

Algoritmo de Planificación de Baterías en Instalaciones de Autoconsumo Fotovoltaico Conectadas a Red

Mercedes Ruiz Cortés¹, Eva González Romera¹, Rui Amaral Lopes², Enrique Romero Cadaval¹, João Martins², María Isabel Milanés Montero¹, y Fermín Barrero González¹

Resumen—En este trabajo se propone un procedimiento para determinar el programa diario de operación óptimo de la batería de una instalación de autoconsumo dotada de paneles fotovoltaicos, a partir de predicciones de generación fotovoltaica y demanda eléctrica de la instalación. La estrategia formulada no contempla factores económicos para facilitar su aplicación a diferentes escenarios, con independencia de la normativa vigente en cuanto a métodos de retribución. El proceso de toma de decisiones de carga/descarga de la batería es realizado mediante algoritmos genéticos bajo el objetivo de conseguir el beneficio conjunto de los principales agentes interesados (autoconsumidor y operador de red). El método de planificación se ejecuta horariamente, manteniendo un horizonte de programación de 24 horas, para mitigar los problemas derivados de la incertidumbre de las predicciones empleadas. Se trata de una estrategia sencilla, que consigue buenos resultados en comparación con un enfoque de una sola programación diaria, más habitual en la literatura.

Palabras Clave—autoconsumidor, generación fotovoltaica, gestión de baterías, predicciones.

I. INTRODUCCIÓN

LA lucha contra el cambio climático es uno de los principales retos que la sociedad debe afrontar a día de hoy. La preocupación por el calentamiento global ha llevado a la Comisión Europea a plantear objetivos cada vez más ambiciosos en cuanto a reducción de gases de efecto invernadero, aumento de la eficiencia energética e incremento de la generación de origen renovable, con el propósito adicional de conseguir una mayor autonomía energética [1]. Los anteriores objetivos se han materializado en diferentes directivas energéticas puestas en marcha en cada país.

Existe un consenso acerca de la importancia de reducir el consumo energético en el sector residencial, sin que esto suponga un detrimento en el confort del usuario. Con este fin, se ha motivado la participación activa de los consumidores

mediante la aplicación de medidas de gestión de la demanda, tales como programas de respuesta en demanda, generación local renovable o almacenamiento de energía [2]. Los sistemas de generación fotovoltaica se han posicionado por encima de otras tecnologías renovables en edificios de viviendas, y su proliferación ha contribuido a la evolución del tradicional pequeño consumidor eléctrico hacia la figura del autoconsumidor, productor y consumidor a la vez. La Fig. 1 muestra el esquema típico de una instalación de autoconsumo, en la que el sistema fotovoltaico se complementa con almacenamiento en baterías. Se trata de una de las soluciones más respaldadas tanto en la industria como en la literatura científica, pero el aún elevado coste de inversión de las baterías supone una barrera a su expansión definitiva. Por este motivo, el diseño de estrategias de optimización del uso de la batería es fundamental para incentivar a los usuarios a invertir en ellas.

Entre los trabajos publicados en la literatura científica pueden encontrarse diferentes estrategias de operación de baterías, desde las más sencillas, basadas en el seguimiento del excedente de producción fotovoltaica, hasta otras más complejas, enfocadas en la planificación de la carga/descarga bajo la búsqueda de diferentes objetivos [3]-[8]. Por norma general, el objetivo preferido es la maximización del beneficio económico del propietario de la instalación fotovoltaica, premiado por la venta de energía a red. Sin embargo, la agregación de muchas pequeñas plantas fotovoltaicas vertiendo energía a red de forma incontrolada puede originar perturbaciones, lo que supone un problema para el operador de red [6]. Por ello, la mayoría de los trabajos publicados

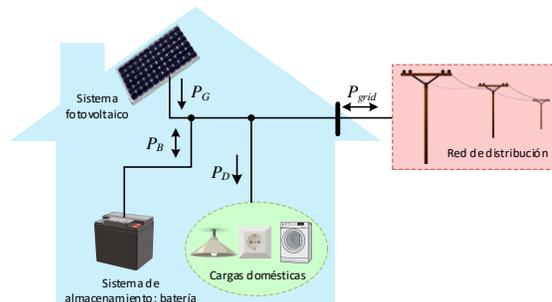


Fig. 1. Esquema de una instalación de autoconsumo de carácter residencial, dotada de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías.

¹ Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Universidad de Extremadura, Badajoz, España.

² DEEC, Faculty of Sciences and Technology, NOVA University of Lisbon, Monte de Caparica, Portugal.

Este trabajo ha sido financiado por la Agencia Estatal de Investigación (AEI) y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), mediante el proyecto TEC2016-77632-C3-1-R (AEI/FEDER, UE).

asumen, e incluso recomiendan, la existencia de una normativa que limite la inyección de potencia a red. Siguiendo en cierto modo esta línea, en los últimos años muchos países han modificado sus métodos de remuneración por inyección a red para incentivar el autoconsumo [7], [8], aunque otros han endurecido su normativa de autoconsumo hasta el punto de hacerla poco atractiva económicamente [9]. En esta compleja situación, marcada por políticas energéticas divergentes y poco estables, las estrategias de gestión de energía no son fácilmente aplicables a cualquier escenario. Además, deben hacer frente a errores de predicción, que pueden echar a perder la planificación realizada [3], [5]. Solo algunos trabajos ofrecen propuestas para corregirlos [4].

Este trabajo presenta un procedimiento para planificar con 24 horas de antelación las consignas de carga/descarga de la batería de un autoconsumidor residencial con el propósito de conseguir de forma simultánea el beneficio del propietario de la instalación y del operador de red. Dicha estrategia es válida para la mayoría de escenarios, ya que no es sensible a políticas energéticas volátiles en términos de incentivos económicos o regulaciones técnicas. Además, permite mitigar el impacto de los errores de predicción sobre la planificación obtenida para la batería, y consigue interesantes mejoras en cuanto a la gestión de la batería. Aunque el caso aquí estudiado a modo de ejemplo representa un autoconsumidor residencial, la estrategia propuesta es igualmente válida para instalaciones de autoconsumo industriales o del sector servicios.

El artículo se estructura de la siguiente manera: la Sección II ofrece una explicación detallada del algoritmo propuesto para el cálculo del programa de operación de la batería; en la Sección III se analizan los resultados de simulación alcanzados para la estrategia propuesta; para finalizar, la Sección IV resume las principales conclusiones obtenidas.

II. MÉTODO PROPUESTO PARA LA PLANIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE OPERACIÓN DE BATERÍAS

La estrategia de gestión de baterías propuesta (Fig. 2) tiene como finalidad la planificación de la energía que la batería suministra o almacena durante las 24 horas siguientes a partir del momento en que se realiza la planificación, usando como datos de entrada predicciones a un día vista de generación fotovoltaica y demanda eléctrica en la instalación. La resolución elegida para la planificación es de 1 h, suficiente para suavizar el desequilibrio promedio entre generación y demanda de la instalación. Dentro de cada franja horaria, las oscilaciones que se produzcan en torno al valor horario promedio previsto en generación y demanda, es decir, las variaciones originadas por cambios rápidos de irradiancia o por la conexión/desconexión de cargas, son suplidas por la red, mientras que las baterías siguen la consigna programada durante toda la hora.

A. Algoritmo de Optimización de Carga/Descarga

La planificación de la carga/descarga de la batería se resuelve como un problema de optimización mediante un algoritmo genético.

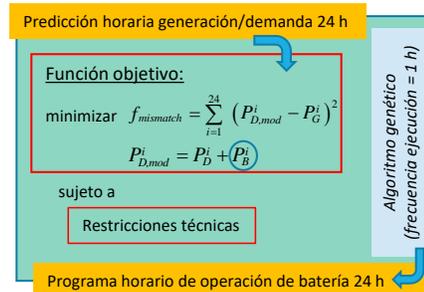


Fig. 2. Esquema del algoritmo de planificación del programa de operación de baterías.

La función objetivo para la que se busca la solución óptima trata de minimizar el desequilibrio horario entre la potencia activa de generación fotovoltaica (P_G) y la de demanda eléctrica (P_D) previstas para la instalación a través del suministro o almacenamiento de energía en la batería, según corresponda. La batería actúa como una fuente/sumidero de energía, que modifica el perfil de demanda para adaptarlo al perfil de generación. El perfil de demanda modificado ($P_{D,mod}$) se calcula para cada periodo horario i como

$$P_{D,mod}^i = P_D^i + P_B^i, \quad (1)$$

donde P_B^i es la consigna de la potencia de operación de la batería para el intervalo i . Cada valor P_B^i es decidido por el algoritmo mediante la función objetivo

$$\text{minimizar } f_{mismatch} = \sum_{i=1}^{24} (P_{D,mod}^i - P_G^i)^2. \quad (2)$$

Según el criterio de signos adoptado, $P_B^i < 0$ implica descarga de la batería, $P_B^i > 0$ carga y $P_B^i = 0$ batería en reposo.

A pesar de que la operación optimizada de la batería trata de ajustar la curva de $P_{D,mod}$ a la de P_G , siempre existirá un desequilibrio entre ambas. Este desbalance es asumido por la red, que recibe/entrega en cada periodo horario una cantidad de potencia P_{grid}^i de acuerdo a

$$P_{grid}^i = P_G^i - P_{D,mod}^i. \quad (3)$$

El objetivo de minimizar el desequilibrio entre generación y consumo en cada hora del día o, en otras palabras, maximizar la casación entre generación propia y demanda a lo largo de todo el día, ha sido elegido en lugar de otros tradicionalmente más comunes en la literatura, como la minimización del coste o el *peak shaving*. El motivo es que busca un compromiso entre los intereses de los propietarios de la instalación y del operador del sistema: por un lado, el operador de red debe mantener la estabilidad del sistema, por lo que le interesa evitar que se produzcan sobrecargas a raíz de la inyección de potencia incontrolada a red; por otro lado, a los propietarios de la instalación les interesa obtener un beneficio económico en su factura eléctrica. Dicho beneficio no debe verse como la venta de toda la energía posible, ya que, a pesar de que en algunos países se promovió la difusión de las energías renovables mediante tarifas reguladas con retribuciones por inyección a red, en otros casos las retribuciones e incentivos han ido disminuyendo o simplemente ya no existen, mientras que el precio de la electricidad continúa subiendo. Para afrontar esta situación, se anima a los propietarios de

instalaciones de generación a autoconsumir la energía que ellos mismos producen para ahorrar en su factura eléctrica, incrementando su autonomía energética, en lugar de destinar su producción a venta a red. De este modo, se reduce la interacción entre pequeñas instalaciones con generación y red, lo que resulta ventajoso para el operador al disminuir la inyección a red por parte de las mismas, así como para disminuir pérdidas. Por otro lado, la función objetivo propuesta no considera precios horarios de electricidad ni otros complementos de la tarifa eléctrica, por lo que proporciona un escenario general no afectado por la diversidad de métodos de remuneración.

Además de la función objetivo previamente definida, las consignas obtenidas deben cumplir un conjunto de especificaciones técnicas que garanticen una operación segura y ayuden a preservar la vida útil de la batería. Estas consideraciones se han formulado mediante las siguientes restricciones al problema de optimización:

- La potencia de salida de la batería en cada intervalo de tiempo, ya sea en carga o en descarga, no puede superar la potencia nominal de la batería ($P_{B,nom}$). Además, la transferencia directa de energía entre batería y red no se permite para restringir la interacción instalación-red, de acuerdo con la función objetivo. Por tanto, la batería solo puede cargar/descargar cuando hay exceso de generación/demanda respectivamente. Ambas condiciones son satisfechas por

$$\begin{aligned} P_B^i &\geq \max(-P_{B,nom}, P_G^i - P_D^i) \text{ si } P_G^i < P_D^i \\ P_B^i &\leq \min(P_{B,nom}, P_G^i - P_D^i) \text{ si } P_G^i \geq P_D^i \end{aligned} \quad (4)$$

- Para asegurar que la batería no sufre sobrecarga o sobredescarga, el estado de carga (*State of Charge, SoC*) de la batería en la hora i (SoC^i), definido como el cociente entre la energía almacenada a esa hora y la capacidad utilizable de la batería (Q_{us}), no puede sobrepasar el rango 0-100%. Dicha capacidad utilizable resulta de la minoración de la capacidad nominal de la batería de acuerdo a la máxima profundidad de descarga recomendada por el fabricante. Así, cada valor P_B^i debe satisfacer

$$0 \leq P_B^i \Delta t / Q_{us} + SoC_{init}^i \leq 100, \quad (5)$$

donde Δt es el intervalo de tiempo considerado ($\Delta t = 1$ h) y SoC_{init}^i es el SoC inicial de la batería al principio de la hora i .

- Para evitar discontinuidades en la solución del algoritmo de planificación, el SoC inicial de la batería en la hora i debe ser igual al SoC final en la hora anterior:

$$SoC_{init}^i = SoC_{final}^{i-1} \quad (6)$$

- La diferencia entre las consignas obtenidas para la batería entre horas consecutivas no puede superar, en valor absoluto, una determinada cantidad $\Delta P_B = 1$ kW,

$$|P_B^i - P_B^{i-1}| \leq \Delta P_B \quad (7)$$

Esta restricción implica que la variación horaria de SoC está limitada, para prevenir cambios de consigna bruscos que causen estrés en la batería y aceleren su

envejecimiento por ciclado. En este caso, con el gradiente de potencia seleccionado, la máxima variación de SoC permitida entre horas consecutivas es del 18,5%.

B. Procedimiento de Reajuste Horario de Consignas

La estrategia de gestión de batería descrita en la Sección II.A se lleva a cabo con 24 horas de antelación, en base a predicciones diarias de generación fotovoltaica y consumo eléctrico, por lo que la calidad de la solución alcanzada presenta una fuerte dependencia del grado de precisión de dichas predicciones. El caso analizado es especialmente delicado en este sentido. La generación fotovoltaica se caracteriza por tener un comportamiento intermitente e incontrolable, con un error global diario en el rango 10-20% [10]. En cuanto a la predicción de demanda eléctrica en una vivienda individual, el error puede subir desde el 20% hasta el 100% o incluso más, dependiendo de la estabilidad del patrón de consumo de la vivienda en cuestión [11].

Pocos trabajos han tratado este problema en la literatura, siendo muy habitual que el algoritmo de optimización empleado se ejecute solo una vez al día, fijando la operación de la batería para las siguientes 24 h. Sin embargo, esta estrategia es muy vulnerable a cambios inesperados en las predicciones, especialmente en las horas finales del día, en las que la incertidumbre de las predicciones aumenta, y podría ocurrir que el programa de la batería no fuera válido bajo las condiciones reales.

Como solución a este problema, el método de planificación propuesto incluye la posibilidad de reajustar horariamente las consignas obtenidas para la batería, mediante la actualización de las predicciones disponibles y la replanificación de la carga/descarga. Así, tomando como punto de partida $i=0$, el algoritmo usa como datos de entrada las predicciones disponibles en $i=0$ para decidir cuál es la mejor operación para las siguientes 24 horas, es decir, $P_B^1, P_B^2, \dots, P_B^{24}$. Sin embargo, este primer resultado no es el programa diario definitivo, sino que es una preconfiguración que proporciona la consigna para la hora inmediatamente posterior a la ejecución del algoritmo, P_B^1 . Una hora más tarde, cuando $i=1$, el algoritmo de planificación recibe nuevas predicciones para las siguientes 24 horas (de $i=2$ a $i=25$). El algoritmo genético decide ahora cómo distribuir las consignas de la batería para $i=2, 3, \dots, 25$, actualizando los valores previamente elegidos si se encuentra una solución mejor para las nuevas predicciones disponibles y añadiendo una consigna provisional para la primera hora del día siguiente. En este paso, P_B^2 queda fijado. Este proceso se repite hora a hora a lo largo del horizonte de programación. En el primer intervalo de tiempo de cada ejecución del algoritmo, las restricciones (6) y (7) deben satisfacerse. De esta forma, el procedimiento de reajuste puede corregir el programa de operación en caso de ser necesario. Además, mantiene siempre una ventana de programación de 24 h que permite considerar las condiciones pronosticadas más allá del horizonte de programación inicial. Por otro lado, la probabilidad de discrepancias entre los datos reales y los predichos usados para calcular las consignas definitivas se reduce, ya que los

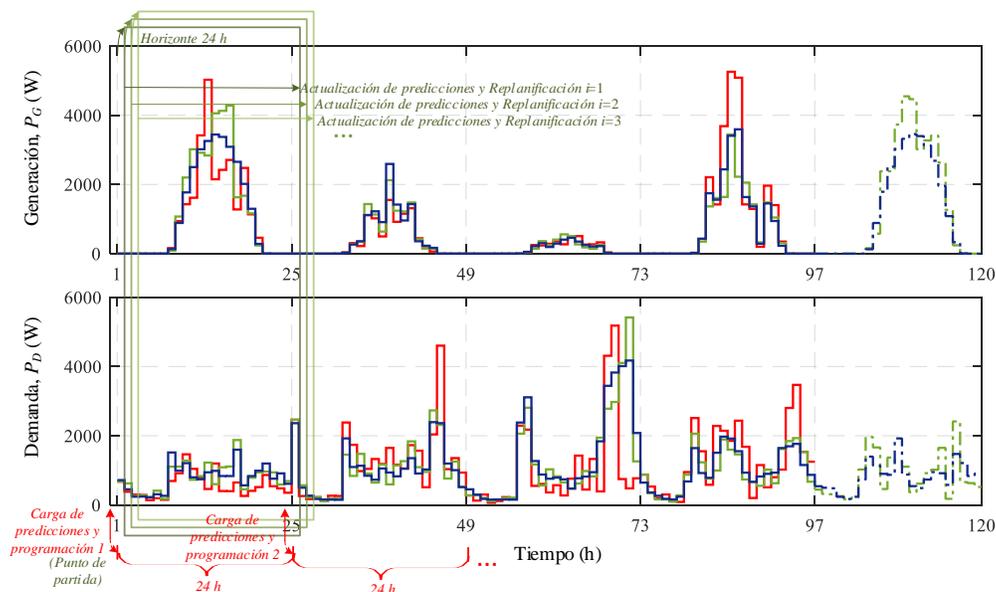


Fig. 3. Perfiles de generación (arriba) y demanda (abajo) empleados para la simulación: datos reales (azul), predicciones no actualizadas (rojo) y predicciones actualizadas (verde). La figura esquematiza las diferencias entre el procedimiento de reajuste de la Sección II.B (en verde) y la metodología sin reajuste de la Sección II.A aplicada una sola vez al día (en rojo).

valores predichos corresponden al primer intervalo de los perfiles de predicción, en los que la incertidumbre es menor. La Fig. 3 esquematiza las diferencias entre el procedimiento de reajuste y el algoritmo de la Sección II.A ejecutado una sola vez al día.

III. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A. Descripción del Escenario Simulado

La estrategia de planificación de baterías propuesta se ha validado mediante simulación en una instalación doméstica de autoconsumo conectada a la red de distribución, equipada con paneles fotovoltaicos y almacenamiento en baterías (Fig. 1). El rango de potencia de generación y demanda puede alcanzar como máximo los 5-6 kW. Los datos empleados en las simulaciones para el sistema de baterías son $Q_{us}=5,4$ kWh, $P_{B,nom}=3,3$ kW y $SoC_{ini}^1=10\%$. En este trabajo no se contemplan variaciones intrahorarias, por lo que la función de la red es suplir el desbalance horario entre generación-demanda-almacenamiento.

Con el fin de evaluar las ventajas de incluir el procedimiento de reajuste de consignas en el algoritmo de planificación, su funcionamiento ha sido comparado con el mismo algoritmo de planificación sin reajustes (explicado en la Sección II.A), así como con la solución de carga/descarga óptima que se obtendría si las predicciones no contuvieran errores. Para hallar esta solución “ideal”, el algoritmo de optimización de la Sección II.A se ha ejecutado sobre el horizonte temporal de tamaño N que se desea programar, tomando como datos de entrada perfiles reales horarios de generación y demanda. Sin embargo, para ser coherente con la ventana permanente de programación de 24 h utilizada por el procedimiento de reajuste, es preciso simular $N+24$ h para evitar comparaciones sesgadas, aunque la solución pedida solo

está compuesta por los primeros N elementos. Se asume que la solución encontrada de esta forma es la mejor.

Por otro lado, para reproducir las predicciones afectadas por la incertidumbre, se han multiplicado los perfiles reales utilizados para hallar la solución “ideal” por un vector aleatorio de 24 elementos (uno por cada hora del día), diferente según se trate de generación o demanda. Cada elemento de dicho vector representa la desviación horaria entre los valores predichos y sus correspondientes valores reales. La posible desviación (positiva o negativa) en cada hora está acotada conforme a las pautas de [10] y [11]: para el caso de la generación, la cota máxima crece del 40% al 70% hora a hora, mientras que la demanda lo hace del 70% al 100%. El rango máximo de las posibles desviaciones se incrementa a medida que la hora a la que se refiere está más alejada en el tiempo respecto del momento en que se hace la predicción, tratando de imitar el hecho de que la incertidumbre es mayor a medida que el horizonte considerado es mayor.

La Fig. 3 muestra los perfiles de generación y demanda, reales y de predicción, utilizados en simulación para el escenario descrito. El horizonte de planificación abarca cuatro días, es decir, $N = 96$ h, con diferentes patrones diarios. El día 3 es el más crítico, ya que presenta la peor producción y el mayor consumo eléctrico. El quinto día simulado, en líneas punteadas, representa las 24 h extra calculadas para el reajuste y la simulación con los perfiles reales. Como era de esperar, las predicciones actualizadas que se emplean en el procedimiento de reajuste presentan una mayor similitud con los perfiles reales que las usadas para el algoritmo sin reajuste.

B. Índices de Evaluación

Para medir el impacto de incluir el procedimiento de reajuste o no en el algoritmo de planificación cuando se implementan sus respectivas soluciones P_B en condiciones reales, se han seleccionado los tres índices de evaluación que

se presentan a continuación. Todos ellos toman como base los perfiles reales de generación y demanda, $P_{G,real}$ y $P_{D,real}$, respectivamente:

- Ratio de autoconsumo (*Self-Consumption*, SC), definido como el porcentaje de la generación local directamente consumida en la instalación prosumidora,

$$SC = \sum_{i=1}^N \min(P_{D,mod}^i, P_{G,real}^i) / \sum_{i=1}^N P_{G,real}^i \quad (8)$$

- Ratio de autosuficiencia (*Self-Sufficiency*, SS), definido como el porcentaje de demanda local cubierta por los recursos energéticos del prosumidor,

$$SS = \sum_{i=1}^N \min(P_{D,mod}^i, P_{G,real}^i) / \sum_{i=1}^N P_{D,real}^i \quad (9)$$

- Intercambio neto de energía con la red (E_{grid}), definido como la suma de los flujos de potencia que se dan entre la instalación y la red de distribución,

$$E_{grid} = \sum_{i=1}^N (P_{grid}^i \cdot \Delta t) \quad (10)$$

La resolución empleada para calcular estos índices es de 1 h, la misma que para el algoritmo de planificación. Esto puede suponer que SC y SS sean ligeramente sobreestimados, aunque según [12] los errores cometidos son generalmente muy bajos.

C. Discusión de Resultados

Los resultados de simulación, mostrados en la Fig. 4, demuestran que el algoritmo de planificación hace cumplir las restricciones de potencia y SoC . En la Fig. 4(a) se puede observar que la solución P_B obtenida con reajuste horario hace un mejor seguimiento de la solución “ideal” que la estrategia sin reajuste. La mejora del seguimiento es fácilmente visible en la evolución del SoC (Fig. 4(b)).

Las diferencias entre el algoritmo con y sin reajuste horario son especialmente notables a partir de la mitad del día 2. El tercer día simulado presenta un elevado déficit de energía, pero el algoritmo sin reajuste no conoce esta circunstancia cuando hace la planificación para el día 2, por lo que descarga la batería hasta que se vacía por completo al final del día porque es la mejor operación considerando solo el día 2. Así, al principio del día 3 la batería está totalmente vacía y no tiene capacidad para suavizar el déficit de energía, que tiene que ser abastecido completamente por la red. La estrategia de reajuste horario trabaja de forma distinta, más cercana a la mejor solución en condiciones reales, ya que se anticipa al déficit de energía del día 3 y actúa reservando la energía almacenada para descargarla al final del día 3, cuando se espera el mayor déficit. Hay que destacar que, cuando tiene lugar esta descarga, las predicciones para el día siguiente están disponibles y la generación esperada es buena; si se esperase un balance generación-consumo negativo, el algoritmo podría haber tomado la decisión de mantener una cantidad de energía reservada con el fin de estar preparada para hacer frente a necesidades futuras. Este comportamiento lleva a mantener al final del programa de operación del día 4 un $SoC=34,74\%$, de acuerdo a las predicciones que se tienen para el día siguiente. Este valor está en un nivel más cercano al SoC calculado por la simulación “ideal”, para la que $SoC=45,07\%$, mientras que

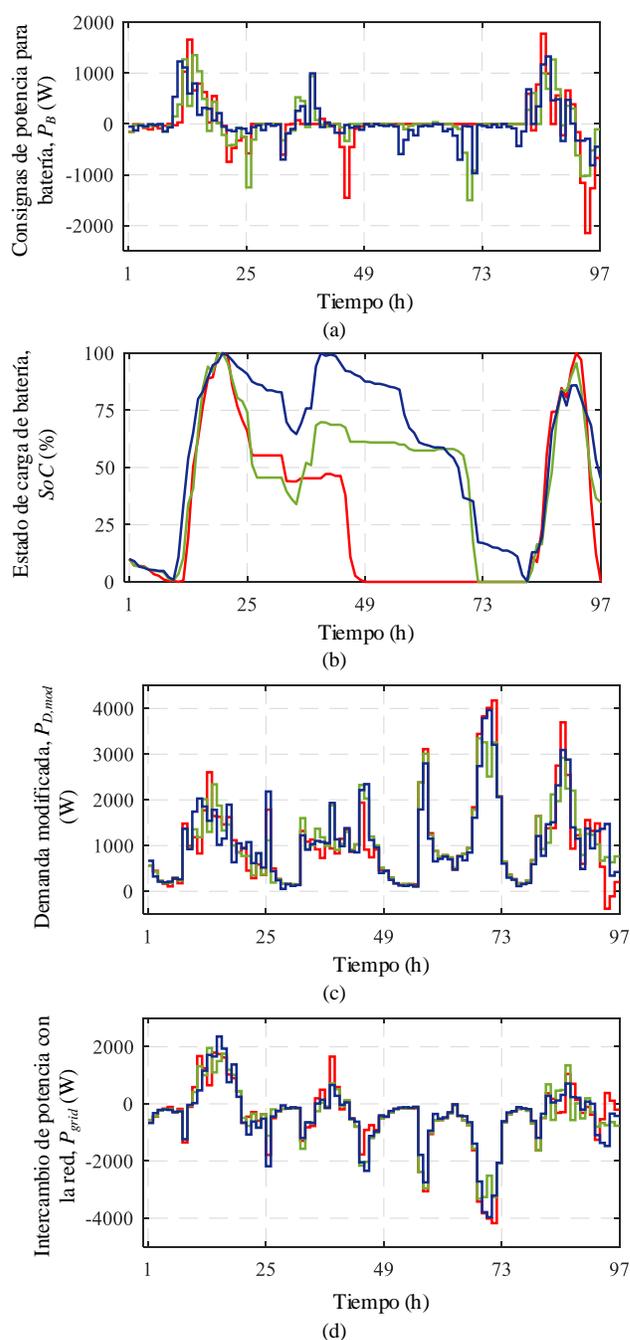


Fig. 4. Resultados de simulación obtenidos para la estrategia sin reajuste horario (rojo), la estrategia con reajuste horario (verde) y la simulación con datos reales (azul): (a) P_B , (b) SoC , (c) $P_{D,mod}$ y (d) P_{grid} .

el algoritmo sin reajuste acaba nuevamente con la batería vacía. Un resultado de este hecho es que la batería permanece totalmente descargada menos tiempo con el algoritmo con reajuste, lo que ayuda a prevenir su degradación. Además, este carácter reticente a realizar descargas profundas fomenta otra ventaja en cuanto a preservación de la vida útil de la batería: una operación global alrededor de un SoC intermedio, de valor 45,90%, recomendado para la reducción del envejecimiento de baterías [13], a diferencia del SoC medio global del algoritmo sin reajuste, igual a 29,30%, mucho más bajo. Esta idea es reforzada por el SoC medio obtenido con la simulación hecha

TABLA I
ÍNDICES DE EVALUACIÓN OBTENIDOS

Indicador	Algoritmo sin reajuste	Algoritmo con reajuste	Solución "ideal"
SC (%)	71.05	73.22	75.59
SS (%)	42.81	44.11	45.54
E_{grid} (Wh)	-39618	-41494	-42052

Valores negativos indican que la red suministra energía a la instalación.

a partir de los perfiles reales para la mejor operación global, de un 59,12%.

En la Fig. 4(c), al final del día 4, se puede observar que $P_{D,mod}$ presenta valores negativos para la estrategia sin reajuste, lo que implica que la batería está inyectando energía directamente a la red de distribución, a pesar de que las restricciones del problema lo prohíben. Esta anomalía no es un fallo del procedimiento de toma de decisiones, sino que es consecuencia del elevado error cometido en la predicción de demanda correspondiente a esas horas, como se puede comprobar en la Fig. 3. El error cometido es justificable considerando que el pronóstico se llevó a cabo con más de 20 h de antelación y no se actualiza. Por lo tanto, la demanda esperada es mucho mayor que la real (alrededor de 1700 W para $i=94$), de manera que las consignas planificadas para la batería son excesivas para cubrir solo la electricidad consumida, y el excedente se exporta a la red. En este sentido, la estrategia de reajuste horario demuestra ser más robusta.

Como se puede apreciar en la Fig. 4(d), la estrategia de reajuste consigue una curva P_{grid} más suave que la estrategia sin reajuste, lo que es beneficioso desde el punto de vista del operador de red. Sin embargo, alrededor de $i=70$, la estrategia con procedimiento de reajuste se adapta peor que la que no incluye replanificación a un pico negativo brusco en el perfil de P_{grid} obtenido para la solución "ideal". Este fallo puede explicarse teniendo en cuenta que es posible que ciertos valores de las predicciones actualizadas sean menos precisos que los obtenidos por la predicción anterior, ya que están basadas en un vector aleatorio, y, por tanto, empeoren la solución en los intervalos correspondientes.

La Tabla I resume los índices de evaluación obtenidos. Como se puede comprobar, el reajuste horario mejora ligeramente SC y SS. Por su parte, E_{grid} indica que el intercambio neto de energía entre prosumidor y red que se realiza con el reajuste se acerca más al valor proporcionado por la solución "ideal". Además, E_{grid} presenta valores absolutos más altos para las soluciones dadas por el reajuste horario y la simulación con datos reales, como consecuencia de mantener un cierto nivel de SoC como reserva. Finalmente, hay que destacar que las diferencias en los índices de evaluación entre los métodos con y sin reajuste son bajas porque los errores resultantes con diferentes signos se contrarrestan al ser agregados durante el período de programación completo.

IV. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una estrategia de gestión de energía para baterías que permite establecer su programa de operación óptimo a partir de predicciones de generación y demanda. La

estrategia está basada en algoritmos genéticos y se ha formulado de manera que representa un escenario general no afectado por marcos regulatorios específicos y, por lo tanto, aplicable en la mayoría de los casos. La incertidumbre de las predicciones, especialmente alta en los patrones de consumo de los hogares tratados a nivel individual, muestra un gran impacto en las soluciones proporcionadas, por lo que se incluye un procedimiento adicional para mitigar este problema. Dicho procedimiento consiste en actualizar horariamente las predicciones disponibles y reconfigurar el programa de planificación de acuerdo a las mismas, ampliando además el horizonte programado de manera provisional. La planificación con este método de reajuste ofrece resultados de mayor calidad, así como la posibilidad de anticiparse a futuras necesidades energéticas. Los resultados demuestran que se consigue una mejor gestión de SoC, con ventajas en cuanto a la reducción del envejecimiento de la batería, además del incremento del autoconsumo y la autosuficiencia.

El algoritmo de planificación propuesto se ampliará en trabajos futuros para su aplicación a una microrred de prosumidores, incluyendo la posibilidad de que se programen intercambios de energía entre prosumidores, así como su adaptación al caso de una microrred aislada.

REFERENCIAS

- [1] "The EU explained: Energy," European Commission, Belgium, 2014. [Online] Available: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/664e7979-229e-4326-b7e5-cbf4c51545ed>.
- [2] A. Barbato and A. Capone, "Optimization models and methods for demand-side management of residential users: A survey," *Energies*, 2014.
- [3] Y. Riesen, C. Ballif, and N. Wyrsh, "Control algorithm for a residential photovoltaic system with storage," *Appl. Energy*, 2017.
- [4] J. Moshövel *et al.*, "Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption," *Appl. Energy*, 2015.
- [5] J. Li and M. A. Danzer, "Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems," *J. Power Sources*, 2014.
- [6] R. Luthander, J. Widén, J. Munkhammar, and D. Lingfors, "Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment," *Energy*, 2016.
- [7] J. Linszen, P. Stenzel, and J. Fleer, "Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles," *Appl. Energy*, 2017.
- [8] G. Lorenzi and C. A. S. Silva, "Comparing demand response and battery storage to optimize self-consumption in PV systems," *Appl. Energy*, 2016.
- [9] J. López Prol and K. W. Steininger, "Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes," *Energy Policy*, 2017.
- [10] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, and S. Ploix, "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2011.
- [11] K. Gajownik and T. Zabkowski, "Electricity forecasting on the individual household level enhanced based on activity patterns," *PLoS One*, 2017.
- [12] T. Beck, H. Kondziella, G. Huard, and T. Bruckner, "Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems," *Appl. Energy*, 2016.
- [13] M. Ecker *et al.*, "Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O₂-based 18650 lithium-ion batteries," *J. Power Sources*, 2014.