

Desarrollo de un Modelo para estudio de Centrales Fotovoltaicas bajo Diferentes Configuraciones

C. R. Sánchez Reinoso, D. H. Milone, *Member, IEEE*, R. H. Buitrago

Resumen— En los últimos años se ha observado un fuerte incremento de la potencia de centrales fotovoltaicas. Es necesario conectar una gran cantidad de módulos en serie y paralelo para luego ser conectados a uno o varios inversores. El sombreado afecta en estos casos en gran medida el desempeño del sistema. Esta reducción del desempeño es más importante aún si el sombreado es dinámico o variable en el tiempo, como el producido por nubes. En este trabajo proponemos un nuevo modelo que permite simular diferentes maneras de interconectar los paneles, usando distinta cantidad de inversores y bajo condiciones de sombreado variable según las direcciones de paso de las nubes. Los resultados muestran que el agrupamiento de mayor cantidad de módulos en paralelo puede beneficiar al rendimiento global de dichas configuraciones pero no son necesariamente las más eficientes al cambiar la dirección del sombreado.

Palabras clave— centrales de energía, desempeño, modelo de simulación, sombreado

I. INTRODUCCIÓN

LOS sistemas fotovoltaicos conectados a red han venido experimentando durante estos últimos años un gran incremento de su potencia nominal conformando centrales de energía eléctrica de grandes potencias, las cuales están constituidas por miles de módulos. La potencia generada por cada módulo es dependiente fundamentalmente de la temperatura y la radiación [1]. Es común que en los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (PMP) se tome como hipótesis que existe un único máximo en la curva de potencia [2]. Una radiación heterogénea sobre el arreglo produce una marcada disminución de la potencia generada, además de originar una curva multimodal [3].

En general se encuentran trabajos de simulación de sistemas fotovoltaicos que no consideran los efectos del sombreado [4] y los que si lo hacen consideran el caso de un sólo módulo [3-5]. En general se obtiene la salida del arreglo partiendo de las

ecuaciones de cada uno de los módulos sometidos a una nube estática [6], pero con un alto costo computacional. Está poco investigada la manera de obtener el máximo rendimiento de los módulos e inversores sometidos a sombreado dinámico mediante una interconexión óptima de los mismos. También existen estudios que consideran cómo conseguir la mayor potencia, intentando realizar un dimensionamiento óptimo del sistema mediante la relación entre la potencia pico instalada del arreglo y la potencia nominal del inversor, sin tomar en cuenta el sombreado [7].

Nosotros proponemos un nuevo modelo para la simulación de centrales fotovoltaicas de alta potencia, formadas por una gran cantidad de módulos. Nuestro modelo toma en consideración cómo la nube afecta a cada uno de los paneles que conforman la central y permite investigar el comportamiento del sistema tanto para el caso de un sombreado estático, como así también dinámico o variable en el tiempo. A continuación se describe el modelo, se exponen las medidas de rendimiento utilizadas y posteriormente los resultados y discusión para los diferentes esquemas de interconexión. En la última sección se resumirán las conclusiones del trabajo.

II. MODELO PARA LA SIMULACIÓN

Proponemos un modelo de simulación como el esquematizado en la Fig.1 mediante un diagrama de bloques. Un primer bloque tiene como función simular el movimiento y efecto de las nubes ante una determinada radiación, mientras que el correspondiente al arreglo de módulos entrega la tensión y corriente de salida del mismo. Posteriormente, se encuentra una etapa de conversión de potencia de corriente continua donde se realiza el seguimiento del punto de máxima potencia y se obtiene como salida la curva de potencia y el PMP. Finalmente se convierte la corriente continua en corriente alterna teniendo como entrada la potencia en continua y como salida la potencia en alterna. Tanto las variables de entrada como de salida de todos los bloques son funciones del tiempo.

El modelado de la nube se realiza de manera que la radiación que recibe cada módulo varía en el tiempo. El tipo de nubosidad determinará la radiación que reciba en forma efectiva cada uno de los módulos

C. R. Sánchez Reinoso y D. H. Milone pertenecen al Centro de Investigación y Desarrollo en Señales, Sistemas e Inteligencia Computacional (SINC), Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas, Universidad Nacional del Litoral - CONICET, Ciudad Universitaria UNL, (3000) Santa Fe, Argentina, e-mail: {csanchezreinoso, dmilone}@fich.unl.edu.ar

R. H. Buitrago pertenece al Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC), Universidad Nacional del Litoral - CONICET, y al Departamento de Física, Facultad de Ingeniería Química, Universidad Nacional del Litoral, Güemes 3450, (3000) Santa Fe, Argentina, e-mail: rbuitre@intec.unl.edu.ar

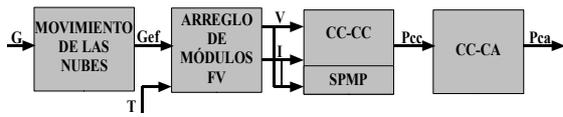


Fig. 1. Esquema general del modelo para la simulación

$$G_e(x, y, t) = G(x, y, t)n(x, y, t) \quad (1)$$

donde $G_e(\bullet)$ es la radiación efectiva; $G(\bullet)$ es la radiación total y $n(\bullet)$ es el efecto de la nube. La ubicación de cada módulo dentro del arreglo está dado por (x, y) . Un video es utilizado para incorporar al modelo en los diferentes movimientos en $n(\bullet)$ sobre el parque fotovoltaico. Los valores de cada pixel de la nube determinan la radiación efectiva que recibe cada módulo.

Un módulo fotovoltaico está constituido por un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas. Las celdas son caracterizadas en base a sus propiedades físicas mediante un circuito eléctrico equivalente [8] y usualmente se expresa el modelo matemático de un módulo como una extensión del correspondiente a una celda, dado por las ecuaciones

$$I = I_L - I_0 - \frac{V + IR_S}{R_{sh}}, \quad (2)$$

$$I_0 = I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + IR_S}{m_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + IR_S}{m_2 V_t} \right) - 1 \right] \quad (3)$$

donde I es la corriente eléctrica suministrada por la celda solar; I_L es la corriente fotogenerada; I_{01} e I_{02} son las corrientes que representan a los fenómenos de difusión en las zonas neutras y de recombinación en la zona de carga respectivamente; V_t es el voltaje térmico ($V_t = kT/e$) siendo k la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón); m_1 y m_2 son factores que representan fenómenos de difusión y recombinación [9, 10]; R_S es la resistencia serie; y R_{sh} la resistencia paralelo.

Para cada condición de operación la resolución de un sistema de ecuaciones implícitas no lineales permite obtener los siete parámetros desconocidos de este modelo y las correspondientes curvas V-I y V-P de un panel (Fig. 2). El costo computacional tiene un importante crecimiento al considerar la variabilidad temporal de dichas condiciones y más aún si la central es grande, dado los miles de módulos que la conforman.

A. Modelo Neuronal del Panel

Proponemos modelar cada módulo de manera que el tiempo de cómputo empleado para el caso de grandes cantidades de módulos permita su utilización en aplicaciones en tiempo real.

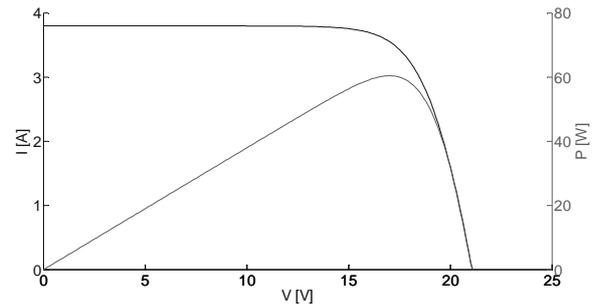


Fig. 2. Curva V-I y V-P de un módulo fotovoltaico.

Con ese fin modelamos cada panel mediante una red neural del tipo perceptrón multicapa (PMC), con las variables físicas temperatura y radiación constituyendo dos entradas, una capa oculta con 9 neuronas y una capa de salida de 40 nodos (Fig. 3). La red proporciona 40 salidas que forman dos vectores de 20 componentes correspondientes a la tensión y la corriente del módulo. Donde el punto de operación del módulo para una cierta carga está dado por un par de componentes (v_k, i_k).

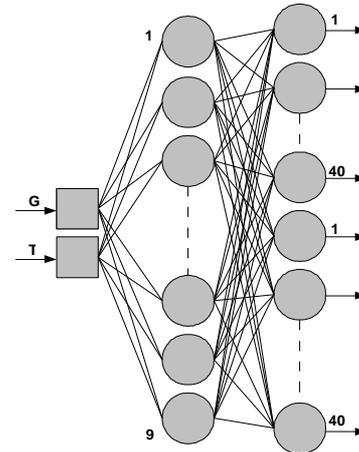


Fig. 3. Modelo neuronal de panel fotovoltaico

En la capa oculta se usan funciones de activación sigmoideas y en la capa de salida funciones lineales [11]. El modelo de las neuronas ocultas puede expresarse como

$$h_j = g \left(\sum_{i=1}^N w_{ji} x_i + b_j \right) \quad j=1,2,\dots,N_j \quad (4)$$

donde $g(\bullet)$ es la función sigmoide, h_j es la salida de la neurona oculta j y b_j representa el sesgo de dicha neurona.

La salida de la red está dada por la función

$$z_k = \sum_{j=1}^{N_j} w_{kj} h_j + b_k \quad k=1,2,\dots,K \quad (5)$$

Se tomó un módulo fotovoltaico comercial para su

caracterización, y se realizaron ensayos bajo diferentes condiciones de radiación y temperatura en el Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC) con el objetivo de obtener los datos de tensión y corriente a emplear en el entrenamiento de la red neuronal. Los procedimientos, condiciones de medida y equipos utilizados en las mediciones cumplen la norma IEC-904. Se emplearon radiaciones de 400, 500, 600 y 750 W/m² y temperaturas de celda en pasos de 5 °C, desde los 25 °C a los 65 °C.

Los datos del módulo obtenidos experimentalmente pueden extrapolarse de manera de poder contar con una mayor cantidad de datos para el entrenamiento de la red. El método de extrapolación que empleamos está basado en la norma internacional IEC-891, la cual describe el proceso para corregir con la irradiancia y la temperatura la característica I-V de un dispositivo fotovoltaico siempre que el rango de irradiancia al que se vaya a corregir esté en $\pm 30\%$ con respecto al medido. Según dicha norma, la característica I-V de un dispositivo fotovoltaico se podrá corregir a condiciones estándar de medida (radiación de 1000 W/m² y temperatura de 25 °C) u otras condiciones deseadas aplicando las ecuaciones siguientes:

$$I_2 = I_1 - I_{SC} \left(\frac{I_{SR}}{I_{MR}} - 1 \right) + A(T_2 - T_1) \quad (6)$$

$$V_2 = V_1 - R_s(I_2 - I_1) - KI_2(T_2 - T_1) + B(T_2 - T_1) \quad (7)$$

donde (I_1, V_1) son las coordenadas de los puntos I-V medidos; (I_2, V_2) son las coordenadas correspondientes de los puntos en la curva corregida; I_{SC} es la corriente de cortocircuito medida del dispositivo bajo ensayo; I_{MR} es la corriente de cortocircuito medida para el dispositivo de referencia; I_{SR} es la corriente de cortocircuito del dispositivo de referencia en CEM u otras condiciones a las que se desee extrapolar la curva I-V; T_1 es la temperatura medida del dispositivo bajo prueba; T_2 es la temperatura en condiciones estándar u otras condiciones a las que se extrapole la curva; A es el coeficiente de variación de la corriente con la temperatura (0,002 [A / °C]); B es el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura (-0,082 [V / °C]); R_s es la resistencia interna de la especie test; K es un factor de corrección de la curva (0,004 [V / °C A]). Nosotros determinamos experimentalmente los valores de estos parámetros siguiendo el procedimiento descrito en la norma antes citada. De esta forma se obtuvieron 72 patrones de entrada para entrenar la red neuronal. Para 1440 condiciones de temperatura, radiación y carga, la red entrenada permite obtener la tensión de un módulo fotovoltaico.

Se realizó una partición de los datos, en datos de entrenamiento y datos de validación. Empleamos el método de entrenamiento de retropropagación del error, con

minimización del error cuadrático medio. Se ajustaron las matrices de pesos w_{ji} y w_{kj} realizándose un entrenamiento por lotes, y calculándose el error de entrenamiento y el error de validación en cada iteración. La detención del entrenamiento se realizó cuando la red consigue el pico de generalización, utilizándose para ello el criterio de parada de temprana. Este procedimiento se realizó para varias redes, tomándose la red neuronal con mejor desempeño.

B. Convertidor y Seguidor del Punto de Máxima Potencia

En este trabajo modelamos el bloque que realiza la conversión de corriente continua en corriente alterna como un inversor de dos etapas. En una etapa se encuentra el convertidor CC-CC con seguidor del punto de máxima potencia (SPMP), y la etapa restante realiza la conversión CC-CA. El punto de operación del módulo, localizado en (v_k, i_k) , depende de la impedancia vista por el mismo. El punto donde la potencia es máxima (Fig. 2) se denomina punto de máxima potencia (PMP) y constituye el punto de operación óptimo.

La resolución de las siguientes ecuaciones mediante algún método numérico permite encontrar el PMP

$$P = V \left(I_L - I_0 - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (8)$$

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (9)$$

La corriente y tensión óptimas de operación varían al cambiar las condiciones climáticas de temperatura y radiación, por lo que resulta necesario un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia. Un sistema SPMP entrega una señal modulada por ancho de pulsos con un determinado ciclo de trabajo que controla la conmutación del convertidor de corriente continua (CC-CC). La impedancia de la carga y el ciclo de trabajo determinan la impedancia de entrada del convertidor. El algoritmo del SPMP debe encontrar un ciclo de trabajo tal que el punto de operación del arreglo fotovoltaico sea óptimo, es decir, sea igual al punto de potencia máxima.

Para conseguir un menor costo computacional al buscar el PMP, usualmente no se resuelven (8) y (9) sino que se busca el punto donde la primera derivada sea nula mediante algún algoritmo más sencillo. Nosotros empleamos el algoritmo de perturbación y observación [2] para el seguimiento del punto de máxima potencia. Dicho algoritmo decrementa o incrementa (perturbación) la tensión en los terminales del módulo y si la derivada $dP/dV > 0$ (observación) sigue perturbando en igual sentido el punto de operación aproximándolo al de máxima potencia. El proceso es repetido hasta que $dP/dV < 0$, en cuyo caso el sentido de la perturbación se cambia de manera de mover el punto de operación en dirección opuesta.

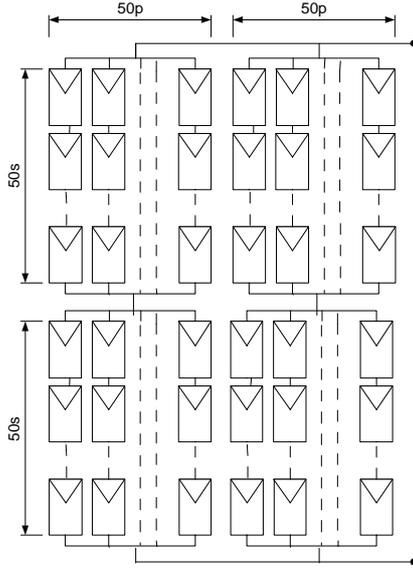


Fig. 4. Esquema de conexión de la configuración 2.

El inversor tiene una segunda etapa, donde se transforma la corriente continua en corriente alterna (CA-CC). Esta etapa tiene como entradas V e I y como salida la potencia generada. La relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada dan la eficiencia del inversor. En un modelo de simulación, no es posible ir realizando mediciones directas de la salida para calcular dicha eficiencia. Nosotros modelamos este convertidor considerando la variación de su eficiencia en el tiempo, como una función de la potencia nominal del inversor y de la potencia de entrada [12]. Básicamente, el método consiste en pensar a la diferencia entre la potencia en continua y las pérdidas de potencia en el inversor como la potencia en corriente alterna, y definiendo la eficiencia instantánea como

$$r_{inv}(P_N, t) = \frac{P_N(t)}{P_N(t) + k_0 + k_1 P_N(t) + k_2 P_N(t)^2} \quad (10)$$

donde $P_N = P_{dc} / P_{nom}$, con P_{dc} potencia de entrada y P_{nom} potencia nominal del inversor; k_0 representa las pérdidas en vacío; k_1 está asociada a las pérdidas lineales con la corriente debidas a caídas de tensión en diodos, transistores y otros componentes; y k_2 está asociada a las pérdidas cuadráticas con la corriente debidas fundamentalmente a resistencias.

Nosotros tomamos valores de los parámetros k_0 , k_1 y k_2 obtenidos de una muestra representativa de inversores comerciales de alta eficiencia [13]. Estos valores fueron calculados experimentalmente midiendo la eficiencia del inversor para diferentes valores de la potencia de entrada.

C. Conexión

Vamos a representar las diferentes configuraciones simuladas las vamos a representar mediante una notación

TABLA I
CONFIGURACIONES CON UN ÚNICO INVERSOR

	Esquema de conexionado	PRh	PRv
1	$(100s100p)_1$	0.19	0.33
2	$[(50s50p)_1 S (50s50p)_2]_1 // [(50s50p)_3 S (50s50p)_4]_2$	0.41	0.44
3	$(50s100p)_1 S (50s100p)_2$	0.24	0.32
4	$(100p)_1 S (100p)_2 \dots S (100p)_{100}$	0.77	0.56
5	$[(50s50p)_1 S \dots (50s50p)_{100}]_1 // [(50s50p)_{101} S \dots (50s50p)_{200}]_2$	0.68	0.67
6	$(100s50p)_1 // (100s50p)_2$	0.44	0.3
7	$(75s100p)_1 S (25s100p)_2$	0.49	0.52
8	$[(75s50p)_1 S (25s50p)_2]_1 // [(75s50p)_3 S (25s50p)_4]_2$	0.45	0.29
9	$[(50s100p)_1]_1 S [(100p)_2 S \dots (100p)_{51}]_2$	0.56	0.48
10	$[(75s100p)_1]_1 S [(100p)_2 S \dots (100p)_{26}]_2$	0.53	0.51

especial que resultara útil al momento de expresar resultados y discusiones de una manera más sintética.

Los símbolos (\bullet) indican que el grupo es de nivel uno, [\bullet] representan un grupo de nivel dos, y los subíndices hacen referencia al número de grupo del nivel correspondiente. Para la configuración mostrada en la Fig. 4 la expresión $[(50s50p)_1 S (50s50p)_2]_1 // [(50s50p)_3 S (50s50p)_4]_2$ indica que hay cuatro grupos de nivel 1 formados por 50 ramas en paralelo con 50 módulos en serie por cada rama y hay dos grupos de nivel 2 conectados en paralelo, los cuales consisten en grupos de nivel 1 conectados en serie. La conexión en paralelo de grupos de nivel dos se indica mediante // y su conexión en serie mediante S.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En las simulaciones consideramos que el comportamiento horario de la radiación y la temperatura presentan una forma de curva típica a lo largo de un día y que los datos tienen una frecuencia horaria. A continuación analizaremos el desempeño de diferentes configuraciones del arreglo ante varias condiciones de sombreado.

A. Medidas de Rendimiento

Necesitamos un índice o medida de rendimiento que permita analizar distintas configuraciones. Nosotros empleamos para ese fin el índice de desempeño PR, que se calcula como

$$PR = \frac{\int P_{ac}(t) dt}{r_{SMC} \int G(x, y, t) dA dt} \quad (11)$$

donde P_{ac} es la potencia en corriente alterna; G es la radiación; A es el área del arreglo y r_{SMC} es el rendimiento del módulo bajo condiciones de medida estándar. La relación entre la energía generada en corriente alterna y la que entregaría un sistema con los módulos funcionando en las condiciones estándar de medida y en forma ideal (sin pérdidas) es el PR. En el denominador de (11) la energía se calcula

TABLA II
CONFIGURACIONES CON DOS INVERSORES

Esquema de conexionado	PRh	PRv
2' $\{(50s50p)_1 S (50s50p)_2\}_1 \text{inv1}$	0.39	0.40
3' $\{(50s50p)_3 S (50s50p)_4\}_2 \text{inv2}$ $\{(50s100p)_1\} \text{inv1}$ $\{(50s100p)_2\} \text{inv2}$	0.27	0.34
4' $\{(100p)_1 \dots S (100p)_{50}\} \text{inv1}$ $\{(100p)_{51} \dots S (100p)_{100}\} \text{inv2}$	0.78	0.52
5' $\{(50s50p)_1 S \dots (50s50p)_{100}\}_1 \text{inv1}$ $\{(50s50p)_{101} S \dots (50s50p)_{200}\}_2 \text{inv2}$	0.63	0.59
6' $\{(100s50p)_1\} \text{inv1} \{(100s50p)_2\} \text{inv2}$	0.42	0.29
7' $\{(75s100p)_1\} \text{inv1} \{(25s100p)_2\} \text{inv2}$	0.55	0.57
8' $\{(75s50p)_1 S (25s50p)_2\}_1 \text{inv1}$ $\{(75s50p)_3 S (25s50p)_4\}_2 \text{inv2}$	0.4	0.28
9' $\{(50s100p)_1\}_1 \text{inv1}$ $\{(100p)_2 S \dots (100p)_{51}\}_2 \text{inv2}$	0.64	0.56
10' $\{(75s100p)_1\}_1 \text{inv1}$ $\{(100p)_2 S \dots (100p)_{26}\}_2 \text{inv2}$	0.61	0.57

mediante integración espacio-temporal, dado que cada panel recibe una energía particular que varía en el tiempo, ya que una condición realista del sombreado de debe ser dinámica y heterogénea.

B. Rendimiento con un inversor central

Se realizaron simulaciones teniendo en cuenta la utilización de un inversor central y diferentes formas conectar los paneles del arreglo. En la Tabla I se pueden observar los resultados con nubes moviéndose en dirección vertical y horizontal sobre el campo de paneles, con distintos esquemas de conexión.

Los resultados indican que un solo grupo de paneles asociados en series y dichas series en paralelo tiene el menor rendimiento (configuración 1). El máximo PR obtenido es de 0.77, con el esquema 4, y sin embargo este esquema muestra una marcada disminución al cambiar la dirección del sombreado. Con el esquema de conexión 5 se obtienen valores de PR entre 0.66 y 0.68, lo que evidencia su buen rendimiento incluso al cambiar las condiciones de sombreado. De estos resultados se observa que conectar demasiados paneles en paralelo conlleva a una disminución en la inmunidad del esquema al tipo de sombreado. En el caso de un sombreado que se produzca en dirección de la serie resultante, ocasionaría un desbalance mayor que si las nubes se desplazaran perpendicularmente a la misma, debido a corrientes de magnitudes más grandes en cada grupo de paralelos. A pesar de lo anteriormente mencionado, en general el incremento de módulos en paralelo aumenta el rendimiento.

C. Rendimiento con dos inversores centrales

La Tabla II muestra los resultados de las simulaciones cuando en la conversión de corriente alterna en corriente continua se utilizan dos inversores. Respecto a los esquemas que utilizan un solo inversor, se consigue el mayor incremento del rendimiento equivalente con el esquema 10 para nubes moviéndose horizontalmente y con el esquema 9 cuando las nubes pasan verticalmente. Sin embargo, hay situaciones en las que el uso de dos inversores ocasiona una disminución en el desempeño. Las mayores caídas del rendimiento se dan para la

configuración 8 cuando las nubes se mueven horizontalmente, y con el esquema 5 para desplazamiento vertical de la nubosidad. El mayor desempeño se obtiene con el esquema de conexión 4'. Además, este esquema cuando las nubes se mueven horizontalmente, no muestra un cambio significativo en su rendimiento respecto al caso de emplear un inversor, lo que indica una mayor robustez al sombreado horizontal con un esquema de muchos paneles en paralelo. Si se utiliza una configuración de dos inversores que conecte una serie de paneles menor que su equivalente al usar un solo inversor, se obtienen incrementos mayores del PR.

IV. CONCLUSIONES

Se implementó un modelo de simulación de centrales fotovoltaicas que permite obtener el rendimiento global del sistema. En las simulaciones se considera que cada uno de los paneles que forman el arreglo puede estar bajo una diferente condición de operación y que además ésta puede variar a lo largo del tiempo. Este comportamiento puede deberse a la acción del sombreado producido por nubes. También pueden simularse los movimientos de nubes en diferentes direcciones y distintas configuraciones del arreglo de módulos. Los resultados muestran que el agrupamiento de mayor cantidad de módulos en paralelo puede beneficiar al rendimiento global y que dichas configuraciones no son necesariamente las más robustas al cambiar la dirección del sombreado. Un aumento en la cantidad de inversores empleados puede mejorar el PR si las configuraciones de conexión de los paneles resultantes tienen una menor cantidad de módulos en serie. El modelo de simulación propuesto nos permite explorar diferentes alternativas y encontrar configuraciones más eficientes para centrales de mediana y gran potencia.

V. REFERENCIAS

- [1] T. Markvart., *Solar Electricity*, 2nd Ed., England: Wiley, 2000.
- [2] R. Faranda and S. Leva, "Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems," WSEAS Trans. Power Systems, vol.3, pp. 446-455, Junio 2008.
- [3] H. Kawamura, K. Naka, N. Yonekura, S. Yamanaka, H. Kawamura, H. Ohno, and K. Naito, "Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 75, pp. 613-621, February 2003.
- [4] T. Shimizu, M. Hirakata, T. Kamezawa and H. Watanabe, "Generation control circuit for photovoltaic modules," *IEEE Trans. Power Electronics*, vol. 16, pp. 293-300, 2001.
- [5] M.C. Alonso-García, J.M. Ruiz, and F. Chenlo, "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, pp. 329-340, February 2006.
- [6] V. Quaschnig and R. Hanitsch, "Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells," *Solar Energy*, vol. 56, pp. 513-520, June 1996.
- [7] Jayanta Deb Mondol, Yigzaw G. Yohanis, and Brian Norton, "Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems," *Solar Energy*, vol. 80, pp. 1517-1539, December 2006.
- [8] G. L. Araujo, E. Sanchez, and M. Martín, "Determination of the two-exponential solar cell parameters from empirical data," *Solar cells*, vol. 5, pp. 199-204, 1982.
- [9] M. Wolf, G.T. Noel, and R.J. Stirn, "Investigation of the double exponential in the current-voltage characteristics of silicon solar cells," *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 24, pp. 419-428, 1977.

- [10] K. R. McIntosh, P. P. Alternatt, and G. Heiser. "Depletionregion recombination in silicon solar cells: When does $m=2$?", in Proc. 2000 16th European PV Solar Energy Conference, pp. 250–253.
- [11] S. Haykin, *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*, 2nd Ed., New York: Prentice Hall, 1998.
- [12] M. Jantsch, H. Schmidt, and J. Schmid. "Results on the concerted action on power conditioning and control," Proc. 1992 11th European PV Solar Energy Conference, pp. 1589–1592.
- [13] E. Lorenzo, "Retratos de la conexión fotovoltaica a la red," *Era Solar*, vol. 126, pp. 52–58, 2005.

University of Minnesota, Glastech Solar Inc, Colorado, USA; Centro de la Ricerca Fotovoltaica, Portici, Italy; University of New South Wales, Australia; and INTEC, CONICET, Argentina.

Sus campos de interés incluyen física de semiconductores, celdas solares, sistemas fotovoltaicos, y energías renovables.

VI. BIOGRAFÍAS



Carlos R. Sánchez Reinoso nació en San Fernando del Valle de Catamarca (Catamarca), Argentina, en 1981. Recibió el grado de Ingeniero Electrónico con honores por la Facultad de Tecnología y Ciencias Aplicadas de la Universidad Nacional de Catamarca, Argentina, en 2007. Desde 2007 pertenece al Departamento de Electrónica de la Facultad de Tecnología y Ciencias Aplicadas de la Universidad Nacional de Catamarca. Desde 2008 es becario de investigación del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina y pertenece al Centro de Señales, Sistemas e Inteligencia Computacional de la Universidad Nacional del Litoral, donde también realiza sus estudios de doctorado.

Sus intereses de investigación incluyen la inteligencia artificial y el procesamiento de señales con aplicaciones en la generación y distribución de energía.



Diego H. Milone nació en Rufino (Santa Fe), Argentina, en 1973. Recibió el grado de Bioingeniero (Hons.) por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Entre Ríos, Argentina, en 1998, y el Doctorado en Microelectrónica y Arquitectura de Computadores por la Universidad de Granada, España, en 2003. Desde 1995 hasta 2002 perteneció al Departamento de Bioingeniería y al Departamento de Matemática e Informática de la Facultad de Ingeniería de la

Universidad Nacional de Entre Ríos. Desde 2002 hasta 2009 se desempeña como Profesor Adjunto y a partir del 2009 como Profesor Titular en el Departamento de Informática de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas de la Universidad Nacional del Litoral. Desde 2006 hasta 2009 fue Investigador Asistente y desde 2009 es Investigador Adjunto del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, Argentina.

El Profesor Milone fue Secretario de Ciencia y Técnica de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas de la Universidad Nacional del Litoral en el período 2005-2006 y actualmente se desempeña como Director del Departamento de Informática de la misma institución. Fue fundador del Centro de Señales, Sistemas e Inteligencia Computacional de la Universidad Nacional del Litoral y se desempeñó como miembro y presidente de comité en diversas conferencias sobre Computación, Bioingeniería y Matemática Aplicada.

Sus intereses de investigación incluyen: aprendizaje estadístico, reconocimiento de patrones, procesamiento de señales, modelado de sistemas complejos y computación neuronal y evolutiva, con diversas aplicaciones en visión por computadora, reconocimiento del habla, generación y distribución de energía, señales biomédicas y bioinformática.



Román H. Buitrago nació en Jujuy, Argentina el 16 de marzo de 1944. El se graduó en la Universidad Nacional del Litoral como Ingeniero Químico en 1967 y obtuvo su Ph.D in Material Sciences en la Universidad de Minnesota, USA, en 1978.

El trabajó en el Departamento de Física de la Universidad Nacional del Litoral, Department of Chemical Engineering and Material Sciences of the