

ANÁLISIS DE DATOS PARA OPTIMIZAR ARREGLOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. RESULTADOS PRELIMINARES

F. Farfán^{1,3}, S. Esteban^{1,3}, E. Ottavianelli^{2,3}, C. Cadena^{1,3}

1 Instituto de Investigación en Energías No Convencionales (INENCO) – Universidad Nacional de Salta. – Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

2 Instituto de Investigaciones para la Industria Química (INIQUI) Universidad Nacional de Salta – Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

3 Consejo de Investigación (CIUNSA), Universidad Nacional de Salta

Av. Bolivia 5150 – A4408PVY Salta, República Argentina

FAX 54 387 4255489 – e-mail: fede_farfan@hotmail.com; s.esteban593@gmail.com

Recibido : 15/08/12 ; Aceptado : 01/10/12

RESUMEN: Los ensayos realizados a tres grupos de módulos fotovoltaicos permitieron obtener un conjunto de parámetros eléctricos con los cuales se los caracterizaron. A partir del análisis de los resultados, se desarrolla un algoritmo que optimiza el tipo de conexión de los módulos (cantidad de módulos en serie, por cada rama en paralelo) con el objetivo de lograr la máxima extracción de potencia del sistema. Este diseño apunta a implementar una planta que funcione con una cantidad mediana o elevada de módulos fotovoltaicos, donde se priorice la jerarquía por módulos con la misma corriente en cada rama y con ramas con la misma tensión, con la menor discrepancia posible. Se realizaron diferentes pruebas sobre situaciones hipotéticas donde se requiere conectar todos o la mayor cantidad posible de módulos a una o a varias centrales concentradas.

Palabras clave: fotovoltaico, máxima potencia, energía solar, arreglo serie/paralelo

INTRODUCCIÓN

La gran demanda de las diferentes fuentes de energía no convencional, ha incrementado el uso de instalaciones fotovoltaicas en distintas aplicaciones, que permiten la generación de potencia para conexión a red y sistema aislados de gran porte. Como es sabido, el funcionamiento de un arreglo de módulos fotovoltaicos (PV) es afectado tanto por la temperatura, la radiación solar entre otras variables y el tipo de conexión realizado entre los mismos, ya que generalmente se encuentran curvas de corrientes vs tensión que no son idénticas por más que los módulos sean de la misma serie o partida (Patel y Agarwal, 2008). Se ha observado que para un dado número de módulos la configuración adoptada, afecta significativamente la máxima potencia disponible.

No solamente la cantidad total de módulos en un determinado arreglo, sino también su configuración (cuántos módulos en serie y cuántos en paralelo) afecta la potencia de salida, es decir, el funcionamiento del sistema. Dado el costo de instalación de una determinada configuración de módulos fotovoltaicos, es importante encontrar el arreglo óptimo en cuanto a la máxima potencia que pueda entregar el sistema. Puede ser de gran utilidad disponer de una herramienta matemática que permita estudiar el efecto de la configuración del arreglo sobre la potencia de salida. Esta herramienta debiera ser capaz de dar una respuesta sobre cuál de los posibles arreglos de los módulos ofrece una instalación óptima y eficiente.

Este trabajo presenta un estudio preliminar que incluye el análisis de las curvas características I-V y P-V de los módulos disponibles y la propuesta de una herramienta que permite analizar las diferentes formas de conexión. La herramienta desarrollada puede ser utilizada para decidir el tipo de conexión que ofrezca la máxima potencia al sistema y además podría permitir conocer las variaciones del punto de máxima potencia con los diferentes arreglos serie / paralelo. En esta primera etapa de desarrollo del trabajo, las situaciones de sombreado parcial, no fueron tenidas en cuenta.

MODELO DE PANEL FOTOVOLTAICO

El panel fotovoltaico constituye la principal fuente de energía de una instalación autónoma fotovoltaica y es el resultado de asociar un conjunto de celdas fotovoltaicas en serie y paralelo (Duffie y Beckman, 1991).

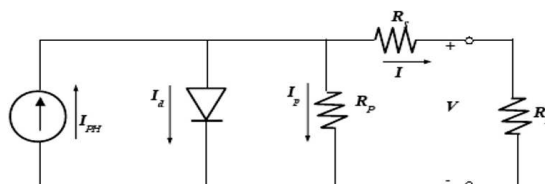


Figura 1. Modelo de panel fotovoltaico.

En la figura 1 se observa el modelo que se utiliza en el trabajo para representar un panel fotovoltaico en condiciones de iluminación, el mismo también puede utilizarse para representar una celda fotovoltaica o un conjunto de paneles (Duffie y Beckman, 1991) (De Soto et al., 2006). En el gráfico se identifica la diferencia de potencial entre los bornes del panel con la variable V y la corriente que entrega el mismo con la variable I. Las magnitudes involucradas en la figura 1 se relacionan por medio de la expresión (1).

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V + IR_s}{n_s V_t}} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (1)$$

$$V_t = \frac{nKT}{q} \quad (2)$$

Donde I_{ph} es la Corriente fotogenerada, I_0 la corriente de saturación inversa, V_t el voltaje térmico dado por la expresión (2), n_s el número de celdas fotovoltaicas conectadas en serie en el panel, R_s la Resistencia serie, R_p la resistencia paralelo, T la temperatura de celda, K la constante de Boltzmann, q la carga del electrón y n el factor de idealidad del diodo.

La energía que un panel fotovoltaico puede entregar se encuentra en función de variables externas al panel como la irradiancia, temperatura de celda, y parámetros internos como su resistencia serie, resistencia paralelo y factor de idealidad del diodo, entre otros (De Soto et al., 2006) (Villalva et al., 2009). La eficiencia de un panel fotovoltaico se encuentra relacionada de forma directa con estos parámetros, generalmente desconocidos (De Soto et al., 2006) (Villalva et al., 2009). Diferentes artículos resaltan la relación entre la temperatura de celda y la resistencia serie, resistencia paralelo y el factor de idealidad del diodo, sin embargo esta dependencia no es relevante para las simulaciones planteadas en este trabajo, de manera que estos tres últimos se toman como constantes. Por otro lado, la corriente fotogenerada se encuentra relacionada en forma directa con la irradiancia y en menor medida con la temperatura, utilizándose la ecuación (3) para describir su variación (Villalva et al., 2009).

$$I_{ph} = (I_{phn} + K_1(T - T_n)) \frac{G}{G_n} \quad (3)$$

Donde I_{phn} es la corriente fotogenerada bajo condiciones estándar (1000W/m² y 25°C), K_1 el coeficiente corriente de cortocircuito-temperatura (A/°K), T_n y G_n la temperatura y la irradiancia en condiciones estándar.

La corriente de saturación inversa también esta dada por la ecuación (4) (Villalva et al., 2009).

$$I_0 = I_{0n} \left(\frac{T_n}{T} \right)^3 e^{\left(\frac{qE_g}{nK} \right) \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right)} \quad (4)$$

Donde I_{0n} es la corriente de saturación inversa bajo condición estándar, E_g la energía del gap del semiconductor, q la carga del electrón y n el factor de idealidad del diodo.

La temperatura de celda de un panel fotovoltaico, generalmente no se obtiene de un cálculo directo. La misma puede determinarse realizando un balance térmico en el panel fotovoltaico. Este balance se realiza planteando las siguientes ecuaciones.

$$\alpha_g G + \frac{\lambda_g}{d_g} (T - T_g) = h_{cga} (T_g - T_a) + h_{rgs} (T_g - T_a) \quad (5)$$

$$\left(\frac{\tau_g \alpha}{1 - (1 - \alpha)(1 - \tau_g)} - \eta \right) G = \frac{\lambda_g}{d_g} (T - T_g) + \frac{\lambda_t}{d_t} (T - T_t) \quad (6)$$

$$\frac{\lambda_t}{d_t} (T - T_t) = h_{cta} (T_t - T_a) \quad (7)$$

En las ecuaciones (5), (6) y (7) los parámetros que no tienen subíndice corresponden a la celda fotovoltaica, el resto a la siguiente nomenclatura: α , factor de absorción; λ , conductividad térmica (W/mK); τ , transmitancia; η , eficiencia eléctrica; d, ancho en m; h, coeficiente de transmisión térmica (W/m² K); G, irradiancia que llega al panel; mientras que los subíndices: a, ambiente; c, convectivo; g, vidrio templado; r, radiativo; t, tedlar; s, cielo.

En los trabajos (Tina y Scrofani, 2008) (Sopian et al., 1996.) se realiza un análisis detallado de los parámetros que intervienen en estas últimas ecuaciones. Algunos valores de estos parámetros se utilizaron para realizar las simulaciones presentadas en este trabajo: como el factor de absorción, la conductividad térmica, la transmitancia y el coeficiente de transmisión térmica. Conociendo los valores de irradiancia y temperatura ambiente, las incógnitas planteadas en el sistema de ecuaciones (5) a (7) son: temperatura de vidrio templado, temperatura de tedlar y temperatura de celda, siendo esta última la incógnita de interés.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

Los ensayos de los módulos se realizaron en la segunda mitad del año 2011, en distintos laboratorios y campus del INENCO, a solicitud del Ente Regulador de los Servicios Públicos de Salta, y que en su momento sirvieron para su control de calidad. Se ensayaron aproximadamente 180 módulos fotovoltaicos. Los mismos, abarcaron pruebas de diversa índole: mecánicas, eléctricas, entre otras y estuvieron relacionadas con la Licitación Internacional PERMER- FA-LPI B-C.: "Provisión e instalación de equipos fotovoltaicos e instalación interna en viviendas rurales de diversas provincias etapa 1". Se ensayaron módulos correspondientes a las provincias de Salta, Tucumán y Chaco de 85Wp, 65Wp y 50Wp, respectivamente. Los tres tipos de módulos se encuentran compuestos por 36 celdas conectadas en serie. Los módulos de 85Wp son mono-cristalino y los de 65 y 50 son poli-cristalinos. Todos los ensayos que se describen en este trabajo, se realizaron entre las 11:30 y las 15:30 h (aproximadamente dos horas previas y dos posteriores al mediodía solar) en el campus de la Universidad Nacional de Salta, cuyas coordenadas son: latitud 24° 43' 44" S, longitud 65° 24' 35" O. Los ensayos se realizaron con cielo despejado y viento casi nulo, monitoreado constantemente con un anemómetro TSI 8345. Los valores de velocidad del viento medidos se mantuvieron debajo de 0,1 m/s durante todos los ensayos.

Para el montaje de los módulos se instaló una estructura de hierro, con capacidad para ocho módulos, (6 m de largo por 0,90 m de ancho), con una inclinación de 34° respecto del plano horizontal y orientación hacia el Norte geográfico, tal como se observa en la imagen fotográfica de la figura 2, donde se muestran a modo de ejemplo dos tipos diferentes de módulos. En general los mismos se ensayaron de a siete módulos por tanda.



Figura 2: Módulos de dos tipos diferentes, montados en la estructura soporte.

Para la realización del trazado de las curvas I-V se empleó una carga activa, Cadena et al. (2011) como la que se muestra en la figura 3 (sólo a modo esquemático del circuito empleado), midiéndose además la radiación con un medidor LICOR LI-250 contrastado con un piranómetro patrón secundario Kipp & Zonen.

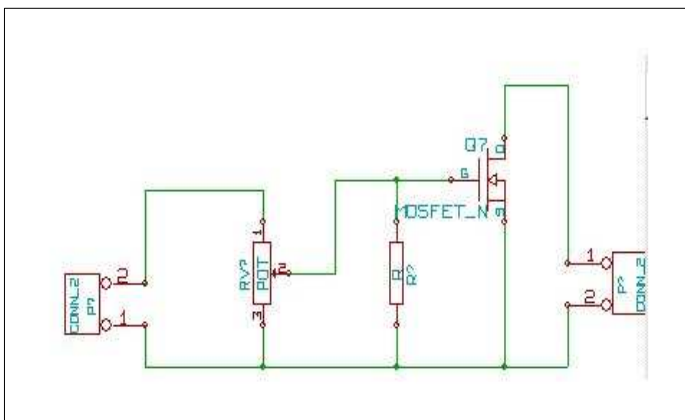


Figura 3: carga activa: circuito e imagen fotográfica

Las medidas de tensión y corriente, fueron contrastadas con respecto al instrumental patrón: multímetro Fluke 8250, referencia de tensión 7001.

MEDIDAS REALIZADAS

Inicialmente se realizó un estudio previo de la hoja técnica que el fabricante brinda para este conjunto de módulos. La información de mayor utilidad consiste en la tensión de circuito abierto (V_{oc}), tensión de máxima potencia (V_{mp}), corriente de corto circuito (I_{cc}) y corriente de máxima potencia (I_{mp}); debido a que por medio de la misma pueden obtenerse

información adicional como la resistencia serie (R_s), resistencia paralelo (R_p), corriente fotogenerada (I_{ph}), corriente de saturación inversa (I_0) y el voltaje térmico (V_t), como se observa en la tabla 1.

	<i>Datos del Fabricante</i>				<i>Información obtenida por algoritmo</i>				
	$V_{oc}(V)$	$V_{mp}(V)$	$I_{cc}(A)$	$I_{mp}(A)$	$R_s(\Omega)$	$R_p(\Omega)$	$I_{ph}(A)$	$I_0(A)$	$V_t(V)$
85Wp	22,2	17,8	5,15	4,80	0,40	12487	5,2	3×10^{-10}	0,026
65Wp	21,8	17,6	4,11	3,69	0,23	421	4,11	95×10^{-8}	0,040
50Wp	21,8	17,4	3,13	2,93	0,59	11502	3,13	7×10^{-10}	0,027

Tabla 1. Datos técnicos del fabricante y parámetros característicos de los módulos.

La información que permite la caracterización de cada panel, se realizó utilizando el algoritmo planteado en el trabajo de Dezso Sera (2007). Este estudio caracteriza parcialmente cada módulo para poder comparar las medidas obtenidas de los diferentes ensayos. De los parámetros descritos en la tabla 1, se observa valores muy altos de resistencia paralelo para los paneles de 85Wp y 50Wp. Estos valores de resistencia no pueden validarse ya que no se cuenta con la curva I-V medida por el fabricante. Esto permitiría comparar la curva obtenida del modelo de panel fotovoltaico con los puntos medidos, para verificar el ajuste. Por otro lado, debe mencionarse que en la bibliografía difícilmente se encuentre la magnitud de una resistencia paralelo tan grande.

Las figuras 4 a 6 muestran algunas características (frecuencia de ocurrencia de factor de forma y potencia máxima) que presentan los distintos grupo de módulos ensayados para Tucumán, Chaco y Salta, respectivamente. Se puede observar que los módulos de mayor potencia tienen un factor de forma inferior a los de menor. También que los monocristalinos presentan un factor de ocurrencia menos disperso, tanto para el factor de forma como para la potencia máxima.

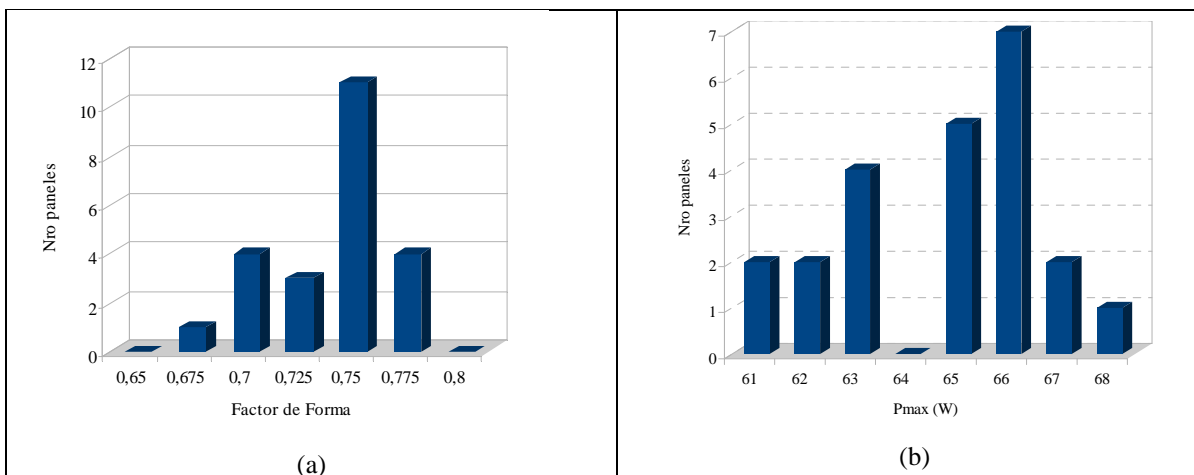


Figura 4. Grupo de módulos Tucumán: a) frecuencia de ocurrencia del factor de forma y b) potencia máxima.

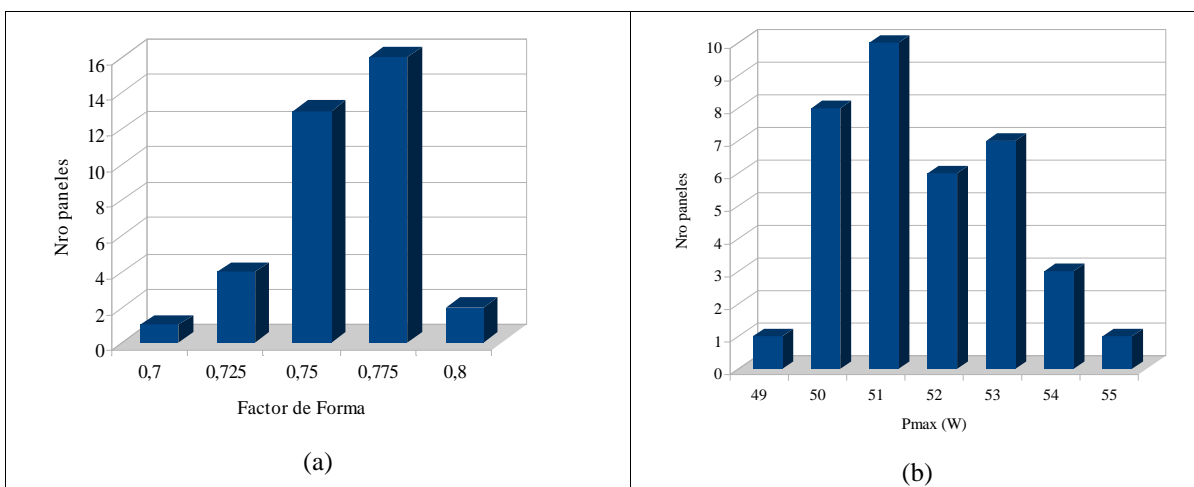


Figura 5. Grupo de módulos Chaco: a) frecuencia de ocurrencia del factor de forma y b) potencia máxima.

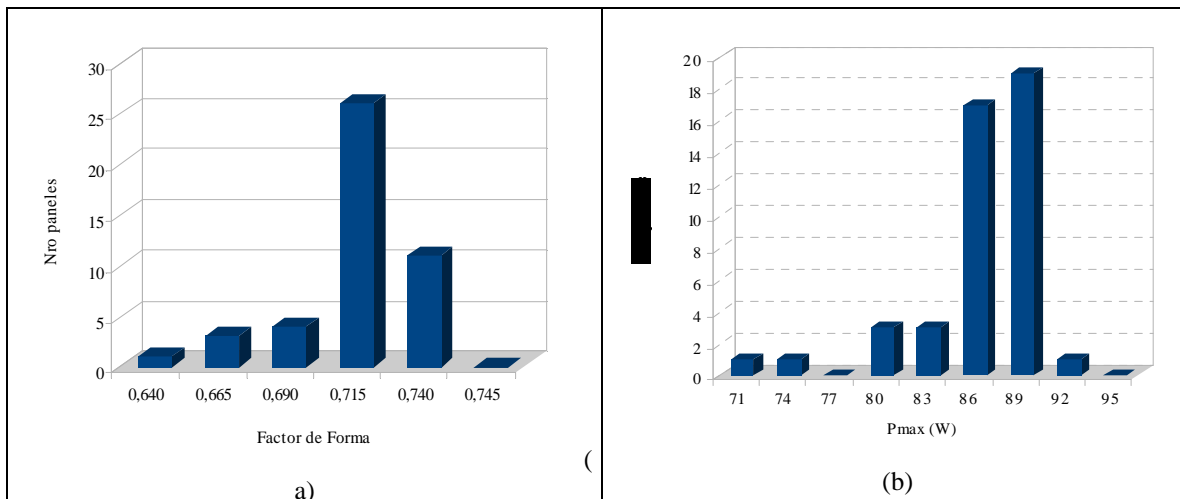


Figura 6. Grupo de módulos Salta: a) frecuencia de ocurrencia del factor de forma y b) potencia máxima.

DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE CONEXIÓN

Se desarrolló un algoritmo basado en matemática borrosa o difusa, de bajo costo computacional. El algoritmo desarrollado permite optimizar el conexionado de un conjunto de módulos fotovoltaicos de forma tal que con el arreglo simulado se obtenga la máxima potencia de las distintas combinaciones posibles. Como datos de entrada para el funcionamiento del algoritmo se debe disponer del número de módulos que se utilizará en la instalación, no teniendo limitación para esta cantidad, y para cada uno de los módulos los respectivos valores de: V_{mp} e I_{mp} ; contándose además con los valores de V_{oc} , e I_{cc} , (estos datos para una irradiancia de $1000W/m^2$ y una temperatura de celda de $25^{\circ}C$) y el números de módulos en serie que se utilizará por cada rama del conjunto. El objetivo principal del algoritmo consiste en agrupar los módulos fotovoltaicos, eligiendo del conjunto, los de características similares. En la figura 7 se ilustra el diagrama de flujo del algoritmo desarrollado.

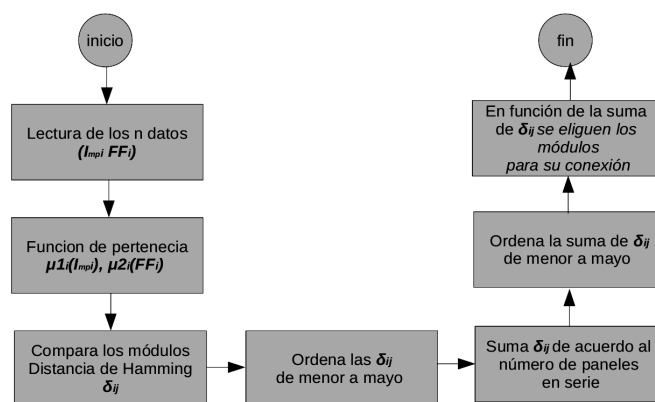


Figura 7. Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado.

El siguiente ejemplo ilustra el funcionamiento del algoritmo en el diagrama de flujo, utilizándose para ello un conjunto de seis módulos, que se desean conectar en ramas constituídas por dos módulos cada una. El algoritmo comienza con la lectura de los datos de los módulos que se desean conectar, los I_{mp_i} y el FF_i de cada uno, como se observa en el paso 1 de la figura 8; utiliza de cada módulo estas variables, para asociarlos de manera tal que las mismas sean similares. Para cada par de valores se asigna un número entre cero y uno, dado por una función, que indica el grado de pertenencia de cada valor al conjunto definido para cada variable, paso 2 de la figura 8.

Una vez aplicada la función de pertenencia, se calcula la distancia de Hamming, Cadena y Farfán (2009), aplicando la ecuación 8.

$$\delta_{ij} = \left| \mu_{1_i}(I_{mp_i}) - \mu_{1_j}(I_{mp_j}) \right| + \left| \mu_{2_i}(FF_i) - \mu_{2_j}(FF_j) \right| \quad (8)$$

Se calcula la distancia de Hamming para cada par de módulos: por ejemplo en el caso del módulo uno y dos se calcula la suma del valor absoluto de las restas de las pertenencias correspondientes a la I_{mp} y al FF de cada uno, como indica la ecuación 8. La distancia de Hamming " δ_{ij} ", indica cuanto se parece el módulo i al módulo j , de forma tal que cuanto menor es este valor, más semejanza tienen ambos. En el paso 3 se observa la matriz de distancias que obtiene el algoritmo, donde

los elementos de cada fila entregan información de cuánto se asemeja un módulo en particular, al resto del conjunto. Por ejemplo, en la primera fila se encuentra la información que indica cuánto se parece el módulo uno, con los restantes cinco. Los elementos de cada fila deben ordenarse de menor a mayor y deben sumarse las primeras distancias de acuerdo al número de módulos en serie que se desea conectar. Si se desea conectar dos módulos en serie por rama, sólo se debe analizar la primera distancia de Hamming, en caso de conectar tres módulos en serie, se deben sumar las dos primeras distancias, como se observa en el paso 4. Una vez obtenida la suma de las distancias de Hamming por fila, de acuerdo al número en serie de módulos que se desea conectar, se ordenan nuevamente en forma decreciente y se eligen las menores, teniendo en cuenta a qué panel pertenece dicha distancia, como indica el paso 5. El paso 6 consiste en la elección de los módulos y esto se realiza en función del orden de las distancias. La menor de las distancias en el ejemplo es la δ_{13} , esto implica que la conexión del módulo 1 y 3 se debe priorizar y realizarse. La distancia δ_{31} es la siguiente, sin embargo esta conexión ya se realizó. La distancia δ_{64} es la siguiente, e indica que deben conectarse los módulos 6 y 4. La distancia δ_{41} debe descartarse por que estos módulos ya se usaron. La conexión δ_{25} indica la conexión del módulo 2 y 5. De esta manera se termina de ordenar los módulos, y las ramas formadas deberán conectarse en paralelo.

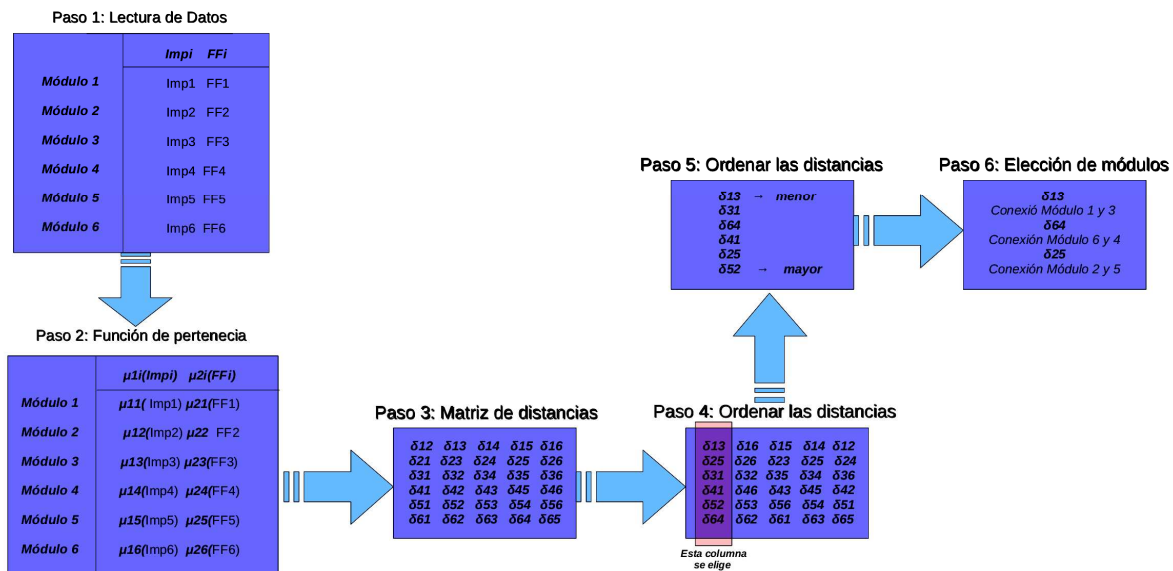


Figura 8. Funcionamiento del algoritmo para un conjunto de seis módulos que deben conectarse en ramas de dos.

SIMULACIONES

Para verificar la eficacia del algoritmo se realizaron simulaciones. En estas se comparan la respuesta de dos sistemas fotovoltaicos compuestos por “n” módulos, ordenados de forma aleatoria y de acuerdo al algoritmo planteado en este trabajo. Las simulaciones se dividen en tres etapas: Obtención de la curva I-V del conjunto completo de módulos bajo condiciones estándar, caracterización de la curva I-V del conjunto a través del cálculo de sus parámetros y simulación del arreglo en función de la irradiancia y temperatura.

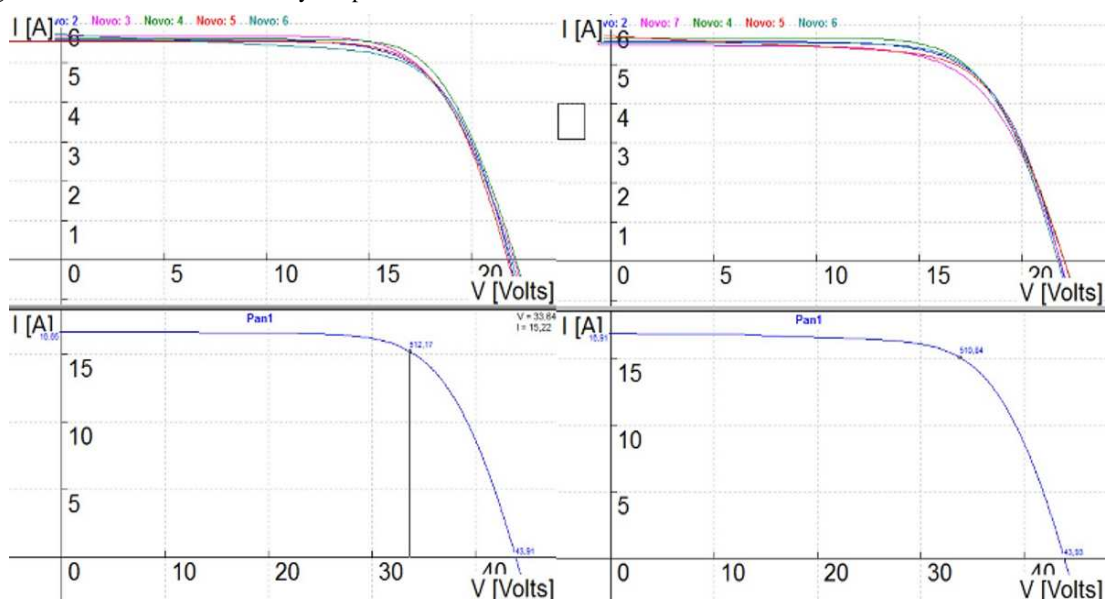


Figura 9. Simulación de un conjunto de módulos utilizando el programa Crearray.

Para la obtención de la curva I-V del conjunto de módulos se utilizó el programa Crearray (Krenzinger, 2001). Este software entrega la curva I-V de un arreglo particular, al ingresarse las características de cada módulo que se desea conectar (V_{oc} , V_{mp} , I_{mp} y I_{cc}) y como se desean ordenar los mismos. En la figura 9 se observan las curvas I-V de un ejemplo desarrollado.

Una vez obtenida la curva I-V del conjunto completo de módulos bajo condiciones estándar, se procede a trabajar con la información que brinda la misma. De esta curva se utiliza los valores de V_{oc} , V_{mp} , I_{mp} y I_{cc} para caracterizar la curva del conjunto completo de módulos conectados, utilizando el algoritmo descrito en el trabajo de Dezso Sera (2007) para la obtención de la R_s , R_p , I_{ph} , I_0 y V_t del conjunto. Esta caracterización permite simular la respuesta del sistema bajo distintas condiciones de irradiancia y temperatura ambiente, utilizando el modelo de panel fotovoltaico descrito inicialmente.

A continuación se presentan la simulación de dos instalaciones utilizando los módulos de 85Wp. La primera se forma con un conjunto total de 6 módulos conectados en tres ramas de dos módulos cada una, mientras que la segunda instalación se forma con un conjunto de 40 módulos conectados en cuatro ramas constituidas por diez módulos cada una. En la figura 10 se grafica la irradiancia total que llega a cada panel utilizada en las distintas simulaciones.

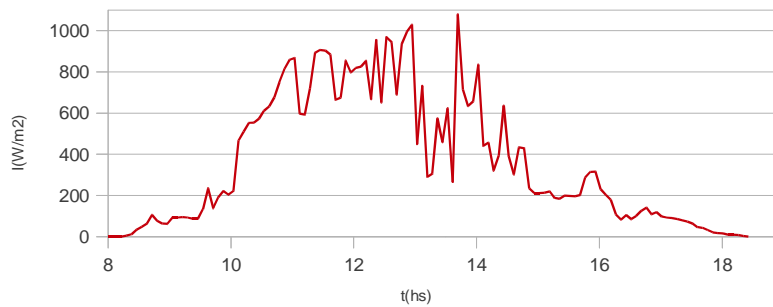


Figura 10. Irradiancia total que llega al conjunto de módulos simulados.

En la tabla 2 se observa los parámetros de la curva I-V para la instalación 1, ordenada de forma aleatoria y de acuerdo al algoritmo desarrollado.

Instalación 1									
	$V_{oc}(V)$	$V_{mp}(V)$	$I_{cc}(A)$	$I_{mp}(A)$	$R_s(\Omega)$	$R_p(\Omega)$	$I_{ph}(A)$	$I_0(A)$	$V_t(V)$
Aleatorio	43,93	33,82	16,91	15,11	0,36	1508	16,90	21×10^{-9}	0,03
Algoritmo	43,91	33,64	16,65	15,22	0,41	11444	16,65	1×10^{-10}	0,024

Tabla 2. Información del arreglo de los 6 módulos ordenados aleatoriamente y de acuerdo al algoritmo desarrollado.

En la figura 11 se observan los resultados de la simulación de la primera instalación, del arreglo de módulos ordenados aleatoriamente (P_{max}) y del arreglo de módulos de acuerdo a la información entregada por el algoritmo propuesto en este trabajo (P_{max_op}). En las curvas se grafica la potencia máxima que entrega cada arreglo en función del tiempo, al variar irradiancia y temperatura ambiente. Para esta simulación se idealizó el problema, estableciéndose las premisas siguientes: a cada módulo le llega la misma irradiancia y trabajan bajo la misma temperatura de celda.

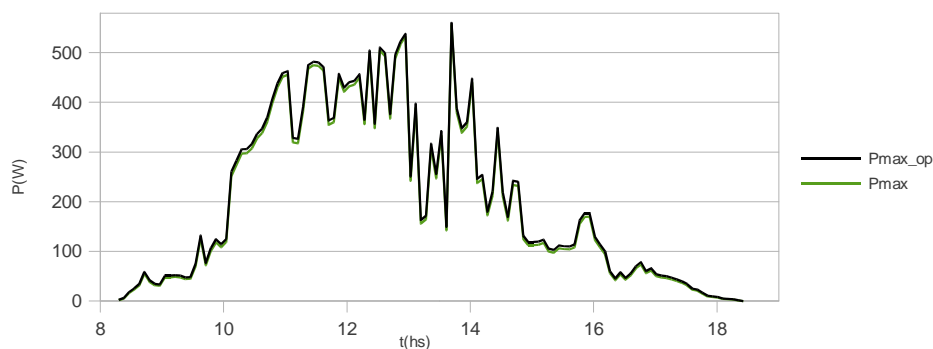


Figura 11. Potencia máxima entregada por cada arreglo en la instalación 1.

En la figura 12 puede observarse la diferencia de potencia que se obtuvo de cada arreglo en el tiempo, trabajando en máxima potencia. Las variaciones llegaron a picos de potencia cercanos a los 9W.

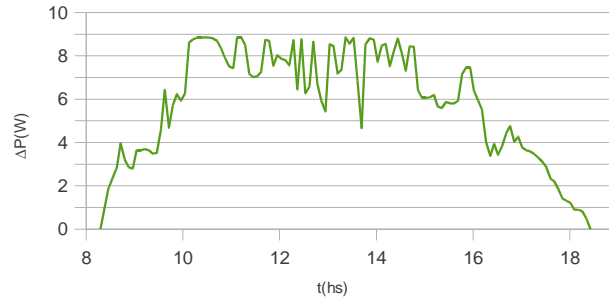


Figura 12. Diferencia de potencia máxima de cada arreglo en la instalación 1 en función del tiempo.

En la tabla 3 se observa los parámetros de la curva I-V para la instalación 2, ordenada de forma aleatoria y de acuerdo al algoritmo desarrollado.

Instalación 2									
	Voc(V)	Vmp(V)	Icc(A)	Imp(A)	Rs(Ω)	Rp(Ω)	Iph(A)	I ₀ (A)	Vt(V)
Aleatorio	219,54	172,17	21,82	19,33	0,48	370	21,85	30x10 ⁻⁶	0,045
Algoritmo	219,53	171,37	21,87	19,66	0,61	610	21,89	10*10 ⁻⁶	0,042

Tabla 3. Información del arreglo de los 40 módulos ordenados aleatoriamente y de acuerdo al algoritmo desarrollado.

En la figura 13 se observan los resultados de la simulación de la segunda instalación.

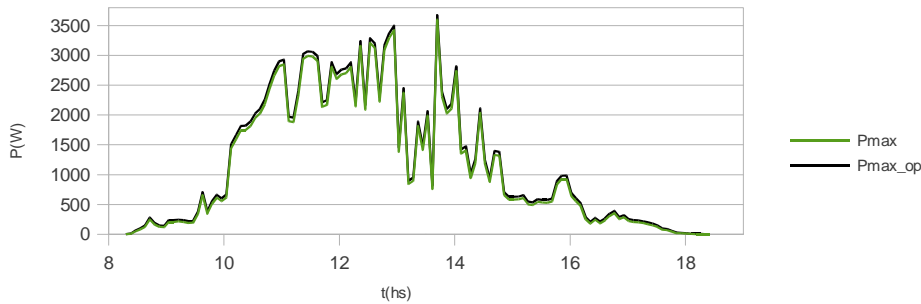


Figura 13. Potencia máxima entregada por cada arreglo en la instalación 2.

En la figura 14 puede observarse la diferencia de potencia que se obtuvo de cada arreglo en el tiempo, trabajando en máxima potencia. Las variaciones llegaron a picos de potencia cercanos a los 80W.

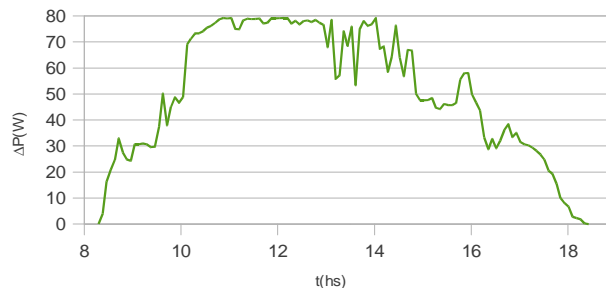


Figura 14. Diferencia de potencia máxima de cada arreglo en la instalación 2 en función del tiempo.

CONCLUSIONES

Se ha desarrollado una estrategia preliminar que permite, conociendo algunos parámetros de un conjunto de módulos fotovoltaicos, agruparlos de manera eficiente para su conexión concentrada. Su correcto funcionamiento puede ser verificado utilizando distintos softwares de simulación existentes en el mercado, o bien en forma manual. En función de los buenos

resultados obtenidos, y a fin de proyectar un trabajo futuro de mayor envergadura, el algoritmo deberá ser probado con arreglos de mayor potencia, con módulos de características diferentes entre ellos. También incorporar alguna rutina que permita tener en cuenta distintas condiciones meteorológicas. En cuanto al costo computacional del mismo, a priori se puede decir que es muy bajo.

REFERENCIAS

- Cadena, C; y otros, 2011. Laboratorio de ensayos de equipos eléctricos solares del INENCO: caracterización de equipos fotovoltaicos provistos a través del Permer, primeros resultados. *Revista Avances en Energías renovables y Ambiente* vol 15, pp 75.
- Cadena C. y Farfán, F., 2009. Estudio comparativo de centrales solares termoeléctricas y fotovoltaicas de 50kw en los Valles Calchaquíes Salta. pp 153. *AVERMA* vol 13, (issn 0329 5184).
- De Soto, W., Klein S.A., Beckman , W.A., 2006. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance . *Solar Energy* 80, 78–88.
- Dezso Sera, Remus Teodorescu, Pedro Rodríguez, 2007. PV panel model based on datasheet values, *IEEE International Symposium on*, 2392-2396.
- Duffie J. A. y Beckman W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2ª edición, pp. 54-59. Wiley Interscience, New York.
- Hiren Patel and Vivek Agarwal, 2008. MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics. *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 23, no. 1.
- Krenzinger, A. An Algorithm for PV Array Analysis, 2001. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munich, Germany (CD-ROM).
- K. Sopian, K. S. Yigit, H. T. Liu, S. Kaka, T. N. Veziroglu, 1996. Performance analysis of photovoltaic thermal air heaters. *Energy Convers. Mgmt Vol. 37, No. 11*, pp. 1657-1670.
- Sanchez Reinoso C.R, Milone D.H., Buitrago R.H., (2010). Efficiency study of different photovoltaic plant connection schemes under dynamic shading, *Int. J. Hydrogen Energy*, 35 5838.
- Tina, G.M., Scrofani, S., 2008. Electrical and Thermal Model for PV Module Temperature Evaluation . *The 14th IEEE Mediterranean*, 585-590.
- Villalva, M. G., Gazoli, J. R., Ruppert F., E., 2009. Modeling and circuit – based simulation of photovoltaic arrays. *Brazilian Journal of Power Electronics*, 14, 35-45.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece especialmente al CIUNSA por el financiamiento parcial del Artículo.

ABSTRACT: The tests performed on three groups of photovoltaic modules, allowed to obtain a set of electrical parameters which characterized them. From the analysis of the results, we develop an algorithm that optimizes the connection type panels (number of modules in series, each branch in parallel) in order to achieve maximum power of the system. This design aims to implement a plant operating with a medium or high number of PV modules, which prioritizes the hierarchy of modules with the same current in each branch and branches with the same voltage, with the least possible discrepancy. Tests were performed on different scenarios where you need to connect all or as many modules to one or more concentrated generator.

Keywords: module, photovoltaic, maximum power, solar power, array serial / parallel