

Control-oriented model for hydrogen integration in renewable microgrids

José Manuel Andújar*, Francisco Vivas**, Francisca Segura***

*Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES) de la Universidad de Huelva, España (andujar@uhu.es)

** Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES) de la Universidad de Huelva, España (francisco.vivas@die.uhu.es)

*** Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES) de la Universidad de Huelva, España (francisca.segura@diesia.uhu.es)

Abstract: Renewable microgrids are emerging as a central solution for decarbonization and distributed electricity generation. Their inherent intermittency, however, necessitates hybrid energy storage systems (ESS) to guarantee continuous supply, which increases complexity and nonlinear behavior. This work incorporates hydrogen production, storage, and utilization into the ESS, improving system flexibility and reliability. While local controllers govern individual components (e.g., PV maximum power point tracking), overall operation requires a higher-level energy management system (EMS) to ensure instantaneous power balance, long-term energy stability, and economic efficiency, an inherently multivariable and nonlinear control challenge. This paper introduces a methodological framework for developing a general state-space model of hydrogen-hybridized renewable microgrids. The proposed control-oriented model integrates both technical and economic parameters, supporting EMS design for short-term demand-generation matching and long-term economic optimization. To capture nonlinearities while retaining computational efficiency, the model adopts a linear parameter-varying (LPV) approach. This framework establishes a robust foundation for implementing advanced predictive control strategies in complex microgrid architectures.

Keywords: renewable microgrid, electrolyzer, fuel cell, energy management system, state space model, nonlinear behavior, linear parameter-varying model

1. INTRODUCCIÓN

El sector energético enfrenta retos derivados de la geopolítica, el cambio climático y la necesidad de redes resilientes (Barra et al., 2025). En este contexto, las microrredes renovables se consolidan como solución clave al favorecer la descarbonización, acercar la generación al consumo y garantizar operación autónoma y robusta frente a desastres o ciberataques (Uddín et al., 2023; Vivas et al., 2018). No obstante, la naturaleza estocástica de las fuentes renovables dificulta un suministro continuo, lo que hace imprescindibles los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) (Hajiaghahi et al., 2019). Entre ellos, destacan bancos de baterías (BB), supercondensadores (BSC), aire comprimido e hidrógeno (electrolizador (ELEC) y pila de combustible (PC)), cada uno con ventajas y limitaciones específicas (He et al., 2021).

A pequeña y mediana escala, las microrredes con buses de CC que incorporan hidrógeno como vector energético están ganando aceptación (Monforti et al., 2021), lo que impulsa el uso de sistemas híbridos de almacenamiento (BB, BSC, ELEC, PC, etc.), capaces de operar de forma complementaria, compensando las limitaciones tecnológicas, aunque con mayores costes y complejidad (Van et al., 2023). Para su gestión, los sistemas de gestión de energía (SGE) deben resolver problemas multiobjetivo con criterios técnicos, económicos y restricciones operativas (Rahman et al., 2017), siendo esencial disponer de un modelo preciso de la microrred (Vivas et al., 2020). En este

sentido, el control predictivo basado en modelos (CPM) es la estrategia más prometedora (Pajares et al., 2023), aunque requiere modelos que equilibren precisión y eficiencia computacional, a diferencia de los SGE no basados en modelos, limitados por su incapacidad para analizar estabilidad u optimización (Andújar et al., 2022).

La literatura científica presenta diversos enfoques para modelar microrredes renovables con SAE y buses CC, desde modelos sencillos lineales invariantes con el tiempo o estáticos (Li et al., 2024), que priorizan simplicidad y eficiencia computacional a costa de precisión dinámica, hasta modelos no lineales más complejos (Rezk et al., 2024), que capturan mejor el comportamiento del sistema, pero tienen limitada aplicabilidad práctica para el diseño de SGE y suelen omitir variables críticas como el voltaje del bus CC. Además, existe una carencia de modelos integrales, ya que gran parte de la bibliografía se centra en representaciones elemento a elemento o arquitecturas demasiado simples para ser generalizables. Esta situación refleja la dificultad de equilibrar simplicidad y realismo en los modelos.

En este contexto, el presente estudio propone: (1) un modelo que integra parámetros técnicos para controlar la estabilidad eléctrica (balance de potencia y energía) y parámetros económicos para optimizar los costes de operación; (2) un modelo integral en espacio de estados formulado en un marco LPV que captura eficientemente las no linealidades; y (3) una metodología

generalizable y extensible, superando las limitaciones de trabajos previos.

2. ARQUITECTURA DE LA MICRORRED

La Fig. 1 muestra la arquitectura de la microrred renovable estudiada, basada en un bus de CC de ~400 V conectado a la red eléctrica (RE). El sistema de almacenamiento (SAE) combina un banco de baterías de plomo-ácido (BBPA), un BSC y un sistema de hidrógeno (ELEC y PC), todos integrados mediante acondicionadores de potencia. El uso del bus de CC permite el acoplamiento directo de los SAE, simplifica la gestión de potencia al eliminar problemas de gestión de potencia reactiva y facilita la integración con generación renovable y buses de CA a través de convertidores.

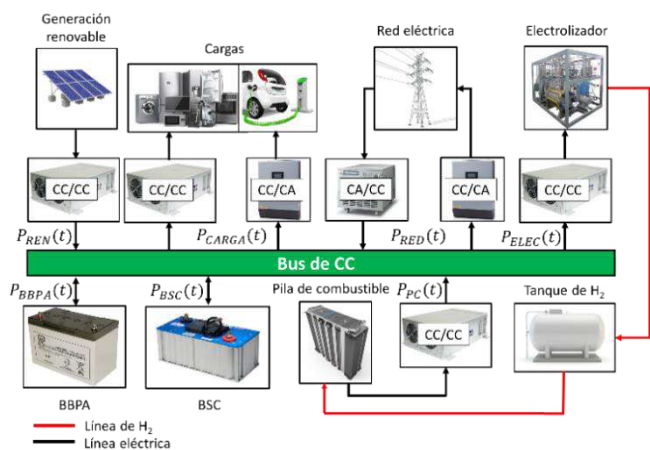


Figura 1. Arquitectura de la microrred renovable bajo estudio.

El funcionamiento de la microrred considera que la energía renovable no es una variable de control; toda la energía generada se utiliza a través de operaciones gestionadas por el SGE: alimentación de cargas, carga del BBPA o BSC, producción de hidrógeno renovable o venta de electricidad a la RE.

El BSC funciona en paralelo con el BBPA en una arquitectura pasiva cuya conexión directa estabiliza la tensión del bus de CC y simplifica el control de los acondicionadores de potencia, permitiéndoles centrarse en maximizar la transferencia de energía. Además, atenúa las fluctuaciones rápidas de demanda y protege la vida útil del BBPA (Caparrós et al., 2022).

Finalmente, la conexión bidireccional con la RE permite la compra y venta de electricidad.

3. PROCEDIMIENTO DE MODELADO DE LA MICRORRED

En los siguientes apartados se presenta el modelo en espacio de estados de la microrred mostrada en la Fig. 1. Esta formulación permite representar de manera estructurada todas las dinámicas relevantes, incluyendo variables acopladas como tensiones, corrientes y estados de carga. Además, facilita el diseño e implementación de estrategias avanzadas de control multivariable.

3.1 Modelo del conjunto banco de baterías plomo-ácido + banco de supercondensadores

Para modelar el BBPA y el BSC se han empleado equivalentes de Thévenin de primer orden (Fig. 2) validados previamente en la literatura científica (Tekin et al., 2024). En estos estudios se demuestra que la resistencia serie interna y la capacidad interna en paralelo ($R_{S_{BBPA}}$ y $C_{L_{BBPA}}$) pueden considerarse constantes respecto al estado de carga del banco de baterías (EC_{BBPA}), siempre que $EC_{BBPA}(t) \in [30\%, 90\%]$, (Lavety et al., 2020). Este rango optimiza la vida útil del BBPA, evitando sobrecargas o descargas profundas, y mantiene el rango efectivo de tensión bus de CC. No obstante, la resistencia interna en paralelo ($R_{p_{BBPA}}$) presenta una dependencia no lineal con respecto a EC_{BBPA} , (1).

$$\begin{aligned} R_{S_{BBPA}}(t) &\approx R_{S_{BBPA}}; \\ R_{p_{BBPA}}(t) &= f_{Rp_{BBPA}}(EC_{BBPA}(t)); \\ C_{BBPA}(t) &\approx C_{BBPA} \end{aligned} \quad (1)$$

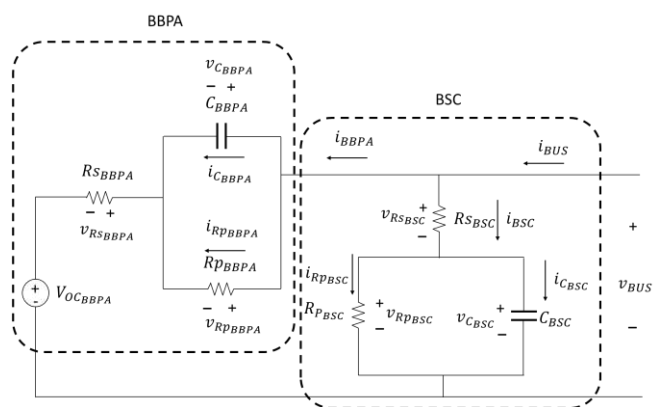


Figura 2. Modelo equivalente de Thévenin de primer orden para el BBPA y el BSC.

Aplicando la Ley de Kirchhoff de corriente (LKC), la corriente en el $C_{L_{BBPA}}$ viene dada por (2).

$$i_{C_{BBPA}}(t) = C_{BBPA} \frac{dv_{C_{BBPA}}(t)}{dt} = i_{BBPA}(t) - i_{Rp_{BBPA}}(t) \quad (2)$$

Pero, teniendo en cuenta (1),

$$\frac{dv_{C_{BBPA}}(t)}{dt} = i_{BBPA}(t) \frac{1}{C_{BBPA}} - v_{C_{BBPA}}(t) \frac{1}{f_{Rp}(EC_{BBPA}(t)) \cdot C_{BBPA}}$$

Aplicando el teorema de Taylor al término no lineal en (2), $v_{C_{BBPA}}(t) \frac{1}{f_{Rp}(EC_{BBPA}(t)) \cdot C_{BBPA}}$, se obtiene la aproximación (3).

$$\begin{aligned} \frac{dv_{C_{BBPA}}(t)}{dt} &= i_{BBPA}(t) \frac{1}{C_{BBPA}} - EC_{BBPA}(t) \frac{A_T(k)}{C_{BBPA}} - \\ &v_{C_{BBPA}}(t) \frac{B_T(k)}{C_{BBPA}} - \frac{C_T(k)}{C_{BBPA}} \end{aligned} \quad (3)$$

Donde:

$$A_T(k) = \frac{\partial f(x)}{\partial EC_{BBPA}} \Big|_{[EC_{BBPA}(\bar{x}), v_{C_{BBPA}}(\bar{x})]}$$

$$B_T(k) = \frac{\partial f(x)}{\partial v_{C_{BBPA}}} \Big|_{[EC_{BBPA}(\bar{x}), v_{C_{BBPA}}(\bar{x})]}$$

$$C_T(k) = f(EC_{BBPA}(\bar{x}), v_{C_{BBPA}}(\bar{x})) -$$

$$EC_{BBPA}(\bar{x}) \frac{\partial f(x)}{\partial EC_{BBPA}} \Big|_{[EC_{BBPA}(\bar{x}), v_{C_{BBPA}}(\bar{x})]} -$$

$$v_{C_{BBPA}}(\bar{x}) \frac{\partial f(x)}{\partial v_{C_{BBPA}}} \Big|_{[EC_{BBPA}(\bar{x}), v_{C_{BBPA}}(\bar{x})]}$$

El punto de operación se elige dinámicamente en cada muestreo a partir de los valores del estado y la entrada anteriores, $[EC_{BBPA}(k-1), v_{C_{BBPA}}(k-1)]$. De esta manera, los parámetros linealizados $A_T(k), B_T(k)$ y $C_T(k)$, permanecen constantes en cada intervalo, pero se actualizan en cada paso. La validez del modelo se garantiza al linealizar siempre en torno al punto de operación más reciente, lo que asegura representatividad local y permite extender la aplicabilidad del modelo a lo largo de toda la dinámica mediante su actualización recurrente.

De nuevo, aplicando la LKC, la corriente en C_{BSC} viene dada por (4).

$$i_{C_{BSC}}(t) = C_{BSC} \frac{dv_{C_{BSC}}(t)}{dt} = i_{RS_{BSC}}(t) - i_{Rp_{BSC}}(t) \quad (4)$$

Donde,

$$\frac{dv_{C_{BSC}}(t)}{dt} = i_{BUS}(t) \frac{1}{C_{BSC}} - i_{BBPA}(t) \frac{1}{C_{BSC}} - v_{C_{BSC}}(t) \frac{1}{Rp_{BSC} \cdot C_{BSC}} \quad (5)$$

Para obtener un modelo discreto de (3) y (5), se aplica el método de Euler hacia atrás, lo que permite convertir las ecuaciones continuas en su equivalente discreto (6) y (7) adecuado para control digital.

$$v_{C_{BBPA}}(k+1) = v_{C_{BBPA}}(k) \left(1 - \frac{B_T(k)T}{C_{BBPA}}\right) + i_{BBPA}(k) \frac{T}{C_{BBPA}} -$$

$$SOC_{BBPA}(k) \frac{A_T(k)T}{C_{BBPA}} - \frac{C_T T}{C_{BBPA}} \quad (6)$$

$$v_{C_{BSC}}(k+1) = v_{C_{BSC}}(k) \left(1 - \frac{T}{Rp_{BSC} C_{BSC}}\right) +$$

$$i_{BUS}(k) \frac{T}{C_{BSC}} - i_{BBPA}(k) \frac{T}{C_{BSC}} \quad (7)$$

Donde T corresponde al tiempo de muestreo. Para obtener un modelo de espacio de estado, $i_{BBPA}(k)$ debe expresarse en función de las variables de estado. Así, de la Fig. 2 se obtiene (8).

$$i_{BBPA}(k) = i_{BUS}(k) \frac{RS_{BSC}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} -$$

$$v_{OC_{BBPA}}(k) \frac{1}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} - v_{C_{BBPA}}(k) \frac{1}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} +$$

$$v_{C_{BSC}}(k) \frac{1}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} \quad (8)$$

En la región de operación recomendada del BBPA, $V_{OC_{BBPA}}(k)$ y $EC_{BBPA}(k)$ están relacionados linealmente, (Baccouche et al., 2017), lo cual permite obtener (9).

$$v_{OC_{BBPA}}(k) = A_{BBPA} EC_{BBPA}(k) + B_{BBPA} \quad (9)$$

Introduciendo (9) en (8), y el resultado en (6) y (7), se obtienen (10) y (11).

$$v_{C_{BBPA}}(k+1) = v_{C_{BBPA}}(k) \left(1 - \frac{T}{C_{BBPA}} \left(B_T(k) + \frac{1}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}}\right)\right)$$

$$+ v_{C_{BSC}}(k) \frac{T}{C_{BBPA}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})} -$$

$$EC_{BBPA}(k) \left(\frac{T}{C_{BBPA}} \left(A_T(k) + \frac{A_{BBPA}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}}\right)\right) +$$

$$i_{BUS}(k) \frac{RS_{BSC} T}{C_{BBPA}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})} -$$

$$\frac{T}{C_{BBPA}} \left(\frac{B_{BBPA}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} + C_T(k)\right) \quad (10)$$

$$v_{C_{BSC}}(k+1) = v_{C_{BSC}}(k) \frac{T}{C_{BSC}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})} +$$

$$v_{C_{BSC}}(k) \left(1 - \frac{T}{C_{BSC}} \left(\frac{1}{Rp_{BSC}} + \frac{1}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}}\right)\right) +$$

$$EC_{BBPA}(k) \frac{A_{BBPA} \cdot T}{C_{BSC}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})} +$$

$$i_{BUS}(k) \left(\frac{T}{C_{BSC}} \left(1 - \frac{RS_{BSC}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}}\right)\right) +$$

$$\frac{B_{BBPA} \cdot T}{C_{BSC}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})} \quad (11)$$

3.2 Modelo del estado de carga del BBPA

El $EC_{BBPA}(k)$ del BBPA se estima a partir de la eficiencia de carga/descarga (η_{BBPA}) multiplicada por el número de Ah de carga/descarga respecto de su capacidad nominal ($C_{N_{BBPA}}$), según el método de recuento de Coulomb (Vivas et al., 2020), (12).

$$EC_{BBPA}(t) = EC_{BBPA}(t_0) + \frac{\eta_{BBPA}(t)}{C_{N_{BBPA}}(t)} \int_{t_0}^t i_{BBPA}(t) dt \quad (12)$$

Discretizando (12) con $T = t - t_0$ y sustituyendo (8):

$$EC_{BBPA}(k+1) = -v_{C_{BBPA}}(k) \frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})} +$$

$$v_{C_{BSC}}(k) \frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})} +$$

$$EC_{BBPA}(k) \left(1 - \frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot A_{BBPA} \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}\right) +$$

$$i_{BUS}(k) \frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot RS_{BSC} \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})} -$$

$$\frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot B_{BBPA} \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})} \quad (13)$$

3.3 Modelo del bus de CC

Aplicando la Ley de Kirchhoff de tensiones (LKV) en la Fig. 2, e introduciendo (8) y (9), la tensión en el bus de CC, v_{BUS} , se escribe como en (14).

$$v_{BUS}(k) = v_{C_{BBPA}}(k) \left(1 - \frac{R_{S_{BBPA}}}{R_{S_{BSC}} + R_{S_{BBPA}}}\right) + v_{C_{BSC}}(k) \frac{R_{S_{BBPA}}}{R_{S_{BSC}} + R_{S_{BBPA}}} + EC_{BBPA}(k) A_{BBPA} \left(1 - \frac{R_{S_{BBPA}}}{R_{S_{BSC}} + R_{S_{BBPA}}}\right) + i_{BUS}(k) \frac{R_{S_{BBPA}} \cdot R_{S_{BSC}}}{R_{S_{BSC}} + R_{S_{BBPA}}} + B_{BBPA} \left(1 - \frac{R_{S_{BBPA}}}{R_{S_{BSC}} + R_{S_{BBPA}}}\right) \quad (14)$$

3.4 Modelo del sistema de almacenamiento de hidrógeno

El nivel de hidrógeno almacenado, N_H , se define mediante un balance de masa entre el consumido por la PC y el generado por el ELEC, (Andújar et al., 2022b), según (15).

$$N_H(t) = N_H(t_0) + \int_{t_0}^t (i_{ELEC}(t) \cdot r_{ELEC} - i_{PC}(t) \cdot r_{PC}) dt \rightarrow N_H(k+1) = N_H(k) + i_{H_2}(k) \cdot r_{H_2}(k) \cdot T \quad (15)$$

Donde r_{ELEC} y r_{PC} , son constantes y dependen de las características de cada equipo según la Ley de Faraday (Vivas et al., 2020). Se asume que la PC y el ELEC no funcionan a la vez, con lo cual $i_{H_2}(k)$ y $r_{H_2}(k)$ serán, respectivamente, $i_{ELEC}(k)$ o $i_{PC}(k)$ y r_{ELEC} o r_{PC} .

3.5 Modelo del balance de potencia en el bus de CC

Dado que todos los elementos están conectados al bus de CC y comparten la misma tensión, el balance de potencia activa se traduce en un balance de corriente, cumpliendo así la LKC en el bus. A partir de la Fig. 1, este balance se expresa como en (16).

$$-i_{REN}(k) + i_{CARGA}(k) + i_{BBPA}(k) + i_{BSC}(k) + i_{H_2}(k) \quad i_{RED}(k) = 0 \quad (16)$$

Se adopta el criterio de signos en el que la corriente inyectada al bus de CC se considera negativa, y positiva en caso contrario. Definiendo $i_{BAL}(k) = -i_{REN}(k) + i_{CARGA}(k)$ y considerando i_{BUS} en la Fig. 2, se obtiene (17).

$$i_{BUS}(k) = -i_{BAL}(k) - i_{H_2}(k) - i_{RED}(k) \quad (17)$$

3.6 Modelo de los costes de operación de la microrred

Los costes de operación de la microrred se calculan como la suma de los costes individuales de los BBPA, BSC, PC y ELEC, despreciando los de las fuentes renovables por ser mucho menores. Estos costes incluyen dos componentes variables: operación y mantenimiento, y depreciación, esta última determinada por el coste de adquisición, la degradación asociada a la potencia y la vida útil máxima esperada, como se indica en (18) (Petrollese et al., 2016).

$$Cos_x(k+1) = P_x(k) \left(\underbrace{Cos_{O\&M_x} + Cos_{S_{x_0}} \frac{D_x(k)}{D_{x_{max}}}}_{Cos_{1,2,3,4}(k)} \right) \frac{1}{3600} \frac{h}{s} T \quad (18)$$

Donde Cos_x representa el coste total de operación (€) del elemento x (BBPA, BSC, ELEC y PC), y P_x es su potencia de operación (W). $Cos_{O\&M_x}$ indica el coste de operación y mantenimiento del elemento x (€/Wh), mientras que $Cos_{S_{x_0}}$ corresponde al coste de adquisición del elemento x . D_x es la degradación asociada y $D_{x_{max}}$ es la máxima degradación esperada del elemento x , ambas en unidades específicas del elemento. Por último, $Cos_{1,2,3,4}$ son los términos asociados a cada elemento (1 = BBPA, 2 = BSC, 3 = ELEC y 4 = PC) que multiplican a P_x .

Además de los costes internos, también deben considerarse los costes derivados del intercambio de energía con la red eléctrica. Siguiendo un procedimiento similar al de (18), se obtiene la expresión (19).

$$Cos_{RED}(k) = \begin{cases} P_{RED}(k) \cdot Cos_{ent}; & \text{si } P_{RED} = P_{RED_{ent}}(k) \\ P_{RED}(k) \cdot Cos_{sal}; & \text{si } P_{RED} = P_{RED_{sal}}(k) \\ P_{RED}(k) \cdot Cos_5(k) \end{cases} = \quad (19)$$

Donde Cos_5 corresponde a Cos_{ent} o Cos_{sal} , dependiendo del signo P_{RED} , según se trata de energía comprada ($P_{RED_{ent}}$) o vendida ($P_{RED_{sal}}$) a la red. Consecuentemente, el coste total de operación de la microrred, Cos_T , se define en (20).

$$Cos_T(k) = Cos_1(k) + Cos_2(k) + Cos_3(k) + Cos_4(k) + Cos_5(k) \quad (20)$$

3.7. Modelo de pérdidas de eficiencia de la microrred

Las pérdidas en la parte más crítica de la microrred se modelan en función de la potencia de operación de cada dispositivo (BBPA, BSC, ELEC y PC) y de su eficiencia (21). Las pérdidas de generación renovable se incluyen directamente en la potencia total entregada a la microrred.

$$Pérd_x(k+1) = P_x(k) \left(\frac{1 - \eta_x(k)}{\eta_x(k)} \right)_{L_{1,2,3,4}(k)} \quad (21)$$

Donde $Pérd_x$ representa las pérdidas del elemento x (BBPA, BSC, ELEC y PC) en W; P_x su potencia de operación (W); η_x es su eficiencia; y $L_{1,2,3,4}$ (1 = BBPA, 2 = BSC, 3 = ELEC y 4 = PC) los coeficientes asociados que multiplican a P_x .

Además de lo anterior, para la conexión de la microrred a la red eléctrica hay que tener en cuenta las pérdidas asociadas con los convertidores CA/CC y CC/CA (Fig. 1), (22).

$$\begin{cases} Péd_{RED}(k+1) = Péd_{RED}(k) \left(\frac{1 - \eta_{CA/CC}(k)}{\eta_{CA/CC}(k)} \right); & \text{si } P_{RED} = P_{RED_{ent}}(k) \\ Péd_{RED}(k) \left(\frac{1 - \eta_{CC/CA}(k)}{\eta_{CC/CA}(k)} \right) = P_{RED_{sal}}(k) \\ Péd_{RED}(k) \cdot L_5(k) \end{cases} = \quad (22)$$

Donde L_5 agrupa los elementos que multiplican a $Péd_{RED}(k)$. Así, las pérdidas totales de eficiencia de la microrred, $Péd_T$, pueden expresarse según (23).

$$Péd_T(k) = P_1(k) + P_2(k) + P_3(k) + P_4(k) + P_5(k) \quad (23)$$

Siendo 1, 2, 3, 4, 5 las pérdidas asociadas a BBPA, BSC, ELEC, PC y RED respectivamente.

4. MODELO DE ESPACIO DE ESTADO DE LA MICRORRED

El desarrollo permite obtener un modelo en espacio de estados lineal de parámetros variantes (24), es decir, lineal pero diferente en cada muestreo, lo que posibilita capturar con precisión las no linealidades para tiempos de muestreo adecuados, logrando un comportamiento equivalente al de un modelo no lineal.

$$\begin{aligned} x(k+1) &= A \cdot x(k) + B \cdot u(k) + E \cdot w(k) + F \\ y(k) &= C \cdot x(k) + D \cdot u(k) + G \cdot w(k) + H \end{aligned} \quad (24)$$

Donde, a partir de (10), (11), (13), (15), (17)-(22) se define la ecuación de estado; y de (13), (14) y (17) la ecuación de salida. Las comas indican elementos de la misma fila y los puntos y coma indican la fila siguiente.

$$\begin{aligned} x(k) &= [v_{C_{BBPA}}(k); v_{C_{BSC}}(k); EC_{BBPA}(k); N_H(k); \text{Cos}_T(k); \text{Pérd}_T(k)] \\ y(k) &= [v_{BUS}(k); EC_{BBPA}(k); N_H(k); \text{Cos}_T(k); \text{Pérd}_T(k)] \\ u(k) &= [i_{H_2}(k); i_{RED}(k); P_{BBPA}(k); P_{BSC}(k); P_{H_2}(k); P_{RED}(k)] \\ w(k) &= [i_{BAL}(k)] \end{aligned} \quad (25)$$

Siendo,

$$\begin{aligned} A &= \left[1 - \frac{T}{C_{BBPA}} \left(B_T(k) + \frac{1}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} \right), \frac{T}{C_{BBPA}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, \right. \\ & - \frac{T}{C_{BBPA}} \left(A_T(k)(k) + \frac{A_{BBPA}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} \right), 0,0,0; \frac{T}{C_{BSC}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, \\ & 1 - \frac{T}{C_{BSC}} \left(R_{P_{BSC}} + \frac{1}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} \right), \frac{A_{BBPA} \cdot T}{C_{BSC}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, 0,0,0; \\ & \left. - \frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, \frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, \right. \\ & \left. 1 - \frac{\eta_{PPBA}(k) \cdot A_{BBPA} \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, 0,0,0; 0,0,0,1,0,0; 0,0,0,0,0,0; \right. \\ & \left. 0,0,0,0,0,0 \right] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B &= \left[-\frac{RS_{BSC} \cdot T}{C_{BBPA}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, -\frac{RS_{BSC} \cdot T}{C_{BBPA}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, 0,0, \right. \\ & 0,0; -\frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot RS_{BSC} \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, -\frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot RS_{BSC} \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}, \\ & 0,0,0,0; r_{H_2}(k)T, 0,0,0,0,0; 0,0, \text{Cos}_1(k), \text{Cos}_2(k), \\ & \text{Cos}_3(k) \text{ o } \text{Cos}_4(k), -\text{Cos}_5(k); 0,0, L_1(k), L_2(k), \\ & \left. L_3(k) \text{ o } -L_4(k) L_5(k) \right] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C &= \left[1 - \frac{RS_{BBPA}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}}, \frac{RS_{BBPA}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}}, \right. \\ & A_{BBPA} \left(1 - \frac{RS_{BBPA}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} \right), 0,0,0; 0,0,1,0,0,0; 0,0,0,1,0,0; \\ & \left. 0,0,0,0,1,0; 0,0,0,0,0,1 \right] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D &= \left[-\frac{RS_{BBPA} \cdot RS_{BSC}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}}, -\frac{RS_{BBPA} \cdot RS_{BSC}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}}, 0,0,0,0; 0,0,0,0,0,0; \right. \\ & \left. 0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0 \right] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E &= \left[-\frac{RS_{BSC} \cdot T}{C_{BBPA}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}; -\frac{T}{C_{BSC}} \left(1 - \frac{RS_{BSC}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} \right); \right. \\ & \left. -\frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot RS_{BSC} \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}; 0; 0; 0 \right] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F &= \left[-\frac{T}{C_{BBPA}} \left(\frac{B_{BBPA}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} + C_T(k) \right); \frac{B_{BBPA} \cdot T}{C_{BSC}(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}; \right. \\ & \left. \frac{\eta_{BBPA}(k) \cdot B_{BBPA} \cdot T}{C_{N_{BBPA}}(k)(RS_{BSC} + RS_{BBPA})}; 0; 0; 0 \right] \\ G &= \left[-\frac{RS_{BBPA} \cdot RS_{BSC}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}}; 0; 0; 0; 0 \right] \\ H &= \left[B_{BBPA} \left(1 - \frac{RS_{BBPA}}{RS_{BSC} + RS_{BBPA}} \right); 0; 0; 0; 0 \right] \end{aligned}$$

Una vez definido completamente el modelo de estado (24), surge la cuestión de su aplicabilidad práctica: aunque un modelo que combine aspectos técnicos y económicos sea muy completo, su uso puede ser complejo debido a su naturaleza multitemporal. Un tiempo de muestreo adecuado para controlar flujos de potencia instantáneos aporta poca información sobre costes de operación y mantenimiento, que evolucionan a medio-largo plazo.

La solución puede abordarse de dos formas: 1) diseñar SGE jerárquicos usando el modelo, lo que permite gestionar control a corto plazo y optimización económica a largo plazo (Vivas et al., 2025) integrar objetivos a corto y largo plazo en un único problema de optimización mediante la técnica de move-blocking, donde un solo controlador coordina componentes con diferentes escalas temporales y objetivos operativos, reduciendo significativamente la complejidad computacional sin comprometer el rendimiento del control (Rezayof et al., 2024).

En ambos casos, un solo modelo puede emplearse en ambas estrategias ya que la actualización de sus parámetros en cada muestreo le permite adaptarse dinámicamente a diferentes escalas de tiempo. De esta manera, aunque los objetivos de control cambien entre niveles jerárquicos o subhorizontes de predicción, el modelo conserva validez local en cada intervalo y puede integrarse en distintas capas de control sin perder representatividad.

5. CONCLUSIONES

Este documento presenta un modelo integral en espacio de estados para microrredes renovables híbridadas con tecnologías de hidrógeno, que integra de forma coherente las variables eléctricas y del sistema de hidrógeno, facilitando su aplicación en el diseño de controladores basados en modelos. El desarrollo unifica en una misma formulación aspectos técnicos de estabilidad, balance de potencia y energía, costos de operación y pérdidas por no idealidades de los componentes.

El modelo, lineal en cada instante de muestreo, permite aplicar técnicas de control multivariable como el control predictivo basado en modelos. Al poder variar en cada muestreo, captura las no linealidades de la dinámica de la microrred, superando las limitaciones de modelos linealizados en puntos fijos y ofreciendo una representación más realista dentro de los límites físicos y operativos del sistema.

Como trabajo futuro inmediato, se plantea su validación experimental en una microrred operativa.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es una contribución del Proyecto PID2023-148456OB-C41 apoyado por el Ministerio de Economía y Competitividad de España.

REFERENCIAS

- Andújar, J.M., Vivas, F.J., Segura, F., and Calderón, A.J. (2022). Integration of air-cooled multi-stack polymer electrolyte fuel cell systems into renewable microgrids. *Intl Journal of Elec Power and Energy Sys*, vol. 142, 108305.
- Andújar, J.M., Segura, F., Rey, J., and Vivas, F.J. (2022). Batteries and Hydrogen Storage: Technical Analysis and Commercial Revision to Select the Best Option. *Energies*, vol. 15(17), 6196.
- Baccouche, I., Jemmali, S., Manai, B., Omar, N., and Essoukri, N. (2017). Improved OCV model of a Li-ion NMC battery for online SOC estimation using the extended Kalman filter. *Energies*, vol. 10(6), 764.
- Barra, C., Falcone, P.M., and Giganti, P. (2025). Exploring the impact of economic, climate, and energy policy uncertainty on the Environmental Kuznets Curve: International evidence. *International Economics*, vol. 182, 100592.
- Caparrós J.J., Saenz, J.L., López, E., Andújar, J.M., Segura, F., Vivas, F.J., and Isorna, F. (2022). Experimental analysis of the effects of supercapacitor banks in a renewable DC microgrid. *Applied Energy*, Vol. 308, 118355.
- Hajiaghasi, S., Salemnia, A., and Hamzeh, M. (2019). Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review. *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 543-570.
- He, W., King, M., Luo, X., Dooner, M., Li, D., and Wang, J. (2021). Technologies and economics of electric energy storages in power systems: Review and perspective. *Advances in Applied Energy*, vol. 4, 100060.
- Lavety S, Keshri RK, Chaudhari MA. A dynamic battery model and parameter extraction for discharge behavior of a valve regulated lead-acid battery. *Journal of Energy Storage* 2021;33:102031. doi:10.1016/j.est.2020.102031.
- Li S, Zhu J, Dong H, Zhu H, Luo F, Borghetti A. Multi-time-scale energy management of renewable microgrids considering grid-friendly interaction. *Applied Energy* 2024;367:123428. doi:10.1016/j.apenergy.2024.123428.
- Monforti, A., Bartolini, A., Segura, F., Vivas, F.J., Comodi, G., McPhail S.J., and Andújar, J.M. (2021). A model-based parametric and optimal sizing of a battery/hydrogen storage of a real hybrid microgrid supplying a residential load: Towards island operation. *Advances in Applied Energy*, vol. 3, 100048.
- Pajares, A., Vivas, F.J., Blasco, X., Herrero, J.M., Segura, F., and Andújar, J.M. (2023). Methodology for energy management strategies design based on predictive control techniques for smart grids. *Applied Energy*, 351, 121809.
- Petrollese, M., Valverde, L., Cocco, D., Cau, G., and Guerra, J. (2016). Real-time integration of optimal generation scheduling with MPC for the energy management of a renewable hydrogen-based microgrid. *Appl Energy*, vol. 166, pp. 96-106.
- Rahman, M.S., and Oo, A.M.T. (2017). Distributed multi-agent based coordinated power management and control strategy for microgrids with distributed energy resources. *Energy Convers Manage*, vol. 139, pp. 20–32.
- Rezayof, F., Banejad, M., Akbarzadeh, A., and Iwanski, G. (2024). A long-horizon move-blocking based direct power model predictive control for dynamic enhancement of DC microgrids. *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 15, 7, pp. 102837.
- Rezk H, Fathy A. Hydrogen reduction-based energy management strategy of hybrid fuel cell/PV/battery/supercapacitor renewable energy system. *Journal of Energy Storage* 2024;86:111316.
- Tekin, M., and Karamangil, M.İ. (2024). Comparative analysis of equivalent circuit battery models for electric vehicle battery management systems. *Journal of Energy Storage*, vol. 86, 111327.
- Uddin, M., Mo. H., Dong, D., Elsawah, S., Zhu, J., and Guerrero J.M. (2023). Microgrids: A review, outstanding issues and future trends. *Energy Strategy Reviews*, vol. 49, 101127.
- Van, L.P., Chi, K. D., and Duc, T.N. (2023). Review of hydrogen technologies based microgrid: Energy management systems, challenges and future recommendations. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48 (38), pp. 14127-14148.
- Vivas FJ, De las Heras A, Segura F, Andújar JM. A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;82. doi:10.1016/j.rser.2017.09.014.
- Vivas, F.J., Segura, F., Andújar, J.M., and Caparrós, J.J. (2020). A suitable state-space model for renewable source-based microgrids with hydrogen as backup for the design of energy management systems. *Energy Conv. and Manag.*, vol. 219, 113053.
- Vivas, F.J., Pajares, A., Blasco, X., Herrero, J.M., Segura, F. and Andújar, J. M. (2025). A novel energy management system based on two-level hierarchical economic model predictive control for use in microgrid control. *Energy Conv. and Manag.: X*, vol. 26, pp. 101027.