

Jornadas de Automática

Comparación de estrategias MPC en una microrred con inversores híbridos

Barrero, Francisco^{a,*}, Satué, Manuel G.^a, Castaño, Fernando^a, Ortega, Manuel G.^a

^aDepartamento de Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos, 41092, Sevilla, España

To cite this article: Barrero, Francisco, Satué, Manuel G., Castaño, Fernando, Ortega Manuel G. 2025. Comparison of MPC strategies in a microgrid with hybrid inverters. *Jornadas de Automática*, 46.
<https://doi.org/10.17979/ja-cea.2025.46.12220>

Resumen

Se presenta una comparación entre distintas estrategias de control predictivo aplicadas en simulación a una microrred consistente en una instalación solar fotovoltaica con almacenamiento energético que utiliza inversores híbridos. Este tipo de inversor permite cargar las baterías no sólo con la corriente generada por los módulos fotovoltaicos, sino también con la corriente alterna importada de la red eléctrica. El estudio contempla dos enfoques de optimización: minimizar el coste económico de la energía importada y minimizar la energía importada de la red. El primero utiliza un horizonte de predicción variable (debido a la hora del día en que se publican las tarifas eléctricas) y el segundo un horizonte de tamaño fijo de 24 horas. El modelo de la microrred para optimización desarrollado considera restricciones operativas reales de baterías e inversores. Una serie de simulaciones realizadas en distintos escenarios, aunque limitada, permite vislumbrar diferencias que pueden ser decisivas a la hora de seleccionar una de las dos estrategias de control.

Palabras clave: Control Predictivo basado en Modelo, Inversor híbrido, Microrred, Energía renovable, Gestión óptima

Comparison of MPC strategies in a microgrid with hybrid inverters

Abstract

A comparison between different predictive control strategies applied in simulation to a microgrid consisting of a solar photovoltaic installation with energy storage using hybrid inverters. This type of inverter allows the batteries to be charged not only with the current generated by the photovoltaic modules but also with the alternating current imported from the electricity grid. The study considers two optimisation approaches: minimising the economic cost of the imported energy and minimising the energy imported from the grid. The first uses a variable forecast horizon (due to the time of day when electricity tariffs are published) and the second uses a fixed size horizon of 24 hours. The microgrid model for optimisation developed considers real operational constraints of batteries and inverters. A series of simulations carried out in different scenarios, although limited, allows glimpses of differences that can be decisive in the selection of one of the two control strategies.

Keywords: Model Predictive Control, Hybrid inverter, Micro-grid, Renewable energy, Optimal management

1. Introducción

En los últimos años, el impulso hacia la transición energética ha promovido una notable expansión de sistemas fotovoltaicos integrados en edificaciones con alta demanda energética, como centros comerciales, instalaciones industriales, hospitales y campus universitarios. Este tipo de instalaciones persigue, en gran medida, el objetivo de alcanzar altos

niveles de auto-consumo energético, es decir, que la energía generada localmente mediante fuentes renovables, especialmente solar fotovoltaica, sea aprovechada in situ para cubrir las necesidades de consumo eléctrico.

No obstante, la generación fotovoltaica presenta una naturaleza inherentemente variable e intermitente, sujeta a condiciones meteorológicas y al ciclo solar diario. Esta variabilidad

*Autor para correspondencia: fbarrero1@us.es
Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International (CC BY-NC-SA 4.0)

da lugar a un desfase temporal entre la generación y la demanda eléctrica. En muchos casos, incluso cuando la producción diaria total supera el consumo, la concentración de generación en las horas centrales del día impide satisfacer la demanda en otros momentos, como las primeras horas de la mañana o durante la noche. Esta falta de coincidencia entre generación y consumo provoca que una parte significativa de la energía generada no pueda ser aprovechada localmente, viéndose que el uso de sistemas de almacenamiento con baterías puede aumentar la proporción de auto-consumo fotovoltaico hasta en un 20 % (Merei et al., 2016).

Una estrategia efectiva para mejorar este desajuste consiste en incorporar sistemas de almacenamiento energético (ESS), como baterías, que permiten acumular el excedente de energía en momentos de baja demanda para liberarlo posteriormente cuando la generación es insuficiente. Sin embargo, el coste elevado de estos dispositivos impone una capacidad de almacenamiento limitada, lo cual impide alcanzar el auto-consumo total en la mayoría de los casos. A pesar de ello, una gestión inteligente y optimizada del almacenamiento puede incrementar de manera significativa el porcentaje de auto-consumo, reduciendo la dependencia de la red eléctrica y mejorando la rentabilidad de la inversión.

En este contexto, el uso de técnicas avanzadas de control como el Control Predictivo Basado en Modelo (Model Predictive Control, MPC) (Rawlings et al., 2012) se presenta como una herramienta eficaz para maximizar el rendimiento de los sistemas de almacenamiento. El control MPC (Camacho et al., 2007) permite planificar y optimizar las acciones de carga y descarga de las baterías, teniendo en cuenta predicciones de generación y demanda, así como restricciones técnicas y económicas del sistema (Zachar and Daoutidis, 2016). Este enfoque lo convierte en una opción especialmente adecuada para aplicaciones en microrredes con fuentes renovables y almacenamiento distribuido (Morstyn et al., 2018).

La literatura reciente ha explorado la integración de baterías y sistemas fotovoltaicos mediante controladores MPC (Bordons et al., 2020) y variantes que consideran directamente el coste de operación como función objetivo. A pesar de ello, la mayoría de estos trabajos abstraen el funcionamiento de los inversores como simples enlaces entre fuentes y cargas, sin incorporar su comportamiento real ni sus restricciones operativas internas (Topa Gavilema et al., 2023).

La microrred experimental ubicada en la azotea de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla cuenta con 72 módulos fotovoltaicos (una potencia nominal de 30 kW), seis inversores trifásicos y dos baterías de 30 kWh. El modelo desarrollado incluye las restricciones operativas de los diferentes dispositivos, y se nutre de datos reales de consumo y producción solar para optimizar la potencia intercambiada entre inversores, baterías y red eléctrica.

Se comparan dos objetivos de optimización: minimizar la cantidad de energía importada desde la red (En-MPC) y minimizar el coste económico de la energía importada de la red dada una tarifa horaria variable (Ec-MPC).

La principal contribución innovadora de este trabajo consiste en la integración de inversores híbridos al modelo de optimización del MPC. Pese a que algunos autores han propuesto métodos generales para modelar microrredes cubriendo múltiples topologías (Pajares et al., 2023), ninguno ha tratado el ca-

so del inversor híbrido. Los inversores híbridos permiten tanto la conversión de corriente continua a alterna como la conversión de corriente alterna a continua para cargar baterías conectadas, aportando una mayor flexibilidad operativa al sistema. Este comportamiento se modela mediante un balance interno de potencia en el inversor. Este enfoque permite capturar de forma más realista la dinámica energética de la instalación, incluyendo pérdidas, límites de operación y las restricciones físicas propias de los inversores reales disponibles en el mercado, como los modelos Huawei SUN2000 utilizados en este estudio.



(a) Paneles fotovoltaicos



(b) Baterías Huawei Luna2000



(c) Inversores HUAWEI SUN2000-(6KTL)-M1

Figura 1: Dispositivos instalados en la planta fotovoltaica

2. Descripción de la microrred

Su principal objetivo es gestionar de manera óptima la generación y distribución de energía, maximizando el uso de fuentes renovables y optimizando el intercambio con la red principal. Los componentes principales de la microrred incluyen:

- Paneles fotovoltaicos: los paneles solares convierten la radiación solar en electricidad de corriente continua que se utiliza para satisfacer la demanda o se almacena en

los dispositivos de almacenamiento energético. La generación depende de las condiciones de irradiancia solar, que pueden variar de forma significativa a lo largo del día. En nuestro caso, la planta fotovoltaica, mostrada en la Figura ??, está compuesta por 12 *strings*, cada uno con seis paneles solares ESPCH450 de 450 W de la marca ERA Solar, lo que suma un total de 72 módulos.

- **Baterías:** las baterías permiten almacenar la energía excedente generada por los paneles solares y suministrarla durante periodos de alta demanda o cuando la generación renovable no es suficiente. La planta cuenta con dos columnas de baterías Huawei Luna2000-5kW-E0, cada una compuesta por tres baterías de 5 kWh, sumando 15 kWh por columna. Cada batería incluye un módulo de control Huawei Luna2000-5-CO. Las columnas están conectadas en paralelo a los inversores 1 y 2 respectivamente, lo que permite controlar cada batería de forma independiente y ofrece mayor flexibilidad que una conexión en serie.
- **Inversores:** los inversores convierten la corriente continua generada por los paneles solares y almacenada en las baterías en corriente alterna, que puede ser utilizada por las cargas o exportada a la red eléctrica. El inversor utilizado en nuestra planta es el modelo HUAWEI SUN2000-(6KTL)-M1 cuenta con una potencia máxima nominal de 6000 W (6600 VA) y una eficiencia europea máxima del 97.7 %. Es un modelo híbrido, permitiendo convertir corriente continua tanto de los paneles fotovoltaicos como de las baterías a corriente alterna.
- **Carga local:** la función de la microrred es suplir de la forma más autónoma posible el consumo local.
- **Red eléctrica principal:** la microrred puede intercambiar energía con la red eléctrica, ya sea importando energía para suplir deficiencias o exportando excedentes generados localmente. Este intercambio puede estar sujeto a restricciones económicas, representadas en el modelo mediante tarifas horarias que varían hora a hora.

La Figura 2 muestra un diagrama de la microrred descrita.

3. Modelo para optimización de la Planta Fotovoltaica

En primer lugar se describe el modelo matemático discreto de la microrred considerada. El estado del sistema dinámico consiste en el nivel de carga (SOC) en kWh de las dos baterías. Las variables manipulables del problema de control son las potencias de carga y descarga de las dos baterías del microgrid en cada instante de muestreo k : ($P_{bat,1}^{car}(k)$, $P_{bat,1}^{des}(k)$, $P_{bat,2}^{car}(k)$, $P_{bat,2}^{des}(k)$), las potencias importada y exportada al BUS de los inversores 1 y 2 ($P_{inv,1}^{imp}(k)$, $P_{inv,1}^{exp}(k)$, $P_{inv,2}^{imp}(k)$, $P_{inv,2}^{exp}(k)$) y las potencias exportada e importada del grid ($P_{grid}^{exp}(k)$, $P_{grid}^{imp}(k)$).

Las variables no manipulables son las potencias generadas por los paneles fotovoltaicos conectados a los tres inversores de corriente ($P_{FV,1}(k)$, $P_{FV,2}(k)$ y $P_{inv,3-6}^{exp}(k)$) y la demanda de consumo $P_{dem}(k)$. Todas las potencias se han definido positivas y tienen unidades de kWh. La Figura 2 muestra un esquema de la microrred con las potencias descritas.

El modelo en espacio de estados se puede escribir como

$$\begin{bmatrix} SOC_1(k+1) \\ SOC_2(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} SOC_1(k) \\ SOC_2(k) \end{bmatrix} + T_m \cdot \begin{bmatrix} \varepsilon_{bat,1}^{car} & -\varepsilon_{bat,1}^{des} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon_{bat,2}^{car} & -\varepsilon_{bat,2}^{des} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{p}(k) \quad (1)$$

donde

$$\mathbf{p}(k) = [P_{bat,1}^{car}(k), P_{bat,1}^{des}(k), P_{bat,2}^{car}(k), P_{bat,2}^{des}(k)]^T \quad (2)$$

donde T_m es tiempo de muestreo y ε_{bat}^{des} y ε_{bat}^{car} son las eficiencias de carga y descarga de las baterías.

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

$$\mathbf{bb} \cdot [P_{inv,1}^{exp}(k), P_{inv,1}^{imp}(k), P_{inv,2}^{exp}(k), P_{inv,2}^{imp}(k), P_{grid}^{imp}(k), P_{grid}^{exp}(k), P_{inv,3-6}^{exp}(k)]^T = P_{dem}(k) \quad (3)$$

donde

$$\mathbf{bb} = [1, -1, 1, -1, 1, -1, 1] \quad (4)$$

mientras que los balances de potencia en los inversores híbridos se modelan con las ecuaciones

$$\mathbf{bi} \cdot [P_{bat,1}^{des}(k), P_{bat,1}^{car}(k), P_{inv,1}^{imp}(k), P_{inv,1}^{exp}(k), P_{PV,1}(k)]^T = 0 \quad (5)$$

y

$$\mathbf{bi} \cdot [P_{bat,2}^{des}(k), P_{bat,2}^{car}(k), P_{inv,2}^{imp}(k), P_{inv,2}^{exp}(k), P_{PV,2}(k)]^T = 0, \quad (6)$$

con

$$\mathbf{bi} = [1, -1, 1, -1, 1]. \quad (7)$$

Las restricciones para evitar la importación y exportación simultánea de potencia en un mismo elemento se explican más adelante junto con los valores límites de algunas variables manipulables.

4. Definición del problema MPC

El modelo para optimización utilizando la técnica MPC utiliza las ecuaciones explicadas previamente junto con trayectorias predichas de las variables no manipulables para calcular variables de decisión óptimas \mathbf{u} (según un índice de bondad) en un horizonte de predicción deslizante H , cumpliendo además otra serie de restricciones en todo el horizonte. El modelo extendido al horizonte de predicción consiste en una serie de ecuaciones e inecuaciones $R \leq 0$ que son restricciones del problema de control MPC definido como

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

s.a.

$$(9), (11), (12), (13), (14), (15), (16), (17), (18), (19)$$

donde $\mathbf{U}(k) = [\mathbf{u}(0|k), \dots, \mathbf{u}(H-1|k)]$ es la secuencia de acciones de control óptima en el horizonte y

$$\mathbf{u} = [P_{bat,1}^{car}, P_{bat,1}^{des}, P_{bat,2}^{car}, P_{bat,2}^{des}, P_{inv,1}^{exp}, P_{inv,1}^{imp}, P_{inv,2}^{exp}, P_{inv,2}^{imp}, P_{grid}^{exp}, P_{grid}^{imp}, P_{FV,1}, P_{FV,2}, P_{inv,3-6}^{exp}]. \quad (8)$$

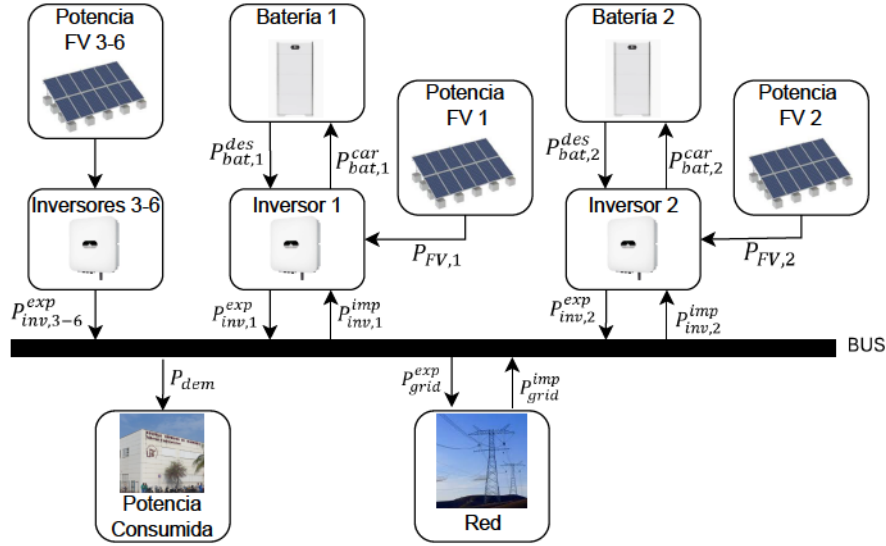


Figura 2: Esquema de la microrred considerada.

La restricción que impone la dinámica del sistema se describe en función de $\mathbf{u}(k)$ como

$$\mathbf{x}(i+1|k) = \mathbf{A}\mathbf{x}(i|k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(i|k), \quad i = 0, \dots, H-1 \quad (9)$$

siendo \mathbf{x} el vector de estado de las dos baterías (SOC), \mathbf{A} una matriz identidad 2×2 y

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{bat,1}^{car} & -\varepsilon_{bat,1}^{des} & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon_{bat,2}^{car} & -\varepsilon_{bat,2}^{des} & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix}. \quad (10)$$

Para limitar los niveles de carga inferior y superior de las baterías se introduce la restricción

$$\overline{SOC} \leq \mathbf{x}(i+1|k) \leq \underline{SOC}, \quad i = 0, \dots, H-1. \quad (11)$$

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

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

con $\mathbf{bb} = [0, 0, 0, 0, 1, -1, 1, -1, 1, -1, 0, 0, 1]$. De igual manera, el balance de potencia en cada uno de los inversores se modela con la restricción

$$\mathbf{bi}_1 \cdot \mathbf{u}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1 \quad (13)$$

con $\mathbf{bi}_1 = [-1, 1, 0, 0, -1, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0, 0]$ y

$$\mathbf{bi}_2 \cdot \mathbf{u}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1 \quad (14)$$

con $\mathbf{bi}_2 = [0, 0, -1, 1, 0, 0, -1, 1, 0, 0, 0, 1, 0]$.

Para impedir la posibilidad de que se importe y exporte (o cargue y descargue) energía simultáneamente en un mismo elemento del microgrid, se asocian dos variables de decisión binarias δ a cada elemento que tenga esa capacidad y se impone que sean complementarias mediante las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned} \delta_{bat,1}^{car}(i+1|k) + \delta_{bat,1}^{des}(i+1|k) &\leq 1 \\ \delta_{inv,1}^{imp}(i+1|k) + \delta_{inv,1}^{exp}(i+1|k) &\leq 1 \\ \delta_{bat,2}^{car}(i+1|k) + \delta_{bat,2}^{des}(i+1|k) &\leq 1 \\ \delta_{inv,2}^{imp}(i+1|k) + \delta_{inv,2}^{exp}(i+1|k) &\leq 1 \\ \delta_{grid}^{imp}(i+1|k) + \delta_{grid}^{exp}(i+1|k) &\leq 1, \quad i = 0, \dots, H-1. \end{aligned} \quad (15)$$

Las potencias de carga y descarga de las baterías deben tomar valores positivos o nulos y están limitadas por la potencia máxima $\bar{P}_{bat} = 5,5$ kW. Esto se traduce en las siguientes restricciones, las cuales utilizan las variables binarias descritas anteriormente para evitar carga y descarga simultánea:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{bat,1}^{car}(i+1|k) \leq \bar{P}_{bat} \cdot \delta_{bat,1}^{car}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{bat,1}^{des}(i+1|k) \leq \bar{P}_{bat} \cdot \delta_{bat,1}^{des}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{bat,2}^{car}(i+1|k) \leq \bar{P}_{bat} \cdot \delta_{bat,2}^{car}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{bat,2}^{des}(i+1|k) \leq \bar{P}_{bat} \cdot \delta_{bat,2}^{des}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1. \end{aligned} \quad (16)$$

Las potencias de importación y exportación de los inversores también deben tomar valores positivos o nulos y están limitadas por la potencia máxima $\bar{P}_{inv} = 6,6$ kW, lo que se traduce en las siguientes restricciones que utilizan las variables binarias descritas anteriormente para evitar importación y exportación simultánea al bus:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{inv,1}^{imp}(i+1|k) \leq \bar{P}_{inv} \cdot \delta_{inv,1}^{imp}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{inv,1}^{exp}(i+1|k) \leq \bar{P}_{inv} \cdot \delta_{inv,1}^{exp}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{inv,2}^{imp}(i+1|k) \leq \bar{P}_{inv} \cdot \delta_{inv,2}^{imp}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{inv,2}^{exp}(i+1|k) \leq \bar{P}_{inv} \cdot \delta_{inv,2}^{exp}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1. \end{aligned} \quad (17)$$

Las potencias importadas y exportadas al grid han de tomar valores positivos o nulos. Los valores máximos no están acotados, ya que se hace la hipótesis de que el perfil de potencia demandada es acorde a la potencia instalada en paneles, de forma que la potencia intercambiada con el grid estará también acotada. Por tanto, las restricciones asociadas al grid resultan:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{grid}^{imp}(i+1|k) \leq \bar{P}_{grid} \cdot \delta_{grid}^{imp}(i+1|k) \\ 0 &\leq P_{grid}^{exp}(i+1|k) \leq \bar{P}_{grid} \cdot \delta_{grid}^{exp}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1. \end{aligned} \quad (18)$$

Por último, hay que restringir las variables asociadas a la generación fotovoltaica igualándolas a las respectivas trayectorias estimadas en el horizonte de predicción deslizante:

$$\begin{aligned} P_{FV,1}(i+1|k) &= \hat{P}_{FV,1}(i+1|k) \\ P_{FV,2}(i+1|k) &= \hat{P}_{FV,2}(i+1|k) \\ P_{inv,3-6}^{exp}(i+1|k) &= \hat{P}_{inv,3-6}^{exp}(i+1|k), \quad i = 0, \dots, H-1. \end{aligned} \quad (19)$$

donde \hat{y} denota la predicción de la variable y .

Se definen dos funciones de coste diferentes. La primera, J_{ener} , tiene el objetivo de minimizar la energía importada de la red y la segunda, J_{econ} , tiene el objetivo de minimizar el coste de la energía importada de la red:

$$J_{ener} = \sum_{i=0}^{H-1} P_{grid}^{imp}(i+1|k) \cdot T_m \quad (20)$$

$$J_{econ} = \sum_{i=0}^{H-1} P_{grid}^{imp}(i+1|k) \cdot T_m \cdot t(i+1|k) \quad (21)$$

donde t representa el perfil de tarifa eléctrica en €/kWh.

5. Resultados

Se han realizado una serie de simulaciones que permiten comprobar el comportamiento de las dos estrategias de gestión energética, En-MPC y Ec-MPC, bajo diferentes condiciones de operación. Para ello se han definido tres escenarios distintos para los perfiles de potencia demandada y potencia total generada en los módulos fotovoltaicos. Como se puede observar en la Figura 3, los casos corresponden a: generación pico superior a demanda pico, generación pico aproximadamente igual a demanda pico y generación pico inferior a demanda pico.

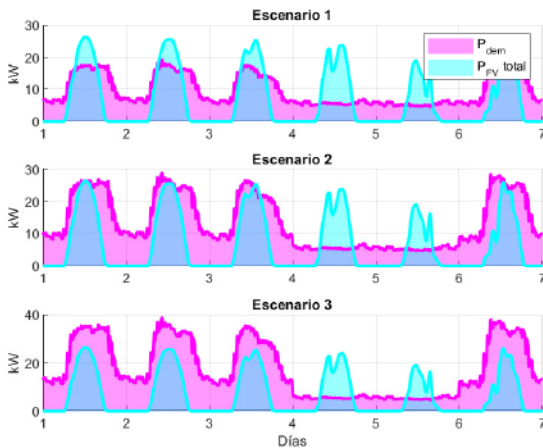


Figura 3: Escenarios de simulación.

La estrategia En-MPC utiliza la función de coste definida en la Ec. (20) mientras que la estrategia Ec-MPC utiliza la función de coste definida en la Ec. (21). Se simula un tiempo total de seis días, el tiempo de muestreo elegido es de 15 minutos y los niveles de carga máximo y mínimo de las baterías son 20 % y 90 % de la capacidad, respectivamente. Se ha considerado

un horizonte de predicción H de 24 horas, con la salvedad de que, en el caso del Ec-MPC y debido a la hora del día a la cual se conocen los precios para el siguiente día, el horizonte H es variable. La tarifa para el día siguiente se publica a las 21:00 h del día actual, por tanto $4 \leq H = f(k, i) \leq 24$ horas. De esta forma, el horizonte efectivo de predicción se adapta durante el día: comienza siendo de 24 horas, va disminuyendo progresivamente hasta las 21:00 horas y, a partir de ese momento, se expande al día siguiente.

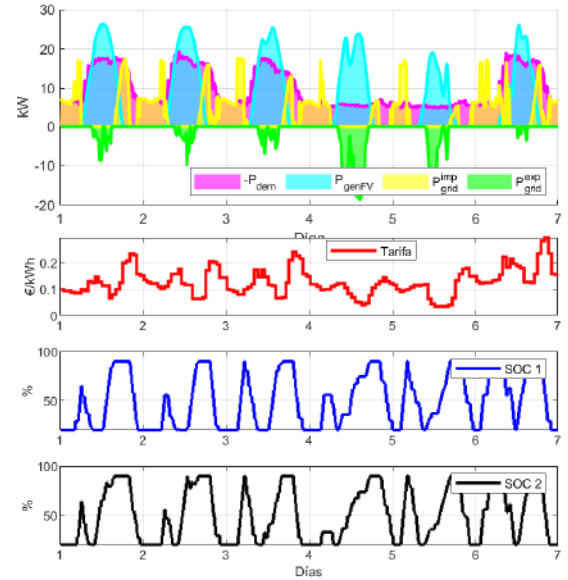


Figura 4: Balance de potencias en el bus para el Escenario 1 con la estrategia Ec-MPC.

Es importante resaltar que se han considerado predicciones perfectas para ambas estrategias MPC en todas las simulaciones.

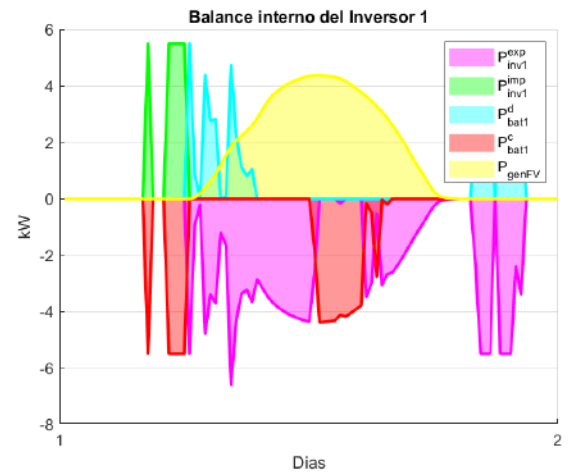


Figura 5: Balance de potencias del inversor 1 para el Escenario 1 con la estrategia Ec-MPC.

La Figura 4 muestra los resultados obtenidos del balance de potencias en el bus tras simular con los perfiles de entrada

del Escenario 1 y la estrategia Ec-MPC. El balance de potencias en el inversor 1 para el día 1 se muestra en la Figura 5, en la que se puede comprobar que el inversor importa potencia de la red para cargar las baterías en ciertos momentos.

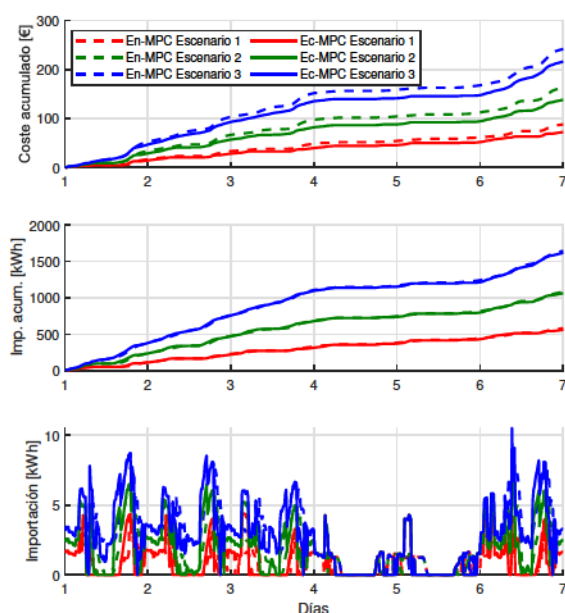


Figura 6: Comparación entre el coste acumulado y la energía importada acumulada para las estrategias En-MPC y Ec-MPC.

		Ec-MPC		En-MPC	
		Car	Des	Car	Des
Batería 1	Escenario 1	27	33	15	32
	Escenario 2	25	30	12	13
	Escenario 3	27	29	9	7
Batería 2	Escenario 1	36	33	28	34
	Escenario 2	29	27	10	9
	Escenario 3	25	26	8	9

Tabla 1: Número de conmutaciones de carga y descarga de las baterías.

En la Figura 6 se presentan los resultados comparativos obtenidos para los seis casos evaluados. Se representa la evolución del coste acumulado de operación de los 6 días así como la energía acumulada e instantánea importada desde la red. Como se puede observar, la estrategia Ec-MPC presenta en todos los escenarios un menor coste total que la estrategia En-MPC a pesar de que en algunos momentos la energía importada de la red pueda ser superior. La estrategia Ec-MPC reduce de forma importante el coste económico de operación con unos niveles de importación (acumulada) de energía de la red prácticamente iguales a los de la estrategia En-MPC. Esto evidencia la ventaja del Ec-MPC al considerar explícitamente la variabilidad horaria de los precios de la energía, priorizando la importación en los momentos más económicos y reduciéndola cuando los precios son elevados. Por otra parte, como se observa en los datos de la Tabla 1, la estrategia En-MPC produce un número mucho menor de conmutaciones entre los procesos

de carga y descarga de las baterías, lo cual puede prolongar la vida útil de las mismas, excepto para el escenario 1 en el que el número de conmutaciones es parecido. Esto se debe a que en este escenario, la importación de potencia desde el grid es pequeña ya que se está generando más energía fotovoltaica de la que se demanda.

6. Conclusiones

La comparación realizada entre las estrategias de gestión En-MPC y Ec-MPC en una microrred con baterías e inversores híbridos, en diferentes escenarios de generación fotovoltaica y demanda de consumo local, muestra resultados interesantes pues cada estrategia tiene una virtud y un defecto. La estrategia En-MPC gestiona las baterías con menos ciclos de carga y descarga, lo que probablemente se traduce en una vida útil más larga de las mismas, mientras que la estrategia Ec-MPC logra disminuir el coste económico de operación entre un 11 % y un 20 % aproximadamente en solo seis días, dependiendo del escenario. Sería necesario hacer un análisis económico a largo plazo para decidir qué estrategia resultaría finalmente más económica, lo que queda fuera del alcance de este artículo.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido realizado dentro del marco del proyecto *NET-MULTIGENERA: Modelado y Control Avanzado* (código PID2023-148456OB-C43), financiado por el Plan Estatal 2021-2023 Proyectos Investigación Orientada.

Referencias

- Bordons, C., Garcia-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.
- 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.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916300708>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.083>
- Morstyn, T., Hredzak, B., Agelidis, V. G., 2018. Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: An overview. *IEEE Transactions on Smart Grid* 9 (4), 3652–3666.
DOI: 10.1109/TSG.2016.2637958
- Pajares, A., Vivas, F., Blasco, X., Herrero, J., Segura, F., Andújar, J., 2023. Methodology for energy management strategies design based on predictive control techniques for smart grids. *Applied Energy* 351, 121809.
- Rawlings, J. B., Angeli, D., Bates, C. N., 2012. Fundamentals of economic model predictive control. In: 2012 IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC). pp. 3851–3861.
DOI: 10.1109/CDC.2012.6425822
- 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.
URL: <https://www.mdpi.com/2673-9941/3/1/5>
DOI: 10.3390/solar3010005
- 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.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896316305006>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2016.07.293>