

## **Metodología de Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos vía Modelado y Simulación Computacional**

**Jaime Javier Vera Moreira**

**CIFP-UNE/Facultad Politécnica, Universidad Nacional del Este**

**Campus UNE km 8 Acaray, Ciudad del Este - Paraguay**

### **RESUMEN**

Los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos, o SFVA, son la integración de un conjunto de elementos necesarios para proveer electricidad a una carga aislada de la red de suministro eléctrico, mediante uso de la radiación solar como recurso energético exclusivo. Los SFVA basan su operación en los paneles fotovoltaicos, dispositivos fotosensibles que apoyados en el fenómeno conocido como “efecto fotovoltaico” transforman la radiación solar incidente sobre ellas en electricidad. Además, los SFVA requieren de un sistema de almacenamiento de energía, en general un banco de baterías, en orden a cubrir la demanda energética en horarios nocturnos y en periodos de baja radiación solar.

La viabilidad económica de los SFVA está sujeta a la determinación de configuraciones apropiadas, en términos de capacidad de generación y almacenamiento, que satisfagan la demanda al mínimo costo mientras se cumple un determinado nivel de confiabilidad. A este procedimiento se lo denomina dimensionamiento de un SFVA. En la bibliografía se hace referencia a varios métodos de dimensionamiento que, según su precisión y complejidad, pueden ser clasificados en métodos simplificados o intuitivos [3-7], analíticos [8-11] y numéricos [12-16].

En este trabajo se propone un método de dimensionamiento en base a simulación computacional del balance energético de un SFVA con perfil de carga horaria CC, utilizando series históricas de datos meteorológicos [19] e índice “Loss of Power Supply Probability” o LPSP [10, 16] como criterio de dimensionamiento. Se da especial énfasis al modelado de componentes básicos y su integración en un SFVA a través de ecuaciones de balance de potencia. Se desarrolla un algoritmo de construcción del espacio de diseño utilizando curvas de isoconfiabilidad estimadas mediante simulación de diferentes configuraciones de cantidad de paneles fotovoltaicos y baterías. Los resultados muestran la existencia de una significativa reducción de los requerimientos en capacidad de generación y acumulación cuando comparados con el método de dimensionamiento intuitivo desarrollado por Sandía Labs [6].

### **PALABRAS CLAVES**

Sistemas Fotovoltaicos Autónomos, dimensionamiento, modelado y simulación, Loss of Power Supply Probability.

## 1. INTRODUCCIÓN

La Energía Eléctrica es el recurso básico e imprescindible que posibilita el desarrollo de la sociedad y garantiza su bienestar. Los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos, SFVA, son sistemas efectivos de provisión de electricidad, con características especiales tales como modularidad y mantenimiento reducido. Esas cualidades convierten a los SFVA en una alternativa prometedora de suministro energético, sobretudo en países donde la distribución demográfica muestra mayor asentamiento de la población en comunidades remotas que no cuentan con acceso a la red de suministro eléctrico y, con frecuencia, carecen de infraestructura básica [1].

Los SFVA basan su operación en los paneles fotovoltaicos, dispositivos fotosensibles que generan electricidad a partir de la radiación solar incidente sobre ellos, apoyados en el “efecto fotovoltaico”. La configuración básica de un SFVA es la formada por el sistema de generación, compuesto por una asociación serie-paralelo de paneles fotovoltaicos, el sistema de acumulación con banco de baterías recargables, y las cargas eléctricas (figura I). Las baterías almacenan energía en periodos de sobreproducción para luego despachadas en horarios nocturnos o en periodos de baja radiación. Además, garantizan estabilidad de tensión y supresión de transitorios [27]. La naturaleza aleatoria de la radiación solar obliga a que los SFVA cuenten con un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de controlar y regular la producción de electricidad dentro de estándares apropiados, disminuir la ocurrencia de fallas y preservar la integridad de los equipos.

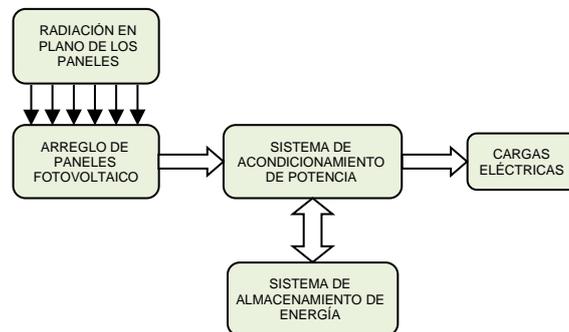


Figura I: Componentes Básicos de un SFVA. Fuente [26]

Para convertir los SFVA en una opción económicamente viable es vital determinar configuraciones apropiadas en términos de capacidad de generación (cantidad de paneles) y capacidad de acumulación (cantidad de baterías), que puedan atender a la demanda al menor costo mientras se cumple un determinado nivel de confiabilidad. Este procedimiento se denomina dimensionamiento. En la bibliografía se hace referencia a varios métodos de dimensionamiento siendo clasificados principalmente según complejidad y precisión [17]. Una forma común de clasificación es en tres grupos: intuitivos, analíticos y numéricos. A continuación se hace una breve descripción de cada método.

- i. Métodos Intuitivos [3-7]: utilizan información meteorológica en promedios de largo plazo para estimar el desempeño esperado de los SFVA, y con esto determinar la capacidad requerida de generación, y días de autonomía para determinar la capacidad de acumulación. En las referencias [3-5] se han desarrollado procedimientos para estimar promedios de largo plazo de eficiencia de paneles, exceso de energía producida y capacidad de almacenamiento en base a parámetros de paneles y promedios de largo plazo de datos meteorológicos. Estos trabajos junto con el concepto de utilizabilidad desarrollado por Whillier y mejorado por Klein [18] han dado origen al método de dimensionamiento PV F-Chart descrito en [2]. El método desarrollado por laboratorios Sandia [6] es un método clásico de dimensionamiento simplificado a base de planillas que orientan paso a paso el

- diseño de un SFVA. En este trabajo se utiliza este método como un primer abordaje al dimensionamiento.
- ii. Métodos Analíticos [8-11]: utilizan ecuaciones con coeficientes empíricos para describir la capacidad de generación y acumulación en función de indicadores de confiabilidad como el “Loss of Power Supply Probability” o LPSP [10, 16], o el “Loss of Load Probability” o LOLP [13]. En [8] se ha propuesto un método de optimización en base a parámetros que relacionan las variables del sistema con su desempeño, obtenidos mediante ajuste de resultados de varias simulaciones ante diferentes condiciones de flujo solar, capacidad de generación y almacenamiento. En [9] se propone un algoritmo de optimización en base a minimización del costo del ciclo de vida, el cual es matemáticamente formulado. En [10] se propone un método de cálculo directo de la LPSP a partir de modelos probabilísticos y el método de convolución. Los métodos analíticos crean relaciones entre capacidad de generación y acumulación en forma de curvas de isoconfiabilidad [17].
  - iii. Métodos Numéricos [12-16]: utilizan modelos computacionales de cada componente de un SFVA con el objetivo de evaluar el desempeño general del sistema. Ofrecen la oportunidad de evaluar los efectos de combinaciones de capacidad de generación y acumulación sobre el desempeño del sistema a largo plazo [2]. Son los más precisos pero tienen la desventaja de requerir series largas de radiación solar, muchas veces no disponibles. Algunos autores [13,16] han contornado el problema de la disponibilidad de datos meteorológicos mediante técnicas de generación de series sintéticas. Los métodos de simulación computacional son expeditivos pero proporcionan un marco de referencia para estudios de optimización [15].

En este trabajo se propone un método de dimensionamiento en base a simulación computacional del balance energético de un SFVA con perfil de carga horaria CC, utilizando series históricas de datos meteorológicos disponibles en [19] e índice LPSP como criterio de dimensionamiento. Se da especial énfasis al modelado de los componentes básicos y su integración en un SFVA a través de ecuaciones de balance de potencia. Se desarrolla un algoritmo para construir el espacio de diseño utilizando las curvas de isoconfiabilidad del SFVA estimadas mediante simulación ante diferentes configuraciones de cantidad de paneles fotovoltaicos y baterías.

## 2. MODELADO DE COMPONENTES

Se resume la metodología desarrollada para el modelado de los componentes de la figura I, con excepción del sistema de acondicionamiento de potencia, es decir, el punto de operación del sistema será regulado por el banco de baterías [25]. Se trata de capturar nada más la esencia de los modelos puesto que los mismos son complejos y requieren una extensa comprensión de los fenómenos involucrados en especial el modelo de cargas, que sigue un perfil constante con voltaje igual a la tensión del sistema. Las referencias ofrecen una visión más precisa para los interesados.

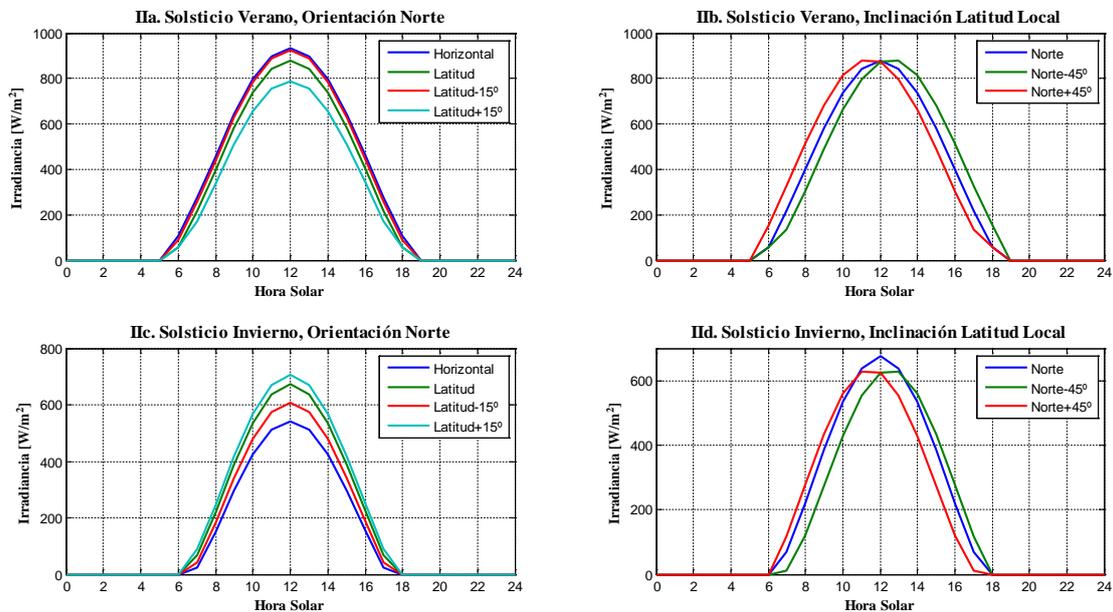
### 2.1 Radiación en plano de los paneles solares

El método de cielo isotrópico para cálculo de radiación en plano inclinado [2] junto con la disponibilidad de datos de radiación diaria y temperatura ambiente [19] es suficiente para cumplir con los objetivos de este trabajo. El mismo utiliza relaciones de la geometría Sol-Tierra esbozadas con detalle en [20] y utiliza como datos de irradiación diaria en superficie horizontal  $H$ , suponiendo cielo claro. El método puede ser descrito como una sucesión de pasos básicos:

- i. Cargar datos disponibles de irradiación global diaria en superficie horizontal  $H$ ;
- ii. Calcular la componente difusa  $H_d$  de  $H$  mediante las correlaciones propuestas en [21];

- iii. Calcular la irradiancia horaria global  $\bar{I}$  y difusa  $I_d$  a partir de la irradiación global diaria  $H$  y difusa  $H_d$  en superficie horizontal, de acuerdo a las funciones de correspondencia para cielo claro propuestas en [22]; y
- iv. Calcular los valores horarios de irradiancia en plano inclinado  $I_t$  considerando el modelo de cielo isotrópico descrito en [2].

En la figura II se muestran ejemplos de la distribución horaria de la irradiancia en plano inclinado  $I_t$  de acuerdo al modelo descrito para los solsticios de verano e invierno. En las figuras IIa y IIc se observa el efecto de la inclinación  $\beta$  de los paneles respecto a la horizontal con orientación norte ( $\psi=180^\circ$ ). En las figuras IIb y IId se observa el efecto del desvío acimutal  $\psi$  en relación a un plano orientado al norte con inclinación igual a la latitud local. Para más detalles de los efectos en el perfil de la distribución de la irradiancia de la inclinación  $\beta$  y el desvío acimutal  $\psi$  véase por ejemplo [2].



**Figura II: Ejemplos de la distribución horaria de la irradiancia en plano inclinado  $I_t$**

## 2.2 Paneles Fotovoltaicos.

Son asociaciones serie-paralelo de células fotovoltaicas, la unidad básica de generación eléctrica. Sus descriptores de desempeño son las curvas  $I-V$  y  $P-V$ . Al variar la carga conectada a los paneles y manteniendo su temperatura de operación  $T_c$  e irradiancia  $I_t$  constantes, la corriente  $I_p$  y tensión  $V_p$  cambiarán produciendo sus características particulares. Tales características pueden obtenerse del ampliamente difundido circuito equivalente de la figura III [23,25,27]. La ecuación (1) surge de la aplicación de las leyes de kirchoff al circuito equivalente y describe con precisión la relación  $I-V$  para temperatura e irradiancia dadas. La temperatura de operación  $T_c$  es calculada según (2) [27], siendo  $NOCT$  la temperatura nominal de operación del panel fotovoltaico y la distribución horaria de temperatura ambiente  $T_a$  implementada según el modelo propuesto por Lorenzo (1994) y descrito en [16].

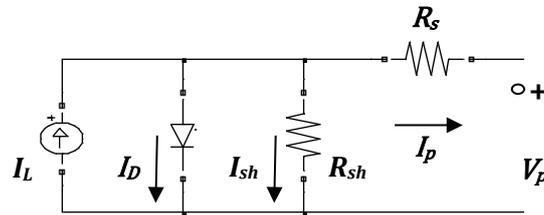


Figura III: Circuito equivalente del modelo de paneles fotovoltaicos. Fuente [23]

$$I_p = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left( e^{\frac{V_p + R_s I_p}{a}} - 1 \right) - \frac{V_p + R_s I_p}{R_{sh}} \quad (1)$$

$$T_c = T_a + \frac{(NOCT - 20)}{800} I_t \quad (2)$$

El modelo de “5 parámetros” descrito en [23] es el implementado. Resuelve (1) mediante información proporcionada por el fabricante en sus catálogos para condiciones de ensayo padrón o STC. En el mismo, la corriente fotogenerada  $I_L$ , la corriente reversa de saturación  $I_0$ , la resistencia paralela  $R_{sh}$ , la resistencia serie  $R_s$  y el factor de idealidad  $a$  en (1) son calculados para cada condición operativa, es decir, para un determinado nivel de irradiancia y temperatura del panel fotovoltaico. La figura 4 muestra ejemplos de curvas  $I-V$  y  $P-V$  obtenidas para dos paneles en serie policristalinos Solarex MegaCell/MSX-64 de características expuestas en [23]. En IVa y IVc se observa el efecto sobre la respuesta de los paneles que tiene la irradiancia, y en IVb y IVd el efecto de la temperatura.

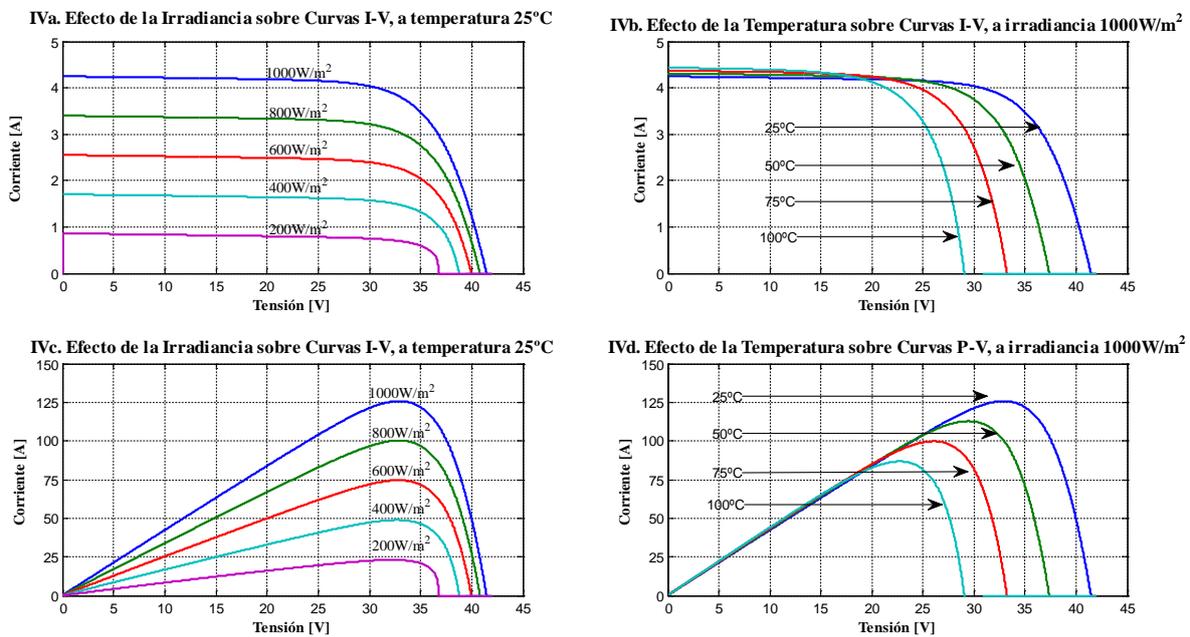


Figura IV: Curvas I-V y P-V obtenidas del modelo "5 parámetros" panel Solarex MegaCell/MSX-64

### 2.3 Baterías

El modelo propuesto en [25] para baterías de plomo-ácido es el implementado puesto que considera las variaciones en las características de tensión y “estado de carga” o  $SOC$ , en función al carácter dinámico de la corriente. El mismo modela una celda primaria de plomo-ácido de 2V mediante su circuito equivalente

(figura V) y con asociaciones del tipo serie-paralelo obtiene niveles de tensión y capacidad deseados. La fuente  $V_g$  en la figura V representa la tensión de circuito abierto debida a la energía almacenada y es función del  $SOC$ , mientras que la resistencia  $R_g$  representa las pérdidas internas y es función de la corriente  $I_{bat}$ , temperatura de operación  $T_{bat}$  y el  $SOC$ . La tensión  $V_{bat}$  es el voltaje entre bornes.

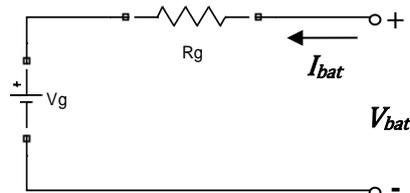
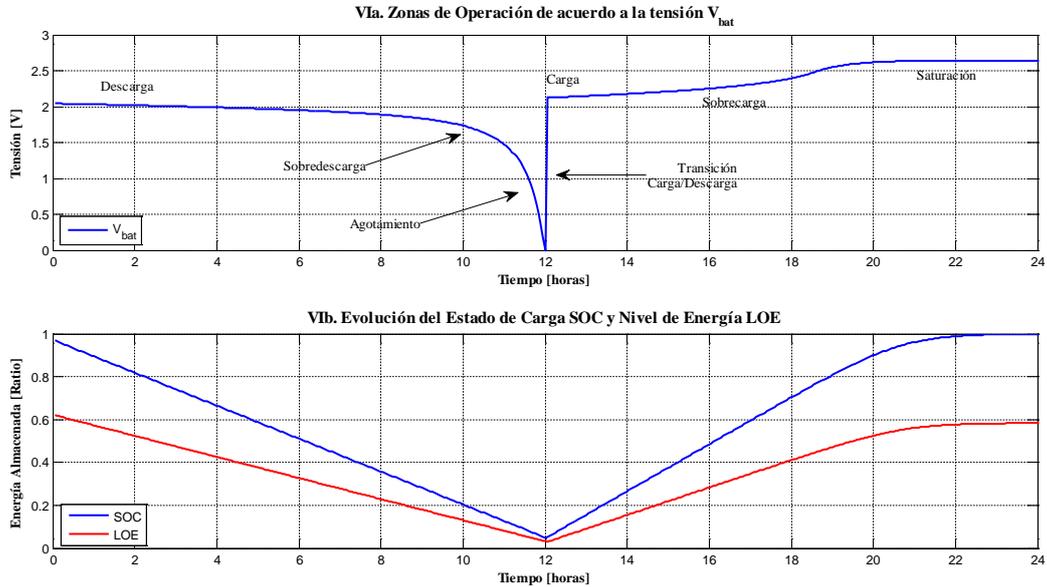


Figura V: Circuito Equivalente del modelo de Baterías. Fuente [25]

La figura VI muestra las zonas de operación de acuerdo al modelo implementado para una batería genérica con capacidad nominal de 140Ah y temperatura de operación constante 25°C. La tensión  $V_{bat}$  indica las zonas de operación (figura VIa), que dependen de las condiciones operativas y régimen de carga o descarga. Las zonas de sobredescarga y agotamiento para régimen de descarga y la de saturación para régimen de carga deben ser evitadas para no causar averías severas que puedan comprometer la operación, o en todo caso reducir la vida útil. El  $SOC$  es un indicador de la energía almacenada en la batería que relaciona la energía que es capaz de aceptar y la capacidad disponible a todo instante, con un margen de magnitudes entre 0 y 1. Cero indica que no se puede más entregar energía al sistema y 1 que ya no se puede aceptar, o sea la batería se encuentra saturada como se muestra en la figura VIb.

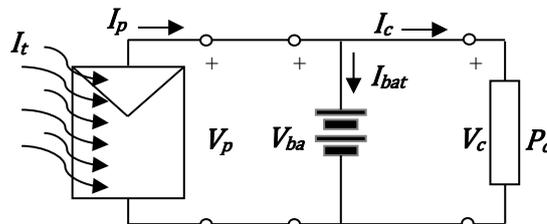
Cuando la batería se aproxima al punto de saturación no necesariamente se debe encontrar al 100% de su capacidad. Como la capacidad a todo instante es inversamente proporcional a la corriente, al reducirla se incrementará la capacidad disminuyendo el  $SOC$ . El nivel de energía  $LOE$  es un indicador más claro cuando se alcanza la saturación, puesto que proporciona una referencia de la cantidad de energía disponible en la batería respecto de las condiciones normales de trabajo [25]. En la figura VIb se puede observar que la batería se encuentra saturada pero sólo a una fracción de su capacidad nominal. Si se redujera la corriente de carga, el nivel de energía se volverá a incrementar hasta llegar de nuevo a un punto de saturación pero con una cantidad mayor de energía almacenada. El  $LOE$  no es dependiente de las condiciones de trabajo, climáticas o eléctricas, más bien sí de las características constructivas y cantidad de carga acumulada a lo largo del tiempo y es un indicativo de la cantidad real de energía almacenada en la batería.



**Figura VI: Zonas de Trabajo y Energía Almacenada en la Batería en régimen de Descarga/Carga**

## 2.4 Integración de Componentes

La integración de componentes básicos se realiza mediante aplicación de las ecuaciones de balance de potencia al circuito equivalente del SFVA de la figura VII [26]. Al aplicar las leyes de Kirchoff se obtiene el conjunto de ecuaciones (3) a (6). Se observa la dependencia entre las corrientes  $I_p$  e  $I_{bat}$ , el cual es el principal inconveniente en la integración debido a que crea un lazo algebraico. Para resolverlo es necesario resolver un conjunto de ecuaciones no lineales a cada paso en la simulación, procedimiento que acarrea lentitud en la simulación además de no haber garantías de convergencia en la solución. Para contornar este inconveniente en [25] se propone un elemento de memoria a la salida de la tensión  $V_{bat}$  para quebrar el lazo algebraico, justificativa apoyada en que las baterías son dispositivos con memoria siendo su capacidad afectada por los últimos ciclos de carga/descarga. El signo  $\pm$  en  $I_{bat}$  y  $P_{bat}$  es para considerar el sentido del flujo de energía de la batería, siendo negativo cuando el flujo es en dirección a la carga  $P_c$ , aportando energía para atender la demanda, y positivo cuando el flujo es hacia la batería siendo el excedente de generación almacenado. La ecuación (6) de balance de potencia no considera las pérdidas adicionales existentes en el SFVA.



**Figura VII: Circuito Equivalente de la Configuración Básica de un SFVA. Fuente [26]**

$$V_p = V_{bat}(I_{bat}, T_{bat}, SOC) = V_c \quad (3)$$

$$I_p(V_p, T_c, I_t) = I_c \pm I_{bat} \quad (4)$$

$$I_c = \frac{P_c}{V_c} \quad (5)$$

$$P_c = P_p \pm P_{bat} \quad (6)$$

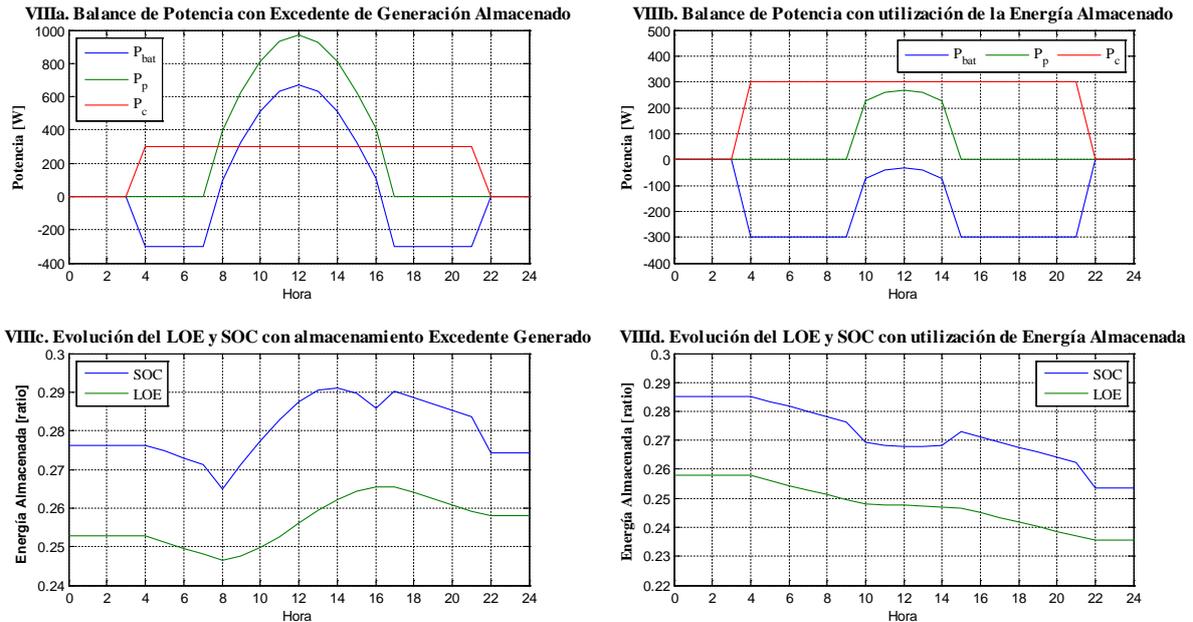


Figura VIII: Ejemplos del Balance de Potencia según modelo del SFVA

La figura VIII muestra ejemplos del balance de potencia del SFVA para una carga  $P_c$  constante entre 4h y 21h (por simplicidad la hora civil y la hora solar son coincidentes). En la figura VIIIa se observa que  $P_{bat}$  es positiva entre 8h y 16h, donde existe excedente de producción de los paneles (generación superior a la demanda), con consecuente almacenamiento de la energía en las baterías (aumento del  $SOC$  y  $LOE$ , figura VIIIc). En los horarios restantes con existencia de carga  $P_{bat}$  es negativa para cubrir la demanda. En la figura VIIIb se observa que  $P_{bat}$  es negativa en todo el periodo con existencia de carga debido a que la producción de los paneles fotovoltaicos no es suficiente para atender a la demanda, siendo necesario utilizar la energía almacenada en las baterías para cubrir la demanda en detrimento del  $SOC$  y el  $LOE$  (figura VIIIId).

### 3. METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO

#### 3.1 “Loss of Power Supply Probability” - LPSP

En un SFVA, cuando la demanda no puede ser satisfecha con el aporte de la energía generada por los paneles fotovoltaicos y la energía almacenada en el banco de baterías, se tiene una situación de déficit o “pérdida de suministro de potencia” (LPS) [10]. Este hecho está íntimamente relacionado con el estado de carga  $SOC$  del banco de baterías puesto que en situación de LPS, el  $SOC$  se encuentra en su mínimo permisible  $SOC_{min}$  (el mínimo permisible es determinado por la máxima profundidad de descarga  $DOD$  admisible, parámetro dependiente del tipo de batería), y el sistema de acondicionamiento de potencia realiza una desconexión de la carga. En efecto, el indicador LPSP en un SFVA está relacionado implícitamente al estado de carga, puesto que cuando exista pérdida de suministro de potencia el  $SOC$  deberá estar en su mínimo permisible, de acuerdo a (7). Para baterías de ciclo profundo, el  $DOD$  es entre 0,7 y 0,8.

$$SOC_{min} = 1 - DOD \quad (7)$$

$$LPSP = P(SOC(t) \leq SOC_{min}) ; t \in T \quad (8)$$

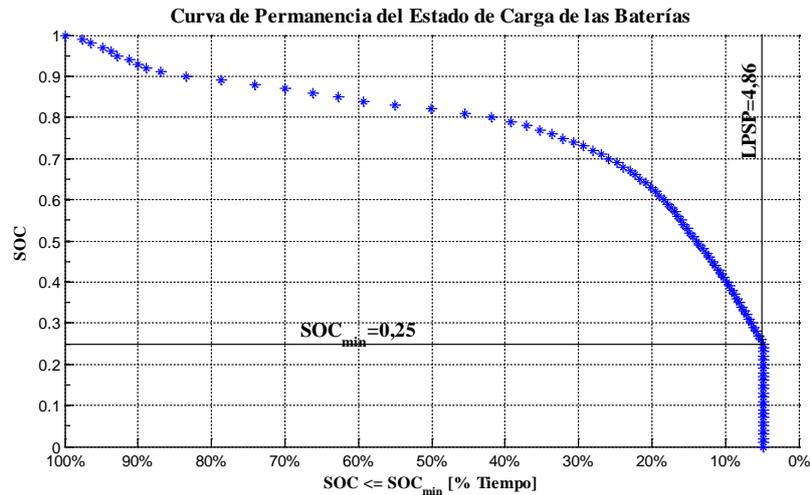


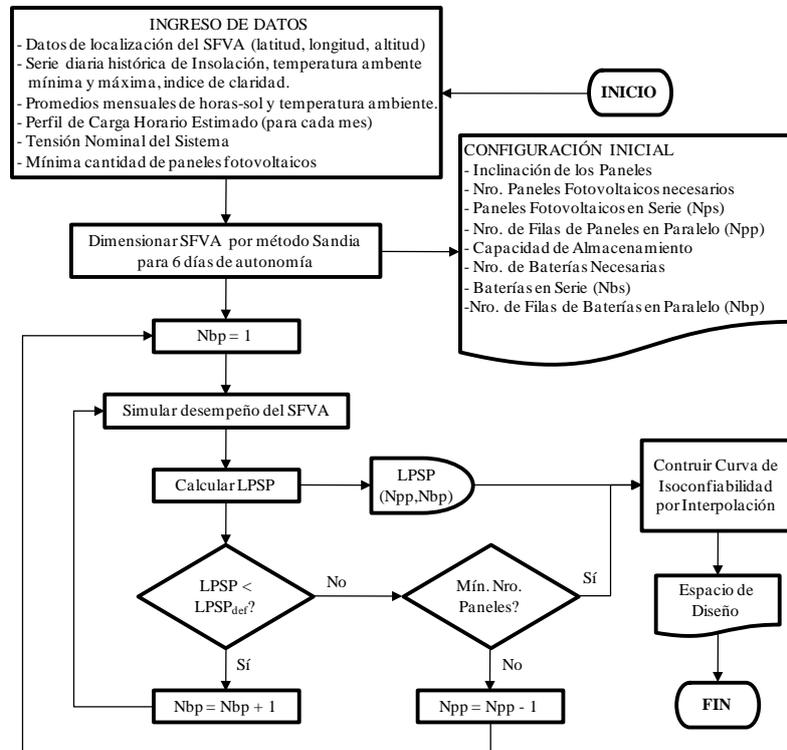
Figura IX: Curva de Permanencia del SOC obtenida con 12 años de simulación

Si se conoce la función distribución del  $SOC$ , se puede determinar la LPSP como la probabilidad de que el  $SOC$  sea inferior o igual a  $SOC_{min}$  de acuerdo a (8) [16]. A priori, la función de distribución del  $SOC$  es desconocida, pero la LPSP puede ser estimada de la curva de permanencia del  $SOC$  obtenida mediante simulación del SFVA con datos meteorológicos de un periodo  $T$  lo suficientemente extenso como para representar el comportamiento estadístico de la operación. En general el periodo mínimo requerido es de 10 años, aunque en [13] se hace referencia a que sistemas diseñados con desempeño simulado de 10 años de datos históricos y LPSP inferior a 1% no pueden ser considerados como representación realista del desempeño durante el ciclo de vida de un SFVA. La figura IX muestra la curva de permanencia del  $SOC$  obtenida del desempeño simulado con histórico meteorológico de 12 años [19] para una combinación de 30 paneles fotovoltaicos (15 filas paralelas con 2 paneles en serie) con características de tabla II y 12 baterías (1 fila con 12 baterías en serie) con características de la tabla III (vea sección 4). La LPSP es el % del tiempo simulado en que el  $SOC$  permaneció igual o por debajo del  $SOC_{min}$ , en este caso 4,86%. Se observa que el  $SOC$  no disminuye por debajo del 0,25 ( $SOC_{min}$ ) debido a la acción de control de desconexión del sistema de acondicionamiento de potencia. Tal acción es modelada en las simulaciones a través de la saturación del  $SOC$  entre 1 (desconexión de la batería) y  $SOC_{min}$  (desconexión de la carga).

### 3.2 Curva de Isoconfiabilidad

La curva de isoconfiabilidad, o también curva de dimensionamiento, conecta la combinación de capacidad de generación de paneles fotovoltaicos con el mínimo de capacidad de acumulación requerida para satisfacer una cierta demanda para un cierto nivel de confiabilidad [15], además de definir el espacio de diseño (región de factibilidad según LPSP). Aquí se propone una ligera modificación puesto que la combinación requerida es el número de paneles fotovoltaicos y número de baterías necesarios para atender una cierta demanda con un índice LPSP definido. Este procedimiento se aproxima mejor a la realidad de dimensionamiento puesto que la selección de paneles y baterías es discreta y no continua, como considerada comúnmente. En [27] se sugiere que la LPSP predefinida debe ser 1% para sistemas críticos y 5% para sistemas no críticos.

### 3.3 Algoritmo de Construcción del Espacio de Diseño



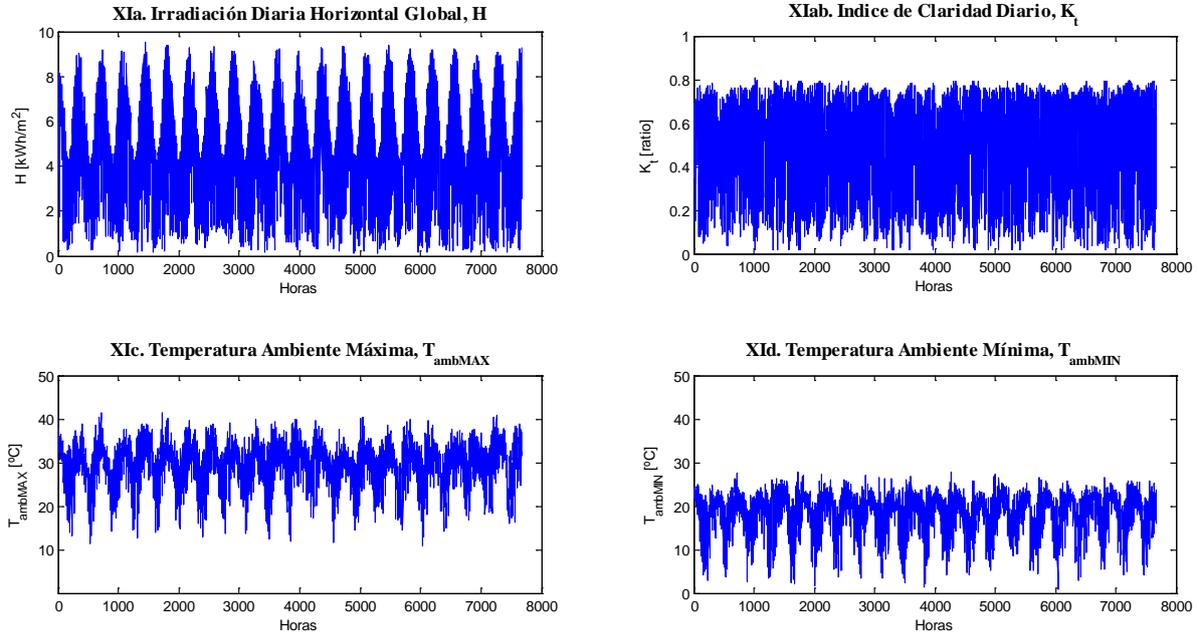
**Figura X: Algoritmo de Construcción del Espacio de Diseño**

En la figura X se muestra un diagrama de flujo con la metodología propuesta para construir el espacio de diseño. Observe que el punto de partida del método es el dimensionamiento según el método Sandia [6] con 6 días de autonomía requerida, con el cual se obtienen los parámetros de una configuración inicial. Sigue un proceso iterativo de simulación en orden a establecer la necesidad mínima de capacidad de acumulación según la capacidad de generación. A cada simulación del desempeño del SFVA se obtiene una LPSP, la cual es almacenada en una matriz de acuerdo a la cantidad de paneles y baterías en paralelo LPSP(Npp,Nbp). Al final del proceso se construye la curva de isoconfiabilidad mediante interpolación para una LPSP predefinida LPSP<sub>def</sub>. La determinación del número mínimo de paneles fotovoltaicos necesarios para atender la demanda sigue el mismo proceso iterativo, pero manteniendo la cantidad de baterías en paralelo constante e igual a 1.

### 4. EJEMPLO NUMÉRICO

En esta sección se muestra un ejemplo de dimensionamiento de un sistema ficticio compuesto de un perfil de carga CC estimado de 300W entre 4h y 21h. En la tabla I se muestran los datos de entrada del sistema y la configuración inicial según método de dimensionamiento Sandia [6]. Para las simulaciones se utilizaron una serie histórica de 12 años de datos meteorológicos correspondientes al emplazamiento (figura XI). Las tablas II y III muestran las características de los componentes utilizados en las simulaciones.

**XI SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ Paraguay**  
24, 25 y 26 de Setiembre de 2014



**Figura XI: Datos meteorológicos utilizados en las simulaciones. Fuente [19]**

**Tabla I: Datos del Sistema y Configuración inicial según dimensionamiento Sandia**

Datos del Emplazamiento		Datos del Sistema		Configuración Inicial	
Localidad	CDE - PY	Tensión Nominal	24Vcc	Baterías en Serie (Nbs)	12
Latitud	25°30' Sur	Carga de Diseño	255Ah	Baterías en Paralelo (Nbp)	2
Longitud	54°33' Oeste	Corriente de Diseño	60A	Paneles en Serie (Nps)	2
Altitud	189 m.s.n.m.	Autonomía	6 días	Paneles en Paralelo (Npp)	19
		Capacidad Requerida	2.268Ah	Inclinación	40°

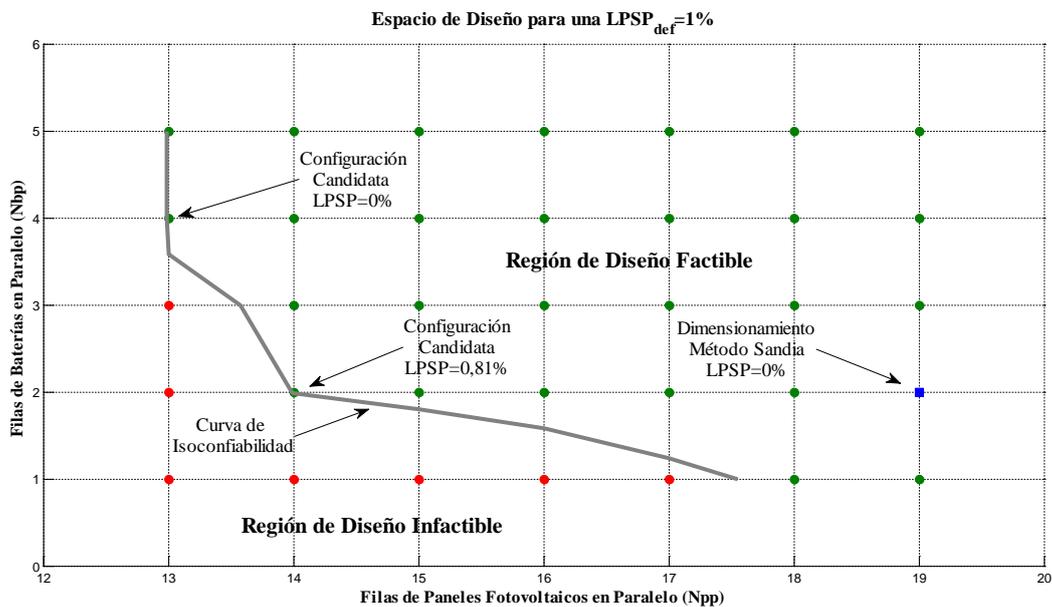
**Tabla II: Características Eléctricas de los Paneles Fotovoltaicos. Fuente [23]**

Panel Fotovoltaico	Características a STC				Potencia
	Corriente		Tensión		
Solarex MegaCell/MSX-64	A P <sub>max</sub> (I <sub>mp</sub> )	Cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	A P <sub>máx</sub> (V <sub>mp</sub> )	Circ. Abierto (V <sub>oc</sub> )	64W
	3,66A	4,0A	17,5V	21,5V	
NOCT			47±2°C		
Coef. Temperatura Tensión Circuito Abierto ( $\beta_{Voc}$ )			-(80±10)mV/°C		
Coef. Temperatura Corriente Cortocircuito ( $\alpha_{Isc}$ )			-(0,065±0,015)%/°C		

**Tabla III: Características de las Baterías. Fuente [28]**

Baterías	Rolls Battery Flooded Lead-Acid
Modelo	2KS 33PS
Tensión Nominal	2V
Tipo	Ciclo Profundo
Capacidad Nominal (C <sub>20</sub> )	1766Ah

En la figura XII se muestra el espacio de diseño obtenido de las simulaciones realizadas para cada tipo de configuración. En el eje de abscisas está la cantidad de filas en paralelo de paneles fotovoltaicos  $N_{pp}$  y en el eje de ordenadas la cantidad de filas de baterías en paralelo  $N_{bp}$ . Se construyó la curva de isoconfiabilidad de acuerdo al algoritmo de la figura X, para una  $LPSP_{def}=1\%$ . De la figura se observa que el mínimo de filas de paneles fotovoltaicos en paralelo requeridos para atender la demanda es de 13 (26 paneles en total). La región superior con puntos verdes determina la región de diseño factible, configuraciones que cumplen el criterio de confiabilidad establecido. La región inferior con puntos rojos determina la región infactible.



**Figura XII: Espacio de Diseño obtenido para una  $LPSP_{def}=1\%$**

En el espacio de diseño se observa que el punto de diseño resultante de la aplicación de la metodología propuesta por Sandia se encuentra muy alejado de la curva de isoconfiabilidad construida. Esta distancia se debe a que el método sobreestima la necesidad de generación debido a la aplicación de criterios del tipo “worst-case” en el dimensionamiento. También se observan 2 configuraciones, que por su proximidad a la curva de isoconfiabilidad, son candidatas a ser seleccionadas para el diseño. De acuerdo al criterio de la menor LPSP, la configuración con 4 filas de baterías en paralelo y 13 filas de paneles fotovoltaicos en paralelo es la que debe ser seleccionada. En todo caso, un análisis de costos de energía y ciclo de vida del SFVA deben ser analizados en un proceso de optimización en la región factible en orden a obtener mejores beneficios en función a la confiabilidad deseada.

## 5. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha desarrollado una metodología de dimensionamiento de un SFVA mediante modelado y simulación computacional de sus componentes básicos. A través de un algoritmo de construcción del espacio de diseño utilizando como base una configuración inicial obtenida por aplicación de metodología Sandia de dimensionamiento, índice de confiabilidad LPSP predefinido y serie de datos meteorológicos históricos, se obtuvieron curvas de isoconfiabilidad y las regiones de factibilidad e infactibilidad mediante simulación de combinaciones de cantidad de paneles fotovoltaicos y baterías. La principal ventaja del método es que utiliza directamente combinaciones discretas de paneles fotovoltaicos y baterías, además de un modelo detallado del SFVA para construir el espacio de diseño, a diferencia de otros métodos que utilizan combinaciones

continuas en términos de superficie requerida de paneles y capacidad de acumulación, además de modelos de simulación simplificados. Entre los inconvenientes encontrados se destaca la necesidad de series históricas de datos meteorológicos, muchas veces no disponibles, y la necesidad de correr varias simulaciones con diferentes configuraciones, procedimiento expeditivo en tiempo. Esto es minimizado mediante selección de casos de simulación descritos en el algoritmo de construcción del espacio de diseño.

En método ha demostrado la posibilidad de reducir significativamente el tamaño de una instalación cuando comparado con métodos tradicionales de diseño, lo que puede significar la diferencia a la hora de determinar si un proyecto de SFVA es o no viable. No se han analizado los efectos del perfil de carga y las pérdidas en el sistema a la hora de calcular la LPSP, pero es importante resaltar que tienen influencia en la determinación de la región factible. Otros efectos con posible influencia en el cálculo de la LPSP que no fueron analizados pero merecen un mejor estudio son la orientación e inclinación de los paneles y la extensión del periodo de simulación. Es posible que el criterio de selección de la combinación paneles/baterías basado en la proximidad a la curva de isoconfiabilidad no sea el más adecuado, siendo un análisis de costo de energía y ciclo de vida del sistema un mejor abordaje.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. M. Bello and I. E. Davidson. "Performance Analysis of Photovoltaic System Coupled to a Universal Motor Using Matlab Tool". IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006: 6 pp.
- [2] J.A. Duffie and W. Beckman. *Solar Energy of Thermal Processes, 2nd. Edition*. New York. John Wiley & Sons, 1991.
- [3] M. D. Siegel, S.A. Klein and W. A. Beckman. "A Simplified Method for Estimating the Monthly-Average Performance of Photovoltaic Systems". *Solar Energy* Vol. 26, 1981: 413-418.
- [4] D. L. Evans. "Simplified Method for Predicting Photovoltaic Array Output". *Solar Energy* Vol. 27, No. 6, 1981: 555-560.
- [5] D. R. Clark, S.A. Klein and W. A. Beckman. "A Method for Estimating the Performance of Photovoltaic Systems". *Solar Energy* Vol. 36, No. 6, 1984: 551-555
- [6] Sandia National Laboratories. *Stand-Alone Photovoltaic Systems. A Handbook of Recommended Design Practices*. Sandia Report SAND87-7023, 1995. Las Cruces-USA.
- [7] CANMET Energy Technology Centre. *Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering and Textbook*. RETScreen International, 2014. Disponible en <http://www.etscreen.net>
- [8] L. Barra, S. Catalanoti, F. Fontana and F. Lavorante. "An Analytical Method to Determinate the Optimal Size of a Photovoltaic Plant". *Solar Energy* Vol. 33, No. 6, 1984: 509-514.
- [9] P. Groumpos and G. Papageorgius. "An Optimal Sizing Method for Stand-Alone Photovoltaic Power Systems". *Solar Energy* Vol. 38, No. 5, 1987: 341-351
- [10] I. Abouzahr and R. Ramakumar. "Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Closed Form Solution Approach". *IEEE Transactions on Energy Conversion* Vol. 6, No. 1, 1991: 1-11.
- [11] T. Markvart, A. Fragaki and J.N. Ross. "PV system sizing using observed time series of solar radiation". *Solar Energy* Vol. 80, 2006: 46-50
- [12] G. Shrestha and L. Goel. "A Study on Optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic Stations". *IEEE Transactions on Energy Conversion* Vol. 13, N0. 4, 1998: 373-378.
- [13] S.A. Klein and W. A. Beckman. "Loss-of-Load Probabilities for Stand-Alone Photovoltaic Systems". *Solar Energy* Vol. 39, No. 6, 1987: 499-512
- [14] R. N. Chapman. *Sizing Handbook for Stand-Alone Photovoltaic/Storage Systems*. Sandia Report SAND87-1087, 1987. Albuquerque-USA.
- [15] P. Arun, R. Banerjee and S. Bandyopadhyay. "Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach". *Solar Energy* Vol. 83, 2009: 1013-1025

- [16] C. V. T. Cabral. *Análise de Dimensionamento Estocástico e Determinístico de Sistemas Fotovoltaicos Isolados*. Tese Doutorado. Universidade Federal de Viçosa, 2006. Viçosa-Brasil
- [17] L. Hontoria, J. Aguilera and P. Zufiria. "A new approach for sizing stand alone photovoltaic system based in neural networks". *Solar Energy* Vol. 78, 2005: 313-319.
- [18] S. A. Klein. "Calculation of Flat-Plate Collector Utilizability". *Solar Energy* Vol. 21, 1978: 393-402.
- [19] Atmospheric Science Data Center. *NASA Surface Meteorology and Solar Energy*. Disponible en <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.
- [20] Iqbal, M. *An Introduction to Solar Radiation*. Toronto. Academic Press, 1983.
- [21] D. G. Erbs, S.A. Klein and J. A. Duffie. "Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-Average Global Radiation". *Solar Energy* Vol. 28, No. 4, 1982: 293-302.
- [22] M. Collares-Pereira and A. Rabl. "The Average Distribution of Solar Radiation – Correlations between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values". *Solar Energy* Vol. 22, 1979: 155-164.
- [23] W. De Soto. *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance*. Master Thesis, University of Wisconsin 2004. Wisconsin-USA.
- [24] L. G. King. *Photovoltaic Module and Array Performance characterization method for all systems operation conditions*. Proceeding of NREL/SNL Photovoltaic Program Review, 1997. Lakewood– USA.
- [25] D. L. Guasch. *Modelado y Análisis de Sistemas Fotovoltaicos*. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Catalunya 2003. Barcelona-España.
- [26] J. J. Vera M. *Sistemas Fotovoltaicos Autónomos. Un modelo de simulación implementado en entorno Matlab/Simulink*. Trabajo Final de Grado. Facultad Politécnica – Universidad Nacional del Este, 2009. Ciudad del Este-PY.
- [27] R. Messenger and J. Ventre. *Photovoltaic Systems Engineering, 2nd. Edition*. Florida-USA. CRC Press, 2003.
- [28] Rolls Battery Engineering. Disponible en <http://www.rollsbattery.com>