

Jornadas de Automática

Integración de la dinámica de microturbinas de hidrógeno en MPC para la gestión avanzada de la energía en microrredes

F.J. Barrero^{a,*}, M.G. Satué^a, C. Vivas^a, J. Feijóo^a, F.J. Vivas^b, J.M. Andújar^b

^aDepartamento de Ingeniería de Sistemas y Automática, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, España.

^bDepartamento de Ingeniería Electrónica, de Sistemas Informáticos y Automática, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Huelva, España.

To cite this article: Barrero, F.J., Satué, M.G., Vivas, C., Rubio, F.R., Feijóo, J., Vivas, F.J., Andújar, J.M. 2026. Integrating Hydrogen Microturbine Dynamics into MPC for Advanced Microgrid Energy Management. Jornadas de Automática, 47. <https://doi.org/10.17979/ja-cea.2026.47.13784>

Resumen

Las microturbinas de hidrógeno ofrecen una solución atractiva para mitigar la intermitencia de la generación eólica y solar, posicionándolas como una tecnología clave para las microrredes modernas, limpias y resilientes. Este artículo evalúa varias estrategias de control predictivo basado en modelo (MPC) para la operación de una microrred eléctrica que integra generación fotovoltaica, almacenamiento de energía en baterías, inversores híbridos capaces de cargarse tanto desde los paneles solares como desde la red de distribución, y una microturbina de gas alimentada con hidrógeno. Se exploran dos objetivos de control: minimizar el coste económico de la energía importada y minimizar la energía total importada. Se desarrolla un modelo detallado de la microrred que captura restricciones operativas realistas de baterías e inversores híbridos, incluyendo eficiencias de carga/descarga dependientes del estado de carga y de la potencia. Una contribución central de este trabajo es la integración explícita del comportamiento dinámico de la microturbina de hidrógeno; inercia de la turbina, límites de rampa y retardos de activación/desactivación, en la formulación MPC. Los resultados de simulación en múltiples escenarios revelan diferencias significativas en el rendimiento entre las estrategias de control y muestran cómo la inclusión de la dinámica de la turbina de hidrógeno afecta a la elección del enfoque MPC más adecuado para la operación de la microrred.

Palabras clave: Control Predictivo Basado en Modelo (MPC), Microturbina de Hidrógeno, Gestión de Energía en Microrredes, Inversores Híbridos, Integración de Energías Renovables

Integrating Hydrogen Microturbine Dynamics into MPC for Advanced Microgrid Energy Management

Abstract

Hydrogen microturbines offer a compelling solution to the intermittency of wind and solar generation, positioning them as a key technology for modern clean and resilient microgrids. This paper evaluates several model predictive control strategies for operating an electric microgrid that integrates photovoltaic generation, battery energy storage, hybrid inverters capable of charging from both solar and the utility grid, and a hydrogen-fueled micro gas turbine. Two control objectives are explored: minimizing the economic cost of imported energy and minimizing the total imported energy. A detailed microgrid model is developed, capturing realistic operating constraints of batteries and hybrid inverters, including state-of-charge- and power-dependent charge/discharge efficiencies. A central contribution of this work is the explicit integration of the hydrogen microturbine's dynamic behavior; turbine inertia, ramp-rate limits, and activation/deactivation delays, into the MPC formulation. Simulation results across multiple scenarios reveal significant differences in performance between control strategies and show how the inclusion of hydrogen turbine dynamics affects the choice of the most suitable MPC approach for microgrid operation.

Keywords: Model Predictive Control (MPC), Hydrogen Microturbine, Microgrid Energy Management, Hybrid Inverters, Renewable Energy Integration

1. Introducción

En los últimos años, la transición energética ha impulsado el despliegue de sistemas fotovoltaicos (FV) en edificios de alta demanda para maximizar el autoconsumo de energía renovable. Sin embargo, la generación FV es variable e intermitente debido a las condiciones meteorológicas y al ciclo solar, lo que provoca desajustes temporales entre generación y demanda. Incluso cuando la producción diaria supera el consumo, la concentración de la generación en torno al mediodía impide cubrir adecuadamente las cargas en otros periodos. En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) pueden aumentar el autoconsumo al desplazar el excedente energético hacia momentos de baja producción (Merei et al., 2016), aunque su capacidad limitada y coste elevado impiden una cobertura total.

El almacenamiento en baterías ayuda a mitigar esta desalineación, pero una gestión optimizada es clave para mejorar el rendimiento global del sistema. En este sentido, estrategias de control avanzadas como el Control Predictivo Basado en Modelo (MPC) (Camacho et al., 2007) se han consolidado como herramientas eficaces para optimizar la operación del almacenamiento considerando predicciones, restricciones técnicas y económicas (Zachar and Daoutidis, 2016), siendo especialmente adecuadas para microrredes renovables (Bordons et al., 2020). No obstante, muchos enfoques simplifican el comportamiento del inversor, omitiendo restricciones operativas relevantes (Topa Gavilema et al., 2023).

Por otro lado, las microturbinas de hidrógeno emergen como tecnologías complementarias para gestionar la intermitencia renovable. El excedente FV puede utilizarse para producir hidrógeno verde, que posteriormente se almacena y se convierte en electricidad cuando es necesario. Las microturbinas alimentadas al 100 % con hidrógeno cumplen con estándares de emisiones de NOx y presentan emisiones de carbono prácticamente nulas (Banihabib et al., 2024). Además, ofrecen tiempos de respuesta rápidos (inferiores a 15 s) y buena capacidad de seguimiento de carga (Zhu and Tomsovic, 2002), aunque están limitadas por su desgaste asociado a los ciclos de arranque-parada y tensiones térmicas, lo que hace necesaria una gestión adecuada de su operación (Dennis et al., 2023).

En este trabajo se estudia una microrred experimental con generación FV, baterías y una microturbina de hidrógeno emulada. Se consideran dos objetivos de optimización: minimizar la energía importada de la red (En-MPC) y minimizar el coste económico bajo tarifas horarias (Ec-MPC). Para ello, se incorpora un modelo no lineal de eficiencia de batería (Feijóo and Rodríguez, 2025) y restricciones de degradación de la microturbina, dando lugar a una formulación MILP. Los resultados muestran mejoras en precisión y rendimiento frente a modelos con eficiencia constante, aportando un marco robusto para la gestión energética.

2. Descripción de la microrred

Su objetivo principal es gestionar de manera óptima la generación y distribución de energía, maximizando el uso de fuentes renovables y optimizando la interacción con la red principal. La microrred consta de varios elementos fundamentales. El sistema fotovoltaico comprende 72 módulos ERA So-

lar ESPCH450 (450 W cada uno), dispuestos en 12 cadenas de seis paneles, con generación dependiente de las condiciones de irradiancia solar. El almacenamiento de energía lo proporcionan dos columnas de baterías Huawei Luna2000, cada una con una capacidad total de 15 kWh y conectadas en paralelo a inversores independientes, lo que permite una operación flexible e independiente. La conversión de potencia se realiza mediante inversores híbridos Huawei SUN2000-(6KTL)-M1, que convierten la energía en corriente continua de los paneles fotovoltaicos y las baterías en corriente alterna para uso local o exportación a la red. La microturbina de hidrógeno se emula mediante una fuente de alimentación de corriente continua bidireccional programable Keysight N8957A (15 kW), capaz de reproducir dinámicas realistas de microturbina mediante perfiles de tensión-corriente configurables y una rápida respuesta transitoria.

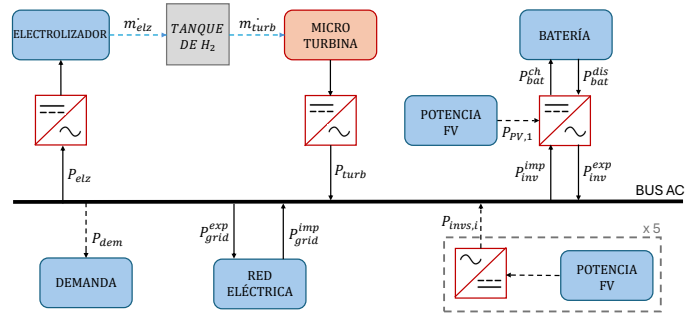


Figura 1: Esquema de la microrred.

La microrred abastece las cargas locales mientras mantiene un intercambio de energía bidireccional con la red eléctrica principal, permitiendo la importación de energía en situaciones de déficit y la exportación durante los excedentes de generación, bajo condiciones de tarifas variables por hora. La Figura 1 muestra un esquema de la microrred descrita.

3. Modelo matemático del problema de optimización de la microrred

En primer lugar, se describe el modelo matemático discreto de la microrred objeto de estudio. El estado dinámico del sistema está asociado a los elementos de almacenamiento: $x_{bat}(k)$, el estado de carga (SOC) de la batería, y $x_{H_2}(k)$, el volumen de H_2 almacenado en el depósito.

Las variables controlables son las potencias de carga y descarga de la batería en la microrred en cada instante de muestreo k , ($P_{bat}^{ch}(k)$, $P_{bat}^{dis}(k)$), la potencia importada y exportada en el bus del inversor conectado a la batería ($P_{inv}^{imp}(k)$, $P_{inv}^{exp}(k)$), la potencia consumida por el electrolizador ($P_{elz}(k)$), la potencia suministrada por la turbina ($P_{turb}(k)$) y la potencia exportada e importada de la red ($P_{grid}^{exp}(k)$, $P_{grid}^{imp}(k)$).

Las variables exógenas no controlables representan magnitudes estocásticas o predichas que afectan al sistema pero no pueden ser manipuladas por el controlador. Estas incluyen la potencia generada por los paneles fotovoltaicos conectados al inversor de batería ($P_{pv}(k)$), la potencia suministrada por los 5 inversores autónomos ($P_{inv}(k)$) y la demanda de consumo

$P_{dem}(k)$. Todas las potencias se definen como magnitudes positivas. En la Figura 1 se ilustra la topología de la microrred y los flujos de potencia descritos.

La dinámica de los sistemas de almacenamiento de energía puede representarse mediante un modelo en espacio de estados en tiempo discreto que captura la evolución de la energía almacenada en función de las operaciones de carga y descarga. El vector de estado viene dado por:

$$\begin{bmatrix} x_{bat}(k+1) \\ x_{H2}(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_{bat}(k) \\ x_{H2}(k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{bat}^{ch} & -\varepsilon_{bat}^{dis} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \xi_{elz} & -\xi_{turb} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{p}(k) \cdot T_s \quad (1)$$

donde el vector de entrada de control se define como

$$\mathbf{p}(k) = [P_{bat}^{ch}(k), P_{bat}^{dis}(k), P_{elz}(k), P_{turb}(k)]^T. \quad (2)$$

En esta formulación, T_s representa el intervalo de tiempo de muestreo (como fracción de hora), ε_{bat}^{dis} y ε_{bat}^{ch} denotan las eficiencias de descarga y carga de los sistemas de almacenamiento en baterías, mientras que ξ_{elz} y ξ_{turb} representan las eficiencias globales de conversión del electrolizador y la microturbina en el subsistema de almacenamiento de hidrógeno, respectivamente.

Es importante señalar que las eficiencias de la batería presentan dependencias no lineales tanto del SOC como del nivel de potencia, tal como se ilustra en la Figura 2. Estas características se incorporarán más adelante al modelo de optimización mediante aproximaciones lineales a tramos de los datos contenidos en tablas de consulta (*Look-Up Tables*).

Las eficiencias globales de conversión asociadas al ciclo electrolizador-depósito de H_2 -turbina son:

$$\xi_{elz} = K \cdot \eta_{elz} / E_{esp} \quad (3)$$

$$\xi_{turb} = K / \eta_{turb} \cdot LHV_{H_2}, \quad (4)$$

donde K es el factor de conversión entre masa y volumen para el hidrógeno, η_{elz} es la eficiencia de conversión de la energía eléctrica, E_{esp} es el consumo específico de energía del electrolizador, η_{turb} es la eficiencia de la turbina y LHV_{H_2} es el poder calorífico inferior del hidrógeno.

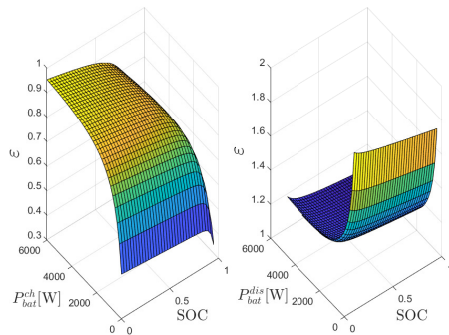


Figura 2: Eficiencias no lineales de la batería para la carga (izquierda) y la descarga (derecha).

El balance de potencia en el bus se modela con la ecuación

$$c_{bus} \cdot [P_{inv}^{exp}(k), P_{inv}^{imp}(k), P_{elz}(k), P_{turb}(k), P_{grid}^{imp}(k), P_{grid}^{exp}(k), P_{inv}^{exp}(k)]^T = P_{dem}(k) \quad (5)$$

donde $c_{bus} = [1, -1, -1, 1, 1, -1, 1]$ asigna el signo apropiado a cada contribución del flujo de potencia (positivo para las exportaciones al bus, negativo para las importaciones desde el bus).

El balance de potencia en el inversor híbrido conectado a la batería se modela mediante la ecuación

$$c_{inv} \cdot [P_{bat}^{dis}(k), P_{bat}^{ch}(k), P_{inv}^{imp}(k), P_{inv}^{exp}(k), P_{pv}(k)]^T = 0 \quad (6)$$

donde $c_{inv} = [1, -1, 1, -1, 1]$, con una interpretación análoga a la de c_{bus} .

4. Definición del problema MPC

El modelo de optimización mediante la técnica MPC emplea las ecuaciones descritas anteriormente junto con las trayectorias predichas de las variables no controlables para calcular las variables de decisión óptimas $\mathbf{u}$ (según un índice de prestaciones) a lo largo de un horizonte deslizante H , satisfaciendo simultáneamente un conjunto de restricciones durante dicho horizonte. El modelo extendido sobre el horizonte de predicción consiste en una serie de ecuaciones e inecuaciones $R \leq 0$, que representan las restricciones del problema de control MPC definido como

$$\min_{\mathbf{U}(k)} J(k)$$

s.a.

$$(8), (10), (11), (12), (13), (14), (15), (16), (17), (18), (19), (20), (21), (22), (23), (24)$$

donde $\mathbf{U}(k) = [\mathbf{u}(0|k), \dots, \mathbf{u}(H-1|k)]$ es la secuencia de acciones de control óptimas a lo largo del horizonte y

$$\mathbf{u} = [P_{bat}^{ch}, P_{bat}^{dis}, P_{elz}, P_{turb}, P_{inv}^{exp}, P_{inv}^{imp}, P_{grid}^{imp}, P_{grid}^{exp}]^T. \quad (7)$$

La restricción impuesta por la dinámica del sistema se reescribe en términos de $\mathbf{u}(k)$ como

$$\mathbf{x}(i+1|k) = \mathbf{A}\mathbf{x}(i|k) + T_s \mathbf{B}\mathbf{u}(i|k), \quad i = 0, \dots, H-1 \quad (8)$$

donde $\mathbf{x}$ es el vector de estado cuyos elementos son el estado de la batería y el del depósito de hidrógeno, $\mathbf{A}$ es una matriz identidad 2×2 , y

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{bat,1}^{ch} & -\varepsilon_{bat,1}^{dis} & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \xi_{elz} & -\xi_{turb} & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix}. \quad (9)$$

Para limitar los niveles inferior y superior del estado de carga de las baterías, se introduce la siguiente restricción:

$$\begin{bmatrix} x_{bat} \\ x_{H2} \end{bmatrix} \leq \mathbf{x}(i+1|k) \leq \begin{bmatrix} \bar{x}_{bat} \\ \bar{x}_{H2} \end{bmatrix}, \quad i = 0, \dots, H-1. \quad (10)$$

El balance global de potencia en el bus se modela con la restricción

$$C_{bus} \cdot \mathbf{u}(i+1|k) = 0, \quad i = 0, \dots, H-1 \quad (11)$$

con $C_{bus} = [0, 0, -1, 1, 1, -1, 1, -1]$.

Análogamente, el balance de potencia en cada uno de los inversores se modela con la restricción

$$C_{inv} \cdot \mathbf{u}(i+1|k) = 0, \quad i = 0, \dots, H-1 \quad (12)$$

siendo $C_{inv} = [-1, 1, 0, 0, -1, 1, 0, 0]$.

El resto de esta sección explica las distintas formulaciones de restricciones necesarias para evitar la importación y exportación simultánea de energía en los dispositivos de la microrred que permiten dicho comportamiento, las necesarias para aproximar el modelo no lineal de eficiencia de la batería basado en tablas, las derivadas de los requisitos operativos de la turbina en cuanto a tiempos mínimos de operación tras el arranque y de reposo tras la parada, y el suministro suave de energía tras el arranque/parada.

4.1. Restricciones de flujo simultáneo de potencia

Para evitar la importación y exportación simultánea (o la carga y descarga simultánea) de energía en un mismo elemento de la microrred, se asocian dos variables de decisión binarias δ a cada elemento que dispone de esta capacidad, y se fuerza su complementariedad mediante las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned} \delta_{bat}^{ch}(i+1|k) + \delta_{bat}^{dis}(i+1|k) &\leq 1 \\ \delta_{inv,1}^{imp}(i+1|k) + \delta_{inv,1}^{exp}(i+1|k) &\leq 1 \\ \delta_{grid}^{imp}(i+1|k) + \delta_{grid}^{exp}(i+1|k) &\leq 1, \quad i = 0, \dots, H-1. \end{aligned} \quad (13)$$

Las potencias de carga y descarga de la batería deben tomar valores no negativos y están limitadas por la potencia máxima $\bar{P}_{bat} = 5,5$ kW. Esto se traduce en las siguientes restricciones, que emplean las variables binarias descritas anteriormente para evitar la carga y descarga simultáneas:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{bat}^{ch}(i+1|k) \leq \bar{P}_{bat} \cdot \delta_{bat}^{ch}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{bat}^{dis}(i+1|k) \leq \bar{P}_{bat} \cdot \delta_{bat}^{dis}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1. \end{aligned} \quad (14)$$

Las potencias de importación y exportación de los inversores también deben tomar valores no negativos y están limitadas por la potencia máxima $\bar{P}_{inv} = 6,6$ kW. Esto da lugar a las siguientes restricciones, que emplean las variables binarias descritas para evitar la importación y exportación simultánea al bus:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{inv}^{imp}(i+1|k) \leq \bar{P}_{inv} \cdot \delta_{inv}^{imp}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{inv}^{exp}(i+1|k) \leq \bar{P}_{inv} \cdot \delta_{inv}^{exp}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1. \end{aligned} \quad (15)$$

Las potencias importadas y exportadas a la red deben tomar valores no negativos. Los valores máximos no están acotados, ya que se asume que el perfil de potencia demandada es coherente con la capacidad fotovoltaica instalada, de modo que la potencia intercambiada con la red permanecerá naturalmente dentro de límites razonables. Por tanto, las restricciones asociadas a la red se expresan como:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{grid}^{imp}(i+1|k) \cdot \delta_{grid}^{imp}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{grid}^{exp}(i+1|k) \cdot \delta_{grid}^{exp}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1. \end{aligned} \quad (16)$$

4.2. Restricciones de eficiencia no lineal de la batería

De acuerdo con los resultados obtenidos en (Feijóo and Rodríguez, 2025), la eficiencia de carga y descarga de la batería puede calcularse de forma tabulada en función de la potencia de carga/descarga y el SOC. En este trabajo se asume que los valores de eficiencia han sido precalculados en Tablas de Consulta (*Look-Up Tables*, LUT) de dos entradas, x_{bat} y P_{bat}^{ch} o P_{bat}^{dis} , según corresponda. Las LUT empleadas para modelar la eficiencia de la batería se muestran en la Figura 3.

Para resolver el problema de los productos de variables de decisión que aparecen en la ecuación de estado de la batería ($\varepsilon_{ch} \cdot P_{bat}^{ch}$ y $\varepsilon_{dis} \cdot P_{bat}^{dis}$), que resultaría en una restricción no lineal, se ha realizado la transformación matemática $z = \varepsilon \cdot P$, consistente en tabular el producto de potencias y eficiencias.

La incorporación de esta información al modelo de optimización se realiza mediante interpolación lineal por tramos (*Piecewise Linear*, PWL) en producto tensorial. Suponiendo que la tabla está parametrizada como valores discretos z_{ij} sobre una malla rectangular con entradas

$$x_1 < x_2 < \dots < x_{n_x}, \quad y_1 < y_2 < \dots < y_{n_y},$$

se construye una aproximación *lineal por tramos* introduciendo las variables:

- λ_i — ponderaciones en la dimensión x , con $\sum_i \lambda_i = 1$.
- μ_j — ponderaciones en la dimensión y , con $\sum_j \mu_j = 1$.
- w_{ij} — ponderaciones en cada nodo (x_i, y_j) , con $w_{ij} \geq 0$.

y las restricciones:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{n_y} w_{ij} &= \lambda_i, \quad \sum_{i=1}^{n_x} w_{ij} = \mu_j, \quad \sum_{i=1}^{n_x} \sum_{j=1}^{n_y} w_{ij} = 1 \\ x &= \sum_{i=1}^{n_x} \lambda_i x_i, \quad y = \sum_{j=1}^{n_y} \mu_j y_j, \quad z = \sum_{i=1}^{n_x} \sum_{j=1}^{n_y} w_{ij} z_{ij}. \end{aligned} \quad (17)$$

Para un tratamiento eficiente, las variables λ_i y μ_j pueden declararse en muchos optimizadores comerciales como Conjuntos Ordenados Especiales (SOS2), garantizando que solo dos variables adyacentes sean distintas de cero en cada dimensión. Esto implementa una interpolación bilineal exacta dentro de cada celda rectangular de la malla.

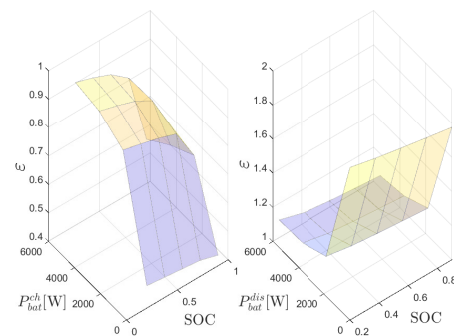


Figura 3: LUT del optimizador para las eficiencias de la batería.

4.3. Restricciones de tiempo mínimo de operación de la turbina

Como se menciona en la introducción, las microturbinas de gas operan bajo restricciones térmicas y mecánicas que hacen aconsejable que su activación y desactivación sigan un perfil de aceleración/deceleración controlado a lo largo de periodos de tiempo bien definidos. De este modo, se establece la restricción de que, una vez arrancada la microturbina, debe permanecer activa durante un tiempo mínimo T_a (*Minimum Up-Time*). Análogamente, si se detiene, debe permanecer inactiva durante un tiempo mínimo R_d (*Minimum Down-Time*). Esto introduce restricciones en el problema que deben gestionarse adecuadamente.

Para cada instante temporal $i \in \{0, \dots, H-1\}$ del horizonte de tiempo, se definen tres variables binarias:

- $s(i) \in \{0, 1\}$: estado del sistema (1: on, 0: off).
- $v(i) \in \{0, 1\}$: variable de arranque. Toma el valor 1 si $s(i-1) = 0$ y $s(i) = 1$.
- $w(i) \in \{0, 1\}$: variable de parada. Toma el valor 1 si $s(i-1) = 1$ y $s(i) = 0$.

4.3.1. Lógica de transición

En primer lugar, se vincula el cambio de estado con las variables de arranque y parada. Esta restricción garantiza la coherencia lógica:

$$v(i) - w(i) = s(i) - s(i-1) \quad \forall i \in \{0, \dots, H-1\}. \quad (18)$$

Nota: para $i = 0$, $s(-1)$ es el parámetro de condición inicial.

Adicionalmente, dado que no es posible arrancar y parar simultáneamente, $v(i) + w(i) \leq 1$ se satisface implícitamente.

4.3.2. Tiempo mínimo de operación (T_a)

Si la unidad arranca en el instante i (es decir, $v(i) = 1$), debe permanecer encendida durante T_a periodos. Matemáticamente, esto implica que si el sistema está apagado en i ($s(i) = 0$), no pudo haber arrancado en los últimos T_a periodos:

$$\sum_{j=i-T_a}^i v(j) \leq s(i) \quad \forall i \in \{T_a, \dots, H\}. \quad (19)$$

Para los periodos iniciales donde $i < T_a$, la suma comienza en $j = 0$ y debe considerar el estado inicial si la unidad ya estaba en marcha (historial previo).

4.3.3. Tiempo mínimo de reposo (R_d)

Simétricamente, si la unidad se detiene en i (es decir, $w(i) = 1$), debe permanecer apagada durante R_d periodos. Esto implica que si el sistema está encendido en i ($s(i) = 1$), no pudo haberse detenido en los últimos R_d periodos:

$$\sum_{j=i-R_d}^i w(j) \leq 1 - s(i) \quad \forall i \in \{R_d, \dots, H-1\}. \quad (20)$$

4.4. Restricciones para el arranque y la parada suaves

Con el fin de evitar imponer una entrega brusca de potencia tras la orden de arranque de la turbina, se introducen las

siguientes restricciones, que imponen una respuesta de primer orden a la potencia suministrada por la turbina:

$$P_{turb}(0) = \alpha \cdot P_{turb}^{ini} + (1 - \alpha) \cdot P_{turb}^{ref}(0) \quad (21)$$

$$P_{turb}(i+1) = \alpha \cdot P_{turb}(i) + (1 - \alpha) \cdot P_{turb}^{ref}(i), \quad i = 0, \dots, H-1 \quad (22)$$

$$P_{turb}^{ref}(i) = P_{turb}^{nom} \cdot s(i), \quad i = 0, \dots, H-1. \quad (23)$$

Por supuesto, estas restricciones también permiten una reducción suave del suministro de potencia tras una orden de parada.

4.5. Otras restricciones

Se han añadido también restricciones de límite para las variables de decisión de potencia del electrolizador y la turbina, $\bar{P}_{elz} = 20$ kW y $\bar{P}_{turb} = 5$ kW respectivamente. Finalmente, las variables asociadas a la generación fotovoltaica deben restringirse para coincidir con sus trayectorias estimadas respectivas dentro del horizonte de predicción deslizante, lo que puede expresarse como:

$$\begin{aligned} P_{pv}(i+1|k) &= \hat{P}_{pv}(i+1|k) \\ P_{invs}(i+1|k) &= \hat{P}_{invs}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1 \end{aligned} \quad (24)$$

donde $\hat{y}$ denota el valor predicho de la variable y .

4.6. Funciones de coste consideradas

Se definen dos funciones de coste diferentes. La primera, J_{ener} , tiene como objetivo minimizar la energía total importada de la red, mientras que la segunda, J_{econ} , busca minimizar el coste económico asociado a dicha energía importada:

$$J_{ener} = \sum_{i=0}^{H-1} P_{grid}^{imp}(i+1|k) \cdot T_s \quad (25)$$

$$J_{econ} = \sum_{i=0}^{H-1} e_{tariff}(i+1|k) \cdot P_{grid}^{imp}(i+1|k) \cdot T_s \quad (26)$$

donde e_{tariff} representa el perfil de tarifa eléctrica en €/kWh.

5. Resultados

Se han llevado a cabo diversas simulaciones para analizar el rendimiento de las dos estrategias de gestión de la energía, En-MPC y Ec-MPC, bajo distintas condiciones de operación de la microrred. Con este fin, se definieron tres escenarios representativos (véase la Figura 4) basados en perfiles de demanda energética y la energía total generada por los módulos fotovoltaicos.

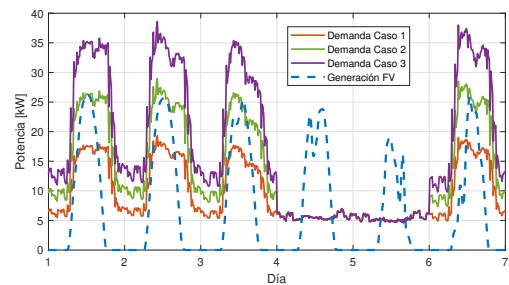


Figura 4: Perfiles de entrada para los casos comparados. La potencia FV total es la suma de P_{pv} y P_{invs} .

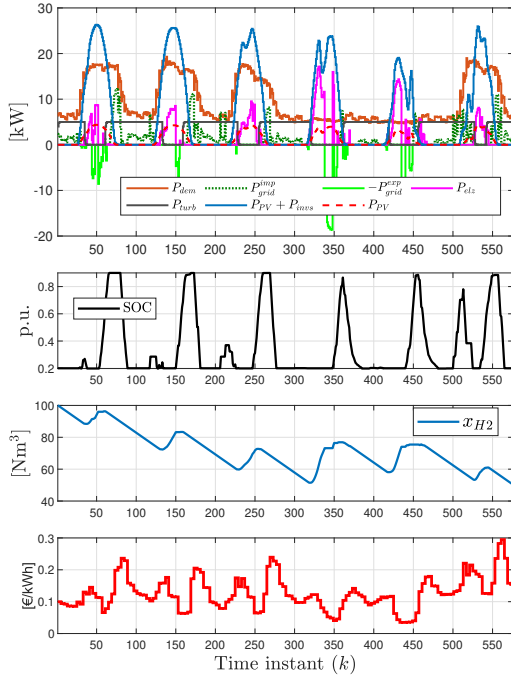


Figura 5: Balance de potencia en el bus para el Escenario 1 usando la estrategia Ec-MPC.

	F_obj	Efic. fija		Efic. variable	
		Energía[kWh]	Coste[€]	Energía[kWh]	Coste[€]
C1	Energ	231,2	35	223,6	33,9
	$\bar{P}_{dem} < \bar{P}_{gen}$	221,1	38,3	213,5	37,9
C2	Energ	919,2	134,9	769	115,9
	$\bar{P}_{dem} \approx \bar{P}_{gen}$	896,8	145,4	744,4	122,1
C3	Energ	1598,3	234	1466,4	216,5
	$\bar{P}_{dem} > \bar{P}_{gen}$	1568,5	245,3	1439,5	225,8

Tabla 1: Resumen de las métricas de simulación.

Cada escenario se simuló en dos condiciones respecto al modelo de optimización de la batería. En primer lugar, se analizó un caso ideal en el que las eficiencias de carga y descarga son constantes (modelo lineal). Posteriormente, se incorporó un modelo más realista mediante LUT para representar el comportamiento no lineal. En este caso, las eficiencias varían en función del estado de carga (SOC) y de la potencia de carga/descarga de las baterías. Este segundo caso permite una representación más precisa del comportamiento dinámico del sistema de almacenamiento, especialmente bajo condiciones de operación alejadas del punto nominal. Se consideró un tiempo total de simulación de seis días con un tiempo de muestreo de 15 minutos. Se empleó un horizonte de predicción H de 3 horas.

En la Figura 5 se pueden observar los resultados del balance de potencia en el bus obtenidos a partir de la simulación usando los perfiles de entrada del Escenario 1 y la estrategia Ec-MPC. Además, se puede ver la contribución de la microturbina de hidrógeno dentro de la microrred, ya que durante los periodos en los que la generación fotovoltaica resulta insuficiente para satisfacer la demanda y el estado de carga de la batería se aproxima a sus límites operativos, la microturbina

actúa como fuente de respaldo, contribuyendo a mantener el equilibrio energético del sistema y reduciendo la dependencia de la red eléctrica.

Como era de esperar, la estrategia Ec-MPC (J_{econ}) minimiza de forma consistente el coste total al explotar la variación temporal del precio de la energía, mientras que En-MPC (J_{ener}) reduce la energía importada priorizando el objetivo energético, aunque a un mayor coste económico. Asimismo, en todos los escenarios analizados, el uso de eficiencias variables en la batería proporciona mejoras simultáneas en energía importada y coste frente a modelos con eficiencia fija, lo que confirma la relevancia de una representación más realista del sistema de almacenamiento.

6. Conclusiones

La estrategia Ec-MPC logra el menor coste operativo total aprovechando la variabilidad de la tarifa eléctrica en función del tiempo de uso. Por el contrario, la estrategia En-MPC alcanza la menor energía total importada (kWh) al priorizar la minimización energética, aunque frecuentemente a un coste mayor. De manera fundamental, el uso de un modelo de eficiencia variable de la batería basado en LUT condujo a reducciones simultáneas significativas tanto en energía como en coste en todos los escenarios, demostrando su necesidad para un control óptimo y preciso de la microrred en comparación con el uso de eficiencias fijas.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido desarrollado en el marco del proyecto *NET-MULTIGENERA: Modelado y Control Avanzados* (PID2023-148456OB-C43), financiado por el Plan Estatal 2021–2023 de Proyectos de Investigación Orientada.

Referencias

- Banihabib, R., Lingstädt, T., Wersland, M., Kutne, P., Assadi, M., 2024. Development and testing of a 100kw fuel-flexible micro gas turbine running on 100 % hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* 49, 92–111.
- Bordons, C., García-Torres, F., Ridao, M. A., 2020. *Model predictive control of microgrids*. Vol. 358. Springer.
- Camacho, E. F., Bordons, C., Camacho, E. F., Bordons, C., 2007. *Constrained model predictive control*. Springer.
- Dennis, R., Long III, H. A., Jesionowski, G., 2023. A literature review of nox emissions in current and future state-of-the-art gas turbines. *Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air* 86991, V006T08A002.
- Feijóo, J., Rodríguez, F., 2025. Modelo no lineal del conjunto batería convertidor para microrredes. *Jornadas de Automática* (46), 83.
- Merei, G., Moshövel, J., Magnor, D., Sauer, D. U., 2016. Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of pv-battery systems in commercial applications. *Applied Energy* 168, 171–178.
- Topa Gavilema, A. O., Gil, J. D., Álvarez Hervás, J. D., Torres Moreno, J. L., García, M. P., 2023. Modeling and energy management of a microgrid based on predictive control strategies. *Solar* 3 (1), 62–73.
- Zachar, M., Daoutidis, P., 2016. Economic dispatch for microgrids with constrained external power exchange. *IFAC-PapersOnLine* 49 (7), 833–838, 11th IFAC Symposium on Dynamics and Control of Process Systems Including Biosystems DYCOPS-CAB 2016.
- Zhu, Y., Tomsovic, K., 2002. Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells. *Electric Power Systems Research* 62 (1), 1–11.