

# Diseño y Gestión Óptima de una MicroGrid residencial

Rodrigo G. Alarcón

UTN-Regional Reconquista, Santa Fe, Argentina

rodrigoalarcon11@gmail.com

**Resumen**—El proyecto esta basado en el Diseño, Modelado y Gestión óptima de una MicroGrid del tipo residencial. Se define la arquitectura de la misma tomando como referencia el consumo de una residencia promedio; para luego formular un modelo en espacio de estados. Se propone un una estrategia de diseño para controladores de flujos de energía, en el marco del Control Predictivo Económico basado en Modelo (EMPC)

## I. INTRODUCCIÓN

Las MicroGrids surgen como posible solución estructural al aumento en la demanda energética, cambios climáticos y la reducción de combustibles fósiles, por lo que se ha vuelto de vital importancia buscar nuevas formas de generar.

Una alternativa es la implementación de la generación distribuida mediante el uso energías renovables, que básicamente consiste en generar energía eléctrica por medio de pequeñas fuentes de energía lo más próximas a los puntos de consumo. Es por esto, que las MicroGrids con fuentes renovables de energía, se posiciona como una excelente opción para dar un respaldo a la demanda energética.

La gran mayoría de las MicroGrids no cuentan con un esquema de control que les permita optimizar la energía que generan, por lo que la finalidad del control es proporcionar la energía demandada por las cargas haciendo uso de la generación, o de los sistemas de almacenamiento o tomarla de la red eléctrica, en forma fiable y segura, tanto en condiciones normales de uso como también durante las eventualidades, siempre buscando el mayor beneficio económico.

Los beneficios medioambientales, su aceptación, el grado de penetración en el sistema eléctrico, vienen marcados por las capacidades del sistema de control y sus características operativas.

## II. ARQUITECTURA DE LA MICROGRID

La definición de la arquitectura de la MicroGrid la realizamos tomando como punto de partida el consumo de una residencia tipo, para luego en función de esto seleccionar los equipos pertinentes.

### II-A. Determinación del grado de electrificación

El grado de electrificación de la residencia se determina a partir de lo establecido en la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles AEA 90364, Parte 7, Sección 770 Edición 2017. Obteniendo una carga total para la residencia de:

$$C_{total} = 8000 [W]$$

### II-B. Determinación del consumo diario

Para determinar el consumo diario se seleccionan una serie de equipos, los considerados mas comunes que podemos encontrar en una residencia, tomando para cada uno de ellos la potencia<sup>1</sup> y el tiempo estimado de uso. Tabla I

Tabla I  
POTENCIA Y HORAS DE USO DIARIO DE EQUIPOS

Equipos	Cant.	Pot. Tot.[kW]	Uso[h]
Lampara LED	6	0,054	6
Televisor LED	2	0,18	2
Heladera con freezer	1	0,1	24
Calefón eléctrico	1	1,5	0,25
Aire acondic.(2200 fg)	1	1,35	4
Lavarropas auto.	1	0,37	1
...	...	...	...
<b>Total</b>		<b>7.54</b>	

Obteniendo de esta manera un consumo diario de:

$$Q_{diario} = 12,98 [kWh/dia]$$

### II-C. Definición de la estructura de la MicroGrid

Tomando como referencia el consumo determinado en la sección anterior, se define la siguiente arquitectura para la MicroGrid, ver figura 1:

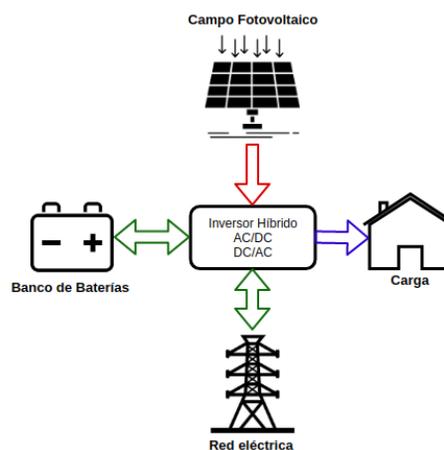


Figura 1. Arquitectura de la MicroGrid

<sup>1</sup>La sumatoria de las potencias de todos los equipos debe ser menor o igual al grado de electrificación  $C_{total}$

### III. MODELADO DE LA MICROGRID

#### III-A. Modelo de los paneles fotovoltaicos

El modelo utilizado esta basado en el efecto que causa la irradiancia y la temperatura en una celda solar, obteniendo así el voltaje, la corriente y la potencia por medio de la representación gráfica del modelo matemático [2].

El circuito eléctrico equivalente de una celda solar consta de una fuente de corriente  $I_L$  generada a partir de la radiación solar, un diodo  $D_1$ , una resistencia en paralelo  $R_{SH}$  y otra en serie  $R_S$  que representa la resistencia interna del material al paso del flujo de la corriente, ver figura 2.

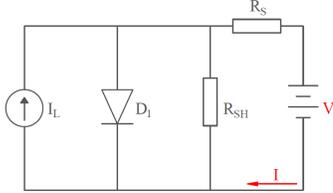


Figura 2. Circuito equivalente panel

**III-A1. Representacion del modelo:** El modelo del panel es representado por medio de Matlab-Simulink® a través del bloque “PV Array”, ver figura 3. Este bloque permite modelar uno o un grupo de paneles preestablecidos como así también aquellos que definan por medio de los parámetros característicos del mismo.

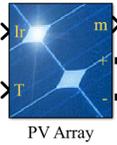


Figura 3. Bloque representativo al panel fotovoltaico

El objetivo de modelar los paneles fotovoltaicos es obtener la curva de potencia generada, a partir de datos conocidos de la irradiancia y la temperatura de la celda. Para esto se implementa el siguiente esquema en Matlab-Simulink®, ver figura 4.

En el esquema de la figura 4 el bloque PV Array representa al conjunto de paneles (12 paneles). Los datos de entrada de la irradiancia y temperatura de celda se almacenan en el bloque (Base de datos), dentro del cual se encuentran cargados varios días de diferentes meses. El circuito conectado a la salida del arreglo de paneles representa el “Convertidor CC-CC (Boost)”, el cual es controlado por el “Algoritmo de control MPPT” [3].

#### III-B. Modelado del banco de baterías

Se utiliza un modelo de circuito equivalente eléctrico, donde los parámetros de dicho circuito deben obtenerse para la batería a modelada mediante ensayos de ciclos experimentales de descargas a corriente constante intercalados por periodos de relajación. Una vez hallado cada parámetro del circuito equivalente, se modela el sistema a través de ecuaciones en el espacio de estados.

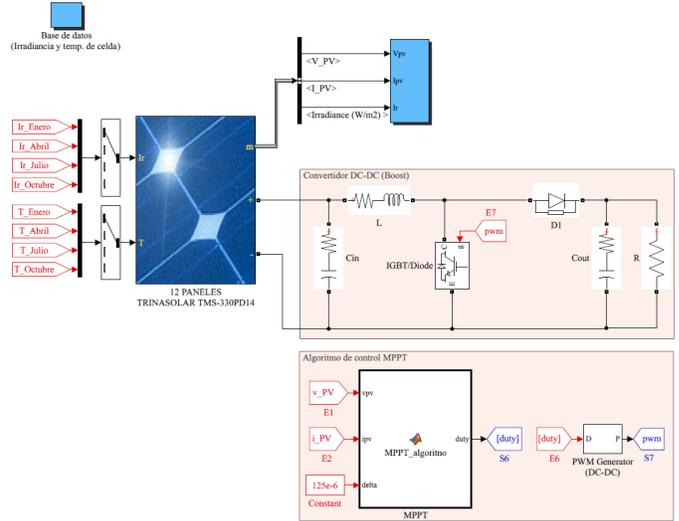


Figura 4. Esquema para la obtención del perfil de potencia generada

Se utiliza el modelo propuesto por [1], cuyo esquema eléctrico se muestra en la figura 5.

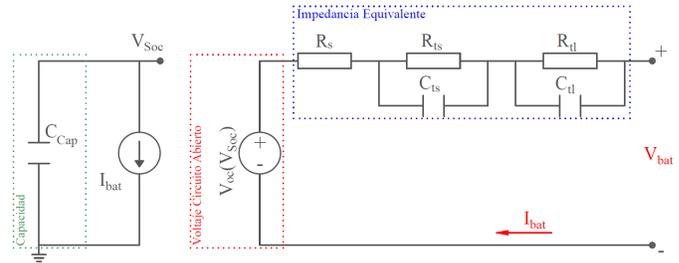


Figura 5. Circuito equivalente de la batería

**III-B1. Obtención de parámetros:** Para obtener los diferentes parámetros del circuito equivalente, se aplica el método de extracción de parámetros en el dominio temporal. El cual consiste en aplicar un pulso de corriente constante durante un tiempo determinado seguido de un periodo de relajación donde se deja estabilizar la tensión de la batería para volver a aplicar el pulso de corriente [4].

Las resistencia y capacitancias del circuito equivalente, varían de acuerdo al estado de carga de la batería, por lo que, se obtendrán diferentes valores para distintos estados de carga para los cuales se realiza el ensayo.

Para un estado de carga inicial del banco de baterías se obtienen los siguientes valores de resistencia y capacitancia, ver tabla II.

**III-B2. Modelado en espacio de estados:** Planteando las Leyes de Kirchhoff en el circuito de la figura 5, en las mallas de las ramas RC y considerando como variables de estados  $\frac{\partial S_{oc}}{\partial t} = \dot{x}_1$ ,  $\frac{\partial V_{TS}}{\partial t} = \dot{x}_2$  y  $\frac{\partial V_{TL}}{\partial t} = \dot{x}_3$ ; como entrada  $u = i_{bat}$  y salida  $y = V_{bat}$  se llega a:

Tabla II  
PARÁMETROS CIRCUITO EQUIVALENTE

Notación	Valor
$R_s$	0,0002[Ω]
$R_{ts}$	0,00094206[Ω]
$R_{tl}$	0,0038208 [Ω]
$C_{ts}$	264151,94[F]
$C_{tl}$	14217066,17[F]

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R_{ts} \cdot C_{ts}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{R_{tl} \cdot C_{tl}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_{bat}^*} \\ \frac{1}{C_{ts}} \\ \frac{1}{C_{tl}} \end{bmatrix} [u]$$

$$y = [1 \quad -1 \quad -1] \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} + [R_s] [u]$$

Donde  $C_{bat}^* = 3600 \cdot C_{cap}$  y  $C_{cap}$  se obtiene de afectar la capacidad del banco de baterías (Ah) por un factor de envejecimiento ( $f_1 = 0,85$ ) y de temperatura ( $f_2 = 0,90$ ).

Reemplazando y discretizando el modelo anterior para un tiempo de muestreo de 1 [h] se obtiene:

$$\mathbf{x}(\mathbf{k}+1) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & -0,837 & 0 \\ 0 & 0 & 0,901 \end{bmatrix} \mathbf{x}(\mathbf{k}) + \begin{bmatrix} 0,0032 \\ 0,0011 \\ 0,0002 \end{bmatrix} \mathbf{u}(\mathbf{k})$$

$$\mathbf{y}(\mathbf{k}) = [1 \quad -0,0811 \quad -0,950] \mathbf{x}(\mathbf{k}) + [0,0011] \mathbf{u}(\mathbf{k})$$

Donde:

$$\mathbf{x}(\mathbf{k}+1) = \begin{bmatrix} x_1(k+1) \\ x_2(k+1) \\ x_3(k+1) \end{bmatrix}; \mathbf{x}(\mathbf{k}) = \begin{bmatrix} x_1(k) \\ x_2(k) \\ x_3(k) \end{bmatrix}$$

### III-C. Modelo de la MicroGrid

El modelo de la MicroGrid en espacios de estados presenta la siguiente estructura:

$$\mathbf{x}(\mathbf{k}+1) = A \cdot \mathbf{x}(\mathbf{k}) + B \cdot \mathbf{u}(\mathbf{k}) + B_d \cdot \mathbf{d}(\mathbf{k})$$

$$E_u \cdot \mathbf{u}(\mathbf{k}) + E_d \cdot \mathbf{d}(\mathbf{k}) = 0$$

Donde:

- $\mathbf{x}(\mathbf{k})$ : Representa las variables de estados (SOC<sup>2</sup>).
- $\mathbf{u}(\mathbf{k})$ : Representa las variables manipuladas (Pbd<sup>3</sup>, Pbc<sup>4</sup>, Prc<sup>5</sup>, Prv<sup>6</sup>).
- $\mathbf{d}(\mathbf{k})$ : Representa las variables no manipuladas (Pgen<sup>7</sup>, Pcarga<sup>8</sup>).

<sup>2</sup>Estado de carga del banco de baterías

<sup>3</sup>Potencia de descarga banco de baterías

<sup>4</sup>Potencia de cara banco de baterías

<sup>5</sup>Potencia de red comprada

<sup>6</sup>Potencia de red vendida

<sup>7</sup>Potencia generada

<sup>8</sup>Potencia de la carga

Las matrices  $A, B, B_d$  se obtienen del modelo del banco de baterías y las matrices  $E_u, E_d$  de realizar el balance de potencias en la MicroGrid, donde toda la potencia generada debe ser igual a la potencia consumida tomando como punto de referencia el Inversor; adoptando como positivo las potencias que entran al mismo y negativo las que salen, ver figura 6.

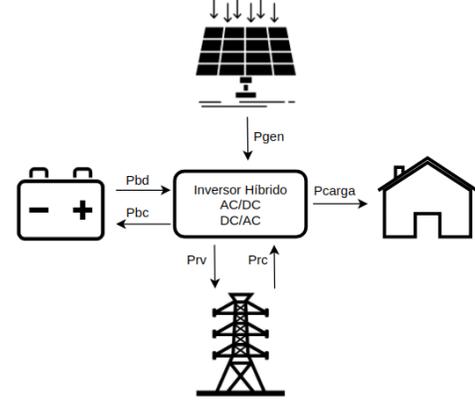


Figura 6. Potencias que interactúan en la MicroGrid

Por que se obtiene el siguiente modelo de la MicroGrid en tiempo discreto:

$$\mathbf{x}(\mathbf{k}+1) = \mathbf{x}(\mathbf{k}) + [-7,12e^{-3} \quad 6,50e^{-3} \quad 0 \quad 0] \mathbf{u}(\mathbf{k}) + [0 \quad 0] \mathbf{d}(\mathbf{k})$$

$$[1 \quad -1 \quad 1 \quad -1] \mathbf{u}(\mathbf{k}) + [1 \quad -1] \mathbf{d}(\mathbf{k}) = 0$$

## IV. DISEÑO DEL CONTROLADOR EMPC

Las técnicas de control predictivo hacen referencia a un conjunto de algoritmos que utilizan modelos dinámicos del sistema para predecir su comportamiento futuro sobre un horizonte de predicción. Su formulación resuelve un problema de optimización, donde la secuencia de entradas de control óptimas es calculada al minimizar una función objetivo sujeta a restricciones [5].

### IV-A. Definición de las restricciones

IV-A1. Restricciones en las variables manipuladas: Nuestro vector de entradas manipuladas se compone de la siguiente manera:

$$\mathbf{u}(\mathbf{k}) = [Pbd \quad Pbc \quad Prc \quad Prv]^T$$

Aplicando las siguientes restricciones:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} Pbd \\ Pbc \\ Prc \\ Prv \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} 2400 \\ 2400 \\ 3000 \\ 1500 \end{bmatrix}$$

Donde las potencias de carga/descarga del banco de baterías si establecen del voltaje de trabajo del banco (48V) y de la corriente de carga/descarga del mismo, establecida por el inversor (50A).

Para la compra de energía a la red se establece un límite de 3000 [W], la cual es la máxima potencia de salida en alterna del inversor. Mientras que para la restricción en la venta se adopta a fines prácticos que solo se pueda vender el 50 % de la máxima potencia comprada, es decir, 1500 [W].

IV-A2. *Restricciones la variable de estado:*

$$\mathbf{x}(\mathbf{k}) = [SOC]$$

El fabricante de la batería seleccionada nos garantiza una vida útil de 3500 ciclos de carga/descarga, si se mantiene en todo momento el SOC de la batería entre un 20 % y 80 %, es decir:

$$[20\%] \leq [SOC] \leq [80\%]$$

IV-B. *Definición de la función de costo*

La función de costo se utiliza para calcular los valores óptimos de los flujos de energía en la MicroGrid durante el horizonte de predicción adoptado [6].

$$J(k) = \sum_{k=1}^N (C_{r_c}(k) + C_{r_v}(k) + C_{b_c}(k) + C_{b_d}(k))$$

Donde los dos primeros términos representan los costos asociados a la compra y venta de energía a la red respectivamente, adoptando un precio para compra y otro para la venta. Los otros dos términos, indican el costo asociado a la carga y descarga del banco de baterías; donde se considera el costo de adquisición de las baterías, la vida útil y un rendimiento de carga/descarga dado por el inversor.

Finalmente, definimos los pesos de priorización  $\lambda_1$  y  $\lambda_2$  que se incluyen para dar mayor prioridad de minimización. Cuanto más alto es el coeficiente, mayor es el peso de prioridad.

$$[W_e] = \lambda_1 \cdot [I_{1 \times 1}]$$

$$[W_u] = \lambda_2 \cdot [I_{4 \times 4}]$$

Donde  $I$  son matrices identidades. Adoptando los siguientes pesos de ponderación:

$$[W_e] = 20 \cdot [I_{1 \times 1}]$$

$$[W_u] = 5 \cdot [I_{4 \times 4}]$$

Para los valores de  $\lambda$  adoptados, se está priorizando en primera instancia la minimización del costo económico, tomando en consideración los costos de adquisición de las baterías y el precio de venta-compra de energía. En segundo lugar, se da prioridad a minimizar las variaciones en las señales de control, evitando variaciones bruscas de los valores de referencia y por lo tanto los transitorios. Por lo que el funcional de costo nos queda:

$$J_o(k) = [W_e] J(k) + \Delta \mathbf{P}(\mathbf{k})^T [W_u] \Delta \mathbf{P}(\mathbf{k})$$

Donde:

$$\Delta \mathbf{P}(\mathbf{k}) = [\Delta P_{b_d}(k) \quad \Delta P_{b_c}(k) \quad \Delta P_{r_c}(k) \quad \Delta P_{r_v}(k)]$$

$\Delta \mathbf{P}(\mathbf{k}) = \Delta \mathbf{u}(\mathbf{k})$  es la variación de las variables de entradas manipuladas, definidas como:

$$\Delta \mathbf{u}(\mathbf{k}) = \Delta \mathbf{P}(\mathbf{k}) = \mathbf{P}(\mathbf{k}) - \mathbf{P}(\mathbf{k}-1)$$

IV-C. *Formulación del EMPC*

El problema de optimización del MPC económico se formula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{mín} \quad & J_o(k) \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{x}(\mathbf{k}+1) = A \cdot \mathbf{x}(\mathbf{k}) + B \cdot \mathbf{u}(\mathbf{k}) + B_d \cdot \mathbf{d}(\mathbf{k}) \\ & E_u \cdot \mathbf{u}(\mathbf{k}) + E_d \cdot \mathbf{d}(\mathbf{k}) = 0 \\ & \mathbf{x}(\mathbf{k}) \in \mathbb{X} \\ & \mathbf{u}(\mathbf{k}) \in \mathbb{U} \\ & x(0) = x \\ & x(N) = x_s \end{aligned}$$

El problema de optimización se resuelve minimizando la función  $J_o(k)$ ; sujeto al modelo de la MicroGrid y a las restricciones, en el estado  $\mathbf{x}(\mathbf{k}) \in \mathbb{X}$  y las variables manipuladas  $\mathbf{u}(\mathbf{k}) \in \mathbb{U}$ . Donde  $x(0) = x$  representa la condición inicial del estado de carga del banco de baterías y  $x(N) = x_s$  es el punto de operación óptimo del sistema, que además debe coincidir con el final del horizonte de predicción; garantizando de esta manera la estabilidad del sistema controlado.

La formulación y programación del controlador EMPC se realizó en **Matlab-Simulink**<sup>®</sup>:



Figura 7. Matlab-Simulink<sup>®</sup>

Mientras que el problema de optimización fue resuelto utilizando la herramienta de código abierto para la optimización no lineal y diferenciación logarítmica **CasADi**<sup>®</sup>, que es un código libre y gratuito.



Figura 8. Paquete CasADi<sup>®</sup>

## V. SIMULACIONES Y RESULTADOS

Para poder observar el comportamiento del sistema de control propuesto, se realizan una serie de simulaciones en diferentes escenarios.

### V-A. Horizonte de predicción 24[h]

En el primer escenario de simulación, en el que se utiliza un horizonte de predicción  $N=24[h]$ , se considera el perfil de potencia generada obtenido del modelo de los paneles para un día soleado de enero (verano) para la ciudad de Avellaneda, Santa Fe-Argentina; y un perfil de demanda de diaria obtenida a partir de repartir las cargas durante el día, en los horarios mas habituales de uso y respetando lo indicado en la tabla I.

La simulación arrojó los resultados indicados en la figura 9. Como se menciono anteriormente, se consideran como potencias negativas aquellas que salen del inversor y positivas las entran. La curva  $P_{carga}$  siempre sera una potencia negativa y la  $P_{gen}$  siempre positiva. Las curvas que variarán su signo dependiendo de las decisiones que tome el controlador serán las de  $P_{red}$  y  $P_{bateria}$ . Una  $P_{red}$  positiva significa compra de energía y negativa venta de la misma. Por su parte una  $P_{bateria}$  de signo positivo implica el uso del banco de baterías y un signo negativo significa cargar el banco.

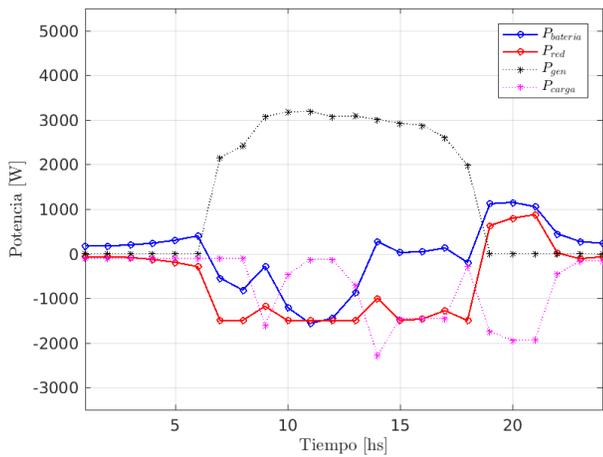


Figura 9. Perfiles de potencia (24h-Enero)

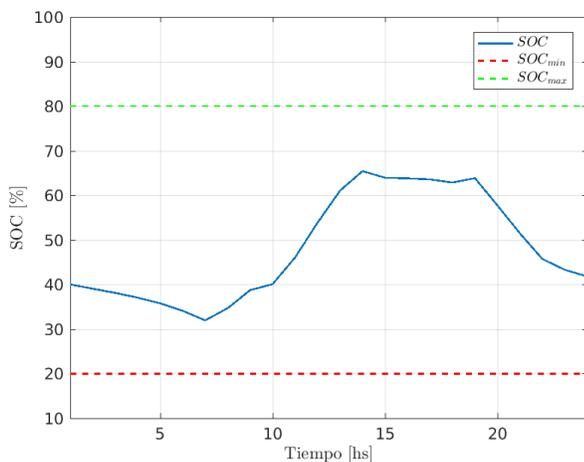


Figura 10. Estado de carga banco de baterías (24h-Enero)

Se aprecia como el EMPC, decide en tiempo real, cual es la opción optima, desde el punto de viste del funcional de costo propuesto, satisfaciendo en todo momento las restricciones impuestas. Ademas puede observarse como en los horarios de mayor generación, el controlador decide vender energía a la red, cargando por momentos al banco de baterías, mientras satisface en forma continua la demanda.

En la figura 10, se presenta la evolución del estado de carga para el banco de baterías, cumpliendo en todo momento las restricciones definidas en el problema de optimización.

### V-B. Horizonte de predicción 72[h]

En el segundo escenario de simulación, en el se utiliza un horizonte de predicción  $N=72[h]$ , para días del mes de Julio.

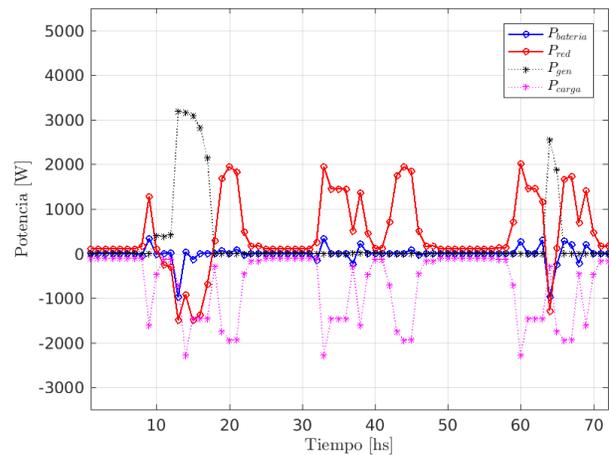


Figura 11. Perfiles de potencia (72h-Julio)

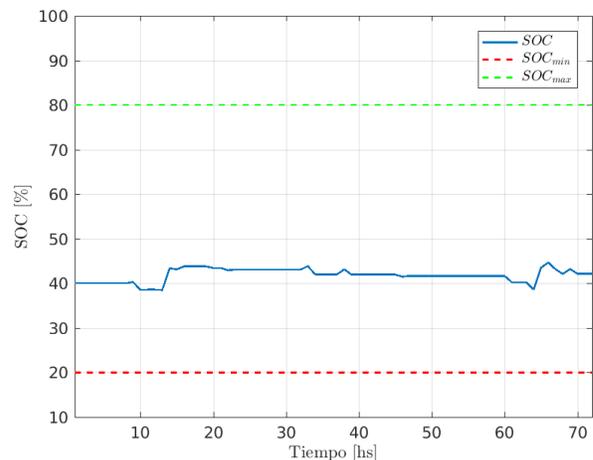


Figura 12. Estado de carga banco de baterías (72h-Julio)

Los resultados se encuentran en las figuras 11 y 12. En ellas se observa el correcto comportamiento del sistema controlado. En este caso, dada la escasa generación en los días seleccionados, el controlador decide comprar casi la totalidad de la

energía a la red; utilizando muy poco el banco de baterías, solo en momentos de consumo pico.

#### V-C. Horizonte de predicción 168[h]

En el tercer escenario de simulación, en el se utiliza un horizonte de predicción  $N=168[h]$ , para días del mes de Enero.

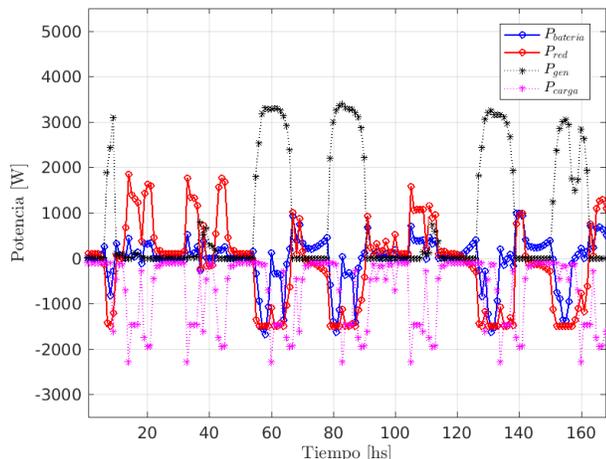


Figura 13. Perfiles de potencia (168h-Enero)

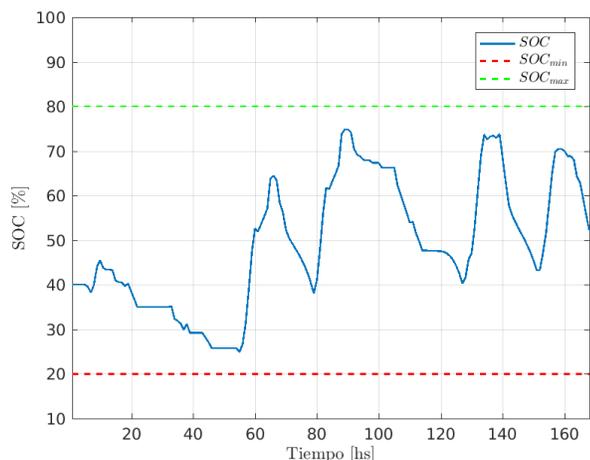


Figura 14. Estado de carga banco de baterías (168h-Enero)

El comportamiento y la toma de decisiones del controlador es similar a los casos anteriores, lo interesante en este escenario es ver la variabilidad del estado de carga del banco de baterías. Al considerar un horizonte de predicción mas amplio, se puede apreciar como la carga y descarga del banco son mas prolongadas; utilizando todo el margen de funcionamiento impuesta por la restricción en el estado de carga.

## VI. CONCLUSIÓN

Este proyecto se basó en el modelado y diseño de una MicroGrid para una residencia con una estrategia de control que permitiera el despacho y almacenamiento de la energía

generada de forma eficiente, minimizando los distintos costos asociados al equipo seleccionado.

En el mismo, se propuso un modelo lineal en tiempo discreto de una MicroGrid. En el cual se muestra una alternativa para modelar los distintos elementos que la componen, resultando como punto de partida para modelar sistemas mas complejos, como por ejemplo, con mas de una fuente de generación o almacenamientos combinados. Dicho modelo fue utilizado para predecir la evolución del sistema, captando la dinámica de la MicroGrid.

Con la implementación de una estrategia de control, lo que se buscó fue encontrar una manera de calcular en forma anticipada las acciones de control óptimas a aplicar, con el fin de alcanzar la mejor solución posible al intercambio de potencias entre el dispositivo de almacenamiento y la red principal.

Sin lugar a duda, la inversión inicial requerida para poner en funcionamiento una MicroGrid es una cantidad considerable, y esto seguirá manteniéndose como el principal obstáculo; no obstante, estudios como el realizado en el presente trabajo evidencian las aplicaciones novedosas que pueden surgir a partir de este tipo de redes. La ausencia de normas que establezcan protocolos de operación y los obstáculos legales son otros de los retos que las MicroGrids deben superar si es que quieren establecerse en el mercado eléctrico.

No obstante, estos sistemas resilientes y preparados para cualquier emergencia, se promocionan como una tecnología que puede mejorar la confiabilidad del sistema local, ayudar a la integración de los recursos de energía renovable y mejorar la calidad de la energía.

## REFERENCIAS

- [1] Min Chen and Gabriel A Rincon-Mora. Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and iv performance. *IEEE transactions on energy conversion*, 21(2):504–511, 2006.
- [2] EE Granda-Gutiérrez, OA Orta, JC Díaz-Guillén, MA Jimenez, M Osorio, and MA González. Modelado y simulación de celdas y paneles solares. In *Congreso Internacional de Ingeniería Electrónica*, pages 17–22, 2013.
- [3] Heynler Acevedo Meza, José L Mendoza García, and Sergio Sepúlveda Mora. Estrategias de control mppt aplicadas en un convertidor dc/dc tipo boost para sistemas fotovoltaicos. *REVISTA COLOMBIANA DE TECNOLOGIAS DE AVANZADA (RCTA)*, 2(30), 2018.
- [4] Ari Hentunen, Teemu Lehmspeltto, and Jussi Suomela. Time-domain parameter extraction method for thevenin-equivalent circuit battery models. *IEEE transactions on energy conversion*, 29(3):558–566, 2014.
- [5] Eduardo F Camacho and Carlos Bordons. Control predictivo: Pasado, presente y futuro. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 1(3):5–28, 2004.
- [6] F Garcia and C Bordons. Optimal economic dispatch for renewable energy microgrids with hybrid storage using model predictive control. In *IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pages 7932–7937. IEEE, 2013.