

ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

Santiago Lovera¹, Pablo Galimberti¹, Mauro Maldonado¹, Jorge Barral¹

¹Facultad de Ingeniería -Universidad Nacional de Río Cuarto – UNRC C.P. 5800 – Río Cuarto
Tel. 0358-4676246 – Fax 0358-4676246 – e-mail: slovera@ing.unrc.edu.ar

RESUMEN: Este trabajo analiza el comportamiento de un sistema fotovoltaico aislado, poniendo énfasis en la optimización de su capacidad de almacenamiento, a fin de lograr la cobertura de la demanda al menor costo posible. Para ello, se diseña el sistema con un método convencional de acuerdo a los datos climáticos del lugar, con una previsión de solo dos días de autonomía, realizándole un seguimiento diario para ver la evolución de los períodos de carga y descarga del banco de baterías. Los pocos días de autonomía hacen prever que ante una secuencia de días nublados el sistema trabajaría exigido y podría detenerse. El seguimiento se realiza mediante un registrador conectado directamente al regulador de carga con seguimiento de punto de máxima potencia, almacenando datos cada diez minutos. Los resultados muestran que ante una demanda razonablemente pequeña y con secuencias de días con baja radiación, aunque el banco trabajó mucho tiempo con un alto porcentaje de descarga, el sistema continuó proveyendo la energía necesaria. Para analizar el comportamiento de las baterías, se realizaron curvas de descarga de las mismas, verificándose que con baja corriente de descarga su capacidad nominal aumenta sustancialmente y que su vida útil no ha sido afectada significativamente.

Palabras clave: sistemas FV aislados, arreglos fotovoltaicos, capacidad de baterías, optimización.

INTRODUCCIÓN

Las energías renovables han experimentado un crecimiento importante en las últimas décadas, impulsada por la necesidad de satisfacer una demanda de energía creciente y la decisión social de proteger al medio ambiente. Dentro de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en una de las alternativas más viables. En este tipo de aprovechamiento, dada la intermitencia del recurso, es central contar con opciones de almacenamiento de energía adecuadas. Diferentes dispositivos tales como baterías, volantes y almacenamiento por bombeo (Imen y Abdessattar, 2017; Coppez et al., 2010), son utilizados en configuraciones para sistemas aislados. En la mayoría de los casos, los bancos de baterías son la mejor opción existiendo en la actualidad diferentes tecnologías: gel de plomo ácido, ácido de plomo regulado por válvula, ácido de plomo inundado, de ion de litio, etc. En los sistemas de generación de energía a partir del uso de sistemas fotovoltaicos, es de vital importancia la optimización de los mismos para que en todo momento entreguen la máxima potencia disponible y durante el tiempo que exija la demanda.

Por otro lado, independientemente de la eficiencia del algoritmo de control de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) (Ruiz et al., 2010), resulta imprescindible al momento de instalar un sistema fotovoltaico, el estudio de la orientación y disposición del campo solar, de manera que las sombras parciales que incidan sobre la instalación, afecten de manera atenuada desde el punto de vista de la eficiencia energética transferida. Cada celda fotovoltaica puede estar sometida a sombras durante el día que pueden ser previsibles, por ejemplo, el caso de un edificio situado en las cercanías de la instalación del panel. Otras sombras son más difíciles de prever, por ejemplo, las producidas por las nubes.

La eficiencia del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) es un importante aspecto del diseño de control para la operación del sistema de generación fotovoltaica. Existen gran variedad de algoritmos

de seguimiento del punto de máxima potencia (Alex y Kamala, 2013; Koutroulia et al., 2001), entre los que se pueden mencionar el método perturbar y observar (Femia et al., 2005; Marcial et al., 2015), los métodos basados en lógica difusa, redes neuronales artificiales, RCC (Ripple Correlation Control) (Esrám et al., 2006), conductancia incremental (INC) (Sera et al., 2006) entre otros. Estos algoritmos varían en su complejidad, su velocidad de convergencia al punto de máxima potencia, los sensores utilizados, su costo, su efectividad y otros aspectos. Existen hoy en el mercado, reguladores MPPT de alta eficiencia.

El objetivo de este trabajo es el de aportar herramientas de análisis que permitan diseñar de manera eficiente una instalación FV aislada a partir de las premisas previamente fijadas; detectar los aspectos más relevantes que influyen en los logros de dichas metas, y actuar sobre ellos teniendo en cuenta la mayor o menor influencia en el logro de las metas fijadas, sin dejar de lado los aspectos técnicos y de costos que implica la manipulación de los mismos.

El trabajo se organiza del siguiente modo:

1. Descripción del sistema FV instalado y dimensionamiento del mismo
2. Procesamiento de datos y obtención de resultados
3. Conclusiones

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El sistema FV fue emplazado en las inmediaciones edilicias del instituto GES (Grupo de Energía Solar), dependiente de la Facultad de Ingeniería, ubicado en las inmediaciones de la Universidad Nacional de Río Cuarto (Latitud -3.1238, Longitud -64.343).

Siendo esta la primera experiencia realizada, y centrando los objetivos en una correcta medición de los parámetros del sistema y un procesamiento apropiado de los mismos, se propone una instalación FV aislada básica y adaptada a los recursos materiales disponibles.

El sistema FV está sometido a una demanda diaria uniforme durante todo el año. Dicha demanda está conformada por una carga resistiva en corriente continua; ello es debido a que los datos de tensión y corriente son provistos por el regulador MPPT, con lo cual la carga se conecta en forma directa al mismo. Una carga resistiva (dos lámparas incandescentes de 12 V/40 W), asegura una correcta medición de la corriente ante la ausencia de contenido armónico sobre la misma.

Para la recopilación de datos se utiliza el eLOG01, que es un accesorio de registro combinado con el controlador, con interfaz RS485. Dichos registros pueden ser descargados a PC a través del puerto USB para ser procesados. El registrador almacena datos cada diez minutos, con una capacidad de almacenamiento de cuatro meses. Dichos datos son: tensión y corriente a la entrada de los módulos FV, del banco de baterías y de la carga de corriente continua. Además, proporciona la energía diaria, mensual y anual generada y consumida, y la temperatura del banco de baterías.

Se toman datos de radiación solar sobre la horizontal con un intervalo de 30 minutos (estación meteorológica Davis PRO), radiación solar sobre el plano de los módulos fotovoltaicos y temperatura de los mismos (intervalo de medición de 10 minutos).

A continuación, se procede a describir la secuencia de pasos a seguir para el dimensionamiento del sistema.

Determinación de la carga.

La tabla 1 describe la carga a alimentar.

Tabla 1: Descripción de la carga a alimentar.

DESCRIPCIÓN	POTENCIA [W]	HORAS DIARIAS	ENERGÍA DIARIA [Wh/día]
Iluminación	80W	7,88	630

Determinación de la hora solar pico HSP

Para una inclinación respecto a la horizontal de los paneles de 45°, orientación norte, el mes más desfavorable del año desde el punto de vista de producción de energía, corresponde al mes de mayo (datos NASA). La hora solar pico (HSP) correspondiente a ese mes, y con la configuración adoptada, será de 4,10. Se adopta esa inclinación de modo de optimizar la producción de energía para el peor mes del año, tal como se muestra en la tabla 2, para la ubicación geográfica del lugar.

Tabla 2: HSP mensual para diferentes inclinaciones. Datos NASA.

INCLINACIÓN	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AG	SEP	OCT	NOV	DIC
HORIZONTAL	7,31	6,35	5,24	3,92	2,87	2,66	2,81	3,69	4,87	5,72	6,95	7,49
LAT - 15°	7,10	6,46	5,73	4,64	3,57	3,51	3,63	4,49	5,50	5,99	6,86	7,20
LATITUD	6,51	6,19	5,80	4,96	3,94	4,02	4,09	4,89	5,69	5,88	6,39	6,53
LAT + 15°	5,67	5,63	5,55	5,00	4,10	4,29	4,33	5,02	5,58	5,45	5,65	5,62
VERTICAL	2,29	2,80	3,39	3,71	3,37	3,76	3,70	3,93	3,77	2,95	2,47	2,18

El lugar de emplazamiento de los módulos FV, se elige verificando la ausencia de sombras parciales o totales, provenientes de estructuras edilicias y/o árboles cercanos.

Rendimiento global de la instalación.

En una instalación fotovoltaica autónoma, existen una serie de factores que provocan pérdidas de energía, las cuales deben ser tenidas en cuenta al momento de calcular la energía necesaria a producir. El sistema de generación, conformado por la asociación de diversas ramas en serie/paralelo de paneles fotovoltaicos, produce una cantidad de energía eléctrica que no coincide con la producción energética que debería obtenerse para las condiciones en que han sido definidos los valores nominales de las variables de funcionamiento de dichos paneles.

Dicha discrepancia resulta en una disminución de la energía eléctrica producida, y es debida, principalmente, a los siguientes factores:

1. Sombreado parcial o total de los módulos.
2. Temperaturas de funcionamiento de las celdas fotovoltaicas, diferentes a la temperatura estándar (25 °C).
3. Irradiación solar inferior a la estándar (1000 W/m²).
4. Acumulación de suciedad en los módulos.
5. Tolerancia de los módulos fotovoltaicos.
6. Efecto Joule en cableados, diodos y resistencias.
7. Desajuste del seguimiento del MPPT.
8. Rendimiento del convertidor CC/CA, si lo hubiera.
9. Rendimiento global del regulador MPPT.
10. Pérdidas en el proceso de almacenamiento de energía en banco de baterías.

La bibliografía propone una expresión como la mostrada en ecuación (1), la cual permite calcular el rendimiento global del sistema y estimar la potencia de generación a instalar.

$$R = (1 - K_b - K_c - K_r - K_v) * \left(1 - \frac{K_a * N}{P_d}\right) \quad (1)$$

Donde:

K_b , coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador:

K_c , coeficiente de pérdidas en el convertidor:

K_v , coeficiente de pérdidas varias, que agrupa otras perdidas no tenidas en cuenta, tales como el rendimiento de la red, efecto Joule en cableado, etc.

K_a , coeficiente de auto descarga diaria (depende del tipo y estado de las baterías)
 N , es el número de días de autonomía de la instalación
 P_d , es la profundidad de descarga de las baterías

Dado el pequeño tamaño de la instalación fotovoltaica, y el sobredimensionamiento de los cables que conectan los diferentes dispositivos, la caída de tensión en éstos para los valores de intensidad de corriente en juego, no supondrá grandes pérdidas energéticas por efecto joule.

Por otro lado, La vida útil de una batería depende, fuertemente, de la profundidad de descarga para la que es diseñado el sistema de acumulación. Cuanto más se descarga la batería menor es el número de ciclos “carga-descarga” que ésta puede realizar durante su vida útil.

Así pues, tomaremos para el cálculo:

$K_b = 0,05$; $K_c = 0$; $K_v = 0,05$; $K_a = 0,005$; $N = 2$; $P_d = 0,5$

Entonces,

$$R = (1 - 0,05 - 0 - 0,1 - 0,05) * \left(1 - \frac{0,005 * 2}{0,5}\right) = 0,78 \quad (2)$$

La energía diaria que es necesario generar, se obtiene a partir del cociente entre la energía diaria consumida por la carga, y el rendimiento global calculado.

$$E_G = \frac{630Wh}{dia} / 0,78 = 808Wh/día \quad (3)$$

Cálculo de número de paneles FV.

Se dispone de paneles solares de 100Wp, los cuales, en el mes de mayo, producirán una energía diaria promedio de:

$$100Wp * 4,1 \text{ horas} = 410 Wh/día \quad (4)$$

Se conectan dos paneles en serie, por lo tanto, la energía diaria generada será de 820 Wh/día para el mes considerado, cubriendo de esta forma la demanda de energía calculada.

Capacidad del banco de baterías.

Datos necesarios para el cálculo del banco de baterías instalado, son:

- a) Energía diaria demandada
- b) Días de autonomía
- c) Profundidad de descarga
- d) Tensión del sistema

Para una instalación de consumo permanente (todo el año), la cantidad de días de autonomía estimados, refieren a la capacidad de almacenar energía de manera de prever una cierta cantidad de días sin generación de energía (por ejemplo, días completamente nublados). En aplicaciones domésticas, dicha cantidad suele variar de tres a cinco días, dependiendo la región en la cual se emplaza el sistema.

En nuestro caso, limitados por el tamaño del banco de baterías disponibles, y de manera de no reducir en forma considerable la potencia de la carga ni las horas de consumo, se selecciona solo dos días de autonomía, a pesar de que ello presupone descargas del banco superiores a las prefijadas.

Por las mismas razones explicitadas, se propone una profundidad de descarga máxima del banco de baterías, del 50 %.

$$Capacidad = \frac{Energía\ diaria * Días\ de\ autonomía}{Prof.\ de\ descarga * Tensión\ del\ sistema} = \frac{808\ Wh/Día * 2}{0,5 * 12} \quad (5)$$

$$\text{Capacidad} = 269 \text{ Ah}$$

(6)

Se instalan cuatro baterías en paralelo de 70 Ah (C_{10}) cada una.
Capacidad nominal instalada = 280 Ah

Se adopta esta configuración del banco debido a que la carga disponible es de una tensión nominal de 12 V, a pesar de que no se recomienda la conexión en paralelo de más de tres ramas.

En la figura 1 se observan los parámetros de configuración del regulador de tensión (interfaz para reguladores EPEVER). Entre los parámetros importantes se pueden mencionar tensión de absorción (14,5 V), tensión de flote (13,8 V) y tensión de desconexión de la carga por baja tensión del banco de baterías (11,1 V).

Es posible, además, establecer los momentos de conexión y desconexión de la carga asociada al regulador, eligiendo las 00:00 hs del día como horario de conexión, y las 07:30 hs, el momento de la desconexión de la carga.

De esta manera, los momentos de generación y consumo se producen en diferentes bandas horarias, lo cual es, para el banco de baterías, la condición más desfavorable, tal como se describirá más adelante.

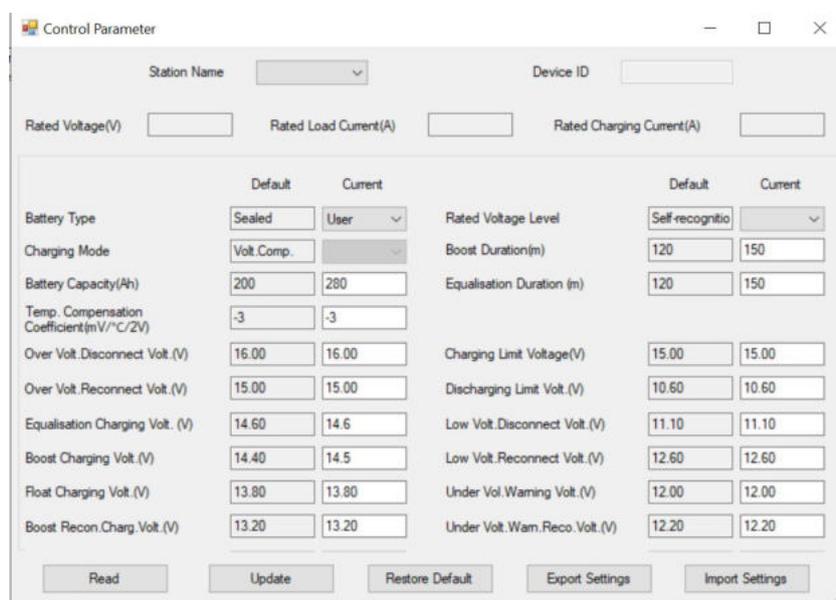


Figura 1: Interfaz de configuración del Regulador MPPT

PROCESAMIENTO DE DATOS Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS

De la medición de la radiación sobre el plano de inclinación de los paneles fotovoltaicos, se pudo verificar que las HSP para cada mes, fueron superiores a las proporcionadas por la NASA. En la tabla 3 se muestra lo descripto.

Tabla 3: HSP medida sobre plano de los paneles FV y los proporcionados por la NASA.

Mes	Valores medidos	NASA	Diferencia (%)
Mayo	4,31	4,10	5,10
Junio	4,52	4,29	5,30
Julio	4,85	4,33	12,00

La medición de radiación mencionada anteriormente, permite, además estimar el rendimiento de los elementos involucrados en la producción de energía y, de ese modo, estimar la potencia instalada.

Para ello, se busca un día con alta radiación solar y sin nubes. Por ejemplo, el 12 de julio a las 12:05 hs, se verificaron las siguientes mediciones:

Corriente de generación: 4,74 A
 Tensión de generación: 36,4 V
 Temperatura de panel: 21 °C
 Radiación solar: 835,1 W/m²
 Tensión del banco de baterías: 14,06 V

La medición de la tensión del banco de baterías, permite verificar que el regulador MPPT esté en la etapa de seguimiento del punto de máxima potencia del campo solar. Si el banco estuviera en la etapa de absorción, la potencia derivada, estaría limitada a mantener la tensión de absorción fijada (14,5 V, en nuestro caso).

La potencia de generación fue de:

$$P_G = 4,74A * 36,4 = 172,54W \quad (7)$$

La potencia instalada refiere a una radiación de 1000 W/m². Por consiguiente, la potencia de generación para condiciones nominales de radiación será:

$$P_N = \frac{172,54 W * 1000 W/m^2}{835,1 W/m^2} = 206,61 W \quad (8)$$

Tal como se describió en el apartado anterior, la potencia instalada prevista era de 200W, la cual no se aleja de los cálculos realizados. La corrección por temperatura, no se tuvo en cuenta ya que la diferencia con la de referencia (25 °C), no es considerable.

Previo a las mediciones, se realizó una limpieza de la superficie de los paneles. La intensidad de la corriente anterior a la limpieza, era de 4,42 A, lo que implica un aumento en la potencia generada de aproximadamente un 7 %.

En las figuras 2, 3 y 4 se puede observar la progresión de descarga y carga diaria del banco de baterías, pudiendo advertirse que ambos procesos no son simultáneos, ya que la conexión de la carga se realiza en horario nocturno.

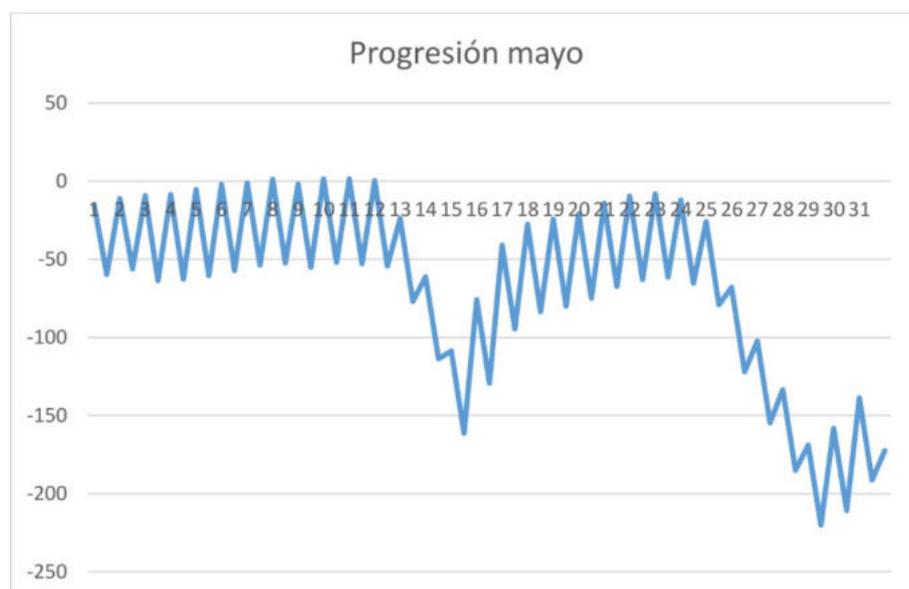


Figura 2: Progresión de descarga y carga diaria del banco de baterías, mes de mayo.

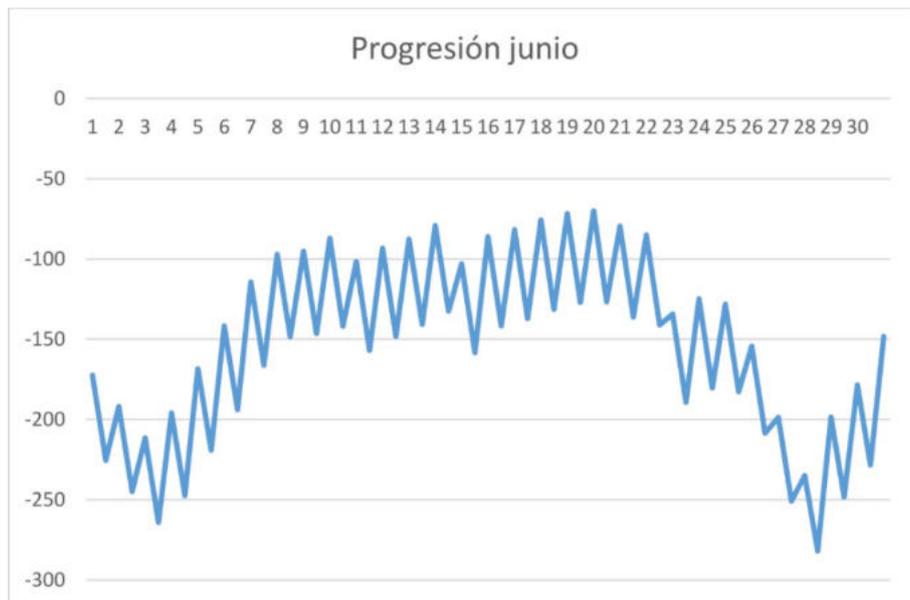


Figura 3: Progresión de descarga y carga diaria del banco de baterías, mes de junio.

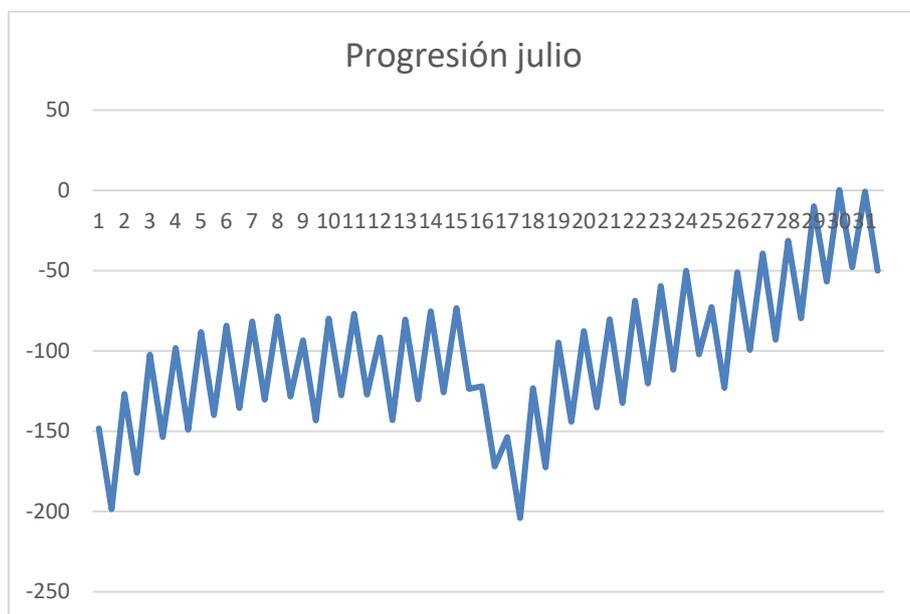


Figura 4: Progresión de descarga y carga diaria del banco de baterías, mes de julio.

El eje de ordenadas representa los Ah entregados y absorbidos por el banco de baterías, mientras en abscisas se marca el tiempo en días. La descarga diaria es un valor de energía prácticamente constante, mientras que la producción diaria de energía depende fundamentalmente de la radiación solar. Otros factores a tener en cuenta que inciden en menor medida, son suciedad depositada sobre los módulos FV y temperatura de los mismos.

En el mes de mayo, seis de los 31 días, la profundidad de descarga superó el 50 % de la capacidad del banco de baterías.

En el mes de junio tenemos el peor de los escenarios, ya que 17 días de los 30 totales, el banco trabaja por debajo de las expectativas planteadas, llegando a alcanzar una descarga de 280 Ah.

280 Ah es la capacidad nominal del banco, por lo que podría suponerse una descarga total del mismo. Sin embargo, la tensión mínima del banco solo alcanzó los 11,6 V al final del proceso de descarga de ese día.

Si observamos las especificaciones del fabricante de las baterías utilizadas, podemos ver en la figura 5, que una descarga suave aumenta considerablemente la capacidad de la misma. Así, para una descarga de 20 hs de duración, dicha capacidad aumenta a 78,8 Ah.

La potencia de la carga varía entre 85 y 81W, dependiendo del estado de carga del banco de baterías durante todo el período de ensayo. La corriente promedio de descarga diaria para el banco de baterías es de 6,57A, por lo que cada batería que conforma el banco proporciona aproximadamente 1,64 A.

Al final de la experiencia, se realiza un ensayo de descarga de una de las baterías a una intensidad de corriente promedio de 1,65A, obteniéndose una capacidad de 79,65 Ah. Eso nos indica una capacidad total del banco de aproximadamente 320 Ah.

La figura 6 muestra la curva de ensayo realizada. La duración del mismo fue de 2896 minutos (48,27 hs), tiempo en el cual la batería alcanza una tensión de 10,5V.

Rated Capacity:	
20 Hour Rate (1.80V/Cell)	78.80AH
10 Hour Rate (1.80V/Cell)	74.00AH
5 Hour Rate (1.60V/Cell)	70.10AH
1 Hour Rate (1.20V/Cell)	48.30AH

Figura 5: Capacidad de la batería para diferentes corrientes de descarga

Por lo tanto, el mes de mayo reduce su descarga por debajo de los objetivos planteados (SOC de 50 %), a cuatro días, y junio a 16 días. Por otro lado, para el mes de julio, se observa una descarga por debajo del 50 % de cinco días.

Por otro lado, se realiza un ensayo de descarga de 8 hs (C_8) para verificar el estado de las baterías al final de la experiencia. Los resultados se muestran en la figura 7.

La duración del ensayo fue de 435 minutos, por lo que se verifica una capacidad de carga de 63,44 Ah, aproximadamente un 90 % de la capacidad nominal, si se considera el mismo ensayo realizado cuando las baterías estaban sin uso. Teniendo en cuenta que las baterías tienen un uso de aproximadamente tres años a descargas moderadas, los resultados obtenidos son los esperados.

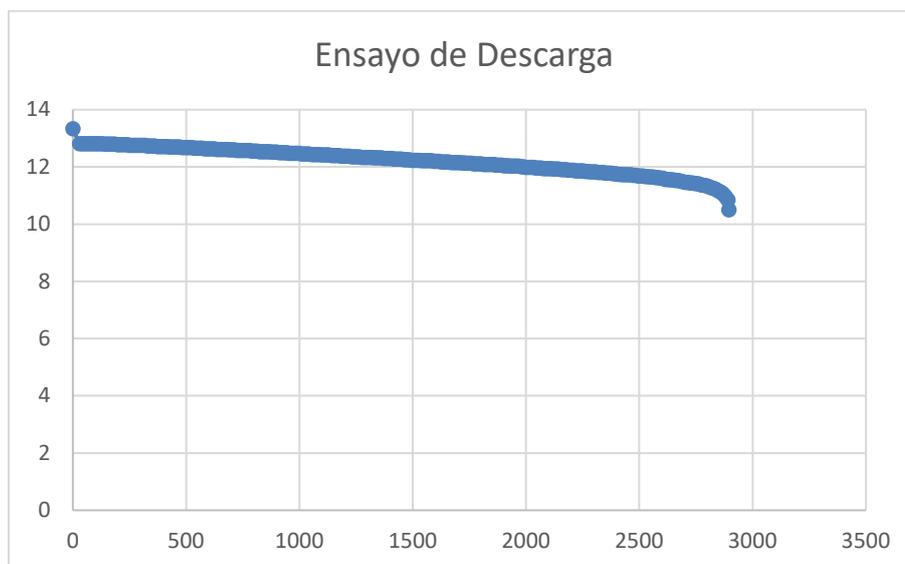


Figura 6: Ensayo de descarga a corriente constante de 1,65A

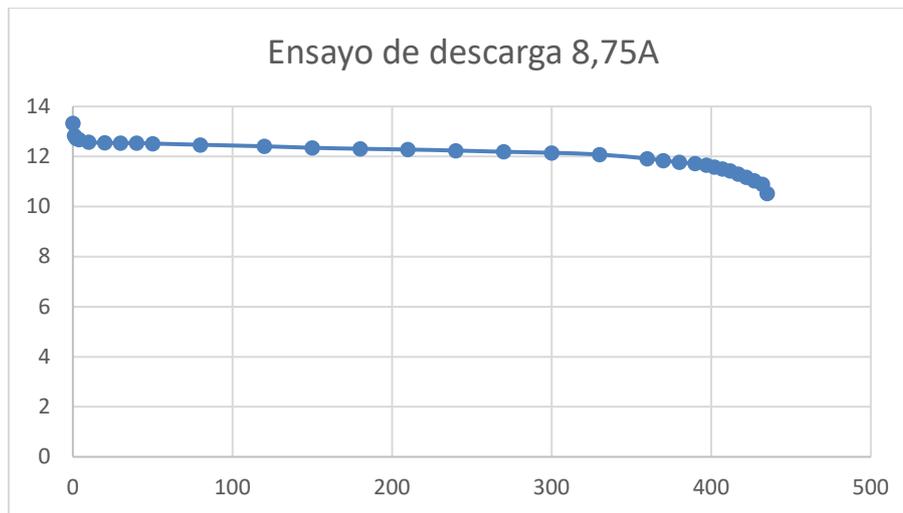


Figura 7: Ensayo de descarga a corriente constante de 8,75A

CONCLUSIONES

La experiencia realizada sobre una instalación FV aislada de baja complejidad como la presentada, permite, a partir de la realización de todas las mediciones de los parámetros fundamentales, analizar las posibles correcciones y/o soluciones que permitan acercarse a los objetivos propuestos a saber:

1. Proveer a la carga de la energía necesaria durante todo el año.
2. Cumplir con la premisa de no exceder los límites de descarga para el banco de baterías

De lo anterior se desprende que la primera premisa fue cumplida, pero a costa de una descarga excesiva de las baterías. El 28 de junio se produjo una descarga del 85 % de la capacidad total del banco. La tensión mínima del banco, alcanzó los 11,66 V.

Esta situación comprometida para con el banco, se debe, de manera principal, a una elección de una cantidad de días de autonomía menor a la recomendada.

Las soluciones que se proponen, y que afectan en mayor o menor medida al comportamiento del sistema FV, son:

1. Un aumento de los días de autonomía. Esto implica sobredimensionar el banco de baterías, lo cual acarrea enormes gastos respecto a la inversión inicial. A eso debe sumarse que la vida útil de las baterías suele ser menor que las de cualquier otro componente de la instalación FV.
2. En caso que se diese un período demasiado largo sin producción solar puede recurrirse al generador auxiliar, dimensionado de forma tal que en caso en que las baterías fuesen a descargarse por encima de la profundidad de descarga prefijada (50 %), debido a que la producción fotovoltaica es nula o insuficiente para cubrir el consumo energético, el generador auxiliar entrase en funcionamiento a fin de alimentar los consumos y cargar las baterías.

El regulador utilizado (Figura 1) permite especificar un valor de tensión para desactivar la alimentación de la carga que, a la vez, puede usarse como señal para el arranque automático del generador. Del mismo modo se puede programar al regulador para la restitución de alimentación de la carga, una vez que el banco haya alcanzado un nivel adecuado de tensión. En la figura 1, estos valores fueron fijados en 11,2 V y 12,6 V, respectivamente.

Esto es posible para el caso de que la carga involucrada sea para corriente alterna. En esta experiencia, el generador solo podría usar toda su energía para cargar al banco, y la alimentación de la carga se restituirá una vez alcanzada la carga necesaria del banco de baterías.

3. Si se observan las figuras 2, 3 y 4, veremos que la experiencia, iniciada el 01 de mayo, comienza con el banco de baterías con plena carga. Recién el 12 del mismo mes, comienza un ciclo de carga y descarga, en donde recién al final de la experiencia (finales de julio), vuelve a recuperar su carga completa.

La figura 8 muestra la progresión de carga y descarga del banco de baterías para el mes de junio, bajo la suposición de un redimensionamiento en la etapa de generación. Si se compara con la figura 3 (también mes de junio), puede verificarse que, a pesar de partir del mismo estado inicial de carga del banco, si se aumenta en solo un 10 % la generación, el sistema es capaz de completar la carga (estado de “Flote” para el banco de baterías) el día 10 de junio. De este modo, la cantidad de días, para el mes analizado, en los cuales el banco se encuentra por debajo del 50 % de carga, disminuye de 16 a 6.

Si a la progresión de mayo se le aplica ese 10 % extra en generación, no solo también disminuirían sus días de descarga por debajo de lo prefijado, sino que, además, influiría favorablemente con el mes de junio. Por último, el mes de julio no presentaría descargas inferiores al SOC prefijado.

Esta modificación propuesta sobre la generación, no representa una inversión extra, ya que los costos de mercado de los módulos FV instalados, no difieren de los propuestos en este apartado (100 W versus 110 W).

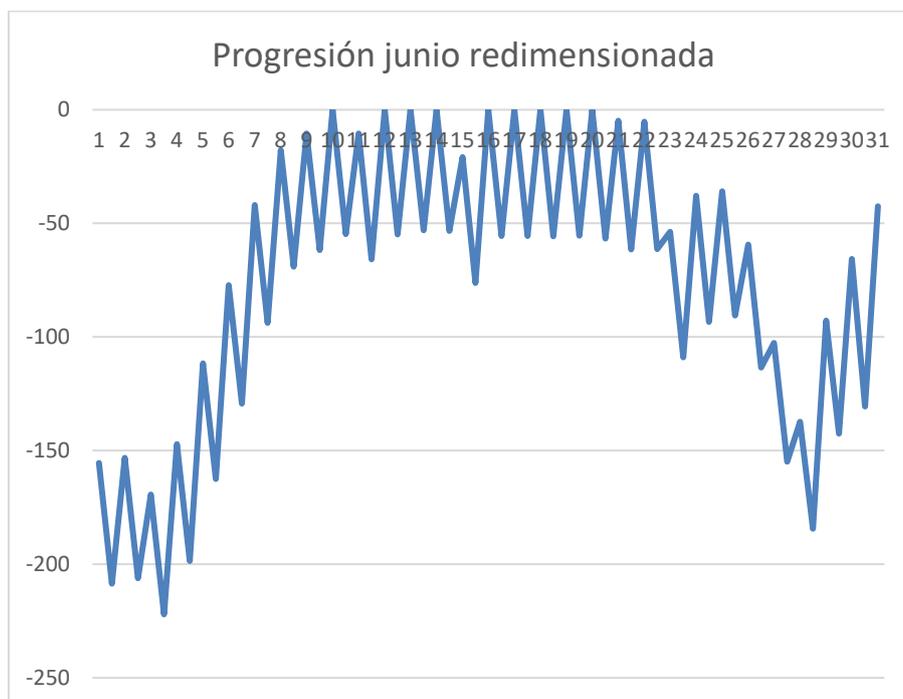


Figura 8: Progresión de descarga y carga diaria modificada del banco de baterías, mes de junio.

4. Si la producción y el consumo de energía coincidieran en el tiempo, es decir, si ambos procesos fueran simultáneos, favorecería a evitar sobredescargas, tal como puede verse en la Figura 9. En la misma puede observarse que, por ejemplo, durante los días 9,10 y 11 el banco se halla en estado de “Flote”, y todo lo generado es suficiente para alimentar la carga. En la experiencia realizada no existe coincidencia entre generación y consumo (figura 2) y el SOC mínimo es del 80 %. Si bien no siempre es posible optar por esta situación, en caso de serlo, la vida útil del banco de baterías puede ser aumentada.

El fabricante de las baterías utilizadas en la experiencia, provee curvas en donde se especifica la cantidad de ciclados versus la profundidad de descarga, de modo de determinar la vida útil del elemento. Según catálogo, para un SOC del 50 %, la cantidad de ciclados es de 2000.

En este trabajo, no solo se superó dicho porcentaje, sino que se continuó gestionando procesos de carga y descarga durante varios días bajo esas condiciones. Un estudio de cómo afecta esta situación la vida útil de las baterías, es un trabajo que merece ser abordado en un futuro.

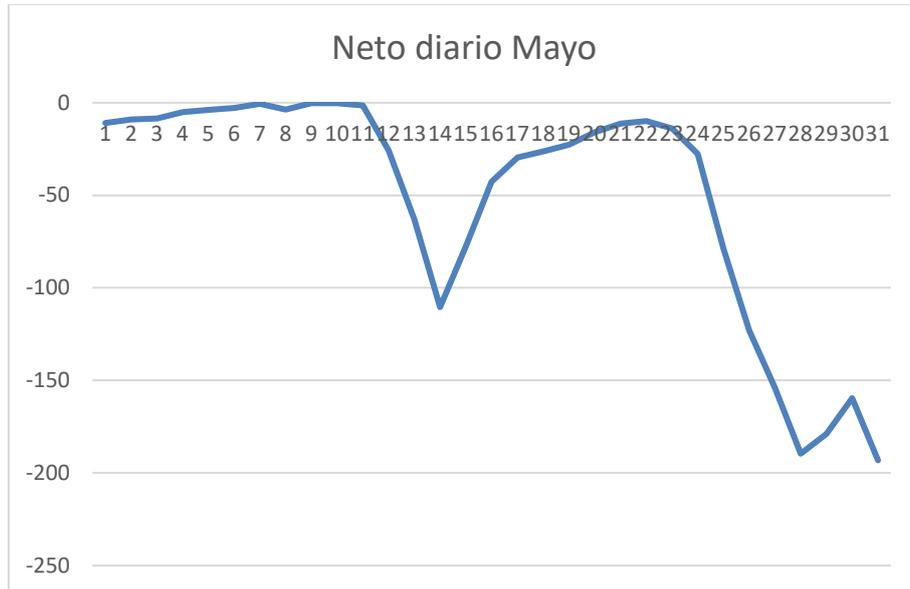


Figura 9: Progresión mes de mayo, suponiendo generación y carga simultáneas.

REFERENCIAS

- Ahmed J. y Salam Z. (2015) A critical evaluation on maximum power point tracking methods for partial shading in PV systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 933-953.
- Alex J. y Kamala J. (2013) PV array characteristics analysis under partial shading & modeling of P&O MPPT applied boost convertor using Matlab/Simulink, *Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, pp. 566-601,
- Coppez G., Chowdhury S., y Chowdhury S. (2010) The importance of energy storage in Renewable Power Generation: A review, *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC*, pp. 1-5.
- De Yong D., Maldonado M., Lovera S., y Magnago F, (2016), Análisis de Sistemas Fotovoltaicos operando bajo condiciones de sombra parcial, *XXXIX Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente, Actas ASADES*, pp. 101-111,
- Dounis A., Kofinas P., Papadakis G., y Alafodimos C. (2015) A direct adaptive neural control for maximum power point tracking of photovoltaic system, *Solar Energy*, Vol. 115, pp. 145-165,
- Esrasm T., Kimball J., Krein P., Chapman P., y Midya P. (2006) Dynamic Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Arrays Using Ripple Correlation Control, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 21, nro 5, pp. 1282-1291.
- Femia N., Petrone G., Spagnuolo G., y Vitelli M. (2005) Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 20, nro 4, pp. 963-973.
- Imen D. y Abdessattar B. (2017) Management of a “PV/battery” system in isolated site, *International Conference on Advanced Systems and Electric Technologies*, pp. 401-405.
- Koutroulia E., Kalaitzakis K., y Voulgaris N. (2001) Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 16, nro 1, pp. 46-54,
- Marcial F., Álvarez M., Maldonado M., Lovera S., y Magnago F. (2015) Diseño y Construcción de un Regulador de Tensión para Sistemas Solares con Seguimiento de Máxima Potencia, *XXXVIII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente Actas de ASADES*, pp. 1-12.

- Ramaprabha R. y Mathur B. (2008) Modelling and Simulation of Solar PV Array under Partial Shaded Conditions, IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, pp. 7-11.
- Ruiz C., Luis J., Beristáin J., José A., Sosa T., Ian M., Hernández L. y Jesús H. (2010) Estudio del Algoritmo de Seguimiento de Punto de Máxima Potencia Perturbar y Observar, RIEE&C, Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, Vol. 8, nro 1, pp. 17–23.
- Sera D., Kerekes T., Teodorescu R. y Blaabjerg F. (2006) Improved MPPT algorithms for rapidly changing environmental conditions, Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2006, pp. 1614–1619.

OPTIMIZATION ANALYSIS OF ENERGY STORAGE FOR AN ISOLATED PHOTOVOLTAIC SYSTEM

ABSTRACT: This paper analyzes the behavior of an isolated photovoltaic system, emphasizing the optimization of its storage capacity, in order to achieve demand coverage at the lowest possible cost. To do this, the system is designed with a conventional method according to the climatic data of the place, choosing only two days of autonomy, making a daily follow-up to see the evolution of the periods of charge and discharge of the battery bank. The choice of few design days of autonomy suggests that during a sequence of cloudy days the system would work under extreme pressure and also could stop. Tracking is done by a data logger connected directly to the charge controller with maximum power point tracking, storing data every ten minutes. The results show that, in a reasonably small demand scenario, with sequences of days with low radiation, although the bank operated for a long time with a high percentage of discharge, the system continued to provide the necessary energy. To analyze the behavior of the batteries, the discharge curves of the batteries were drawn, verifying that with low discharge current their nominal capacity increases substantially and that their lifespan has not been significantly affected.

Keywords: isolated PV systems, photovoltaic arrays, battery capacity, optimization.