: Balance y acomodo de carga, cálculo de conductores y caída de voltaje, diseño de instalaciones eléctricas industriales.

Abstract

Electric power, the more efficient way of transmitting and using energy is approximately the third item in the annual total investments of any country. In our country, some industrial electric facilities are having different shortcomings during their operation due to inadequate design procedures or an inefficient service of electric power for individual receivers. With this software it could be done the estimation of electric demand in an industrial circuit, it allows to perform monolineal circuits, electric wire calculations, voltages drop, electric losses, capacitors bank calculation, and balance of electric loads and demand-supply.

Key words: load balance and supply-demand balance, conductors calculations and voltages drop, design of industrial electric facilities.

Introducción

Desde que el hombre comenzó a usar la energía eléctrica se ha beneficiado tanto de ella que en nuestros días sería imposible continuar el desarrollo de la humanidad sin su uso.

Con el surgimiento de nuevas tecnologías el cálculo de la demanda eléctrica se ha hecho tan importante que los hombres de ciencia se han dado a la tarea de crear métodos eficaces para realizar los cálculos y diseños de los proyectos eléctricos.

En las industrias y fábricas actuales frecuentemente nos encontramos que la topología del sistema de suministro no es la más recomendable, por lo que de ser posible nos ahorraríamos materiales para sus reparaciones y mejoraríamos las pérdidas del sistema en algún grado. Este trabajo está encaminado a minimizar los esfuerzos en las labores de cálculo y rediseño de los sistemas de suministro eléctrico industrial.

La tarea consistió en crear un software que realizara los cálculos del monolineal industrial deseado, teniendo en cuenta las cargas de cálculo y la optimización de pérdidas y energía del sistema, conllevando todo esto a un ahorro de energía eléctrica. Materiales y métodos

Requerimientos del software

El software SAI 2.0 es una aplicación desarrollada sobre la versión 6.0 de Borland Delphi. Se ejecuta sobre los sistemas operativos Microsoft Windows 98, 2000, NT y XP. Dada la gran sencillez del programa en cuanto a requerimientos, puede ser usado prácticamente en cualquier computadora.

Instalación del software

La instalación se realiza de la forma común, ejecutando el icono (setup). Después la instalación transcurre como en cualquier otro programa, eligiendo la torre de instalación y llenando algunos datos necesarios. Para el inicio de la corrida basta con buscar el icono referente al programa en la barra de inicio, y de esta forma comenzar a ejecutar el software.

Ejecución o corrida del programa

Para el inicio de la ejecución de un proyecto el software, en esta versión, da la posibilidad de poder escoger el método de cálculo deseado y la comparación de los resultados (Fig. 1).

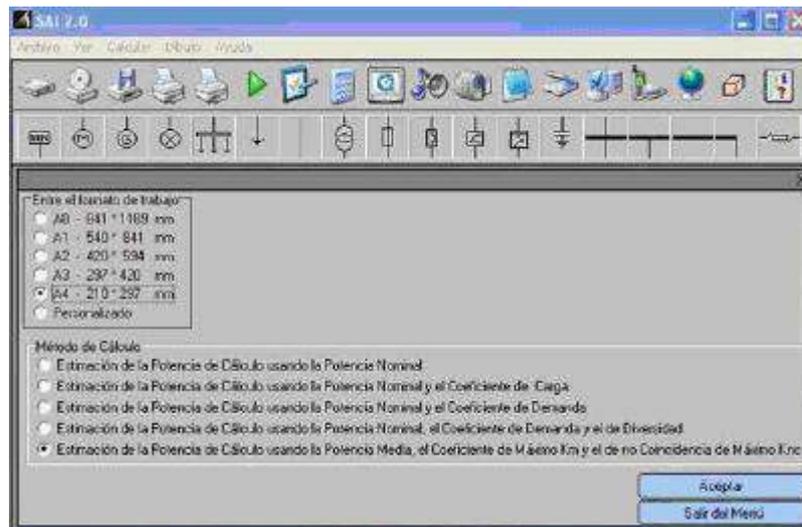


Fig. 1. Ventana de inicio.

Después de escoger el método de estimación de las cargas de cálculos, se pasa a la ventana principal donde se diseña el monolineal y se introducen los datos necesarios para el estudio de las cargas.

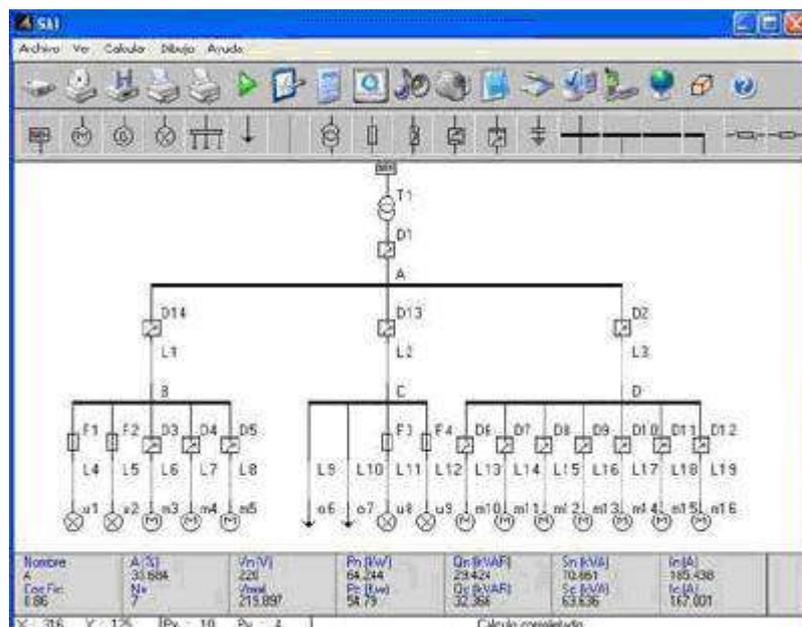


Fig. 2. Ventana principal.

La ventana principal esta compuesta por (Fig. 2):

- El menú principal es el encargado de realizar las tareas esenciales de guardar, abrir, nuevo, cerrar, ver, ejecutar, ayuda, salir, etcétera.
- La barra de botones realiza algunas de las funciones que aparecen en el menú principal, pudiéndose ejecutar directamente estas ventanas sin necesidad de abrir los menús.

- La barra de equipo es la que se utiliza para el dibujo de monolineales a los que se le introducen los datos de cada equipo, conductor, barra, transformador, tiempo de trabajo conexiones, etc., para posteriormente realizar la corrida y obtener los resultados para posteriores análisis.
- La mesa de trabajo o imagen es el plano donde se dibujara el monolineal al que se realizarán los cálculos posteriormente.
- La barra de visualización de datos es la encargada de mostrar los nombres y resultados principales en cada uno de los puntos o equipos deseado del monolineal.
- La barra de progreso nos muestra dos informaciones principales, como la posición del mouse en la pantalla (indica el pixells en que se encuentra el puntero del mouse en un momento determinado), pudiéndose conocer la ubicación de los elementos en el monolineal y la barra más grande indica el proceso de cálculo del monolineal (en %).

En la confección y entrada de datos aparecen otras ventanas importantes; una de ellas es la ventana de configuración de proyecto, que es la encargada de prefijar algunos coeficientes utilizados en la metodología de cálculo empleada (Fig. 3).

The image shows a software window titled "Configuración del proyecto" with the following settings:

- Tiempo para hallar las pérdidas: 24 en horas
- Cifras significativas: 3
- Valor de Knca: 0.92
- Kc Motores: 1.25
- Kc Alumbrado: 1.8
- Cálculo de voltaje real en barras y motores:
 - KDiv: 1
 - Por error: 0.1
 - Por iteraciones: 1
- Color de las columnas de las listas de receptores: [Blue color swatch]
- Color de las tablas de las listas de receptores: [Light blue color swatch]
- Por ciento de impresión de imagen: 80
- Mostrar esta ventana al realizar los cálculos
- Ajustar Grids a los Resultados

Buttons at the bottom: "Salir de la configuración" and "Aceptar y calcular".

Fig. 3. Ventana de configuración de proyecto.

También se debe acceder a la ventana de entrada de datos a los elementos (Fig. 4).

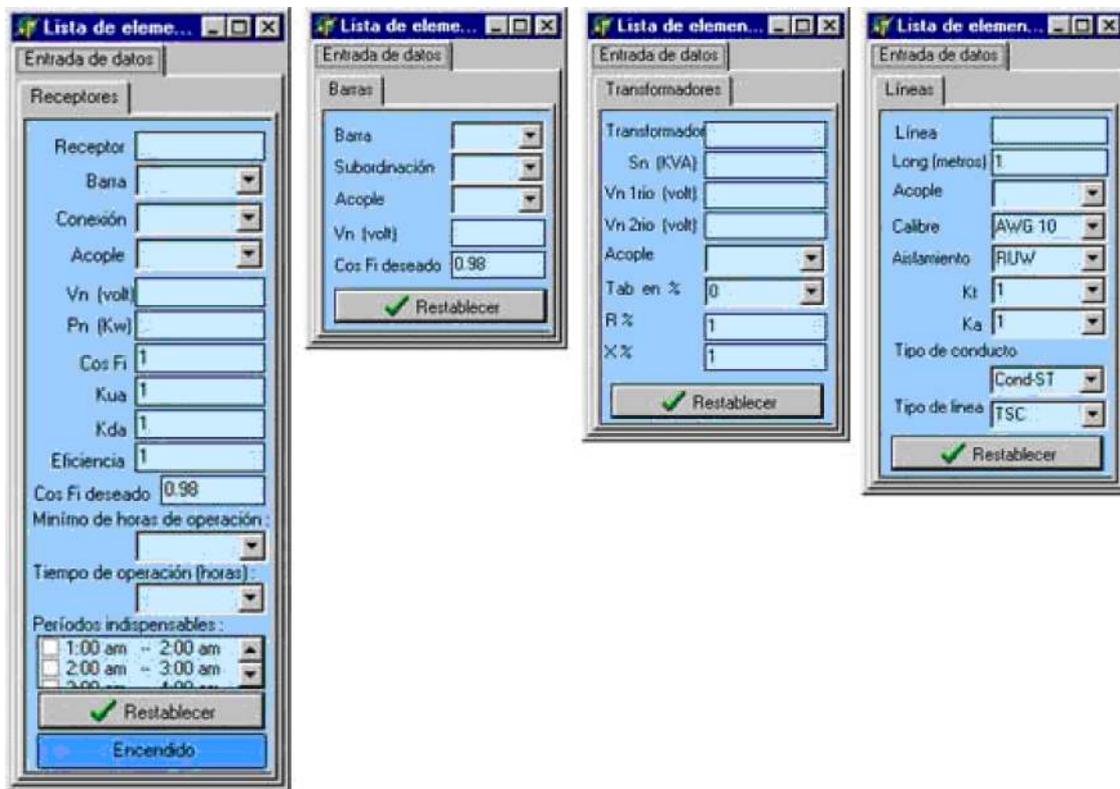


Fig. 4. Ventana de entrada de datos

Otra ventana es la de errores, que es la encargada de ubicar los posibles errores de diseño y recomendar su posible solución (Fig. 5).

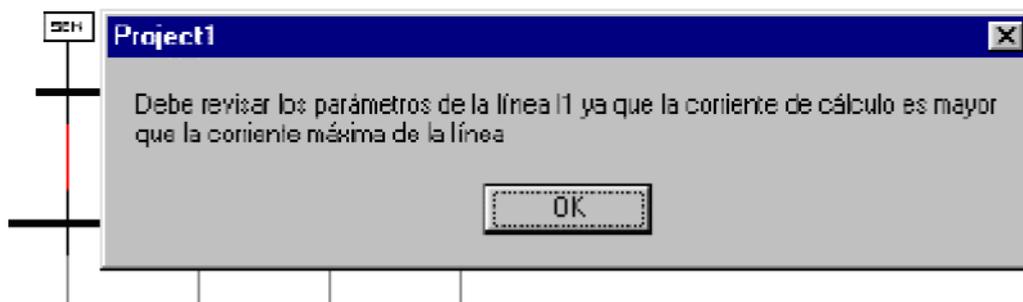


Fig. 5. Ventana de errores.

Muestra de los resultados calculados

Los resultados aparecen en una ventana principal (Fig. 6).

#	Receptor	Vr (V)	Vrca (V)	Pn (kW)	Qn (kVAR)	Sn (kVA)	br (A)	Coef. Fin.	Pc (kW)	Qc (kVAR)	Sc (kVA)	Ic (A)
1	u1	220	213.66	0.4	0.193	0.444	2.02	0.9	0.4	0.193	0.444	2.02
2	u2	220	213.968	0.4	0.193	0.444	2.02	0.9	0.4	0.193	0.444	2.02

#	Barra	Vr (V)	Pn (kW)	Qn (kVAR)	Sn (kVA)	br (A)	Coef. Fin.	Pc (kW)	Qc (kVAR)	Sc (kVA)	Ic (A)	Coef. Fin.	Pc (kW)
1	A	220	64.244	29.424	70.661	165.438	0.909	54.79	32.366	63.636	167.001	0.95	64.244
2	B	220	7.192	2.628	7.472	15.51	0.952	5.55	3.106	6.35	16.53	0.872	7.192

#	Transformador	Sn (kVA)	In (A)	Ic2 (A)	Vr1 (V)	Vr2 (V)	R (ohm)	X (ohm)	Delta Pcc	Delta Pcc
1	T1	75	0.049	2.915	13000	220	0.012	0.022	-0.223	0.813

#	Linea	Longitud (M)	Calibre	Material	R (ohm)	X (ohm)	Carga de Volt (V)	Cap. Reactor	Ant. Reactor
1	L1	50	AWG 10	TW	0.0049	0.01126	5.745	AWG 12	TW (50P)
2	L2	1	AWG 10	TW	0.0049	0.00022	0.193	AWG 8	TW (50P)

Fig. 6. Ventana de resultados.

Esta ventana es la que aparece cada vez que corremos el programa; muestra los resultados del monolineal (parámetros nominales, de cálculos y medios), con la posibilidad de ir a realizar otros cálculos, como autobalance, acomodo de carga, hacer el electrobalance y la ubicación de bancos de capacitares, además imprimir los resultados visualizados, o todas las listas de elementos (Fig. 7). Esta ventana da la posibilidad de realizar en una barra deseada el balance de carga, logrando la menor asimetría en la barra. Ejemplo, barra A.

#	Receptor	Barra	Lugar	Vr (V)	Pn (kW)	Qn (kVAR)	Sn (kVA)	br (A)	Coef. Fin.	Pc (kW)	Qc (kVAR)
1	u1	B	bc	220	0.4	0.193	0.444	2.02	0.9	0.4	0.193
2	u2	B	bc	220	0.4	0.193	0.444	2.02	0.9	0.4	0.193

#	Barra	Asimetría	Vr (V)	Sn (kVA)	Pn (kW)	Pc (kW)	Pn (kW)	Qn (kVAR)	Sn (kVA)	In (A)	Coef. Fin.
1	A	33.684	220	12.353	21.414	11.229	64.244	29.424	70.662	165.441	0.909
2	B	18.053	220	1.561	1.565	2.357	7.192	2.628	7.473	33.963	0.952
3	C	10.5	220	0	10	0.5	10.5	4.571	11.451	52.053	0.916
4	D	15.985	220	10.811	9.849	8.332	32.433	13.401	35.053	92.057	0.924
5	A	0.297	220	14.953	15.057	14.987	45.05	23.842	50.97	132.251	0.883

Fig. 7. Ventana de autobalance.

También se despliegan las ventanas de acomodo de cargas (Fig. 8). En esta ventana se obtienen los datos en el lugar que se desea realizar el acomodo de carga. Ejemplo, barra A.



Fig. 8. Ventanas de acomodo de cargas.

En la figura 9 se muestra el gráfico en función del tiempo de los elementos seleccionados y la posibilidad de desplazarlos en el tiempo, logrando que trabajen los menores posibles en el horario pico.

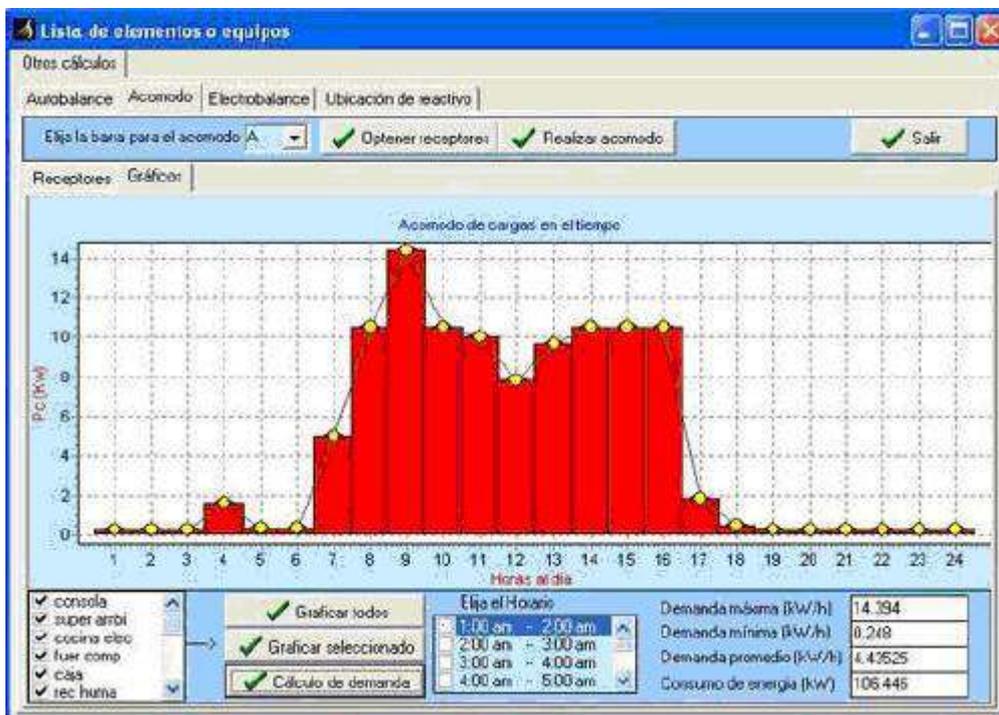


Fig. 9. Ventana acomodo de carga.

En la ventana de electrobalance (Fig. 10), se obtienen las pérdidas y la energía consumida en cada uno de los elementos.

#	Nombre	Pc (kW)	Pac (kW)	Pcc (kW)	PvP (kW)	PvQ (kVAr)	PvEac (kW)	PvEac (kVAr)	PvTotales (kVAr)	Consumo (kWh)	% de Pérdida
14	m14	2	0	0	0.165	0	2.526	0	2.526	48	5.262
15	m15	1	0	0	0.249	0	5.999	0	5.999	24	24.995
16	m16	15	0	0	3.748	0	69.999	0	69.999	360	24.999
17	T1	0.999	0.013	0.223	0.209	0	5.016	0	5.016	23.976	20.92
18	L1	5.548	0	0	0.169	0.009	4.079	0.225	4.304	130.079	3.234
19	L2	16.534	0	0	0.011	0	0.264	0.014	0.278	252.816	0.109
20	L3	28.449	0	0	0.062	0.005	2.219	0.12	2.339	706.776	0.33
21	L4	0.399	0	0	0.061	0	0.045	0.001	0.046	9.576	0.48
22	L5	0.399	0	0	0	0	0.015	0	0.015	9.576	0.195

Fig. 10. Ventana del electrobalance.

En la ventana de la figura 11 se puede determinar el factor de potencia en cada uno de los puntos del sistema, así como el banco necesario para mejorar el factor de potencia hasta un valor prefijado.

#	Tramo	Condens.	Cor. medio	Q. neces.	Q. banco
1	E	EF	0.98	1.077	0.014
2	F	F	0.98	1.063	1.063
#	Receptor	Factor	Cor. medio	Q. neces.	Q. banco
1	Controlador C		0.98	0.107	0.107
2	Una med. amb. D		0.98	0.289	0.289
3	Sonda agua F		0.98	0.379	0.379

Fig. 11. Ventana de ubicación y cálculo de banco de capacitares.

En la ventana de la figura 12 se puede obtener el listado de elementos que contiene el proyecto, así como su cantidad, longitudes y características de los receptores.

The screenshot shows a software window titled 'Estado de Materiales' with three data tables. The first table lists receptors, the second lists transformers, and the third lists conductors.

Tipo Receptor	Cantidad	Vn [V]	En [kW]	Cor. Fc	Conexión	Plus
Luminaria [L1]	1	220	10	1	abo	1
Motor [M2]	1	220	6	0.6	abo	1

Tipo Elemento	Cantidad	Vn [V]	Vn 1n [V]	Vn 2n [V]	R [Ω]	X [Ω]
Transformador [T1]	1	150	1500	440	3.45	1.93
Transformador [T2]	1	50	440	220	3.45	1.93

Tipo Elemento	Cable	Aislamiento	Longitud [mts]	H	Ita
Conductor [C1]	AWG 0009	TW	10	1	1
Conductor	AWG 10	TW	45	1	1

Fig. 12. Ventana de listado de materiales.

Resultados y discusión

De los resultados finales obtenidos en el software se pueden realizar análisis de eficiencia energética, cálculos de pérdidas, corrección de factor de potencia, estimar la posible demanda eléctrica que pueden consumir los receptores eléctricos, corregir los posibles errores del diseño de los circuitos eléctrico industriales, así como la correcta selección de los elementos del sistema de suministro eléctrico.

La validación de los resultados se realizó en la proyección y rediseño, con resultados satisfactorios en algunas de las industrias del territorio, como el Complejo Agroindustrial (CAI) Siboney, la Empresa de Bebidas y Refrescos de Camagüey, y empresas y talleres de DIVEP.

Conclusiones

Este trabajo estuvo encaminado a realizar la confección de un sistema que nos permitiera llevar a cabo la proyección eficiente de los sistemas de suministro eléctrico industrial para ser aplicado en los sistemas eléctricos industriales de baja tensión. Este software permite llevar a cabo la optimización de pérdidas y energía del sistema, la realización de autobalances de cargas, la ubicación de reactivo y otras ventajas.

Este software será de gran ayuda tanto para estudiantes como profesionales en la realización de proyectos de suministro eléctrico industrial.

Referencias

- ARAKI, EDUARDO. *Consideraciones fundamentales de un sistema de mejoramiento del factor de potencia*. Madrid: Ed. Sakata Ingenieros S.A., [s.a].
- BARRETO GARCÍA, RAFAEL. *Potencia reactiva en los sistemas electroenergéticos*. La Habana: Ed. Científico-Técnica, 1983. 103 pp.
- BEEMAN, D. L. *Industrial Power Systems Handbook*. Estados Unidos: Ed. Mc Graw Hill Book, 1955.

- FEODOROV, A. A. *Suministro eléctrico de empresas industriales*. La Habana: Ed. Pueblo y Educación, 1980.
- FERNÁNDEZ, L. «Evaluación financiera de proyectos energéticos», seminario de economía de la energía. CEPAL, Ministerio de Economía y Planificación de Cuba, feb., 1997.
- GIRONELLA FERNÁNDEZ, JORGE. *Protecciones eléctricas en sistemas industriales*. La Habana: Ed. ENPES, 1987. 328 pp.
- MARTÍNEZ, VICENTE LEÓN. *Optimización energética de instalaciones eléctricas industriales y domésticas*. [s.l.], [s.n.], [s.a.].
- MAZORRA SOTO, JORGE. *Suministro eléctrico industrial*. La Habana: Ed ENPES, 1985. 283 pp.
- Pérez Carrillo, Benigno, Jesús Guerrero Stracha Carrillo y José Ramón de Andrés Díaz. *Diseño de instalaciones de baja tensión*. Málaga: 1992. 198 pp.
- QUEZADA MARTÍNEZ, ATILIO DE. *Estimado de la demanda eléctrica*. Camagüey: Universidad de Camagüey, 1998. 59 pp.
- STETKA, FRANK. *NFPA Handbook of the National Electrical Code*. La Habana: Ed. Pueblo y Educación, 1973. 694 pp.
- TANAKA, FERNANDO. *Estudio de energía eléctrica*. Madrid: Ed: Sakata Ingenieros S.A., [s.a.].

Proyecto solar térmico con colectores solares de tubos al vacío chinos

Solar water heating project with the use of Chinese evacuated tubes technology

*Por M.Sc. Ing. Joel Morales Salas, Ing. Jesús Iglesias Ferrer
y Guiubel Centurión Garlobo
Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría, CETER, Cuba
e-mail: jmorales@ceter.cujae.edu.cu*

Resumen

En el presente trabajo se hace un análisis de los resultados del Proyecto solar térmico instalado en la Zona Reparto Industrial, en Nueva Gerona, Isla de la Juventud. Se describen los sistemas instalados y la situación que existía. Se muestran los resultados de la encuesta que se realizó para conocer datos del consumo de agua caliente. Se exponen dos propuestas de diseño de instalaciones, para las cuales se realizaron los cálculos pertinentes para conocer el número de colectores que se necesita para satisfacer la demanda de agua caliente de los ocho edificios de la Zona Reparto Industrial. A estos sistemas se le realizaron análisis económicos, para conocer cuál escenario es el adecuado y facilitar la toma de decisiones.

Palabras clave: Energía solar, colectores solares, tubos al vacío.

Abstract

The present paper presents an analysis of the results of the Solar Thermal Project installed in the Zona Reparto Industrial, in Nueva Gerona, Isle of Youth. The paper describes the systems installed and the situation before its installation. Furthermore, the paper show the results of the opinion poll applied to the users in order to get data about their hot water consumption. The paper also presents the two designing and sizing proposals of the installations envisaged as part of the implementation of the project and the necessary calculations carried out in order to know the number of solar water heaters needed to meet the demand of hot water in the eight buildings of the Zona Reparto Industrial. The project also included the cost-benefit analysis of the systems in order to know the adequate scenario and to facilitating decision making.

Key words: Solar energy, solar water heaters, evacuated tubes.

Introducción

En el empeño de nuestro país de lograr un desarrollo sostenible, en los últimos años se ha incrementado el uso de las fuentes renovables de energía, y entre ellas, la energía solar térmica. El calentador solar de agua constituye uno de los equipos más eficientes en el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía. Actualmente se fabrican equipos con más de 60% de eficiencia. En las últimas décadas se han utilizado en nuestro país calentadores solares para calentar agua, pero la mayoría de ellos ha sido importada; hoy se necesita que

estos calentadores sean diseñado específicamente para trabajar en el trópico, pues puede ser mucho más sencillo, económico y de alta eficiencia.

Producto a la calidad y su bajo precio en el mercado, nuestro país compró colectores solares térmicos de tubos al vacío en la República Popular de China, los cuales, para las características climatológicas en nuestro país, funcionan adecuadamente y tienen un alto rendimiento. Uno de los lugares en los cuales está instalando esta tecnología es en la Isla de la Juventud, por la necesidad imperante de disminuir los consumos energéticos, y también por servir como un polígono de prueba de esta tecnología, es un sitio ideal, sumando sus condiciones solares, para la instalación de esta tecnología.

Actualmente, no se tiene claro cuáles son los beneficios exactos que están aportando estas instalaciones, en cuanto al ahorro, aporte real de agua caliente, la demanda real y, sumándole a todo esto, la correcta instalación de los colectores solares térmicos. Es por ello que el presente trabajo versa sobre esta problemática, dándole respuesta al país sobre las instalaciones solares térmicas en la Isla de la Juventud.

Situación que existía

En el momento de la instalación de los colectores solares térmicos, en los edificios del Reparto Industrial en Nueva Gerona existía una situación grave con el abasto de agua para el consumo de los habitantes, ya que el agua no llegaba con regularidad a las cisternas de almacenamiento. También había problemas con las bombas para llevar el agua a los tanques en las azoteas de los edificios, por lo que a los apartamentos el agua llegaba con mucha irregularidad y en ocasiones estaban varios días afectados sin tener agua para el consumo.

Esto era un problema para el funcionamiento de los colectores solares, puesto que el agua no les puede faltar en ningún momento del día para su correcto funcionamiento. Para esto se tomaron medidas y se hicieron los arreglos pertinentes, entre los que se pueden mencionar los siguientes:

- Se arreglaron las cisternas de almacenamiento del agua.
- Se ubicaron bombas nuevas en cada uno de los edificios.
- Se garantizó la entrada con frecuencia del agua a las cisternas.

En el Reparto Industrial de Nueva Gerona se instalaron calentadores solares térmicos de tubos de vacío, para el calentamiento de agua sanitaria, destinada al consumo de personas en ocho edificios, los cuales son de tres plantas, con tres escaleras de seis apartamentos, para un total de 144 apartamentos beneficiados con el servicio de agua caliente para sus necesidades.

Características técnicas de los calentadores solares:

En la tabla 1 se muestran los valores de capacidad de entrega diaria de agua caliente, así como el volumen de agua que almacenan, etc., tomando como nivel promedio de insolación $4\ 200\ \text{kCal/m}^2$ al día.

Tabla 1. Datos técnicos de los colectores solares térmicos

Modelo	Número de tubos	Volumen del tanque, L	Peso bruto, kg	Entrega, L/día (a 45 °C)	Área de absorción, m²
LPC47-1512-30-ACF	12	90	125	160	2,09
LPC47-1530-30-ACF	30	200	260	350	5,23

En la azotea de cada edificio se instaló una batería de seis módulos, y cada módulo cuenta con tres colectores, que están conectados individualmente para cada apartamento, es decir, que cada apartamento consume agua de un solo colector, para un total de 18 colectores por edificio.

En el esquema de la instalación de cada uno de los edificios se muestra cómo es la ubicación de cada colector y su modo de identificación para de esta forma poder localizar un colector determinado y brindarle un posible mantenimiento o reparación en caso de que lo necesite.

Para poder llevar a cabo el proyecto, en la Isla de la Juventud se efectuó una búsqueda de los edificios que cumplían con las condiciones necesarias para la instalación de los colectores solares, pues en muchos de ellos el tanque de alimentación de agua no tiene la altura suficiente para garantizar el correcto funcionamiento de los calentadores térmicos, también se estudiaron los entornos, por si se encontraban barreras arquitectónicas que afectaran a los colectores, provocando sombras en algún horario determinado del día.

En la encuesta realizada para monitorear el uso del agua caliente, obtenida de los colectores solares térmicos, y el nivel de satisfacción de los clientes, se llegó a los resultados siguientes:

1. Se dejan de utilizar los equipos eléctricos para calentar agua, que en encuesta anterior al montaje (118 viviendas), se comportaba de la manera siguiente:
 - a. Con tirabuzón: 54,2%.
 - b. Con hornilla eléctrica: 30,5%.
 - c. Con olla arrocera: 1,7%.
 - d. Con olla reina: 1,7%.
 - e. Con gas: 2,5%.
 - f. El 87,3 % calentaba agua para el baño.
 - g. Un total de 343 personas utilizaban agua caliente para bañarse, para 76,7% del total.

2. Se comienza a utilizar este servicio en otras actividades, como la preparación de alimentos, el fregado de los utensilios de cocina, en el afeitado, etcétera.
3. Disminución del consumo de la energía eléctrica.

Se obtuvo alto nivel de satisfacción con el uso de esta tecnología por su sencillez en cuanto a la adaptación a la misma, facilidades de los nuevos usos que brinda, casi nulo nivel de rotura y/o problemas técnicos.

Con la instalación de los calentadores solares térmicos se logró una disminución del consumo de la energía eléctrica y/o gas en cada uno de los apartamentos de los edificios, debido a que no tenían que emplear ningún tipo de energía para calentar el agua que necesitaban para su consumo.

Esto se muestra en los análisis siguientes:
 Datos y premisas para el análisis.

Variante 1

Resultados de las mediciones en el reparto Zona Industrial, Nueva Gerona, a los que se les instalaron calentadores solares térmicos y puestos en marcha a finales del mes de diciembre de 2007. Las mediciones son realizadas antes y después de la instalación.

Variante 2

Resultados de las mediciones en tres edificios del reparto Abel Santamaría, cada uno con 40 apartamentos o clientes (120 clientes), a los cuales no se les instalaron calentadores solares térmicos.

El consumo total mensual disminuyó en los meses de enero y febrero, en los años correspondientes a 2007 y 2008.

Tabla 2. Disminución de consumo total mensual, MWh

	Enero			Febrero		
	2007	2008	Ahorro	2007	2008	Ahorro
Variante 1	23,4	18,84	4,56	21,036	17,97	3,07
Variante 2	3,294	2,296	1,00	2,129	2,789	0,66

Como se puede observar en la tabla 2, el ahorro del consumo con relación a los dos meses de estudio, disminuyó mucho más en los edificios en los cuales fueron beneficiados con el montaje de los colectores solares térmicos. Hay que señalar que esta disminución de consumo no necesariamente depende de las instalaciones solares, puesto que pueden influir otros factores que inciden en la

disminución energética; pero brinda una amplia idea de lo beneficioso que es para el ahorro energético la inclusión de esta tecnología (calentadores solares chinos de tubos al vacío), la cual es nueva en Cuba.

El consumo promedio por cliente también disminuye en relación de un año con respecto a otro.

Tabla 3. Disminución de consumo promedio por cliente, kWh

	Enero			Febrero		
	2007	2008	Ahorro	2007	2008	Ahorro
Variante 1	185,7	149,5	36,2	167,0	142,6	24,4
Variante 2	183,0	127,6	1,8	154,9	118,3	1,3

En la tabla 3 también se puede observar una disminución en el consumo promedio por cliente. La variante 1 presenta una disminución mucho mayor a la de la variante 2, debido en gran medida a la introducción de los colectores solares en los edificios de la Zona Reparto Industrial.

En la figura 1 se puede apreciar cómo en el horario de 6:00 a 10:00 p.m., que es en el que se encuentra la mayoría de las personas en los apartamentos, por lo que aumenta la demanda, la curva después de la puesta en marcha de los calentadores solares registra una reducción importante.

Donde:

- La curva de los puntos en negro muestra el comportamiento de la demanda del consumo de la energía eléctrica de los clientes antes de instalarse los calentadores solares.
- La curva de la línea continua de color rojo muestra el comportamiento de la demanda del consumo de la energía eléctrica de los clientes después de instalarse los calentadores solares.

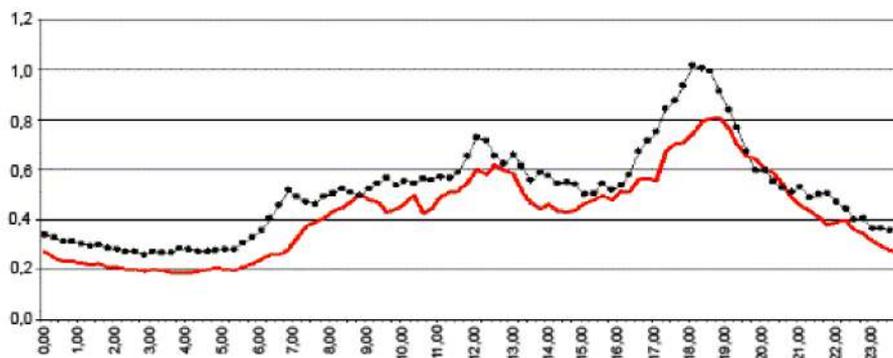


Fig. 1. Demanda energética de los consumidores antes y después de la instalación de los colectores solares térmicos. kW vs. horas al día.

Por las lecturas realizadas por los metrocontadores eléctricos en los mismos edificios, antes y después de la puesta en marcha del proyecto, se obtuvo que como promedio se observa una disminución de la demanda en el horario pico de 0,2 kW por vivienda, en tanto el consumo en este mismo horario bajó 0,8 kWh.

Propuesta de un nuevo diseño de instalación de los colectores solares térmicos

En este caso se centró también el análisis en los edificios de la zona Reparto industrial. Para esto se tiene en cuenta que la demanda de agua caliente de los apartamentos, tomando como promedio cuatro personas por apartamentos, es de 50 a 60 L de agua caliente sanitaria diariamente, y cada apartamento tiene un colector solar térmico que produce un volumen de agua de 160 L diarios a 45 °C. Hacia este sentido es que está dirigida la propuesta de diseño del nuevo sistema de calentamiento de agua.

Para tomaron dos escenarios como propuesta de análisis:

Escenario 1

Teniendo en cuenta que cada apartamento demanda de 50 a 60 L de agua, da la idea de cuánto demanda una escalera de seis apartamentos, dividido en dos hileras de tres apartamentos: cada hilera demanda de 30 a 60 L de agua diariamente, y sabiendo que los sábados y domingos son los días de mayor demanda por los quehaceres domésticos, y esto hace que se incremente la demanda de agua caliente hasta 60 L de agua por apartamento, teniendo por hilera una demanda promedio de 180 L de agua caliente sanitaria. La temperatura de entrada del agua al colector será de 25 y con una salida de 50.

Demanda energética:

$$E = M \cdot CP (T_f - T_i) \quad (1)$$

Donde:

E : Demanda energética, kJ/día.

M : Masa del agua que se debe calentar en un día, kg/día.

CP : Capacidad calorífica del agua, 4,18 kJ/kg °C.

T_i : Temperatura inicial del agua, °C.

T_f : Temperatura final del agua, °C.

La masa del agua está dada por la ecuación (2).

$$M = n_p \cdot \rho_{H_2O} \cdot V_p \quad (2)$$

Donde:

n_P : Número de personas.

V_P : Volumen de agua per cápita, L/personas-día.

ρ_{H_2O} : Densidad del agua, 1 000 kg/m³.

El volumen de agua caliente que necesita una persona como promedio es de 15 L, por o tanto, para a una hilera de tres apartamentos, en los que promedian cuatro personas, la demanda será de 180 L.

Resultado del cálculo de la demanda energética:

$$E = 18\,837 \text{ kJ/día}$$

La determinación del número de colectores que se necesitan se realiza de la forma siguiente:

Para la determinación de número de colectores del sistema de calentamiento es necesario conocer el área de captación y la eficiencia general del colector.

Área de captación:

$$A_{Cap} = \frac{E}{H_P * \eta_g} \quad (3)$$

Donde:

H_P : Radiación solar promedio diaria a 30° de inclinación, kWh/m²día.

η_g : Eficiencia global del sistema, 70%. *Tabla 4. Radiación solar promedio diaria (HSP), kWh/m²día*

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Rs(30°)	5,19	5,14	5,13	4,32	4,22	4,3	4,47	3,74	4,34	4,99	5,1	5,19

Tabla 5. Resultado del cálculo del área de captación

Meses	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Área de captación	1,55	1,44	1,45	1,46	1,73	1,77	1,74	1,67	2,00	1,72	1,50	1,47

Número de colectores:

$$N_c = (A_{Cap} \cdot F_s) / A_C \quad (4)$$

Donde:

N_c : Número de colectores.

$ACap$: Área de captación o de absorción.

FS : Factor de seguridad o de proyección. Es un factor con el cual se toma un valor para tener un por ciento de seguridad en el cálculo a realizar, $FS = 1,5$.

AC : Área del colector, 2,09 m².

Sustituyendo en la ecuación, se obtienen los números de colectores siguientes:

Tabla 6. Resultado del cálculo de número de colectores por hileras

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Número de colectores	1,12	1,03	1,04	1,05	1,24	1,27	1,25	1,20	1,43	1,24	1,08	1,05

En la tabla 6 se muestran los resultados del cálculo del número de colectores por cada hilera de tres apartamentos de las escaleras. El valor más elevado es el del mes de septiembre, con 1,43 colectores por hilera, por lo que se necesita más de un colector por cada hilera de tres apartamentos, por lo que tomando por exceso el número real será dos colectores de 90 L.

Es por esta causa que se propone la solución siguiente:

En lugar de un colector solar térmico de 90 L por apartamento, colocar dos colectores por cada tres apartamentos, es decir, dos colectores por hilera de tres apartamentos.

Estos colectores solares estarán conectados en paralelo, de forma tal que sean dos por módulos en una batería de doce colectores, en la salida de agua caliente tendrá una tubería que dará entrada a cada uno de los tres apartamentos de la hilera, logrando así un volumen de agua de 142 L a 50 °C, lo que satisface las necesidades de los clientes en el momento más crítico de la demanda (Fig. 2).

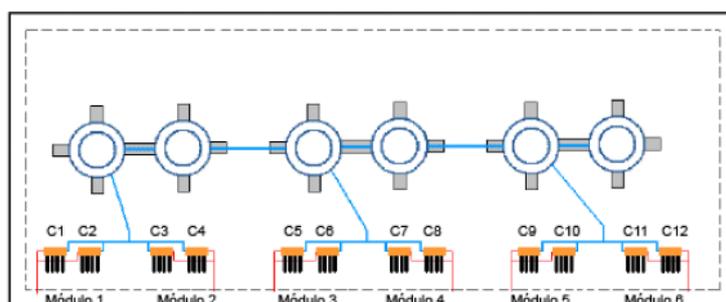


Fig. 2. Esquema del primer escenario propuesto.

De esta forma se reduce el número de colectores de 18 en la instalación anterior, a 12 en la nueva instalación.

Escenario 2

En este escenario se tendrá en cuenta todo lo analizado en el escenario 1; también se determina el número de colectores solares que son necesarios para satisfacer la demanda de agua caliente sanitaria, pero en este caso con los calentadores de 200 L.

La demanda energética calculada es la misma que la del escenario 1, ya que el número de personas, el volumen de agua caliente, la temperatura de entrada (agua fría) y la de salida (agua caliente), se mantienen constante, puesto que son los mismos apartamentos.

$$E = 18\,837 \text{ kJ/día}$$

El área de captación es:

Tabla 7. Resultado del cálculo del área de captación

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Área de captación	3,10	2,88	2,90	2,91	3,46	3,54	3,47	3,34	3,99	3,44	2,99	2,93

Sustituyendo en la ecuación, obtenemos los números de colectores siguientes:

Tabla 8. Resultado del cálculo de número de colectores por hileras

	Ene.	Feb.	Ma.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Número de colectores	0,45	0,41	0,42	0,42	0,50	0,51	0,50	0,48	0,57	0,49	0,43	0,42

En la tabla 8 se muestran los resultados del cálculo del número de colectores por cada hilera de tres apartamentos de las escaleras. El valor más elevado es el del mes de septiembre, con 0,57 colectores por hilera, por lo que se necesita menos de un colector por cada hilera de tres apartamentos, por lo que tomando por exceso el número real será un colector de 200 L.

Es por esta causa que se propone la solución siguiente:

La instalación de un colector de 200 L por hilera de escalera, es decir, seis colectores solares por edificios, estos colectores entregan un volumen de agua de 310 L diarios a 50 °C, lo que satisface las necesidades de los tres clientes por hileras de 180 L en el día de mayor demanda.

De esta forma se reduce el número de colectores de 18 de 90 L en la instalación anterior, a 6 de 200 L en la nueva instalación (Fig. 3).

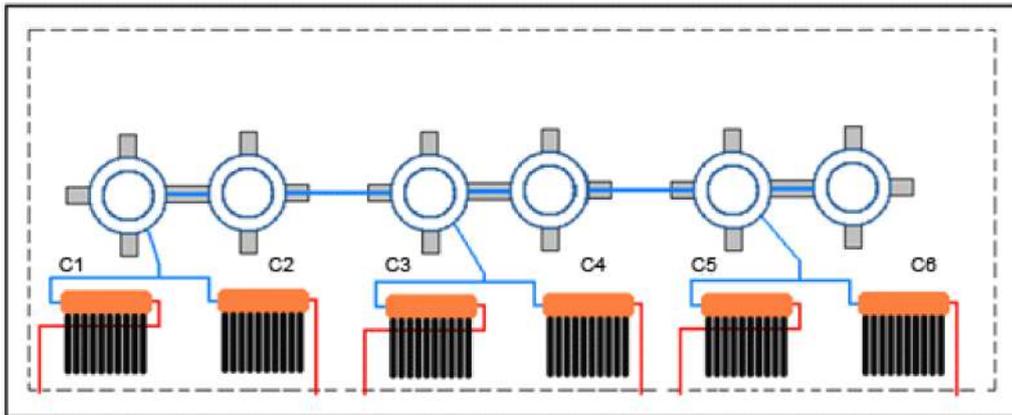


Fig. 3. Esquema del segundo escenario propuesto.

Comparación entre escenarios

En la tabla 9 se muestran los dos escenarios. Para esto nos auxiliamos de cuatro herramientas económicas.

Van: Valor actual neto.

VAN/Inversión

TIR: Tasa de rendimiento interno.

Tiempo de recuperación de la inversión.

Tabla 9. Resultados cuantitativos de los dos escenarios

Escenarios	VAN, \$	VAN/Inversión	TIR	Tiempo de recuperación de la inversión
1	3 226,3	8,1	112,65	1,36
2	3 289,3	9,81	137,65	1,14

El VAN más elevado es el del escenario 2, la relación VAN/Inversión más elevada es la del escenario 2, el escenario que presenta la tasa TIR más elevada es el 2, el escenario de menor tiempo de recuperación de la inversión es el 2.

Por lo hallado anteriormente, el mejor escenario es el segundo, donde tendremos el mayor VAN, la relación VAN/Inversión más elevada, la tasa TIR más elevada, con el tiempo de recuperación de la inversión menor.

Conclusiones

Se determinó el mejor escenario propuesto, que fue ubicar un colector solar térmico al vacío de 200 L, por hilera, con una temperatura de salida del agua caliente sanitaria de 50°.

Otras conclusiones de este trabajo son:

- Se comprobó el elevado nivel de satisfacción de las personas beneficiadas con estos sistemas de calentamiento de agua solar.
- Se mantienen en buen estado técnico las instalaciones debido al cuidado de los residentes, y se ha limitado el acceso de personas a las azoteas donde están instalados los colectores.
- Se ha elevado el nivel de vida a estas personas, además de la instalación de los colectores, por el suministro con regularidad de agua a los edificios.

4. Bibliografía

www.paradigma.ch. 2008.

Hornos solares de niveles de concentración extremos

Solar ovens of extreme concentration levels

Por Dr. Luis Bériz Pérez, Mario Eduardo Álvarez-Guerra Jáuregui**, Mario Antonio Álvarez Guerra Plasencia*** y Francisco Mondelo García*****

** CUBASOLAR (Sociedad Cubana para la Promoción de las Fuentes Renovables de Energía y el Respeto Ambiental), Cuba.*

*** CEEMA, Universidad de Cienfuegos, Cuba.*

**** CEEMA, Universidad de Cienfuegos, Cuba.*

***** Facultad de Ingeniería Mecánica, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE), Cuba.e-mail: berriz@cubasolar.cu*

Resumen

Desde la década de los cincuenta del siglo xx, los hornos solares han ido ganando importancia como una opción útil y fiable de uso de la luz solar como fuente de energía. Su peculiar capacidad de alcanzar temperaturas del orden de miles de Kelvin en condiciones de pureza ambiental casi perfectas, los ha convertido en una excelente opción tecnológica para el tratamiento de materiales y labores especiales de fundición en general. En aplicaciones puntuales, la nueva tecnología resulta competitiva con la convencional basada en la utilización de plasma o radiación láser. Sin embargo, hasta el presente, no se le ha prestado suficiente atención al hecho de que mediante la utilización de los rayos procedentes de la parte central del disco solar, solamente, es posible alcanzar temperaturas más altas que las que se logran cuando se supone, como se hace comúnmente, una distribución uniforme de brillantez en el cono de luz procedente del Sol. Mediciones astrofísicas muestran que la parte central del disco solar es 1,225 veces más brillante que los anillos exteriores. El nuevo enfoque conlleva la utilización del concepto de brillantez como primario. El de irradiancia, normalmente utilizado como básico, resulta ahora un concepto derivado. A tales efectos ha sido desarrollado el método de cálculo denominado del rayo central, que es el tema esencial de este trabajo, que forma parte del proyecto docente titulado «El Sol, la luz y la energía», enfocado a lograr una difusión extendida, a nivel de enseñanza de pregrado universitario, de una cultura energética solar [Álvarez y Álvarez, 2008a].

Palabras clave: horno solar, rayo central

Abstract

Since the 1950s, solar ovens have gained importance as an useful and reliable option of use of the solar radiation as an energy source. Its peculiar capacity of attaining temperatures around thousands of Kelvin in conditions of near-perfect environmental purity has turned them into an excellent technological option for the treatment of materials and special foundry works in general. In specific applications, the new technology is competitive with the conventional based on the utilization of plasma or laser radiation. However, to the present, not enough attention has been given to the fact that by means of the utilization of the

appropriate rays coming from the central part of the solar disk, only, it is possible to attain higher temperatures than the ones achieved when it is supposed, as it is commonly done, a uniform distribution of brilliance in the light cone coming from the sun. Astrophysical measurements show that the central part of the solar disk is 1.225 times more brilliant than the outer rings. The new approach entails the utilization of the concept of brilliance like primary. The concept of irradiance, normally used as a basic one, becomes a derivative concept now. This is why it has been developed a method called method of the central ray which is at the core of this paper and is part of the teaching project entitled "The Sun, light and energy", focused on achieving a greater diffusion at university level of a solar energy culture (Álvarez y Álvarez, 2008a).

Key words: solar oven, central ray

Introducción

Las mediciones astrofísicas de la distribución de brillantez en el disco solar muestran que este es 1,225 veces más brillante en su región central que en los bordes, lo que sugiere la idea de que mediante la concentración de los rayos centrales procedentes del Sol es posible alcanzar niveles de temperatura mayores que los que se lograrían considerando una distribución promedio, es decir, uniforme, de brillantez en el disco solar.

Con este propósito ha sido desarrollada la denominada técnica de concentración del rayo central. Ello involucra como objeto de estudio dos cosas: el concentrador como tal, un espejo tipo paraboloides de revolución, o su equivalente en la práctica ingenieril, una aproximación por facetas, y el problema teórico de la definición de razón de concentración que se utilice, ya sea la geométrica, como relación entre áreas o la física como razón entre irradiancias, con sus correspondientes implicaciones termodinámicas.

La instalación analizada es un horno solar tipo paraboloides de revolución fijo, orientado al norte en el hemisferio norte, alimentado por un helióstato altacimital, es decir, un sistema cinemático con dos grados de libertad. Los ángulos acimital y cenital están en concordancia con su definición convencional.

Conceptualmente la tarea del helióstato puede ser definida del modo siguiente: Garantizar que en cada instante del día la luz reflejada en el espejo del helióstato sea redirigida al sur, es decir, paralelamente a la línea de vértice del paraboloides de revolución. Para ello el espejo ha de ser movido de modo que las dos condiciones que exige la ley de Snell de la reflexión se satisfagan, esto es, que los vectores unitarios: n , normal al espejo, m , que apunta al Sol en cada momento del día, y l , que apunta al sur (rayo reflejado), estén en un mismo plano y, por supuesto, todo esto teniendo en cuenta que el ángulo de incidencia en el espejo es igual al ángulo de reflexión [Álvarez y Bériz, 1979].

Ópticamente se trata de un sistema de concentración tridimensional mediante el cual es posible alcanzar niveles de temperatura del orden de miles de Kelvin en la zona del foco. Obviamente, dado lo valioso del efecto útil que se logra con ellos, carece de sentido otra optimización que no sea la de la obtención de los

más altos niveles posibles de temperatura. En su variante convencional, la muestra objeto de tratamiento térmico es expuesta al campo de luz concentrada mediante un sistema hidráulico de precisión, de movimiento vertical, que permite controlar el tiempo de exposición.

Los problemas prácticos más relevantes relacionados con estos sistemas son la medición de la temperatura y, correspondientemente, los niveles de irradiancia de luz concentrada asociados a ellos. Desde el punto de vista físico es muy importante comprender que en el enfoque del proceso de concentración basado en la técnica del rayo central, la irradiancia es un concepto derivado que resulta de la integración en ángulo sólido de la brillantez, que es el concepto primario. Dado que este aspecto, además, marca la diferencia esencial existente entre el enfoque soviético de Sajidov *et. al.* [1975] y el de Winston [1970], tan difundido en el mundo occidental, resulta conveniente tratar el asunto con algún grado de detalle.

La técnica de concentración del rayo central

Comúnmente, se diseñan los hornos solares de modo que se aproveche toda la luz incidente en el área efectiva de colección. De este modo el proceso se optimiza energéticamente, lo que tiene un elevado precio que se manifiesta en una disminución de los niveles de concentración alcanzados, tanto es así que se puede demostrar rigurosamente que por este camino el nivel teórico máximo de concentración alcanzable es:

$$C_{\max} = \frac{1}{4\text{sen}^2\theta_s} \quad (1)$$

Es decir, sólo la cuarta parte del llamado límite termodinámico, que como se ve depende del radio angular del Sol. En este punto cabe preguntar: ¿Qué resultado se obtendría si se renuncia a la condición de intercepción total de la luz redirigida por el espejo reflector y se trabaja sólo con los rayos centrales? Esta variante, con sus implicaciones ópticas y termodinámica, será analizada a continuación.

Una forma de enfocar el problema consiste en obviar la optimización energética y plantear como objetivo que la razón de concentración física, la que se define como la relación entre las irradiancias de luz concentrada y sin concentrar, sea la máxima posible [Álvarez y Álvarez, 2007]. Concretamente, esto significa plantear como objetivo hacer máxima en la zona del foco la razón de concentración dada por la fórmula:

$$C = \frac{I_c}{I_b} \quad (2)$$

*I*_c: Irradiancia de luz concentrada.

*I*_b: Irradiancia de la luz que viene directamente del Sol, esto es, sin concentrar;

medida en el plano perpendicular al haz de luz solar directa.

El término irradiancia se entiende en el sentido de energía que incide en una superficie por unidad de área y de tiempo, y que se expresa en Wm^{-2} . El término brillantez de la luz, que será empleado en lo adelante, es, en esencia, la distribución de irradiancia por unidad de ángulo sólido. Por esta razón, la irradiancia se obtiene a partir de la distribución de brillantez mediante una integración en ángulo sólido.

En este punto, y en el marco de este enfoque del problema, es posible definir el llamado problema fundamental de la colección de la luz del siguiente modo: alcanzar la mayor razón de concentración física posible en un punto o en una pequeña región. Como se ha dicho, de este modo se obvia la imposición de la condición clásica de una intercepción de 100% de la radiación solar redirigida hacia la zona del foco, lo que equivale a hacer máxima la energía captada [Álvarez y Álvarez, 2006]. Este camino conduce directamente a la obtención de distribuciones de irradiancia en la zona focal del concentrador como la que se muestra en la figura 1.

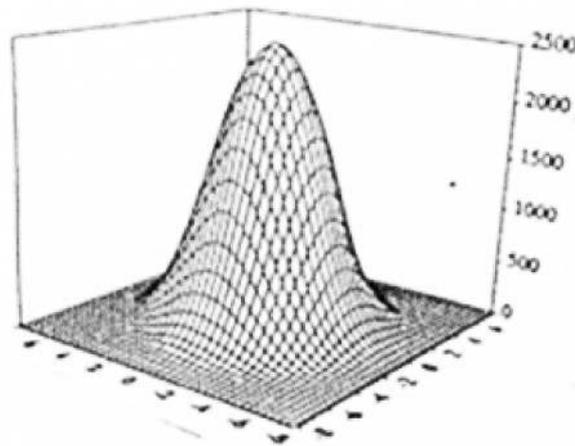


Fig. 1. Distribución bidimensional de irradiancia.

Ahora resulta conveniente estudiar el sistema óptico de la figura 2, consistente en el sistema integral concentrador reflectivo o refractivo. Nótese una vez más que en este caso se ha renunciado a la condición de intercepción total, por lo que, de hecho, se está sacrificando una fracción de la luz reflejada con el propósito de obtener la razón de concentración máxima posible en una pequeña región.

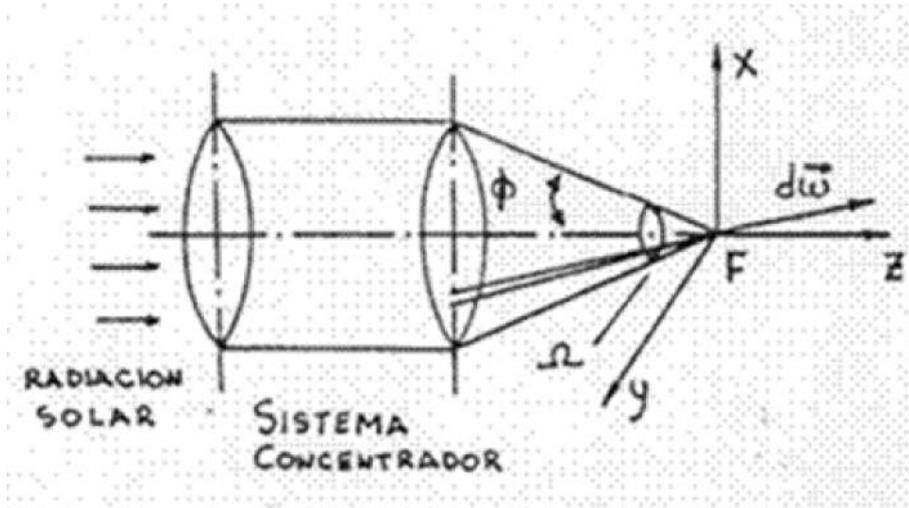


Fig. 2. Sistema concentrador puntual universal, reflectivo o refractivo de Sajidov, *et. al* [1975].

Antes de seguir adelante, con el objetivo de precisar el concepto, es necesario operar matemáticamente con el concepto de brillantez de la luz. Para ello, será determinada la brillantez de la luz proveniente del Sol. Lo primero que debe ser determinado es el ángulo sólido subtendido por el Sol con respecto a un punto de la superficie de la Tierra.

Este tipo de concentrador produce una distribución de irradiancia como la mostrada en la figura 1. Una variante concreta del esquema de concentrador de la figura 2 es el sistema concentrador de la figura 3, consistente en un espejo ideal del tipo paraboloide de revolución. Se supone que en el foco está situado un absorbedor circular de radio $r = f \text{ sen } \theta_s$, simétricamente dispuesto. Nótese una vez más que en este caso se ha renunciado a la condición de intercepción total, por lo que, de hecho, se está sacrificando una fracción de la luz reflejada con el propósito de obtener la razón de concentración máxima posible en una pequeña región. El ángulo sólido subtendido por el Sol viene dado por la relación entre el área subtendida perpendicularmente al radio vector que apunta de la Tierra al Sol y el cuadrado de la distancia R de la Tierra al propio Sol. Así se tiene:

$$\Delta\Omega_{sol} = \pi \text{ sen}^2 \theta_s \quad (3)$$

El resultado es directo si se tiene en cuenta que el área del disco solar es, muy aproximadamente, $\pi R^2 \text{ sen}^2 \theta_s$, que, dividido por R^2 , da el resultado mostrado en (3).

Finalmente, es posible definir la intensidad de la luz solar como el cociente que resulta de la división de I_0 por $\Delta\Omega_{sol}$. Finalmente, se tiene que la intensidad media de la luz solar es:

$$\bar{B} = \frac{I_b}{\Delta\Omega_{sol}} = \frac{I_b}{\pi \text{sen}^2 \theta_s} \quad (4)$$

Que se expresa en Wm⁻²sr⁻¹. En el caso general, $B = B(d\vec{\omega})$, lo que significa que la intensidad de la luz depende del elemento de ángulo sólido vectorial de que se trate. Así se tiene (Fig. 2), para la dirección del eje z.

$$I_F = \int_{\Delta\Gamma} B(d\vec{\omega}) d\omega_z \quad (5)$$

Si B es constante, se tiene una expresión integral más simple, esto es:

$$I_F = 2\pi B \int_0^\phi \sin \beta \cos \beta d\beta = \pi B \text{sen}^2 \phi \quad (6)$$

Los límites de integración van de 0 a 2π en λ, el ángulo acimutal y de 0 a φ en β, el ángulo cenital. La integral del miembro derecho de (5) se refiere al sistema concentrador, reflector propuesto por Sajidov, *et. al.* [1975]. Aquí $d\omega_z$ es la proyección del vector $d\vec{\omega}$ sobre el eje óptico z del sistema. El subíndice F en I indica que la irradiancia es la correspondiente exactamente al foco.

Concentración, en un proceso real, de los rayos centrales del cono de luz solar

Los procesos descritos anteriormente se supone que tienen lugar en el cosmos cercano a la Tierra, es decir, en ausencia de atmósfera, y además en condiciones ópticas ideales. Por otra parte, para el estudio de los procesos de concentración reales ha sido desarrollado el concepto de fuente solar efectiva. La idea básica consiste en expresar mediante una distribución equivalente el efecto sumado de una distribución de brillantez de la luz solar gaussiana, y de los errores en el proceso no ideal de reflexión de la luz descrito por otra distribución también gaussiana. El tratamiento matemático detallado que conduce a la obtención de la fuente solar efectiva conlleva la convolución de dos distribuciones gaussianas. La idea física consiste en que en cada etapa del proceso real de concentración de la luz mostrado, la desviación media cuadrática de la gaussiana se incrementa mediante una suma de cuadrados.

De este modo el rayo central de la distribución se va debilitando gradualmente en la medida en que la distribución gaussiana se ensancha.

Termodinámicamente, una distribución más ancha es más entrópica [Álvarez y Álvarez, 2008b]. La fuente solar efectiva se describe analíticamente mediante la fórmula (7):

$$B_{\theta}(\theta) = \frac{I_b}{2\pi\sigma^2} e^{-\frac{\theta^2}{2\sigma^2}} \quad (7)$$

Donde:

$B_{\theta}(\theta)$: Brillantez de la luz expresada, como ha sido visto anteriormente, en $[W/(m^2 sr)]$. Esta es la distribución angular de brillantez de luz con respecto a la línea, tomada como referencia, que une el punto P del espejo reflector (Fig. 3) con el foco.

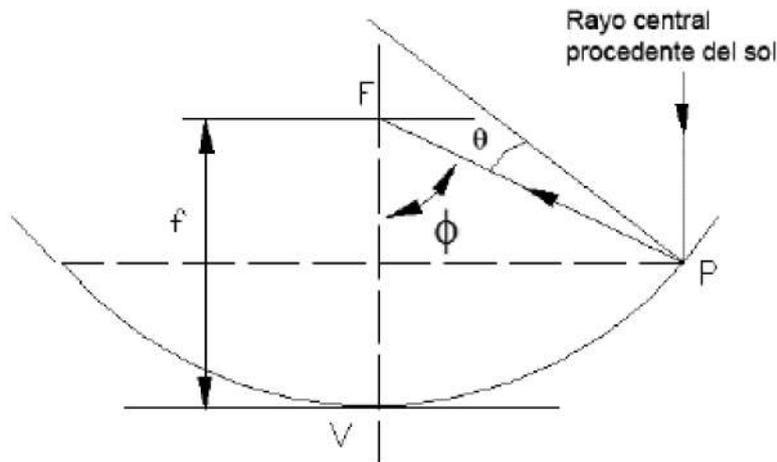


Fig. 3. Definición del ángulo θ en un concentrador parabólico de absorbedor circular.

La fuente solar efectiva, definida como el resultado de una convolución, es el resultado de dos contribuciones al ensanchamiento de la distribución gaussiana. En efecto, la desviación media cuadrática σ^2 se obtiene de la expresión (8):

$$\sigma_t^2 = \sigma_{sun}^2 + \sigma_{opt}^2 \quad (8)$$

En este punto se impone una interpretación física: como puede apreciarse de la fórmula (8), la desviación media cuadrática de la distribución gaussiana está constituida por dos contribuciones: la primera, la determinada por el patrón de intensidad del Sol, visto a través de una atmósfera transparente, y la segunda debida a los errores ópticos del espejo descritos también mediante una distribución gaussiana.

De lo que se trata ahora es de determinar la razón de concentración local máxima alcanzable. Para ello se evalúa (7) para $\theta = 0$ (el rayo central), de modo que se tiene (9):

$$B_{\text{eff}}(0) = \frac{I_{\text{b}}}{2\pi\sigma_t^2} \quad (9)$$

Ahora es posible calcular la concentración máxima alcanzable en el foco a partir de la concentración de los rayos centrales [Álvarez, et. al., 1986]. De este modo, sobre la base de las mismas consideraciones hechas anteriormente para calcular la concentración en el foco, se obtiene la expresión integral (10):

$$C = \frac{1}{2\pi\sigma_t^2} \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi/2} \text{sen}\beta \cos\beta d\beta d\lambda \quad (10)$$

Que da como resultado (11):

$$C = \frac{1}{2\sigma_t^2} \quad (11)$$

Por otra parte, la ecuación de balance para un cuerpo negro colocado en el foco, es (12):

$$C \times I_{\text{b}} = \sigma T_{\text{abs}}^4 \quad (12)$$

Donde:

$\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8}$, Wm⁻²K⁻⁴, es la constante de Stefan-Boltzmann.

Por otro lado, se tiene (13):

$$I_{\text{b}} = \text{sen}^2\theta_s \sigma T_s^4 \quad (13)$$

Donde el ángulo que aparece en (13) es el llamado radio angular del Sol. Finalmente, de (11), (12) y (13), y despejando T_{abs} , se tiene (14):

$$T_{\text{abs}} = \frac{1}{2^{1/4}} \left(\frac{\theta_s}{\sigma} \right)^{1/2} T_s \quad (14)$$

Conclusiones

La expresión obtenida permite calcular la temperatura deseada en la zona focal en función de la temperatura equivalente del Sol como cuerpo negro (5 800 K) y la desviación media cuadrática de la distribución gaussiana.

Obviamente, en la medida en que la distribución sea más estrecha, más ordenado será el proceso de concentración, que es lo mismo que decir menos irreversible. El resto de la gaussiana cuya energía asociada no se utiliza, puede interpretarse como una compensación que se paga por lograr un nivel de temperatura más alto. Esta, precisamente, es la esencia de la técnica de concentración del rayo central.

En todo este tratamiento hay un valor adicional. Como puede apreciarse, esta aplicación de la energía solar está asociada a un gran número de problemas de física y matemática que pueden ser elaborados metodológicamente para enriquecer los cursos universitarios de estas materias. Esta constituiría una forma eficaz de contribuir al desarrollo de una sólida cultura energética en alumnos y profesores.

Bibliografía

ÁLVAREZ GUERRA J., MARIO E. Y ÁLVAREZ GUERRA P., MARIO A. «El sol, la luz y la energía: una experiencia docente cubana», *Memorias V Taller Internacional de Energía y Medioambiente*, Editorial UniversoSur, 2008a. ISBN 978-959-257-186-0.

ÁLVAREZ GUERRA J., MARIO E. Y ÁLVAREZ GUERRA J., MARIO A. *Fundamentos de termodinámica aplicados a los procesos de concentración de la luz solar*. Cienfuegos: Editorial UniversoSur, Universidad de Cienfuegos, 2008b.

ÁLVAREZ GUERRA J., MARIO E. Y ÁLVAREZ GUERRA P., MARIO A. «Límite termodinámico en los procesos de concentración de la luz solar», *Memorias Conferencia Científica Internacional de Ingeniería Mecánica COMEC 2006*, UCLV, 2006. ISBN 959-250-295-1.

ÁLVAREZ GUERRA J., MARIO E. Y ÁLVAREZ GUERRA J., MARIO A. «Razones de concentración extremas de la luz solar: un enfoque crítico», *Memorias Conferencia Internacional de Energías Renovables, CIER 2007*. La Habana: 2007.

ÁLVAREZ GUERRA J., MARIO E. Y BÉRRIZ PÉREZ, L. «Obtención de las ecuaciones para la orientación del heliostato que alimenta un colector focal», *Memoria II Jornada Científica del ININTEF*, Academia de Ciencias de Cuba, 1979.

ÁLVAREZ GUERRA J., MARIO E., *et. al.* *Campo de radiación solar concentrada por reflectores parabólicos: una formulación invariante*. La Habana: Ciencias Técnicas, Físicas y Matemáticas, volumen 6, 1986.

SAJIDOV, *et al.* *Teoría y cálculo de sistemas heliotécnicos*. Uzbequistán: Academia de Ciencias de la URSS, 1975. (En ruso).

WINSTON, R. «Light Collection within the Framework of Geometrical Optics», *Journal Optical Society of America*, 1970.

Eco Solar es una publicación científica electrónica trimestral para los especialistas de las fuentes renovables de energía. Se dedica a la promoción de temas relacionados con la energética, las energías alternativas, la física ambiental, la arquitectura bioclimática, el impacto sobre el medio ambiente la educación ambiental, la termoconversión, la eficiencia energética, y las energías de origen hidráulico, fotovoltaico, eólico, solar, biomasa y ciencias relacionadas.

DIRECTOR GENERAL:

Dr. Luis Bérriz Pérez.

DIRECTOR:

Lic. Manuel Álvarez
González.

EDITOR:

Lic. Alejandro Montecinos
Larrosa.

CORRECCIÓN:

M Sc. Roberto Manzano
Díaz.

Ing. Jorge Santamarina

DISEÑO ELECTRÓNICO:

D.I. Antonio Romillo Polaino.

TRADUCCIÓN:

Lic. Lázaro O´Farril Lazo.

CONSEJO ASESOR:

Dr. Luis Hernández (Energía fotovoltaica)

Dr. Conrado Moreno Figueredo (Energía
eólica)

Lic. Bruno Henríquez Pérez (Física
ambiental)

Dr. Jorge Luis Paretas (Energía hidráulica)

Dr. Dania González Couret (Arquitectura
bioclimática)

Dr. Jorge Guardado (Biomasa)

Dr. Sergio Corp Linares (Energía solar
térmica)

Lic. Leonor Turtós Carbonell (Impacto
ambiental)

Lic. Alejandro Montecinos Larrosa (Energía
humana)

Lic. Ricardo Bérriz Valle (Educación
ambiental)



**SOCIEDAD CUBANA PARA LA PROMOCIÓN
DE LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA Y EL RESPETO
AMBIENTAL**

Calle 20 no. 4113, esquina a 47, Miramar, Playa,
Ciudad de La Habana, Cuba. Código Postal: 11300.

Teléfono: (537) 205-9949.

Apartado postal: 6611, CP: 10600, Ciudad de La Habana, Cuba.

e-mail: editora@cubasolar.cu

<http://www.cubasolar.cu>