

Dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía de una Microrred Híbrida para Reducir el Consumo de Energía de la Red Eléctrica

Jaime Berrios Maturana
Grupo de Electrónica Aplicada
IITEMA, UNRC - CONICET
Río Cuarto, Córdoba, Argentina
jberrios@ing.unrc.edu.ar

Facundo Aguilera
Grupo de Electrónica Aplicada
IITEMA, UNRC - CONICET
Río Cuarto, Córdoba, Argentina
faguilera@ing.unrc.edu.ar

Germán Gustavo Oggier
Grupo de Electrónica Aplicada
IITEMA, UNRC - CONICET
Río Cuarto, Córdoba, Argentina
goggier@ing.unrc.edu.ar

Resumen—Se presenta el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía (SAE) para una microrred eléctrica, con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de la energía renovable generada por el sistema. Para ello, se proyectan la generación y consumo basados en los registros de radiación y velocidad de viento adquiridos durante el año 2021 en el lugar de emplazamiento, sobre los cuales se calcula el almacenamiento potencial de energía. Se definen cuatro periodos temporales a lo largo de un año en función de las características de generación y consumo. A partir de ello, se obtiene la relación entre la capacidad de almacenamiento de energía del sistema y la disminución de consumo de energía desde la red eléctrica. Se determina que para una capacidad de 14 kWh de almacenamiento de energía, equivalente a 1,4 veces la capacidad máxima de generación instalada, se logra el máximo ahorro de energía consumida de la red, equivalente a un ahorro del 30%. Este resultado se mantiene para cualquier capacidad de almacenamiento mayor a la indicada.

Index Terms—Microrredes, Baterías, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Energías Renovables.

I. INTRODUCCIÓN

Una microrred puede considerarse como un sistema eléctrico de generación, transmisión y distribución de pequeña escala, que puede conectarse y desconectarse del sistema eléctrico de potencia convencional (SEP), que posee generación distribuida (GD), en particular basada en energías renovables, almacenamientos de energía, cargas críticas y no críticas, todo esto gestionado por un sistema de supervisión y control que puede tener diferentes niveles de complejidad, estar centralizado y/o distribuido [1]. La naturaleza intermitente de las energías renovables, como por ejemplo eólica y solar fotovoltaica, generan problemas relacionados con la disponibilidad y calidad de la energía. Una posible solución, que permite alimentar a las cargas locales inclusive ante fallas del sistema eléctrico de potencia, es la utilización de sistemas de almacenamiento de energía (SAE), utilizando por ejemplo un banco de baterías. Los SAE también pueden beneficiar económicamente a los consumidores al permitir almacenar energía en los horarios de menor consumo y costo, para utilizarla en los horarios pico y de mayor costo, y/o reducir el consumo pico (*peak shaving*) [2].

Para que estos beneficios sean posibles, es importante hacer un dimensionamiento adecuado del banco de baterías utilizadas para implementar el SAE. El problema de dimensionamiento de las microrredes presenta características diferentes en función de si ésta opera aislada o conectada a la red eléctrica.

Para el caso de microrredes aisladas de la red eléctrica, algunos trabajos proponen modelos económicos [3], con el propósito de optimizar el costo del consumo eléctrico. Se debe notar que en [4], y a diferencia de las propuestas presentadas en [2] y [3], se consideran las incertidumbres de la generación solar y eólica a través de modelos estocásticos como *Latin Hypercube Sampling* y la Simulación de Monte Carlo. También se consideran los estados de conexión y desconexión de la red eléctrica. Los datos que se obtienen a través de modelos estocásticos, se comparan con sus pares determinísticos. Los resultados muestran la habilidad del control del sistema propuesto para operar la microrred de manera eficiente, maximizando el aprovechamiento de energía renovable.

Por otra parte, en [5] se definen tanto los elementos controlables como los no controlables de la red y se realiza una optimización paralela para minimizar los costos iniciales de la implementación de un SAE. Para ello, se consideran los costos de la operación de los componentes controlables de la microrred, como lo son las fuentes de generación renovables y el SAE.

Respeto del dimensionamiento del SAE en microrredes que operan conectadas al sistema eléctrico, los trabajos [6] y [7] plantean una función de costo que permite optimizar el tamaño y la gestión de energía del SAE. En estos trabajos, también se plantea la posibilidad de agregar el uso de algoritmos de aprendizaje reforzado, mejorando la gestión de energía en entornos inciertos respecto de otros algoritmos, como aquellos que utilizan las estrategias de seguimiento de carga y la de ciclos de carga para optimizar la administración del SAE.

En [8] se presenta una función de costo para optimizar la capacidad del banco de baterías pero, a diferencia de los anteriores, considera los costos de implementación y de operación en conjunto con la degradación del sistema. Por

otro lado, en [9] se propone un sistema de almacenamiento híbrido, utilizando supercapacitores en conjunto con baterías, cuyo objetivo es el de alimentar cargas críticas y altamente intermitentes. Esta solución permite maximizar la vida útil de las baterías. En [10] se propone el dimensionamiento de un SAE que combina baterías de Pb-Ácido con baterías de Ion-Litio. Esto permite optimizar el uso y el tamaño de cada tipo de batería, aprovechando las ventajas de las tecnologías basadas en Ion-Litio para entregar energía cuando se requiere cubrir los picos de consumo y utilizar las baterías de Pb-Ácido para las cargas más lentas.

En el trabajo presentado en [11] se incluye la degradación del banco de baterías, tanto en el dimensionamiento como también en el control de la microrred a través del sistema de gestión de energía. Se obtiene que para un horizonte de operación de 10 años, se reducen entre 4,58 % y 9,84 % los costos de operación y mantenimiento, gestionando la profundidad de descarga del SAE.

En el presente trabajo se realiza el dimensionamiento del SAE para un prototipo de microrred eléctrica híbrida. A diferencia de trabajos anteriores donde se considera el dimensionamiento de todos los componentes de la microrred, en este caso se plantea el dimensionamiento del SAE dada una capacidad de generación preestablecida. Para esto, se consideran las características de las cargas, las condiciones meteorológicas y la capacidad de generación de un prototipo de microrred híbrida proyectada para alimentar uno de los laboratorios del Grupo de Electrónica Aplicada (GEA-IITEMA) de la Universidad Nacional de Río Cuarto. Se define un perfil de consumo y proyección de generación a partir de los registros anuales de radiación y velocidad de viento, con el fin de obtener la cantidad de energía potencial que puede ser almacenada en el SAE. A partir de estos datos, se propone una función que relaciona la capacidad de almacenamiento con el consumo de energía de la red eléctrica, lo que permite determinar un dimensionamiento para maximizar el aprovechamiento de la energía renovable para las condiciones de operación consideradas.

El resto del trabajo se organiza de la siguiente manera. En la Sección II se describe el prototipo de microrred eléctrica en el que esta basado el dimensionamiento. En la Sección III se plantean la proyección de la generación y el consumo de la microrred para el futuro dimensionamiento del SAE y por último, en la Sección IV se presentan los resultados obtenidos.

II. DESCRIPCIÓN DEL PROTOTIPO DE MICRORRED EN EJECUCIÓN

En la Fig. 1 se muestra un esquema que se corresponde con el prototipo de microrred considerada, para la cual se propone realizar el dimensionamiento del SAE. Consiste en una microrred híbrida que posee generación solar fotovoltaica, eólica, cargas locales y conexión con la red eléctrica. La generación fotovoltaica está compuesta por dos arreglos conectados en paralelo. A su vez, cada uno de ellos se encuentra conformado por nueve paneles fotovoltaicos conectados en serie. El primer arreglo posee paneles marca RESUN, modelo RS6K-310P,

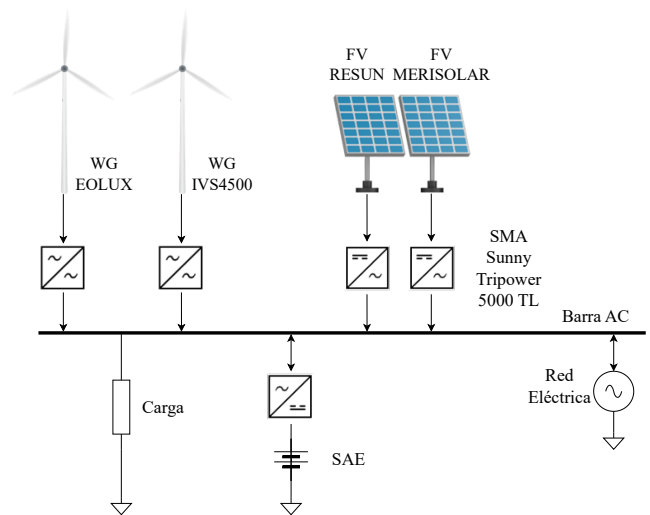


Figura 1. Diagrama eléctrico de la microrred en el laboratorio GEA.

mientras que el segundo posee paneles marca MERISOLAR, modelo AS-6P30-250W. La Tabla I resume las principales características de los mismos.

Tabla I
ESPECIFICACIONES DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS

Parámetros	RESUN	MERISOLAR
Potencia Máxima	310 W	250 W
Tensión en Circuito Abierto (V_{oc})	39,80 V	38 V
Corriente de Corto Circuito (I_{sc})	9,92 A	8,75 A
Máxima Tensión V_{mp}	32,60 V	30,3 V
Máxima Corriente I_{mp}	9,51 A	8,26 A
Eficiencia del Módulo	18,37 %	15,89 %

En cuanto a los generadores eólicos, se consideran dos unidades: una del fabricante Giacobone, modelo EOLUX, de 1500 Wpico y la otra es el modelo IVS4500 de la empresa INVAP Ingeniería S.A. de 4500 Wpico. Ambos aerogeneradores se encuentran instalados en torres independientes de 20 m de altura cada una y son auto orientables con la dirección del viento.

Con respecto al consumo energético, la carga del laboratorio es similar a la de una oficina, con horarios de mayor consumo entre 8 h y 18 h. Las cargas presentes en el laboratorio se enumeran en la Tabla II.

Tabla II
CARGAS ELÉCTRICAS PRESENTES EN EL LABORATORIO

Descripción	Potencia (W)	Cantidad
Luminaria	36	10
Heladera	200	1
Computadora	400	8
Monitor LED	22	10
Pava Eléctrica	2.400	1
Bomba 1/2 HP	380	1
Dispenser	63	1
Microondas	2.000	1
A. Acondicionado	5.360	1

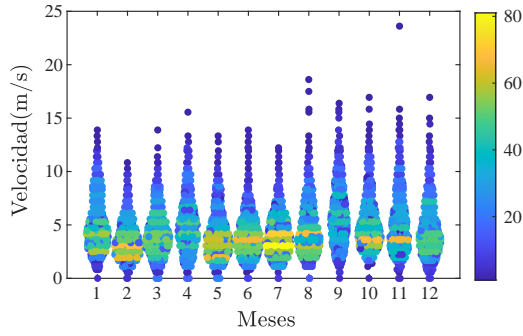


Figura 2. Dispersión de la velocidad de viento mensual indicando la frecuencia de ocurrencia de cada punto [13].

III. DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS

En esta sección se presenta el dimensionamiento del SAE, cuyo objetivo es el de reducir la energía consumida desde la red eléctrica. Para ello, primeramente se caracterizan las variables climáticas en el lugar de emplazamiento de la microrred, con el fin de proyectar la cantidad de energía eléctrica que puede generarse durante el periodo de un año, tanto por los paneles fotovoltaico como por los generadores eólicos. En segundo lugar, se presenta el perfil de consumo anual del laboratorio, complementado con un estudio de cargas del laboratorio. Por último, se determina la energía entregada a la red eléctrica en los periodos en que la generación supera a la demanda local del laboratorio. Para este caso, corresponderá a la energía potencial para ser almacenada en el SAE.

III-A. Proyección de Generación

El lugar de emplazamiento de la microrred está situado en la latitud de $33^{\circ}06'26''$ sur, longitud $64^{\circ}17'52''$ oeste y a una altura de 433 metros sobre el nivel del mar. La región se caracteriza por tener estaciones térmicas bien diferenciadas, con inviernos y veranos rigurosos y primaveras y otoños intermedios, lo que le confiere un comportamiento continental [12].

El registro de la velocidad del viento medida a 10 metros de altura por parte del Servicio Meteorológico Nacional (SMN) en el aeropuerto Río Cuarto, para el año 2021, tuvo una media de 4,8 m/s con ráfagas de 24 m/s [13]. En la Fig. 2 se representa la dispersión de velocidad de viento mensual, donde puede observarse que agosto y noviembre presentan los registros con mayor velocidad de viento. Se debe notar que en los registros mencionados anteriormente, solo se disponen de los datos adquiridos en el horario comprendido entre 8 h y 19 h, por lo que estos fueron completados a través del pronóstico realizado por el mismo SMN.

La proyección de generación eólica para cada uno de los aerogeneradores instalados, se calcula a través de la información suministrada por el fabricante. En la Fig. 3 se muestran las potencias eléctricas producidas por cada generador en función de la velocidad de viento [13]. Por otro lado, la radiación solar para la ciudad de Río Cuarto según [14], presenta una media de $217,5 \text{ W/m}^2$, obteniendo los picos de radiación entre los meses de octubre a febrero. En el mes de junio se observa el

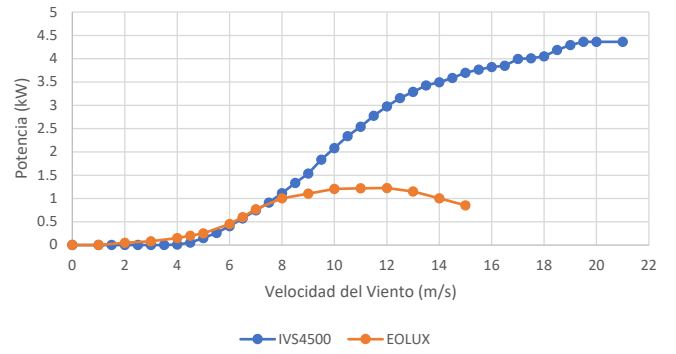


Figura 3. Curva de potencia disponible en función de la velocidad del viento de los aerogeneradores presentes en la microrred.

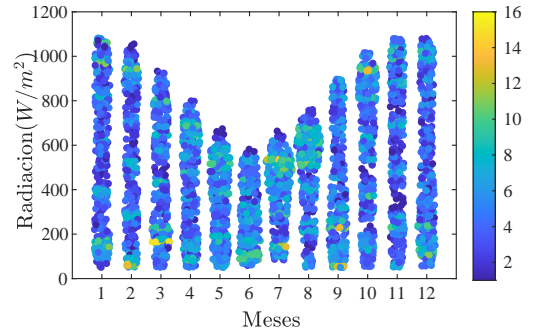


Figura 4. Dispersión de la radiación solar mensual ponderando la frecuencia de ocurrencia sin considerar los periodos nocturnos [14].

nivel mínimo de radiación, con un valor de $107,2 \text{ W/m}^2$, tal como lo muestra la Fig. 4.

Para el caso de la energía solar, la capacidad instalada de un arreglo fotovoltaico puede determinarse como [15]:

$$P_0 = A_T \eta N I_0 \quad (1)$$

donde A_T corresponde al área total efectiva de los paneles en m^2 , η es la eficiencia nominal, N es el número de paneles y $I_0 = 1 \text{ kW/m}^2$ es una irradiancia de referencia.

Luego, la capacidad de potencia generada puede obtenerse como:

$$P_{DC} = \begin{cases} \frac{I_{poa}}{I_0} P_0 [1 + \gamma(T_c - T_0)], & \text{si } I_{poa} \geq 125 \\ \frac{0,008(I_{poa})^2}{I_0} P_0 [1 + \gamma(T_c - T_0)], & \text{si } I_{poa} < 125 \end{cases} \quad (2)$$

donde I_{poa} corresponde a la radiación incidente, T_c que es la temperatura de la celda, T_0 a la temperatura de referencia igual a $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y γ corresponde al coeficiente de temperatura de la celda para su potencia máxima.

Si se interpola la curva presentada en la Fig. 3 y se cruzan con los datos obtenidos de velocidad de viento, se puede obtener la potencia anual producida por los generadores eólicos por hora. Por otra parte, usando (2) con los datos de temperatura y radiación solar obtenidos de [14], se obtiene la potencia anual generada por los arreglos fotovoltaicos, con resolución de una hora.

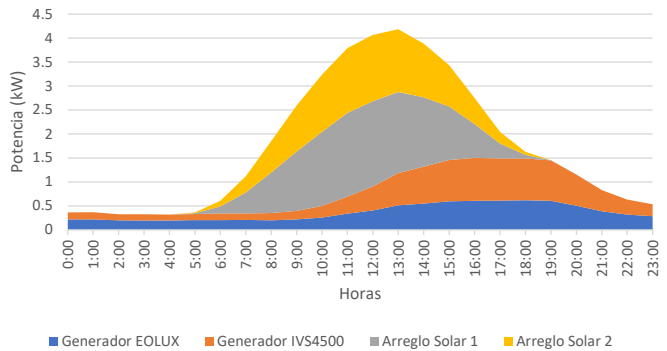


Figura 5. Generación horaria promedio anual considerando el aporte de cada una de las fuentes de generación renovable presentes en la microrred.

En base a los datos de generación eólica y solar obtenidos, puede determinarse que la energía total que puede ser generada durante un año es de 15,27 MWh. En la Fig. 5 se presenta la generación horaria promedio anual de la microrred eléctrica, considerando la suma de los aportes de cada una de las fuentes de generación renovable, como son . Si se analiza el aporte anual en un día promedio de cada una de las fuentes renovables, se identifica que el mayor aporte es realizado por los generadores solares, y su máxima generación se obtiene entre las 12 h y las 13 h. Por otra parte, la generación eólica se hace presente durante todo el periodo, alcanzando un pico de 1500 W en el horario comprendido entre las 10 h y las 22 h.

III-B. Proyección de Consumo del Laboratorio

Comparando los registros de consumo, obtenidos con un medidor de energía conectado en el tablero principal del laboratorio, con los de temperatura ambiente, se puede concluir que hay un patrón de comportamiento en cada una de las estaciones del año, donde se destaca el uso de equipos de aire acondicionado para climatizar el laboratorio.

En base a la Tabla II, a los registros de consumo y la proyección en base a los patrones observados en cada una de las estaciones del año, puede caracterizarse el consumo del laboratorio y así estimar el consumo anual horario del laboratorio. En la Fig. 6 se muestra la potencia promedio mensual consumida, obtenida mediante la caracterización generada anteriormente.

En este trabajo se define el balance de potencia como la diferencia entre la generación total de la microrred y el consumo proyectado instantáneo por hora, como:

$$P_{bal} = P_g - P_l \quad (3)$$

donde P_g es la generación instantánea total y P_l es el consumo instantáneo total.

A partir de los resultados mostrados en la Fig. 6, se concluye que la generación promedio es mayor al consumo proyectado en los meses de abril y entre agosto a noviembre. A partir de estos resultados, el dimensionamiento del SAE debe comprender los meses en los cuales la generación supera a la demanda local, lo que puede ser almacenado en el SAE.

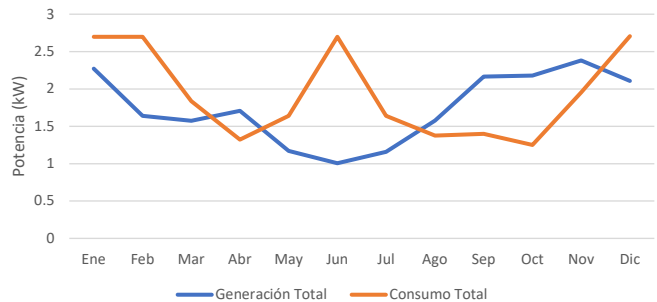


Figura 6. Generación y consumo total de la microrred proyectada en el laboratorio GEA.

Para plantear las bases del dimensionamiento del banco de baterías se asumen condiciones de borde. La primera de ellas, es que la generación no es una variable a optimizar, ya que es una infraestructura existente y no se plantea una ampliación. La segunda condición tiene que ver con el origen de la energía con la cual se cargará el SAE. La energía usada para cargarlo no tendrá aportes de la red eléctrica. Por último, siempre que la batería tenga carga y que la demanda sea mayor que la generación en un dado instante de tiempo, la energía adicional requerida será provista por el SAE.

En base a esta última condición, la expresión que describe el estado de carga del SAE puede escribirse como:

$$Car_{bat} = \begin{cases} 0, & \text{si } P_{bal} < 0 \\ Car_{bat} + P_g t, & \text{si } Cap_{bat} \geq P_g \geq 0 \\ Cap_{bat}, & \text{si } Cap_{bat} < P_g \end{cases} \quad (4)$$

donde Car_{bat} es la carga para entregar al banco de baterías y Cap_{bat} es la capacidad del banco de baterías.

IV. RESULTADOS OBTENIDOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos del análisis del dimensionamiento del SAE para el prototipo de microrred considerado en este trabajo. Para esto, primeramente se considera una capacidad de la batería infinita en la expresión indicada en (4). De esta manera, se puede encontrar el valor máximo de carga que puede alcanzar la batería y con esto determinar la capacidad de carga del SAE.

Partiendo de estas condiciones, y los patrones que se repiten a lo largo del año en relación a la generación y el consumo, se definen cuatro periodos temporales para el análisis del dimensionamiento:

1. alta demanda, alta generación (enero),
2. alta demanda, media generación (febrero, mayo, julio y diciembre),
3. baja demanda, media generación (marzo, abril, agosto, septiembre, octubre y noviembre),
4. alta demanda, baja generación (junio).

En base a los datos obtenidos y proyectados, se determina el dimensionamiento del SAE, considerando inicialmente que toda la energía que está siendo generada superior al consumo de la microrred es almacenado.

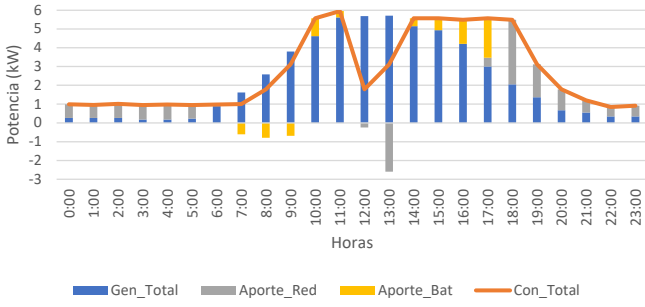


Figura 7. Balance de potencia considerando la capacidad de almacenamiento obtenida en el periodo 1 para un día promedio en el mes de enero 2021.

IV-A. Energía aprovechable en cada periodo

IV-A1. Alta demanda, alta generación: Para este escenario, se prevé una mayor generación media, debido principalmente al período con mayor radiación solar, junto con un alto consumo de las cargas locales que supera en algunos instantes a la generación.

Si se consideran la generación y el consumo fijos y un banco de baterías de capacidad infinita, la carga máxima que puede entregarse es de 7.276 Wh. Por lo tanto, para este escenario la capacidad puede establecerse igual a 9.095 Wh, estableciendo un 20% de tolerancia.

La Fig. 7 presenta el balance de potencia considerando la capacidad de almacenamiento obtenida para el periodo 1 en el mes de enero. En esta figura, la traza continua representa la potencia demandada por el laboratorio. Durante las primeras horas del día, las barras de color gris muestran que el aporte mayoritario de energía lo realiza la red eléctrica. A medida que transcurre el día, se hace más presente la generación renovable representado por barras de color azul, lo cual en determinadas horas llega a superar a la demanda. En estas condiciones, el SAE recibe un aporte de energía representado por las barras de color amarillo con magnitud negativa. Cuando el SAE posee energía almacenada, es capaz de aportar la diferencia entre la generación renovable y la demanda, sin requerir aporte desde la red eléctrica. Esta condición puede observarse a las 10 h y luego a partir de las 14 h.

IV-A2. Alta demanda, media generación: Similar al caso anterior, este escenario presenta una alta demanda, pero menor generación, disminuyendo el balance de potencia. Sin embargo, aún hay energía disponible para almacenar. La máxima energía que podría almacenarse es de 4.436,63 Wh, por lo que considerando un 20% de tolerancia, el SAE debería ser de 5.545,78 Wh.

IV-A3. Baja demanda, media generación: Si se realiza el mismo ejercicio de maximizar la capacidad de las baterías para la energía potencialmente almacenable, se obtiene una capacidad de 26.938,83 Wh y considerando el 20% de margen, resulta en 33.673,53 Wh.

A modo de ejemplo, si consideramos la capacidad obtenida para el periodo 1, pero usado en el periodo 3, se observa en la Fig. 8 que si bien cumple la premisa de disminuir el consumo de la red en horarios de mayor demanda, el tamaño de la

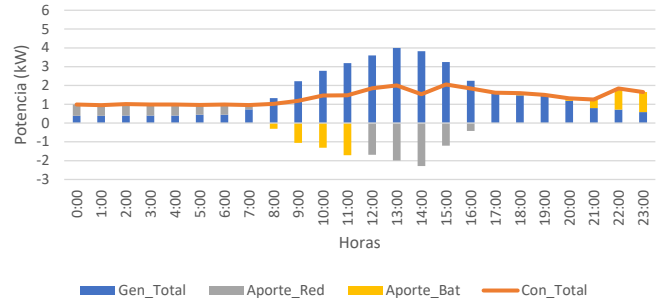


Figura 8. Balance de potencia considerando la capacidad de almacenamiento obtenida en el periodo 1 para un día promedio en el mes de agosto 2021.

batería no cumple con las condiciones de diseño, debido a que no se utiliza esa energía para alimentar a las cargas del laboratorio y, por lo tanto, se entrega a la red eléctrica.

IV-A4. Alta demanda, baja generación: El último escenario es el más desfavorable de todos, debido a la baja generación. Impacta en mayor medida la disminución de la radiación solar frente a la velocidad del viento, ya que esta tiene poca variabilidad dentro del año. La máxima energía aprovechable para almacenamiento en este periodo es de 786,9 Wh considerando una tolerancia de 20%.

IV-B. Mejora de consumo de la red para diferentes dimensionamientos

Se define la variable B_t que corresponde al porcentaje de energía que se deja de consumir de la red y es provista por las baterías previa carga de ellas mediante generación renovable. Esta variable de éxito puede expresarse como:

$$B_t = \left(1 - \frac{\sum_{i=0}^{23} Ap_{bat}(i)}{\sum_{i=0}^{23} Ap_{nobat}(i)} \right) 100 \quad (5)$$

donde Ap_{nobat} es el aporte de energía de la red cuando no existe una batería conectada, Ap_{bat} es el aporte de energía de la red cuando esta conectada una batería al sistema e i son las horas del día.

Los porcentajes de mejora mensuales a lo largo de un año, considerando los dimensionamientos obtenidos para cada uno de los periodos obtenidos previamente, se presentan en la Tabla III. En esta tabla se puede observar que hay algunos meses en los cuales no es posible obtener una mejora mayor al 15%, por más que se aumente la capacidad de las baterías, debido al alto consumo y la baja generación del periodo (ver mayo, junio y julio). Por otra parte, en otros meses si es más notorio el efecto del aumento del banco de baterías, tal como el mes de noviembre, donde se obtiene hasta un 56% de mejora.

Por otro lado, si se considera una variación constante referencial del costo del banco de baterías por cada Wh, es posible obtener:

$$B_p = \frac{\Delta B_{ta}}{\Delta P_b} \quad (6)$$

donde P_b es el valor por W del banco de baterías y B_{ta} es el valor del porcentaje de mejora anual.

Tabla III
RESUMEN DE OPTIMIZACIÓN DE CONSUMO DE RED CON EL USO DE BATERÍAS EN LOS DISTINTOS PERIODOS

MES	9 [kWh]	5,5 [kWh]	33,6 [kWh]	0,6 [kWh]
Enero	25 %	19 %	30 %	4 %
Febrero	16 %	14 %	16 %	3 %
Marzo	30 %	20 %	45 %	4 %
Abril	38 %	29 %	41 %	7 %
Mayo	12 %	12 %	12 %	4 %
Junio	3 %	3 %	3 %	1 %
Julio	14 %	13 %	14 %	4 %
Agosto	42 %	31 %	46 %	7 %
Septiembre	29 %	25 %	36 %	8 %
Octubre	37 %	30 %	42 %	8 %
Noviembre	34 %	24 %	56 %	5 %
Diciembre	20 %	16 %	24 %	4 %
Promedio	25 %	20 %	30 %	5 %

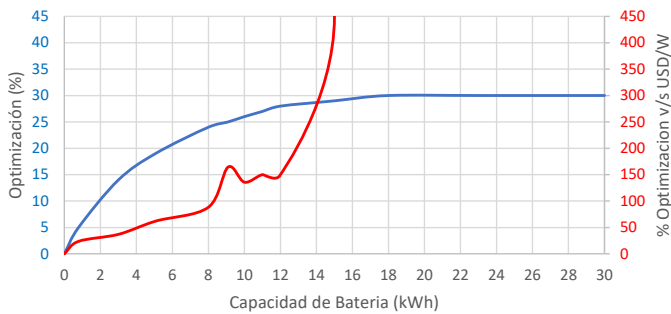


Figura 9. Curva de capacidad de banco de baterías con respecto al porcentaje de mejora obtenido.

En la Fig. 9 se representa la tendencia del porcentaje de ganancia de energía que se deja de consumir de la red, en color azul, y el valor de B_p , en color rojo, en función de la capacidad del SAE. Se hace evidente que el tamaño máximo del banco de baterías corresponde a la intersección de estas dos curvas, dimensionando un sistema de almacenamiento de energía de 14 kWh, esto considerando un margen de seguridad de 20 %.

CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolla el dimensionamiento de un banco de baterías considerando una proyección de generación y un perfil de carga para cuatro periodos temporales, definidos en cuanto a la capacidad de generación de energía renovable y el consumo por parte de las cargas. A partir de la proyección de generación obtenida, se mostró que la generación solar representa un aporte mucho mayor en comparación con la eólica, siendo el aporte principal de la curva de generación diaria. Existen meses en donde difícilmente podrá ser utilizable el banco de baterías, como son enero y junio. En base a un análisis de la relación entre el porcentaje de mejora y el valor por Wh de capacidad de almacenamiento, se obtuvo un dimensionamiento de 14 kWh. Este dimensionamiento permite obtener una reducción del consumo de la red eléctrica de un 30 % en promedio anual, en comparación con el caso de no disponer de un sistema de almacenamiento de energía.

Para trabajos futuros, se considerarán los datos proyectados tanto de generación como de consumo para evaluar aumentos de generación solar y también la futura ampliación de las instalaciones del laboratorio GEA. Se validarán también los resultados mediante simulación y pruebas en laboratorio cuando el equipamiento esté instalado.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado gracias al financiamiento otorgado por el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), por la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT) y la Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC).

REFERENCIAS

- [1] D. Jain and D. Saxena, "Comprehensive review on control schemes and stability investigation of hybrid AC-DC microgrid," *Electric Power Systems Research*, vol. 218, p. 109182, May 2023.
- [2] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor, and F. Blaabjerg, "Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 35 143–35 164, 2018.
- [3] A. M. Jasim, B. H. Jasim, F.-C. Baiceanu, and B.-C. Neagu, "Optimized Sizing of Energy Management System for Off-Grid Hybrid Solar/Wind/Battery/Biogasifier/Diesel Microgrid System," *Mathematics*, vol. 11, no. 5, p. 1248, Jan. 2023.
- [4] I. M. Ibrahim, A. Y. Abdelaziz, H. H. Alhelou, and W. A. Omran, "Sizing of Microgrid System Including Multi-Functional Battery Storage and Considering Uncertainties," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 29 521–29 540, 2023.
- [5] R. Hayashi, H. Takano, W. M. Nyabuto, H. Asano, and T. Nguyen-Duc, "Bilevel optimization model for sizing of battery energy storage systems in a microgrid considering their economical operation," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 728–737, Mar. 2023.
- [6] Y. Khawaja, I. Qiqieh, J. Alzubi, O. Alzubi, A. Allahham, and D. Giaouris, "Design of cost-based sizing and energy management framework for standalone microgrid using reinforcement learning," *Solar Energy*, vol. 251, pp. 249–260, Feb. 2023.
- [7] M. Rawa, Y. Al-Turki, K. Sedraoui, S. Dadfar, and M. Khaki, "Optimal operation and stochastic scheduling of renewable energy of a microgrid with optimal sizing of battery energy storage considering cost reduction," *Journal of Energy Storage*, vol. 59, p. 106475, Mar. 2023.
- [8] R. Fallahifar and M. Kalantar, "Optimal planning of lithium ion battery energy storage for microgrid applications: Considering capacity degradation," *Journal of Energy Storage*, vol. 57, p. 106103, Jan. 2023.
- [9] L. M. León, D. Romero-Quete, N. Merchán, and C. A. Cortés, "Optimal design of PV and hybrid storage based microgrids for healthcare and government facilities connected to highly intermittent utility grids," *Applied Energy*, vol. 335, p. 120709, Apr. 2023.
- [10] T. Costa, A. Arcanjo, A. Vasconcelos, W. Silva, C. Azevedo, A. Pereira, E. Jatobá, J. B. Filho, E. Barreto, M. G. Villalva, and M. Marinho, "Development of a Method for Sizing a Hybrid Battery Energy Storage System for Application in AC Microgrid," *Energies*, vol. 16, no. 3, p. 1175, Jan. 2023.
- [11] P. V. H. Seger, R. Rigo-Mariani, P.-X. Thivel, and D. Riu, "A storage degradation model of Li-ion batteries to integrate ageing effects in the optimal management and design of an isolated microgrid," *Applied Energy*, vol. 333, p. 120584, Mar. 2023.
- [12] "Carta de Suelos - Hoja 3363-19 RIO CUARTO," <http://suelos.cba.gov.ar/RIOCUARTO/index.html>.
- [13] "Descarga de Datos — Servicio Meteorológico Nacional," <https://www.smn.gov.ar/descarga-de-datos>.
- [14] "POWER — Data Access Viewer," <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [15] A. M. Monje and F. Martinez, "Modelo de Generación Fotovoltaica," <https://solar.minenergia.cl/downloads/fotovoltaica.pdf>, Mar. 2017.