

Estudio Comparativo de Estrategias de Gestión de Energía en Microrredes de Prosumidores

Mercedes Ruiz Cortés, Eva González Romera, Enrique Romero Cadaval, Fermín Barrero González, y María Isabel Milanés Montero

Resumen—En el panorama actual, el sistema eléctrico debe estar preparado para integrar fuentes de energía renovables, sistemas de almacenamiento de energía e instalaciones de prosumidores, muchas veces organizados en microrredes, y además de la forma más eficiente y fiable posible. Este trabajo propone dos estrategias de gestión de energía aplicadas a microrredes de prosumidores con generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías, basadas en la cooperación entre prosumidores, que comparten la energía excedentaria de su instalación para reducir el déficit energético y cargar las baterías de otros prosumidores de la microrred, con lo que se disminuye su dependencia global de la red principal. Las estrategias propuestas se han validado mediante un caso de simulación y los resultados obtenidos han sido evaluados desde el punto de vista energético y económico.

Palabras clave—Batería, gestión de energía, microrred, prosumidor, sistema fotovoltaico.

I. INTRODUCCIÓN

LA creciente preocupación por preservar el medio ambiente y la necesidad de cumplir los objetivos propuestos por el programa Horizonte 2020 han causado un enorme incremento de la penetración de fuentes de energía renovables. En los últimos años, hemos podido ver cómo grandes centrales basadas en energías renovables han sido introducidas en el mercado eléctrico, así como también pequeñas instalaciones de usuarios finales. En estas últimas, la generación fotovoltaica tiene una fuerte presencia [1], [2], pero su carácter intermitente hace necesario el uso de sistemas de almacenamiento de energía para suavizar las fluctuaciones de potencia [3] y aumentar su gestionabilidad [4]. Los sistemas de almacenamiento también se encuentran presentes a nivel de distribución, en el que contribuyen a mantener el balance de potencia y la estabilidad de tensión [5], mejorar la calidad de suministro [6] y proporcionar servicios auxiliares como la reserva de control primario [7]. En este nuevo escenario marcado por las fuentes de energía distribuidas (*Distributed Energy Resources*, DERs),

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).

M. Ruiz Cortés, E. González Romera, E. Romero-Cadaval, M.I. Milanés Montero y F. Barrero González pertenecen al Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática de la Universidad de Extremadura, Badajoz 06006 España. (e-mail: meruizc@peandes.es, evagzlez@unex.es, eromero@unex.es, milanés@unex.es, fbarrero@unex.es).

dos nuevos conceptos han alcanzado una enorme relevancia: prosumidores y microrredes.

Un prosumidor es un usuario capaz tanto de extraer potencia de la red (consumidor) como de inyectar potencia a la red (productor) [8]. Los prosumidores pueden ser fácilmente identificados con las instalaciones de pequeños usuarios finales antes mencionados, entre cuyas principales metas se encuentran optimizar el uso de sus fuentes de energía de acuerdo a decisiones económicas [8], maximizar su autoconsumo o interactuar con la red eléctrica de forma bidireccional [9]. Las ventajas de la integración de prosumidores en la red son claras, ya que contribuyen a suavizar la curva de demanda, reducir las necesidades de generación e incluso proporcionar servicios auxiliares de red [8]. Por su parte, las microrredes se definen como sistemas eléctricos formados por cargas y DERs (generadores distribuidos, equipos de almacenamiento o cargas controlables, por ejemplo) capaces de funcionar de manera controlada y coordinada tanto conectados a la red principal como en modo aislado [10], y han sido propuestas para organizar la futura Smart Grid [11].

Dado que un grupo de prosumidores consiste en una asociación de DERs con cargas, puede ser considerado como una microrred [12]. De este modo, una microrred de prosumidores puede operar como una única unidad, tanto en modo aislado como conectado a red a través del punto de conexión común [13]. Esta comunidad de prosumidores puede compartir la potencia generada por sus DERs con el fin de asegurar el balance de potencia local [12] y, por tanto, reducir su dependencia de la red principal [14]. En este sentido, el diseño del algoritmo de control de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento es fundamental para coordinar el reparto de potencia entre prosumidores [15], así como para optimizar otros objetivos [16].

La interacción entre prosumidores ya ha sido tratada en la literatura bajo el concepto de transacciones de energía “peer-to-peer (P2P)” [17]-[19]. En [18] se propone un modelo económico de reparto de energía entre prosumidores P2P de una microrred, aunque no contempla el uso de sistemas de almacenamiento. En [19] se estudian diferentes escenarios en los que se incorpora la posibilidad de integrar sistemas de almacenamiento e intercambio de energía P2P entre los prosumidores de una comunidad para evaluar su impacto en el autoconsumo de la comunidad. En ambos trabajos la transferencia de energía entre prosumidores corresponde al

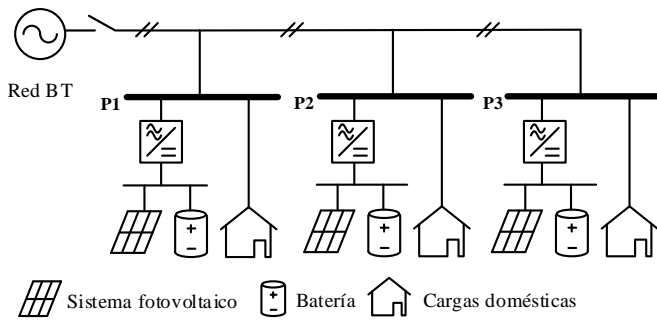


Fig. 1. Esquema de la microrred de prosumidores.

excedente de generación fotovoltaica. El proyecto “Brooklyn Microgrid”, en el que se ha implantado un mercado de energía P2P, es evaluado como caso de estudio en [20].

En este trabajo se proponen dos estrategias de gestión de energía aplicadas a microrredes de prosumidores con generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías, que comparten la energía excedentaria de su instalación para reducir el déficit energético y cargar las baterías de otros prosumidores de la microrred, con el objetivo de disminuir su dependencia global de la red principal. Las estrategias propuestas se han validado mediante un caso de simulación y los resultados obtenidos han sido evaluados desde el punto de vista energético y económico en comparación al modo de operación individual típico en las instalaciones de prosumidores, tomado como estrategia base.

El sistema utilizado para llevar a cabo el estudio se describe en la Sección II. La Sección III presenta las tres estrategias implementadas (la estrategia base y las dos estrategias propuestas), cuyos resultados se discuten en la Sección IV. Finalmente, la Sección V recoge las principales conclusiones obtenidas en el estudio.

II. DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO ESTUDIADO

La Fig. 1 muestra el escenario estudiado en este trabajo. Se trata de un grupo de tres prosumidores residenciales (P1, P2 y P3) conectados a la misma red de distribución de baja tensión (BT), formando una pequeña microrred aislable de la red de distribución, aunque en este trabajo solo se considera su funcionamiento conectado. Cada uno de ellos tiene una potencia contratada de 4,6 kW, cuenta con una instalación fotovoltaica de 4 kWp y está equipado con una batería de Li-ion de 3 kWh de capacidad nominal como sistema de almacenamiento.

Los datos de generación y demanda utilizados se muestran en la Fig. 2, representados hora a hora. La curva de generación es la misma para los tres prosumidores, ya que las condiciones de temperatura e irradiancia se asumen iguales al tratarse de instalaciones muy próximas entre sí y además de la misma potencia pico. Dicha curva correspondería a un día de invierno, con baja irradiancia, como puede deducirse de los bajos valores de producción fotovoltaica. Por otro lado, para el día elegido, las curvas de demanda de los prosumidores son bastante distintas entre sí: P1 presenta un consumo elevado, especialmente en las horas de la tarde-noche; P2 tiene una demanda muy baja durante las horas centrales del día; mientras que P3 tiene un comportamiento intermedio.

III. ESTRATEGIAS PROPUESTAS

Este trabajo propone dos estrategias distintas de gestión de energía de prosumidores con el objetivo de evaluar las ventajas que pueden suponer en comparación con la clásica operación individual, más utilizada hasta ahora en instalaciones de prosumidores, tomada aquí como caso base. Las nuevas estrategias, llamadas estrategia de reparto íntegro y estrategia de reparto proporcional, consisten en una mejora de la estrategia individual incluyendo métodos de reparto de energía.

A. Estrategia Individual

La estrategia tomada como punto de partida en este estudio es la clásica operación individual de prosumidores con instalación fotovoltaica y baterías, empleada, por ejemplo, en el método de carga/descarga de baterías de [9] y [15] y en el segundo escenario analizado en [19]. El sistema fotovoltaico de cada prosumidor trabaja en su punto de máxima potencia (*Maximum Power Point*, MPP) para generar toda la energía que sea posible. Esta generación se destina a cubrir el consumo de las cargas en funcionamiento del prosumidor. Sin embargo, normalmente existe un desajuste entre generación y consumo, $P_{net,i}$, calculado para cada prosumidor i como la diferencia entre la potencia demandada, $P_{load,i}$, y la potencia generada, $P_{PV,i}$, en su instalación, siguiendo la ecuación (1).

$$P_{net,i} = P_{load,i} - P_{PV,i} \quad (1)$$

Este desajuste de potencia sirve como referencia para la batería del prosumidor i , que almacena o entrega potencia en función del signo de $P_{net,i}$. En este trabajo, el criterio de signos utilizado implica que, si $P_{net,i} > 0$ (la generación es menor que la demanda), la batería se descarga, y se carga en caso contrario, cuando $P_{net,i} < 0$ (la generación es mayor que la demanda); cuando generación y demanda son iguales, $P_{net,i} = 0$ y la batería permanece en reposo.

Además de esta referencia, la operación de la batería debe respetar una serie de restricciones para preservar su vida útil. Las restricciones más comunes consisten en evitar sobrecargas y sobredescargas de la batería limitando su funcionamiento a un rango determinado de estado de carga (*State of Charge*, SoC). Por ello, en este trabajo se ha considerado que la batería sólo debe funcionar entre el 20% y el 90% de su SoC, de acuerdo a características de baterías de Li-ion. La otra restricción que se ha tenido en cuenta está relacionada con la potencia de salida de la batería, que no puede exceder el valor máximo establecido

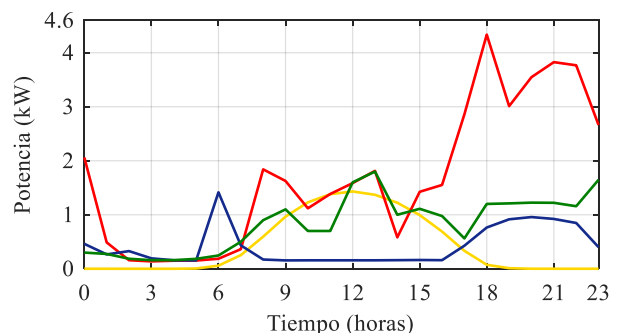


Fig. 2. Curva de demanda de P1 (rojo), P2 (azul) y P3 (verde) y curva de generación (amarillo, igual para los tres prosumidores).

por el fabricante, que en este caso se ha establecido en 2 kW. Por tanto, la consigna de funcionamiento final de la batería de un cierto prosumidor i se determina en función de su SoC (SoC_i) y de su máxima potencia de salida ($P_{max\ bat,i}$), como se muestra en (2) y (3).

$$P_{bat,i} = \begin{cases} P_{net,i} & \text{si } 20\% < SoC_i < 90\% \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (2)$$

$$|P_{bat,i}| \leq P_{max\ bat,i} \quad (3)$$

Debido a las anteriores limitaciones de SoC y potencia, la batería no puede almacenar/suministrar siempre toda la potencia que resulta del balance generación-demanda, de modo que la instalación del prosumidor i produce un excedente de potencia, $P_{surplus,i}$, calculado siguiendo (4).

$$P_{surplus,i} = P_{bat,i} - P_{net,i} \quad (4)$$

En el caso aquí estudiado, en el que la instalación del prosumidor i está conectada a la red de distribución, este excedente de potencia puede ser inyectado o extraído de la red según su signo: cuando $P_{surplus,i} > 0$ el prosumidor i inyecta potencia a la red, y extrae potencia de la red si $P_{surplus,i} < 0$. La potencia total que un conjunto de n prosumidores intercambia con la red puede calcularse mediante (5).

$$P_{grid} = \sum_{i=1}^n P_{surplus,i} \quad (5)$$

B. Estrategia de Reparto Íntegro

En la estrategia individual, cada prosumidor opera de forma individual, sin tener en cuenta las necesidades energéticas de prosumidores vecinos. La estrategia de reparto íntegro introduce una nueva perspectiva, ya que contempla la posibilidad de que un prosumidor comparta su excedente de producción con otros prosumidores conectados a la misma red de distribución. De este modo, un grupo de prosumidores individuales trabajaría conjuntamente como una comunidad o cluster, conformando una microrred de usuarios capaces de gestionar sus necesidades energéticas y más autónomos respecto de la red de distribución. Se trata de un planteamiento similar al escenario 5 de [19], en el que se da preferencia al almacenamiento en baterías individuales del excedente fotovoltaico frente al intercambio de energía P2P.

El planteamiento de esta estrategia se diferencia de la estrategia individual en que la potencia excedentaria positiva de cada prosumidor, procedente de un exceso de generación en su instalación que su propia batería no es capaz de almacenar por razones de SoC o de límite de potencia, no se exporta directamente a la red de distribución, sino que se pone a disposición de otros prosumidores de la microrred. La suma de todos los excedentes positivos es la potencia total disponible en la microrred, P_{MG} , como se muestra en (6).

$$P_{MG} = \sum_{i=1}^n P_{surplus,i} \quad \forall P_{surplus,i} > 0 \quad (6)$$

Esta estrategia propone utilizar esta potencia disponible en la

microrred para dar apoyo al prosumidor cuya batería tenga el menor nivel de SoC y, por tanto, puede ser más vulnerable a tener un déficit de energía en su instalación. Así, si $P_{MG} > 0$ y la batería del prosumidor i es la más descargada de toda la microrred, recibe una potencia adicional, $P_{add,i}$, procedente de otros prosumidores de la microrred que no la necesitan (7).

$$P_{add,i} = \begin{cases} P_{MG} & \text{si } SoC_i = \min(SoC_1, \dots, SoC_n) \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (7)$$

Esta potencia adicional puede emplearse en abastecer total o parcialmente la demanda del prosumidor i , reduciendo su importación de energía, y, en caso de que la demanda esté cubierta, en cargar su batería. Por lo tanto, habrá una nueva referencia para la batería del prosumidor i , $P_{net,i}^{mod}$, calculada a partir de (8). Las restricciones resumidas en (2) y (3) se mantienen aplicadas a la nueva referencia $P_{net,i}^{mod}$.

$$P_{net,i}^{mod} = P_{net,i} - P_{add,i} \quad (8)$$

Si durante la operación el nivel de SoC de otra batería cae por debajo del valor de SoC_i , empieza a recibir P_{MG} de forma automática. Por lo tanto, esta estrategia tiende a reducir las diferencias de SoC de las baterías de la microrred, además de reducir la importación de energía de la red de distribución.

C. Estrategia de Reparto Proporcional

La estrategia de reparto proporcional también está basada en la idea de usar los excedentes positivos de los prosumidores de la microrred para aumentar su autonomía de la red principal. Sin embargo, a diferencia de la estrategia de reparto íntegro, esta estrategia reparte la potencia total disponible en la microrred, P_{MG} , entre todos los prosumidores que la conforman en función de un factor de distribución F_i , siguiendo (9).

$$P_{add,i} = \begin{cases} F_i \cdot P_{MG} & \text{si } \sum_{i=1}^n SoC_i \neq 90n \\ 0 & \text{si } \sum_{i=1}^n SoC_i = 90n \end{cases} \quad (9)$$

F_i distribuye P_{MG} de forma que cada prosumidor recibe una cantidad de potencia adicional, $P_{add,i}$, dependiendo del SoC de su batería, es decir, un prosumidor con bajo SoC en su batería recibe más potencia que otro prosumidor con la batería más cargada. Así, esta estrategia puede considerarse como un método de reparto "justo", ya que todos los prosumidores se benefician de P_{MG} , pero se prioriza a aquellos con más riesgo de perder autonomía como consecuencia de la falta de energía almacenada en su batería. F_i se calcula mediante (10) y tiende a cargar por completo cada batería (hasta alcanzar el límite superior $SoC_i = 90\%$), teniendo en cuenta el número de prosumidores de la microrred, n , y el valor del SoC de todas las baterías.

$$F_i = (90 - SoC_i) / (90n - \sum_{i=1}^n SoC_i) \quad (10)$$

Con esta estrategia se consigue el objetivo de reducir la cantidad de energía importada por cada prosumidor y, por tanto, la dependencia global de la microrred respecto de la red de

distribución. Un enfoque similar en cuanto al reparto “gradual” o “proporcional” según el SoC puede encontrarse en [3] y [11], aplicado al proceso de carga/descarga de baterías.

IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las anteriores estrategias de gestión de energía han sido probadas mediante simulación para el grupo de tres prosumidores de la Fig. 1 a partir de las curvas de generación y demanda mostradas en la Fig. 2. En cuanto a los valores iniciales de SoC de cada batería, se ha considerado que las baterías de P1 y P3 están totalmente cargadas ($SoC_1=SoC_3=90\%$) al inicio de la simulación, mientras que la de P2 está totalmente descargada ($SoC_2=20\%$).

La Fig. 3 muestra los resultados obtenidos para la estrategia individual, en la que cada prosumidor opera de forma

individual, intercambiando energía directamente con la red. Cuando la generación fotovoltaica y la energía almacenada en la batería no son suficientes para suplir la demanda, se importa energía de la red de distribución. En la Fig. 3(b) se observa que, en estas condiciones, sólo P2 consigue cargar por completo su batería, mientras que P1 y P3 sólo cargan sus baterías parcialmente, teniendo que importar energía durante prácticamente todo el día, puesto que la demanda es superior a la generación la mayor parte de las horas y no se contempla cargar las baterías directamente de la red.

Esta situación cambia con la estrategia de reparto íntegro. En la Fig. 4 se observa que el funcionamiento de la batería del prosumidor excedentario (P2) no se ve modificado por la estrategia, aunque sí el de las otras dos baterías. Entre las 11 y las 18 horas, P2 presenta un excedente positivo de energía, ya

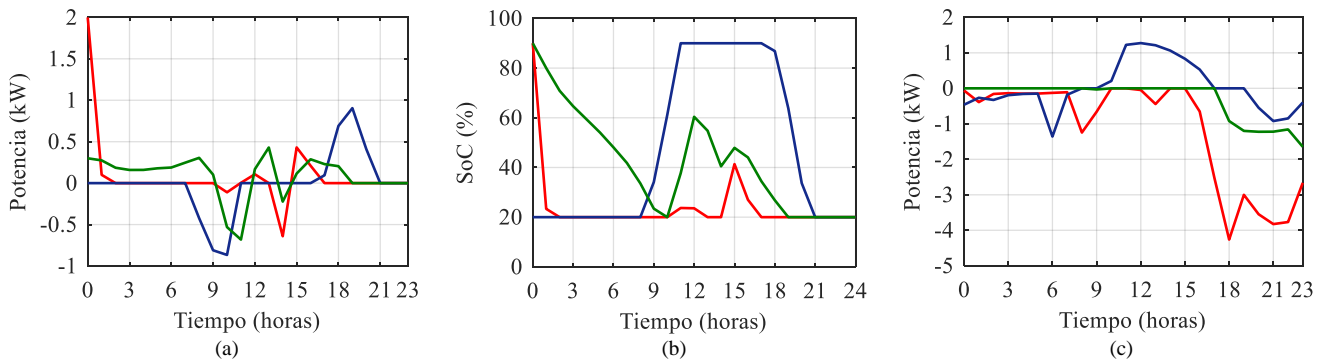


Fig. 3. Resultados de simulación de estrategia individual para P1 (rojo), P2 (azul) y P3 (verde): (a) $P_{bat,i}$, (b) SoC_i y (c) $P_{surplus,i}$.

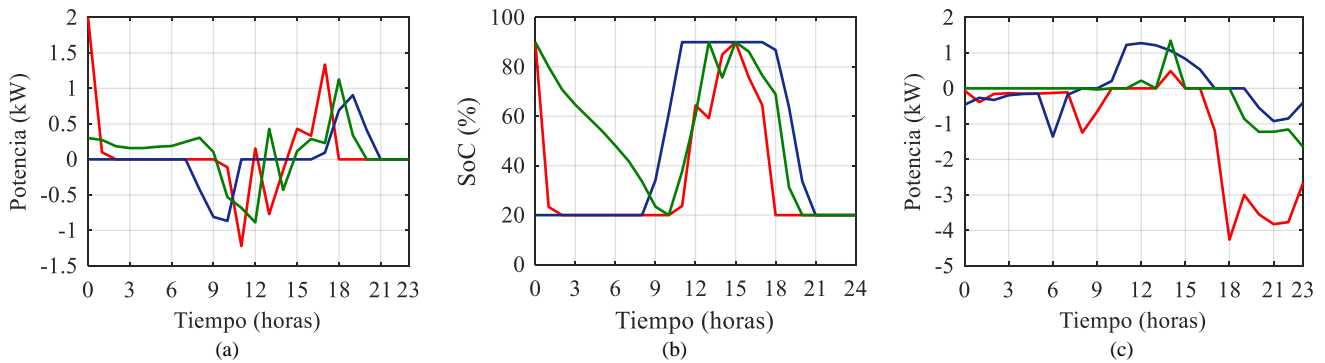


Fig. 4. Resultados de simulación de estrategia de reparto íntegro para P1 (rojo), P2 (azul) y P3 (verde): (a) $P_{bat,i}$, (b) SoC_i y (c) $P_{surplus,i}$.

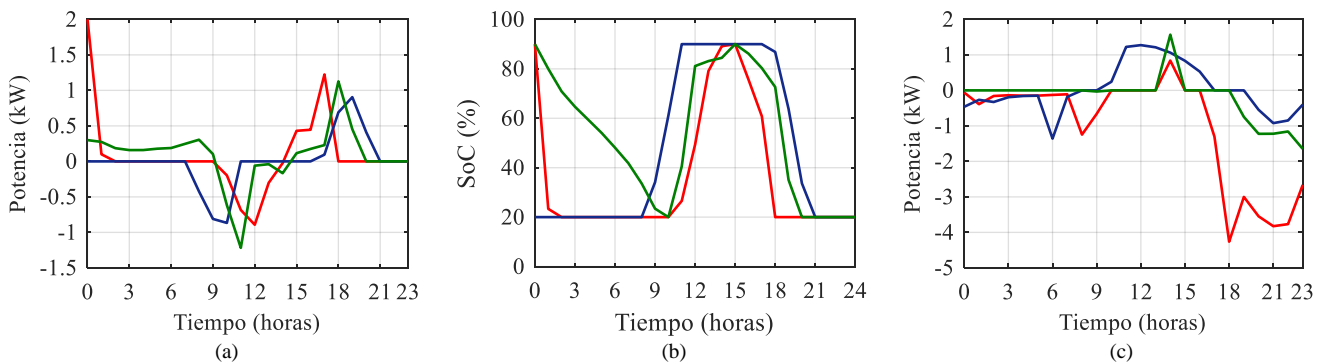


Fig. 5. Resultados de simulación de estrategia de reparto proporcional para P1 (rojo), P2 (azul) y P3 (verde): (a) $P_{bat,i}$, (b) SoC_i y (c) $P_{surplus,i}$.

TABLA I
COMPARACIÓN ENERGÉTICA DE LAS ESTRATEGIAS ESTUDIADAS

Estrategia		P1	P2	P3	Global
Individual	Energía excedentaria negativa (Wh/día)	27 921,00	5810,20	7404,30	41 135,50
	Energía excedentaria positiva (Wh/día)	0,00	6345,30	0,00	6345,30
	Energía excedentaria total (Wh/día)	-27 921,00	535,10	-7404,30	-34 790,20
Reparto íntegro	Energía excedentaria negativa (Wh/día)	25 443,00	5810,20	6141,30	37 394,50
	Energía excedentaria positiva (Wh/día)	488,94	6345,30	1564,20	8398,44
	Energía excedentaria total (Wh/día)	-24 954,06	535,10	-4577,10	-28 996,06
	Ahorro (Wh/día)	2966,94	0,00	2827,20	5794,14
	Ahorro (%)	10,63	0,00	38,18	16,65
Reparto proporcional	Energía excedentaria negativa (Wh/día)	25 555,00	5810,20	6029,20	37 394,40
	Energía excedentaria positiva (Wh/día)	839,58	6380,70	1569,30	8789,58
	Energía excedentaria total (Wh/día)	-24 715,42	570,50	-4459,90	-28 604,82
	Ahorro (Wh/día)	3205,58	35,40	2944,40	6185,38
	Ahorro (%)	11,48	6,62	39,77	17,78

TABLA II
COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LAS ESTRATEGIAS ESTUDIADAS

Prosumidor / Tipo consumidor	Coste estrategia individual (€/día)	Coste estrategia reparto íntegro (€/día)	Coste estrategia reparto proporcional (€/día)	Ahorro estrategia reparto íntegro (%)	Ahorro estrategia reparto proporcional (%)	Ahorro estrategia reparto íntegro (€/año)	Ahorro estrategia reparto proporcional (€/año)
P1 / T1	1,6234	1,4937	1,4995	7,99	7,63	47,34	45,22
P2 / T1	0,3381	0,3381	0,3381	0,00	0,00	0,00	0,00
P3 / T1	0,4377	0,3643	0,3576	16,77	18,30	26,79	29,24
Global / T1	2,3992	2,1961	2,1952	8,47	8,50	74,13	74,46
P1 / T2	1,6234	1,4675	1,4546	9,60	10,40	56,90	61,61
P2 / T2	-0,0092	-0,0092	-0,0113	0,00	-22,83	0,00	-0,77
P3 / T2	0,4377	0,2800	0,2736	36,03	37,49	57,56	59,90
Global / T2	2,0519	1,7383	1,7169	15,28	16,33	114,46	122,28

Las cantidades negativas implican que se produce una ganancia económica debido a que la venta de energía es superior a la compra.

que su batería no puede almacenar todo el exceso de producción fotovoltaica debido a las restricciones (2) y (3). Este excedente se pone a disposición del resto de prosumidores de la microrred, que pueden beneficiarse de él durante las horas en las que su SoC sea el más pequeño. Dado que P1 y P3 tienen valores de SoC similares al comienzo del intervalo de tiempo en que hay energía disponible en la microrred, ambos reciben energía a horas distintas dependiendo de cuál tiene un SoC más bajo. Como resultado de esto, se consigue que las baterías de P1 y P3 alcancen niveles de carga muy superiores a los de la Fig. 3(b), especialmente en el caso de P1.

La Fig. 5 muestra los resultados obtenidos con la estrategia de reparto proporcional. En este caso, se cuenta con la misma energía disponible en la microrred que en el caso anterior, con la diferencia de que ahora esta energía se distribuye entre los tres prosumidores de acuerdo a su SoC y al del conjunto de la microrred. Por lo tanto, P1 y P3 reciben energía nuevamente, pero esta vez de forma más continua, ya que ambos pueden recibir energía simultáneamente, aunque en una proporción distinta. Así, esta estrategia consigue cargar las baterías de forma más suave que la estrategia de reparto íntegro, reduciendo los cambios de signo en la consigna de las baterías y, por tanto, el número de ciclos de carga/descarga, lo que supone una mejora en cuanto a la prolongación de la vida útil de las baterías, fuertemente afectada por el envejecimiento por ciclado [7].

La Tabla I recoge una comparativa de los resultados obtenidos con cada una de las estrategias analizadas en cuanto a la energía excedentaria (positiva y negativa) de cada

prosumidor y de toda la microrred (las cantidades negativas en el campo de energía excedentaria total significan que se extrae energía de la red de distribución). Los resultados demuestran que las dos estrategias de gestión de energía propuestas son efectivas para reducir el déficit de energía de P1 y P3. Con esto se logra disminuir la dependencia de la microrred de la red de distribución, alcanzando un ahorro global del 16,65% y del 17,78% respecto a la estrategia individual con la estrategia de reparto íntegro y la estrategia de reparto proporcional, respectivamente. El ahorro en Wh/día se ha calculado en cada caso como la diferencia en valor absoluto entre la energía excedentaria total obtenida para la estrategia individual y la obtenida para cada una de las estrategias propuestas.

Asimismo, con el objeto de estimar el impacto económico que podría conllevar la aplicación de estas estrategias, se ha llevado a cabo una evaluación económica, cuyos resultados se resumen en la Tabla II. Para ello se han utilizado los precios horarios del mercado diario correspondientes al día 24 de enero de 2018, datos facilitados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) a través de su web [21]. Esta evaluación económica contempla dos escenarios distintos, considerando las dos modalidades de autoconsumo actualmente reconocidas en España mediante el Real Decreto 900/2015 [22]: autoconsumo tipo 1 (T1) y autoconsumo tipo 2 (T2). Ambos tipos de autoconsumidores deben adquirir el déficit horario de energía; sin embargo, un autoconsumidor T1 no recibe retribución por verter a red la energía excedentaria de su instalación, mientras que un autoconsumidor T2 sí tiene derecho a cobrar por el vertido de dicha energía, abonada a

precio de mercado.

Los resultados obtenidos indican que la aplicación de las estrategias de reparto de energía se traduce en ahorros económicos para P1 y P3 en ambas modalidades de autoconsumo, mientras que P2 no se ve afectado. Extrapolando los resultados correspondientes al día simulado al resto del año, la microrred de prosumidores podría ahorrar hasta 122,28 €/año en el escenario más favorable, que corresponde a la modalidad de autoconsumo T2 cuando se aplica la estrategia de reparto proporcional. En ambas modalidades de autoconsumo se observa que la estrategia de reparto proporcional reporta un ahorro ligeramente superior a la estrategia de reparto íntegro (8,50% – 8,47% en modalidad T1 y 16,33% – 15,28% en modalidad T2).

V. CONCLUSIONES

En este trabajo se presentan dos estrategias de gestión de energía en microrredes de prosumidores, basadas en la cooperación entre ellos, en contraposición a la operación individual típica de un prosumidor. En las dos estrategias propuestas, los prosumidores pueden beneficiarse de los excedentes de energía de otros prosumidores de la misma microrred, logrando disminuir la dependencia de la red de distribución de cada uno de ellos y, por tanto, aumentar la autonomía de la microrred respecto de la red principal. Con ambas estrategias se consigue un ahorro tanto energético como económico. Sin embargo, el ahorro económico alcanzado no es muy elevado, debido a que las estrategias propuestas no incluyen ningún tipo de optimización económica, sino que persiguen un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles en la microrred. La operación de las baterías está marcada por la necesidad o disponibilidad de energía en cada hora, y no en función del precio horario.

La estrategia con la que se han obtenido mejores resultados es la estrategia de reparto proporcional, con un ahorro energético y económico ligeramente superiores a los conseguidos con la estrategia de reparto íntegro. Además, dicha estrategia ofrece un modo de carga y descarga de baterías más progresivo, con un menor número de ciclos de carga/descarga, de modo que el envejecimiento por ciclado de las baterías, factor clave en su degradación, se reduce. Este aspecto hace más interesante la estrategia de reparto proporcional, ya que el envejecimiento de las baterías se traduce en pérdidas económicas debido a su elevado coste de inversión. Estas estrategias son también de utilidad para el caso de microrredes aisladas, ya que contribuyen a mantener cargados los sistemas de almacenamiento y, por consiguiente, a aumentar la autonomía de las instalaciones.

REFERENCIAS

- [1] R. Araneo and M. C. Falvo, "Simulation of a ESS in a prosumer power-plant with a PV system and an EV charging station," in *EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2016, pp. 1–5.
- [2] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, "Mitigation of rooftop solar PV impacts and evening peak support by managing available capacity of distributed energy storage systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3874–3884, 2013.
- [3] X. Lu, K. Sun, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and L. Huang, "Double-Quadrant State-of-Charge Based Droop Control Method for Distributed Energy Storage Systems in Autonomous DC Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 147–157, 2015.
- [4] V. M. Miñambres-Marcos, M. Á. Guerrero-Martínez, F. Barrero-González, and M. I. Milanés-Montero, "A Grid Connected Photovoltaic Inverter with Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage," *Sensors*, vol. 17, no. 8, p. 1856, 2017.
- [5] S. I. Gkavanoudis, K. O. Oureilidis, and C. S. Demoulias, "An adaptive droop control method for balancing the SoC of distributed batteries in AC microgrids," in *2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics, COMPEL 2016*, 2016, pp. 1–6.
- [6] X. Tan, Q. Li, and H. Wang, "Advances and trends of energy storage technology in Microgrid," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 179–191, 2013.
- [7] A. Zeh, M. Müller, M. Naumann, H. Hesse, A. Jossen, and R. Witzmann, "Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany," *Batteries*, vol. 2, no. 3, p. 29, 2016.
- [8] M. C. Falvo, U. Grasselli, M. Manganeli, and A. Modesto, "Small scale ESS for LV prosumers: An economic feasibility and sensitivity analysis," in *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC 2015 - Conference Proceedings*, 2015, pp. 950–955.
- [9] E. Palacios-García, A. Moreno-Muñoz, I. Santiago, I. Moreno-García, and M. I. Milanés-Montero, "PV Hosting Capacity Analysis and Enhancement Using High Resolution Stochastic Modeling," *Energies*, vol. 10, no. 10, p. 1488, 2017.
- [10] C. Marnay et al., "Microgrid evolution roadmap," *Proc. - 2015 Int. Symp. Smart Electr. Distrib. Syst. Technol. EDST 2015*, pp. 139–144, 2015.
- [11] T. Morstyn, A. Savkin, B. Hredzak, and V. Agelidis, "Multi-Agent Sliding Mode Control for State of Charge Balancing Between Battery Energy Storage Systems Distributed in a DC Microgrid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1–1, 2017.
- [12] R. P. S. Chandrasena, F. Shahnia, A. Ghosh, and S. Rajakaruna, "Operation and control of a hybrid AC-DC nanogrid for future community houses," in *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014 - Proceedings*, 2014, no. October, pp. 1–6.
- [13] J. Pascual, J. Barricarte, P. Sanchis, and L. Marroyo, "Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting," *Appl. Energy*, vol. 158, pp. 12–25, 2015.
- [14] A. C. Luna, N. L. Diaz, M. Graells, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Cooperative management for a cluster of residential prosumers," in *2016 IEEE International Conference on Consumer Electronics, ICCE 2016*, 2016, pp. 593–594.
- [15] M. Ruiz-Cortés, E. Romero-Cadaval, C. Roncero-Clemente, F. Barrero-González, and E. González-Romera, "Comprehensive Study of the Benefits of Integrating a Sharing Energy Strategy between Prosumers," in *43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2017*, Beijing, pp. 3609–3614, 2017.
- [16] V. Fernão Pires, E. Romero-Cadaval, D. Vinnikov, I. Roasto, and J. F. Martins, "Power converter interfaces for electrochemical energy storage systems - A review," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 453–475, 2014.
- [17] O. Juginola et al., "State-Of-The-Art and Prospects for Peer-To-Peer Transaction-Based Energy System," *Energies*, vol. 10, no. 12, p. 2106, Dec. 2017.
- [18] N. Liu, X. Yu, C. Wang, C. Li, L. Ma, and J. Lei, "Energy-Sharing Model with Price-Based Demand Response for Microgrids of Peer-to-Peer Prosumers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3569–3583, Sep. 2017.
- [19] S. Bellekom, M. Arentsen, and K. van Gorkum, "Prosumption and the distribution and supply of electricity," *Energy. Sustain. Soc.*, vol. 6, no. 1, pp. 1–17, Aug. 2016.
- [20] E. Mengelkamp, J. Gärtner, K. Rock, S. Kessler, L. Orsini, and C. Weinhardt, "Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid," *Appl. Energy*, vol. 210, pp. 870–880, Jan. 2018.
- [21] OMIE, "Precio horario del mercado diario," 2018. [Online]. Available: <http://www.omie.es/reports/#>.
- [22] *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*, pp. 1–42, 2015.