

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN

Dias J.B, Krenzinger, A. e Prieb, C.W.M.

Laboratório de Energia Solar - Universidade Federal del Rio Grande del Sul, Rua Sarmento Leite, 425,

Porto Alegre, 90050-170, Rio Grande del Sul, Brasil

jbdias@mecanica.ufrgs.br, arno@mecanica.ufrgs.br, cprieb@ufrgs.br

Tel. 051-3316-6841, Fax. 051-3316-6841

RESUMEN Este trabajo presenta un análisis del comportamiento de una instalación fotovoltaica de 4800 W_p conectada a la red eléctrica de distribución, compuesta de tres subsistemas con módulos de 100 W_p e inversores de potencia nominal 1000 W, cada uno con distintos factores de dimensionado. El análisis de la instalación está basada en las curvas obtenidas por de los datos experimentales y en observaciones decurrentes de su funcionamiento. Las correlaciones entre las potencias de los subsistemas y la irradiancia apuntaran tres coeficientes angulares diferentes, y estos están relacionados con la potencia instalada de los arrays de los módulos. El generador opera con mayor frecuencia en la banda de temperatura entre 50 e 60 °C. Los subsistemas 1 e 2 presentan una mayor producción de energía con relación al subsistema 3, y en momentos con alta irradiancia, la potencia de entrada en los subsistemas 1 y 2 excede la capacidad de los inversores.

Palabras-chaves: Instalación fotovoltaica, Sistema fotovoltaico conectado a la red, Conversión fotovoltaica.

INTRODUCCIÓN

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica de distribución están actualmente siendo bastante estudiadas por ser una forma de conversión de energía proveniente de fuente renovable y además por presentar versatilidad en términos de generación descentralizada. Estas instalaciones, por no tener componentes móviles y también por en no necesitar de acumuladores de energía, presentan una alta fiabilidad y bajo mantenimiento.

En el Laboratorio de Energía Solar da Universidade Federal del Rio Grande del Sul (UFRGS) se ha montado un sistema fotovoltaico conectado a la red con finalidad de aprendizaje de la tecnología. Además, con su uso sistemático, dominar los detalles de operación del mismo y comparar sus resultados energéticos con resultados esperados. El análisis del comportamiento de esta instalación está fundamentada por medio de datos experimentales y de observaciones pertinentes a su funcionamiento.

FUNDAMENTOS

Los módulos fotovoltaicos son los elementos responsables por la conversión de la energía solar en energía eléctrica y es a partir del análisis de su curva característica, corriente versus voltaje (curva $I-V$), que son obtenidos los principales factores que definen el comportamiento eléctrico de los mismos.

La instalación de 4800 W_p fue dividida en tres subsistemas, los cuales utilizan inversores *SMA* monofásicos con potencia nominal de 1000 W cada uno. Estos inversores son alimentados con arrays formados por módulos ISOFOTON de 100 W_p , con celdas de silicio monocristalino (c-Si). Cada inversor entrega a la red de distribución una potencia máxima de 1100 W. Las salidas de estos inversores fueran conectadas en triangulo, de forma a distribuir simétricamente entre las tres fases la energía entregada a la red (Krenzinger et al., 2004). La Figura (1) presenta el diagrama simplificado de la instalación.

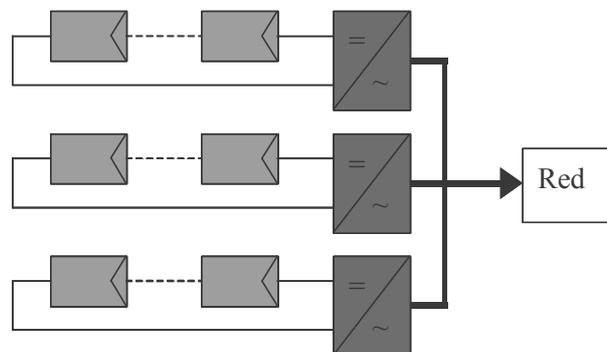


Figura 1. Diagrama simplificado de la instalación fotovoltaica (array y inversores).

METODOLOGIA DE INSTALACIÓN

La metodología de instalación consiste, en un primer momento, en el ensayo individual de los módulos fotovoltaicos por el personal del Laboratorio de Energía Solar de la UFRGS para una mejor clasificación. Fueron obtenidas las curvas características de dos módulos del lote con ensayos en una bancada con temperatura controlada (Hecktheuer et al., 2002). A continuación fueron ensayados todos los módulos con radiación solar próxima de 1000 W/m^2 y la temperatura de los módulos estabilizada en las condiciones de operación. Este procedimiento ha permitido una mayor agilidad en la determinación de las curvas características de los módulos, inclusive garantizando una mayor aproximación de los datos obtenidos a las condiciones normales de operación de los mismos. Todas las curvas medidas fueran trasladadas a la condición de irradiancia y temperatura del módulo, respectivamente de 1000 W/m^2 e $55 \text{ }^\circ\text{C}$. La temperatura de $55 \text{ }^\circ\text{C}$ fue elegida por el hecho de ser esta condición más significativa que la temperatura en la condición estándar. Para el análisis subsiguiente, los subsistemas 1, 2 y 3 fueran configurados con 16, 14 y 12 módulos respectivamente, resultando en factores de dimensionado (*FDI*) 0,65, 0,73 y 0,86, definidos por la Ecuación (1), donde P_{CA} es la potencia eléctrica entregada a la red y P_{STD} la potencia eléctrica real instalada en la condición estándar ($G=1000 \text{ W/m}^2$ AM1,5 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$).

$$FDI = P_{CA} / P_{STD} \quad (1)$$

En la Figura (2) está representada la curva referente al array del subsistema 1, cuya potencia real instalada P_{STD} de 1530 W representa, en la condición estándar, la potencia en el punto de su máximo valor (*PMP*). Las curvas referentes a los arrays de los subsistemas 2 e 3 fueran obtenidas de forma análoga y sus potencias reales son 1360 e 1160 W, respectivamente.

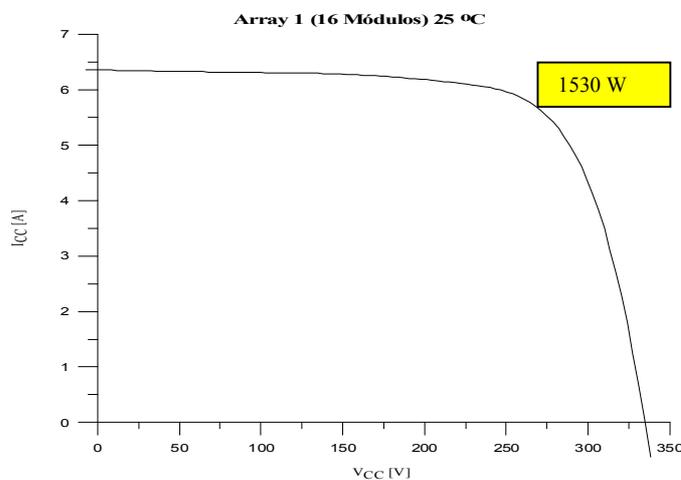


Figura 2. Curva del array de módulos del subsistema 1.

La Figura (3) muestra la fachada del Laboratorio de Energía Solar da UFRGS con los 48 módulos instalados. El generador fue dividido en dos planos con inclinación de 30° respecto la horizontal y orientados al norte geográfico.



Figura 3. Laboratorio de Energía Solar de la UFRGS.

Las conexiones entre los paneles son efectuadas en un cuadro, ubicado en un gabinete metálico como muestra la Figura 4, en la cual además están instalados los disyuntores, resistores *shunts*, circuitos de protección contra sobrevoltaje, etc. Como dispositivo de protección contra sobrevoltaje, oriundas de descargas atmosféricas, fueran instalados varistores asociados a relés térmicos en la salida de cada array. Al lado del gabinete de conexiones, (Fig. 4), se encuentra el sistema de adquisición de datos, el cual tiene como base un medidor multicanal *Agilent 34970A* y un computador para controlar la adquisición.

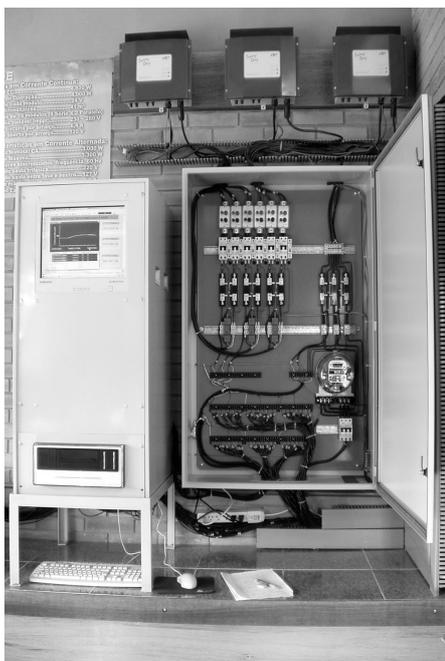


Figura 4. Gabinete de conexiones y sistema de adquisición de datos.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El análisis del comportamiento de la instalación fotovoltaica fue basada en los datos medidos y en observaciones de su funcionamiento. El sistema de generación fue puesto en marcha en julio de 2004, entregando energía para la red de distribución, y los datos medidos desde entonces son utilizados en la construcción de curvas, las cuales suministran parámetros de análisis como van a ser mostrados en la secuencia de este trabajo.

Curvas de las Tensiones y de las Potencias P_{CC} de Cada Subsistema de la Instalación

Las curvas de las tensiones y de las potencias en las entradas de los inversores de los subsistemas de la instalación están representadas por las Figuras (5) y (6).

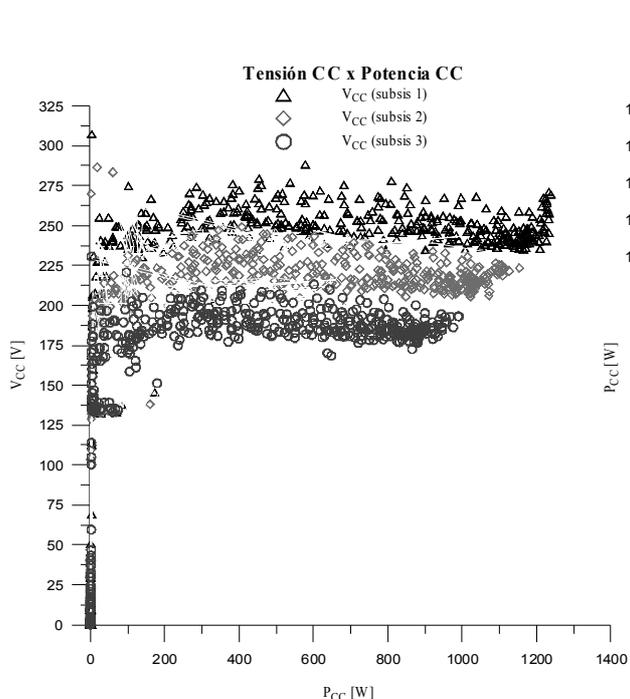


Figura 5. Tensiones en función de las potencias eléctricas CC en las entradas de los inversores.

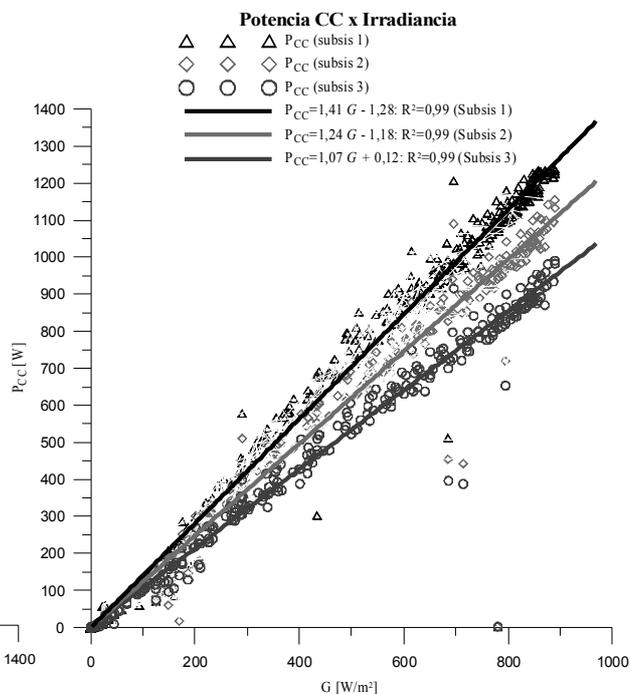


Figura 6. Potencias eléctricas CC en las entradas de los inversores en función de la irradiancia.

La Figura 5 muestra las tensiones CC en las entradas de los inversores. Estas tensiones, en último análisis, son controladas por el seguidor del punto de máxima potencia (*SPMP*) de cada inversor y representan las tensiones en el *PMP*, con valores del orden de 260, 225 y 200 Voltios, respectivamente para los subsistemas 1, 2 y 3. La diferencia entre las tensiones en el *PMP* de cada subsistema es función del diferente número de módulos asociados en serie. Las potencias P_{CC} máximas de cada subsistema son función de las potencias instaladas. La Figura (6) muestra las correlaciones entre las potencias P_{CC} y la irradiancia para cada subsistema de la instalación. Son observados tres coeficientes angulares diferentes entre P_{CC} y la irradiancia en los subsistemas, y éstos están relacionados con la potencia instalada en cada uno, siendo que el subsistema 1 presenta el mayor coeficiente y la mayor potencia entregada a la red.

Curvas de las Tensiones y Corrientes CC y Potencias Eléctricas CA de cada Subsistema de la Instalación

Las curvas de las tensiones y de las corrientes eléctricas CC en cada subsistema de la instalación en función de la irradiancia son mostradas en la Figura 7. Obsérvanse situaciones importantes en estas curvas. Una de ellas se refiere a las caídas en las corrientes eléctricas en las entradas de los inversores 1 y 2, para valores de G entre 750 y 1050 W/m^2 , teniendo como consecuencia aumentos en las tensiones CC en los mismos inversores. La causa de esto es que para valores de G próximos de 1000 W/m^2 esos inversores operan en su potencia máxima de salida, el que los lleva, por medida de seguridad, a salir del *PMP* de los correspondientes arrays en dirección a la tensión de circuito abierto, reduciendo las correspondientes corrientes en sus entradas. Una otra situación a observar es que esto no ocurre con el inversor 3, donde la corriente en su entrada varía linealmente mismo con G próximo de 1000 W/m^2 . Esto ocurre porque el *FDI* del subsistema 3 es mayor del que los *FDIs* de los subsistemas 1 e 2, y esto de cierta forma no le sobrecarga en los momentos de alta irradiancia, como en 1 e 2.

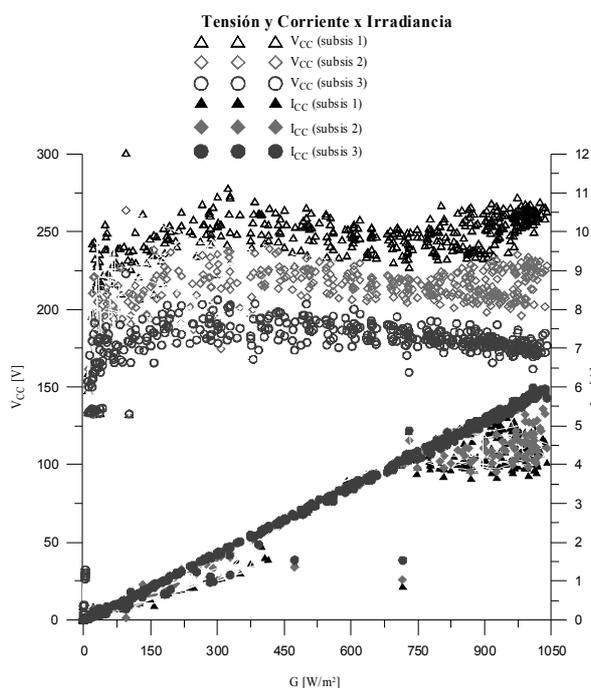


Figura 7. Tensiones y corrientes eléctricas CC en función de la irradiancia.

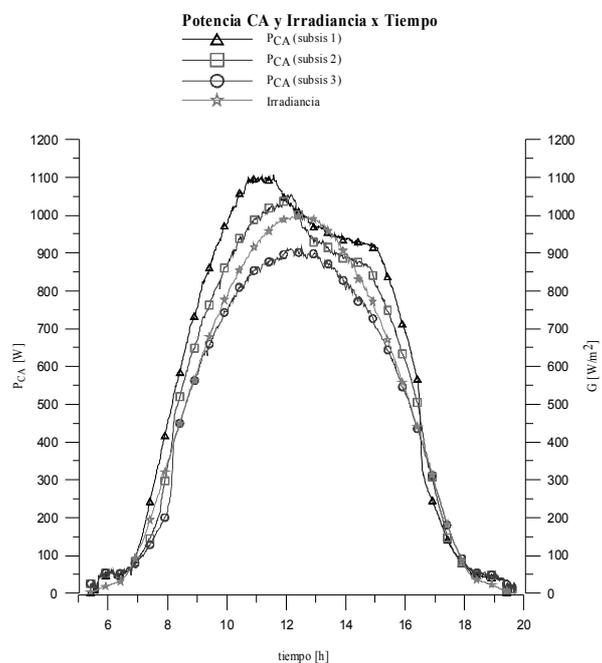


Figura 8. Potencia eléctrica entregada a la red por los inversores e irradiancia en función del tiempo.

La Figura (8) presenta las curvas de las potencias P_{CA} para los tres subsistemas de la instalación, bien como la irradiancia en el plano del generador, en función del tiempo. La curva de la irradiancia evidencia un día con cielo despejado y las curvas de las potencias referentes a cada inversor muestran diferencias en sus formatos. En el subsistema 1 el inversor es alimentado con 16 módulos, lo que resultó en un *FDI* de 0,65. Los subsistemas 2 e 3 tienen 14 e 12 módulos, resultando en *FDIs* de 0,73 y 0,86, respectivamente. Observando las curvas de las potencias entregadas a la red se puede percibir alrededor del medio día dos acontecimientos importantes. El primero trata del límite de la potencia en la salida del inversor, representado por un rellano, y el segundo refiérese a una protección contra el sobrecalentamiento que los inversores tienen, lo que resulta en una caída en la potencia entregada a la red. Se ha verificado que el sobrecalentamiento ocurre en los inversores dos subsistemas 1 e 2, donde los *FDIs* son de 0,65 y 0,73 respectivamente. Las caídas de potencia CA en las salidas de los inversores 1 e 2, son originadas por las correspondientes caídas en las potencias CC, en los mismos inversores. Es importante resaltar que el inversor 3 no presentó este tipo de caída, una vez que el mismo opera con una potencia CC menor en su entrada, lo que le hace funcionar con menos temperatura do que los otros. Por otro lado, el hecho de disminuir la potencia CC, lo torna más sensible a las variaciones ocurridas en su entrada, oriundas de las variaciones de la irradiancia. Por otro lado, este inversor tiene la ventaja de operar más frecuentemente en el punto de máxima potencia del array con relación a los demás, ya que éstos, por medidas de seguridad contra el sobrecalentamiento, operan en un punto inferior a el *PMP* del array, generando caídas en la potencia CC y en las correspondientes en CA. En estudios del desempeño energético de sistemas fotovoltaicos, (Mayer, 1999; Mayer e Camez, 2001; Drif et al., 2004), determinaron las pérdidas de captura y de sistema, en horas de energía desperdiciada por día. Se ha verificado en una análisis realizada en esta instalación, que las pérdidas de captura

umentan en consecuencia del seguidor del punto de máxima potencia salir del *PMP* del array en dirección a la tensión de circuito abierto, ya que en este caso existe energía eléctrica disponible en el generador fotovoltaico, pero el inversor está saturado en su potencia máxima de salida.

Frecuencia de las Temperaturas del aire Ambiente y del Módulo

La frecuencia con que las temperaturas del aire ambiente y del módulo (generador) se presentaron en el período de agosto de 2004 hasta el junio de 2005 es enseñada en las Figuras (9) y (10). Por medio de estas figuras se puede verificar que la mayor ocurrencia de la temperatura del aire ambiente está entre 30 y 32 °C, y para la temperatura del generador, entre 50 y 60 °C. Este hecho evidencia la pertinencia de la elección del 55 °C para la temperatura de operación del generador.

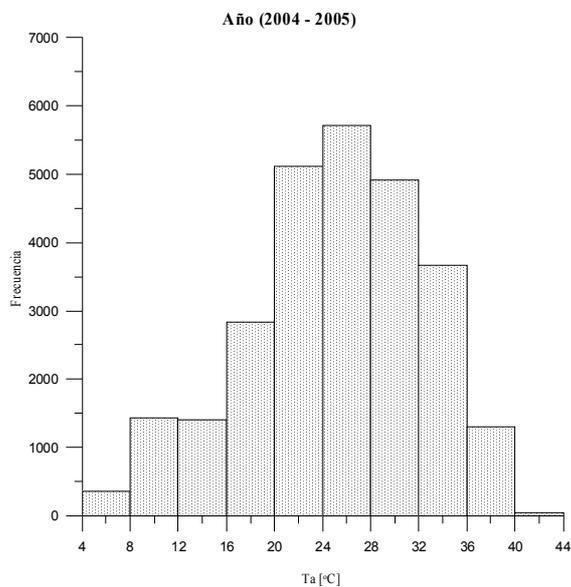


Figura 9. Frecuencia da temperatura del aire ambiente en el período considerado.

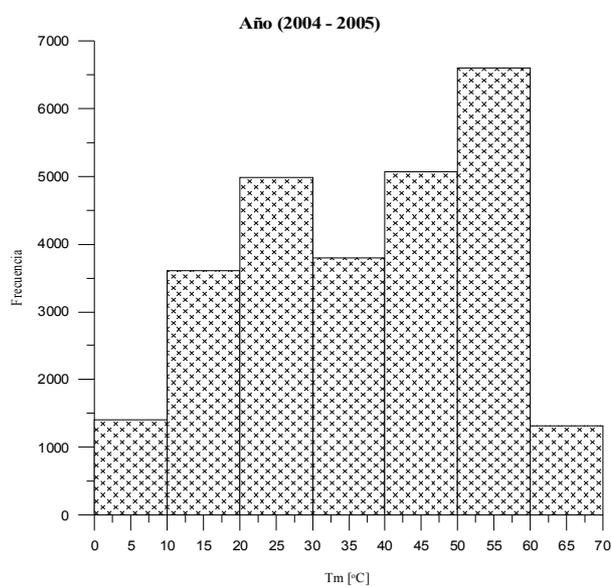


Figura 10. Frecuencia da temperatura del módulo (generador) en el período considerado.

Curvas de las Temperaturas del aire Ambiente, del Generador y de los Inversores a lo largo del tiempo

Las curvas de las temperaturas del aire ambiente y del disipador de los inversores a lo largo del tiempo son mostradas en la Figura (11) en una secuencia de siete días a finales del mes de mayo de 2005.

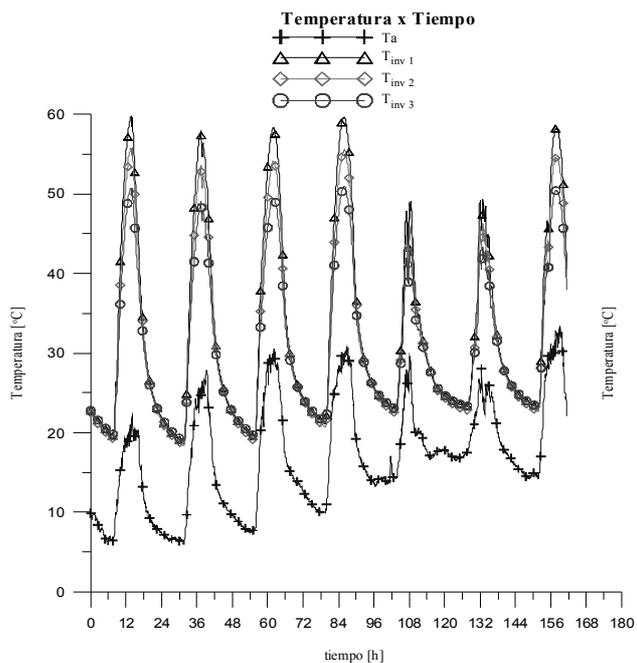


Figura 11. Curvas de las temperaturas del aire ambiente y de los inversores a lo largo del tiempo.

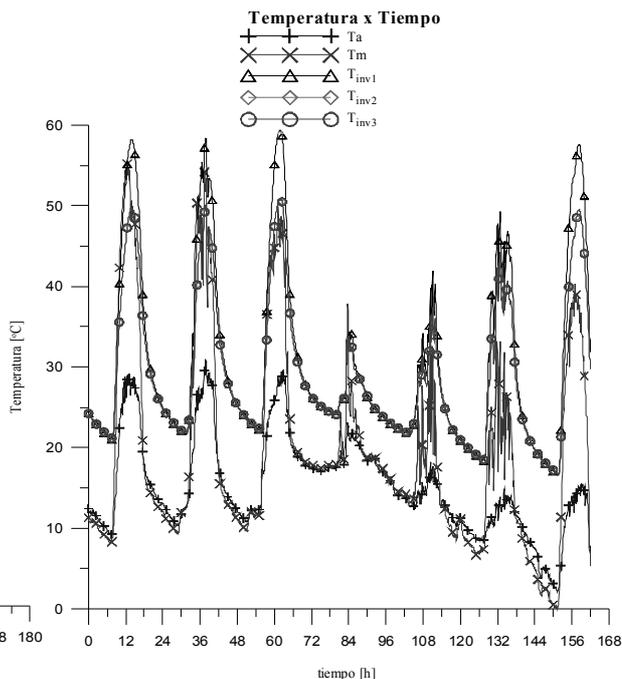


Figura 12. Curvas de las temperaturas del aire ambiente, del generador y de los inversores a lo largo del tiempo.

En la secuencia presentada en la Figura (11) fue observado que las temperaturas de los inversores 1, 2 e 3 atingieron, en el referido período, valores próximos a 60, 55 e 50 °C, respectivamente y que estas temperaturas no dependen solamente de la temperatura del aire ambiente, de la humedad relativa del aire y de la velocidad del aire donde los inversores están localizados, pero principalmente del valor de potencia CC en sus entradas. En días calorosos y con irradiancia en el plano del generador del orden de 1000 W/m², los inversores 1 e 2 sobrecalientan. En la misma figura se observan curvas con valores puntuales diferentes entre las temperaturas de los tres inversores, y esta diferencia depende del factor de dimensionado *FDI* de cada inversor, siendo la mayor temperatura la del inversor 1, donde *FDI* es de 0,65. En la Figura (12) están representadas las curvas de las temperaturas medidas en una secuencia de siete días en el mes de julio de 2005. Además de las curvas de las temperaturas mostradas anteriormente, se presenta la temperatura de un módulo de la instalación a lo largo del tiempo, la cual fue considerada como referencia para determinar la temperatura del generador. Obsérvase que en el último período nocturno de la secuencia de la Figura 12 las temperaturas del aire ambiente y del módulo llegaron próximas de 3 e 0 °C, respectivamente.

CONCLUSIÓN

Este trabajo presentó un estudio del comportamiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica de distribución, donde se constató por medio de las curvas de tensión en el *PMP* que existe una tendencia para un valor constante en casi toda la banda de potencia CC en la entrada de cada inversor. Los resultados mostraron que el seguidor del punto de máxima potencia actúa más significativamente en los momentos en que la potencia en la entrada de los inversores supera su valor máximo estimado. Las correlaciones entre las potencias P_{CC} y la irradiancia, para cada subsistema de la instalación, presentaron tres coeficientes angulares diferentes, y los mismos están relacionados con la potencia instalada en cada uno, siendo que el subsistema 1 presentó el mayor coeficiente y la mayor potencia entregada a la red. El cociente entre la potencia nominal del inversor y la correspondiente potencia real instalada, *FDI*, en los subsistemas 1 e 2, presenta a lo largo del tiempo una ganancia de energía producida con relación al subsistema 3. Por otro lado, en momentos donde la irradiancia en el plano del generador es del orden de 1000 W/m², la potencia en las entradas de los inversores 1 e 2 excede su valor máximo, generando un cierto desperdicio.

REFERENCIAS

- Drif, M. Pérez, P. J., De La Casa, J., Aguilera, J., 2004. Análisis de Cuatro Años de Funcionamiento del Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red de 200 kW_p. Proyecto Univer, XII Congreso Ibérico y VII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Vigo, España, 1025-1030.
- Hecktheuer, L.A., Krenzinger, A., Prieb, C.W.M., 2002. Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis, Journal of The Brazilian Society of Mechanical Sciences, 24: 26 – 31.
- Krenzinger, A, Dias, J. B., Prieb, C.W.M., 2004. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no Sul do Brasil, XII Congreso Ibérico y VII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Vigo, España, 1019-1024.
- Mayer, D., 1999. Analyse des Performances des Systèmes Photovoltaïques: Recommandation sur le Dimensionnement, IEA-PVPS Task2.
- Mayer, D, Camez, C., 2001. Analyse des Performances des Systèmes Photovoltaïques: Recommandation sur le Dimensionnement, IEA-PVPS Task2.

ABSTRACT This work presents an analysis of the behavior of a 4800 W_p grid-connected photovoltaic plant. This plant is constituted by three sub-systems with 100 W_p modules and three inverters with 1000 W (nominal). Each sub-system has a different sizing factor. The analysis of the system is based on the curves obtained from the experimental data. The correlations between the power of the sub-systems and the irradiance indicated three different angular coefficients associated to the installed power of each sub-system. Under operation, the temperature of the modules is most of the time between 50 e 60 °C. Sub-systems 1 and 2 produced more energy than sub-system 3. In periods of high level of irradiance the input power from sub-systems 1 and 2 exceeded the maximum capacity of the inverters.

Keywords: Grid-connected photovoltaic plant, Photovoltaic conversion.