



TESIS DOCTORAL

**ESTUDIO Y DISEÑO DE ESTRATEGIAS
DE CONTROL PARA LOS RECURSOS
ENERGÉTICOS DE UNA NANORRED**

MERCEDES RUIZ CORTÉS

**Programa de Doctorado en Modelización y
Experimentación en Ciencia y Tecnología**

2021



TESIS DOCTORAL

**ESTUDIO Y DISEÑO DE ESTRATEGIAS
DE CONTROL PARA LOS RECURSOS
ENERGÉTICOS DE UNA NANORRED**

MERCEDES RUIZ CORTÉS

**Programa de Doctorado en Modelización y
Experimentación en Ciencia y Tecnología**

Conformidad de los directores:

Dra. Eva González Romera

Dr. Fermín Barrero González

2021

Agradecimientos

Me gustaría expresar mi agradecimiento a todas las personas que me han acompañado durante estos años y que han hecho posible la realización de esta Tesis Doctoral:

A mis directores de Tesis, los doctores Dña. Eva González Romera y D. Fermín Barrero González, que me han dado ánimos para finalizar la Tesis y aprovechar el trabajo desarrollado durante mi doctorado después de un parón bastante largo. A ellos tengo que agradecerles su inestimable ayuda y dedicación, además de todo el trabajo que ha supuesto para ellos la culminación de esta Tesis Doctoral y, desde luego, lo bien que siempre se han portado conmigo.

Al grupo de investigación PE&ES, donde comencé mi andadura en la investigación. Debo agradecerles la confianza que depositaron en mí y que me brindaran la oportunidad de iniciar mi carrera profesional con ellos. He aprendido mucho durante el tiempo que he podido compartir con ellos, tanto en el ámbito profesional como personal.

Por supuesto, a mis compañeros de laboratorio, por todos los buenos momentos que hemos vivido juntos durante estos años. No es fácil encontrar gente entre la que sentirse tan cómoda y con la que reírse tanto y de cualquier tema. Ellos han contribuido, y mucho, a que el balance de mi paso por el laboratorio C2.7 de la Escuela de Ingenierías Industriales sea positivo.

Y, cómo no, a mi familia, que siempre me ha estado a mi lado y me ha dado su apoyo en todo momento.

Resumen

En los últimos años, hemos asistido a importantes cambios en el sistema eléctrico como consecuencia de la expansión de la generación distribuida de origen renovable, el desarrollo de los sistemas de almacenamiento de energía y de los vehículos eléctricos y el papel cada vez más activo que juegan los usuarios eléctricos. Por ello, el concepto de *Smart Grid* en redes de distribución y su estructura modular en nanorredes se ha convertido en una de las principales tendencias en investigación desde el punto de vista de la configuración de la red. Estas nanorredes pueden abarcar un edificio o una pequeña comunidad de consumidores, y deben tener la capacidad de funcionar tanto aisladas como conectadas a la red principal, sin que ello suponga una pérdida de la fiabilidad o de la calidad del suministro proporcionado a los consumidores.

En esta Tesis Doctoral se plantea el estudio de una nanorred que opera en corriente alterna, conformada por una pequeña comunidad de vecinos y que cuenta con generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías. Como consecuencia del carácter intermitente y no gestionable de la generación fotovoltaica, una adecuada gestión de los sistemas de almacenamiento es crucial para asegurar un correcto funcionamiento de la nanorred en sus dos modos de operación.

Dada la necesidad de que la nanorred opere tanto en modo aislado como conectado a la red, en esta Tesis se desarrolla una estrategia de control apta para el funcionamiento en modo aislado y otra estrategia de control orientada al modo conectado. Ambas estrategias están basadas en una estructura de control jerárquico, cuya etapa de más alto nivel consiste en la gestión coordinada de los recursos energéticos disponibles en la nanorred, y la de más bajo nivel en el control interno de los convertidores electrónicos de potencia asociados a los recursos energéticos. Asimismo, se incorpora un sistema de sincronización a red que permite una adecuada transición entre ambos modos de operación. Las estrategias propuestas han sido validadas mediante simulación, obteniendo resultados satisfactorios.

Dentro de los trabajos de esta Tesis Doctoral, también se ha explorado el uso de la topología de inversor 3L-T-type qZSI para su futura aplicación en los convertidores de los recursos energéticos de la nanorred, realizando pruebas de validación tanto experimentales como de simulación, y se ha estudiado su integración en una vivienda conectada a red.

Índice

ÍNDICE	I
ÍNDICE DE FIGURAS	III
ÍNDICE DE TABLAS	VII
1 PLANTEAMIENTO GENERAL Y ESTRUCTURA DE LA TESIS	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 HIPÓTESIS DE PARTIDA.....	7
1.3 OBJETIVOS.....	9
1.4 METODOLOGÍA.....	9
1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS	10
2 RESUMEN GLOBAL Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	15
2.1 CONTROL JERÁRQUICO DE LA NANORRED	15
2.2 ESTRATEGIA DE CONTROL EN MODO DE OPERACIÓN CONECTADO A RED.....	17
2.2.1 Control terciario	17
2.2.2 Control secundario	32
2.2.3 Control primario.....	33
2.2.4 Controles internos de convertidores.....	33
2.3 ESTRATEGIA DE CONTROL EN MODO DE OPERACIÓN AISLADO DE RED	39
2.3.1 Control terciario	39
2.3.2 Control secundario	41
2.3.3 Control primario.....	44
2.3.4 Controles internos de convertidores.....	46
2.4 RECONEXIÓN A RED DE LA NANORRED AISLADA	50
2.5 ESTUDIO Y APLICACIÓN DE OTRAS TOPOLOGÍAS DE CONVERTIDORES	50
3 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	59
3.1 CONCLUSIONES	59
3.2 TRABAJOS FUTUROS.....	61
BIBLIOGRAFÍA	63
ANEXO 1: PUBLICACIONES PRESENTADAS COMO COMPENDIO	69
ANEXO 2: OTRAS PUBLICACIONES MENCIONADAS EN LA TESIS	109
ANEXO 3: OTRAS PUBLICACIONES GENERADAS CON LA TESIS	117

Índice de Figuras

Figura 1.1 Esquema de la nanorred residencial objeto de estudio	7
Figura 2.1 Control jerárquico propuesto para la nanorred residencial objeto de estudio.....	17
Figura 2.2 Resultados de la gestión de cargas: programación de cargas desplazables y perfil de demanda agregada con la previsión de uso de la Tabla 2.2	20
Figura 2.3 Perfiles de generación, demanda y demanda modificada por baterías en escenario 1 para (a) prosumidor 1 en operación individual, (b) prosumidor 2 en operación individual, y (c) nanorred completa en operación individual y coordinada. Extraída de [J1]	22
Figura 2.4 Evolución diaria planificada del SoC de las baterías en (a) operación individual y (b) operación coordinada, y de sus corrientes de carga/descarga en (c) operación individual y (d) operación coordinada. Extraída de [J1].....	23
Figura 2.5 Perfiles de P_{grid} en el escenario 1 bajo operación individual y coordinada. Extraída de [J1]	25
Figura 2.6 Valores de E_{imp} , E_{exp} , E_{net} y E_{int} obtenidos para la nanorred en los escenarios de [J1] bajo operación individual (color claro) y coordinada (color oscuro). Extraída de [J1] ..	25
Figura 2.7 Perfiles de generación, demanda y demanda modificada planificadas en gestión coordinada para la nanorred empleando (a) f_{cost} y (b) $f_{mismatch}$. Extraída de [J5]	26
Figura 2.8 Perfil de P_{grid} planificada en gestión coordinada (a) sin baterías, (b) mediante f_{cost} y (c) mediante $f_{mismatch}$. Extraída de [J5]	27
Figura 2.9 Evolución del SoC de las baterías planificado mediante (a) f_{cost} y (b) $f_{mismatch}$ con gestión coordinada. Extraída de [J5].....	28
Figura 2.10 Perfiles de generación (arriba) y demanda (abajo) empleados para la simulación de [C2]: datos reales (azul), predicciones no actualizadas (rojo) y predicciones actualizadas (verde)	30
Figura 2.11 Comparativa de P_B , $P_{D,mod}$, SoC y P_{grid} para algoritmo sin reajuste (rojo), con reajuste (verde) y solución ideal (azul) en el escenario analizado en [C2]	30
Figura 2.12 Circuito y esquema de control diseñado para el prosumidor i en el modo de funcionamiento de la nanorred conectada.....	35
Figura 2.13 Potencia a la salida de cada inversor de la nanorred y consignas correspondientes. Extraída de [J2]	36

Figura 2.14 Formas de onda de $i_{L2,i}$ y $u_{PCC,i}$ obtenidas para (a) prosumidor 1 y (b) prosumidor 2. $u_{PCC,i}$ (u_{load} en la figura) se ha escalado para facilitar la lectura de las gráficas. Extraída de [J2].....	36
Figura 2.15 Tensión en el bus de continua de referencia y medida en cada inversor	37
Figura 2.16 Corriente medida en cada batería.....	37
Figura 2.17 Potencia activa y reactiva (consigna y medida) en el PCC de cada prosumidor	38
Figura 2.18 Tensión medida en el PCC de cada prosumidor (escalada) y corriente (consigna y medida) de la corriente de salida de cada inversor	38
Figura 2.19 Circuito y esquema de control diseñado para el prosumidor i en el modo de funcionamiento de la nanorred aislada	47
Figura 2.20 Evolución de (a) valor eficaz de $u_{c,i}$ y (b) frecuencia corregidos por control <i>droop</i> para el inversor de prosumidor 1 (azul) y prosumidor 2 (rojo). Extraída de [J3]	48
Figura 2.21 Evolución de los valores de potencia activa y reactiva suministrada por cada inversor, comparados con consignas de control primario. Extraída de [J3]	48
Figura 2.22 Evolución de la tensión en el bus de continua del inversor del prosumidor 1. Extraída de [J3]	49
Figura 2.23 Formas de onda de corriente de salida y de tensión en el PCC de (a) prosumidor 1 y (b) prosumidor 2. Extraída de [J3]	49
Figura 2.24 Resultados de sincronización: (a) tensiones y (b) corrientes	51
Figura 2.25 Evolución de la tensión en el bus de continua del inversor del prosumidor 1. Extraída de [J3]	51
Figura 2.26 Esquema del inversor T-type con red qZS (a) monofásico y (b) trifásico	52
Figura 2.27 Curvas de eficiencia de 3L-NPC qZSI y 3L-T-type qZSI operando en diferentes puntos de trabajo, para $V_{out}=230$ V and $P_{out}=5$ kW. Extraída de [C3]	52
Figura 2.28 Montaje experimental para ensayos 3L-T-type qZSI. Extraída de [J4]	53
Figura 2.29 Formas de onda con $m_{inv} = 0,8$ y $D_s = 0$: (a) tensión a la salida del inversor (antes del filtro) y (b) corrientes de salida. Extraída de [J4]	54
Figura 2.30 Formas de onda con $m_{inv} = 0,8$ y $D_s = 0,12$: (a) tensión y corriente de entrada al inversor, (b) tensión en el bus de continua, (c) tensión a la salida del inversor (antes del filtro) y (d) corrientes de salida. Extraída de [J4].....	54
Figura 2.31 Formas de onda con $m_{inv} = 0,8$ y $D_s = 0,12$ en caso desequilibrado, sin compensación: (a) tensión y corriente de entrada al inversor, (b) tensión en condensadores del bus de continua, (c) tensión en el bus de continua y (d) corrientes de salida. Extraída de [J4].....	55
Figura 2.32 Formas de onda con $m_{inv} = 0,8$ y $D_s = 0,12$ en caso desequilibrado, con compensación: (a) tensión y corriente de entrada al inversor, (b) tensión en condensadores del bus de continua, (c) tensión en el bus de continua y (d) corrientes de salida. Extraída de [J4].....	56

Figura 2.33 Formas de onda obtenidas sin aplicar estados <i>shoot-through</i> : (a) potencias activa y reactiva, inyectadas y de referencia, (b) corriente de salida del inversor, inyectada y de referencia, (c) tensión en el sistema fotovoltaico y en el bus de continua, (d) tensión de salida del inversor (antes y después del filtro) y corriente de salida, inyectando potencia activa, (e) tensión de salida del inversor (antes y después del filtro) y corriente de salida, inyectando potencia reactiva, y (f) tensión positivo-negativo en inversor. Extraída de [C1]	57
Figura 2.34 Formas de onda obtenidas aplicando estados <i>shoot-through</i> : (a) potencias activa y reactiva, inyectadas y de referencia, (b) corriente de salida del inversor, inyectada y de referencia, (c) tensión en el sistema fotovoltaico y en el bus de continua, (d) tensión de salida del inversor (antes y después del filtro) y corriente de salida, inyectando potencia activa, (e) tensión de salida del inversor (antes y después del filtro) y corriente de salida, inyectando potencia reactiva, y (f) tensión positivo-negativo en inversor. Extraída de [C1]	58

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Características de los DERs de cada prosumidor de la nanorred estudiada.....	8
Tabla 2.1 Datos de cargas desplazables considerados para la generación de perfiles de cargas	19
Tabla 2.2 Utilización de cargas desplazables prevista para cada prosumidor de la nanorred en el ejemplo de la Figura 2.2.....	20
Tabla 2.3 Situaciones producidas en las instalaciones prosumidoras en cada escenario simulado en [J1].....	22
Tabla 2.4 Índices SC y SS para los diferentes escenarios y modos de operación de [J1]	24
Tabla 2.5 Comparativa de índices de evaluación para las estrategias de <i>peak shaving</i> y de optimización aplicadas en operación individual para el escenario 1 de [J1].....	26
Tabla 2.6 Índices SC y SS para la nanorred sin baterías y con gestión coordinada mediante f_{cost} y $f_{mismatch}$ en las situaciones analizadas en [J5]	27
Tabla 2.7 Energía global importada y exportada en la nanorred con gestión individual y coordinada mediante f_{cost} y $f_{mismatch}$ y sin baterías, en escenario analizado en [J5].....	27
Tabla 2.8 Indicadores económicos para la nanorred sin baterías y bajo gestión individual y coordinada con $f_{mismatch}$ y f_{cost} en el escenario analizado en [J5]	28
Tabla 2.9 Indicadores obtenidos para la nanorred mediante gestión coordinada con $f_{mismatch}$ y f_{cost} , en escenario de demanda promedio anual analizado en [J5]	28
Tabla 2.10 Índices de evaluación obtenidos para algoritmo sin reajuste, algoritmo con reajuste y solución ideal en el escenario analizado en [C2].....	31
Tabla 2.11 Comparativa de THD y componentes armónicas $h=3, 5, 7$ en la corriente de salida de cada inversor con y sin compensación de armónicos en el controlador PR.....	38
Tabla 2.12 Resultados del control secundario y primario para dos intervalos de tiempo consecutivos t y $t+1$	47
Tabla 2.13 THD y componente fundamental de las corrientes de salida con y sin compensación de desequilibrio de tensión en los condensadores del bus de continua	56

Planteamiento general y estructura de la Tesis

Esta Tesis Doctoral se presenta como compendio de publicaciones. Incluye cuatro artículos publicados en revistas científicas incluidas en los dos primeros cuartiles de la última relación publicada por el *Journal Citations Report* (JCR), así como un artículo publicado en las actas de un congreso internacional de reconocido prestigio y con revisión por pares. Estas publicaciones se presentan temáticamente en el apartado 1.5 y se referencian en el Anexo 1.

1.1 Introducción

En los últimos años, el sistema eléctrico ha experimentado notables cambios en su estructura. La red eléctrica convencional, constituida por unas pocas grandes centrales de generación que alimentan de forma unidireccional a los usuarios finales, considerados meros consumidores, se está transformando en lo que se ha dado a conocer como red eléctrica inteligente o *Smart Grid*. Esta nueva *Smart Grid* se caracteriza por permitir flujos bidireccionales de potencia y otorgar un papel mucho más activo al usuario final en su relación con el sistema eléctrico, integrando sistemas de información y comunicación y de inteligencia en todas las etapas que conforman el sistema eléctrico, desde la generación hasta el consumo, convirtiéndolo así en “un sistema limpio, seguro, fiable, resiliente, eficiente y sostenible” [1]. Para ello cuenta con una serie de nuevos recursos energéticos tanto a pequeña como a gran escala, tales como la generación distribuida de origen renovable, los sistemas de almacenamiento y los vehículos eléctricos, en su gran mayoría controlados mediante convertidores electrónicos.

La necesidad de acometer una transición energética se encuentra detrás de esta transformación del sistema eléctrico. Se ha puesto de manifiesto que el cambio climático es una realidad y una verdadera amenaza para el planeta, por lo que la lucha contra el cambio climático se ha convertido en uno de los principales retos a los que la sociedad se enfrenta en la actualidad. Este problema ha conducido a la Comisión Europea a poner en marcha estrategias a largo plazo y a fijar objetivos en materia de clima y energía con la misión de

reducir progresivamente la emisión de gases de efecto invernadero y convertir a la Unión Europea (UE) en una economía climáticamente neutra en 2050, en línea con los planteamientos adoptados en el Acuerdo de París de 2015 [2]. Con este fin se estableció un paquete de medidas para cumplir los objetivos propuestos para el año 2020, basados en la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, el incremento de la penetración de las energías de origen renovable y la mejora de la eficiencia energética, con el objetivo adicional de conseguir una mayor independencia energética [3]. Los últimos datos apuntan a que las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE se redujeron un 24% entre 1990 y 2019 [2], mientras que en 2019 la energía renovable representó el 19,7% de la energía consumida en la UE, solo un 0,3% por debajo del objetivo propuesto para 2020 del 20% [4]. Por tanto, los objetivos para 2020 se han satisfecho razonablemente, y ya se han propuesto objetivos más ambiciosos para 2030, lo que requerirá actualizar la legislación europea existente, así como los planes nacionales de energía de los países miembros.

En 2018, el sector residencial representó el 26,1% del consumo final de energía en la UE [5]. Se ha identificado que los edificios, pertenecientes tanto al sector terciario como al sector residencial, presentan un potencial de respuesta a la demanda superior a otros sectores como la agricultura, la industria y el transporte [6], y se espera que sean los principales contribuyentes al ahorro energético en Europa para 2030 [7]. En consecuencia, 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, lo que se ha materializado en el objetivo de conseguir edificios de consumo energético casi nulo (*Nearly Zero Energy Buildings*, nZEB) recogido en la Directiva 2010/31/UE, según la cual todos los nuevos edificios construidos a partir 2021 deben ser de consumo energético casi nulo [8]. Con este fin, se ha fomentado la participación activa de los consumidores residenciales mediante la aplicación de estrategias de gestión de la demanda (*Demand Side Management*, DSM), tales como programas de respuesta en demanda (*Demand Response*, DR), generación local renovable o almacenamiento de energía [9].

Los sistemas de generación fotovoltaica se han posicionado por encima de otras tecnologías renovables en edificios, convirtiéndose en la fuente de energía renovable más común en instalaciones comerciales y residenciales conectadas a redes de distribución de baja tensión [10], [11], en parte gracias a la viabilidad de su integración en los tejados de los propios edificios [12]. Sin embargo, la producción fotovoltaica presenta un carácter intermitente e impredecible a consecuencia de su dependencia de la irradiancia solar, lo que la convierte en una tecnología no gestionable. Además, los sistemas fotovoltaicos de aplicaciones residenciales presentan un problema adicional, debido a que existe un desajuste entre el momento en que se genera el grueso de la producción fotovoltaica, normalmente a mediodía, y el momento en que las cargas domésticas tienen su pico de consumo, que suele producirse por la noche [13]. Estos problemas pueden mitigarse incorporando un sistema de almacenamiento de energía (*Energy Storage System*, ESS) a la instalación fotovoltaica, que permita almacenar la energía generada y emplearla para alimentar las cargas de la vivienda o para inyectarla directamente a red, dotando de gestionabilidad al sistema fotovoltaico. Las baterías se han postulado como la tecnología de almacenamiento más comúnmente utilizada en el sector residencial [14], siendo posible encontrar soluciones de generación fotovoltaica combinada con baterías disponibles comercialmente para mejorar el autoconsumo y la autosuficiencia en viviendas [15].

La proliferación de la generación fotovoltaica en el sector residencial ha contribuido a la evolución del tradicional pequeño consumidor eléctrico hacia la figura del prosumidor, con capacidad tanto de consumir como de producir energía y, por tanto, de mantener una relación bidireccional con el sistema eléctrico. Los sistemas de almacenamiento refuerzan el papel del prosumidor en su relación con la red eléctrica, ya que le confieren el poder de gestionar sus

intercambios de energía con la red de forma controlada en base a la consecución de determinados objetivos. Así, la combinación de generación y almacenamiento define a los nuevos usuarios eléctricos de la *Smart Grid* como prosumidores que pueden producir, consumir, almacenar y/o intercambiar energía con otros usuarios de la red eléctrica, en contraposición al consumidor de la red convencional, que únicamente extrae de la red de distribución la cantidad de energía necesaria para alimentar sus cargas [16]. El estudio del papel de los prosumidores en la *Smart Grid*, su gestión y su integración en el sistema eléctrico se ha convertido en tendencia en la literatura científica, siendo un área de investigación que ha experimentado un rápido progreso en los últimos años [16]. Sin embargo, el coste de inversión ligado a las baterías sigue siendo elevado y supone una barrera a su expansión de forma masiva, por lo que el diseño de estrategias de optimización del uso de baterías es fundamental para incentivar a los usuarios a invertir en ellas. La evolución de las estrategias de gestión de recursos energéticos ha estado fuertemente condicionada por los cambios normativos y los métodos de retribución asociados a la generación eléctrica en instalaciones de usuarios finales, que también ha producido un notable impacto en la implantación real de los sistemas fotovoltaicos.

Las políticas energéticas puestas en marcha han sido diferentes en cada país y han ido evolucionando con el paso del tiempo y el nivel de implantación de las tecnologías renovables que pretendían fomentar. Así, en Europa podemos encontrar ejemplos de países en los que se ha incentivado la inversión en pequeñas instalaciones fotovoltaicas mediante las denominadas *feed-in tariffs* (mecanismos de retribución por la energía inyectada a red), ya sean basadas en una tarifa fija regulada (Dinamarca) o en un sistema de primas a percibir sobre el precio de mercado (Alemania); casos en los que se exige al prosumidor de contribuir en su factura a los costes asociados a la explotación de la red eléctrica (Reino Unido); otros en los que se ha apostado por esquemas de balance neto (*net-metering*), con diferentes opciones de compensación (Italia, Suecia, Países Bajos); e incluso otros en los que no se han contemplado métodos de compensación por la energía excedentaria (Eslovaquia) [17]. En general, el método de remuneración más aceptado en Europa ha sido la *feed-in tariff* [18], lo que explica que el objetivo más comúnmente considerado en la literatura científica para diseñar estrategias de gestión de energía en instalaciones fotovoltaicas con baterías sea la maximización del beneficio económico del propietario de la instalación fotovoltaica, premiado por la venta de energía a red a un precio especial. Sin embargo, la agregación de muchas pequeñas plantas fotovoltaicas vertiendo energía a red simultáneamente y sin control por parte del operador de red puede originar perturbaciones y congestión en la red eléctrica, provocando un impacto negativo en el sistema eléctrico [19]. Por ello, en muchos trabajos publicados se asume, e incluso se recomienda, la existencia de una normativa que establezca un límite de inyección de potencia a red (*feed-in limit*). Siguiendo en cierto modo esta línea, en los últimos años muchos países han modificado sus métodos de retribución por inyección a red para mitigar los problemas de estabilidad en la red, reduciendo el valor de las *feed-in tariffs* y promoviendo el autoconsumo [14], [20], lo que también se justifica teniendo en cuenta que en algunos países el coste de inversión en instalaciones fotovoltaicas ha disminuido hasta alcanzar una situación de paridad de red (*grid-parity*), en la que el coste de la energía renovable generada localmente se iguala o es menor al coste de la energía comprada de la red [17], con lo que la instalación fotovoltaica es económicamente sostenible sin necesidad de seguir recibiendo ayudas económicas. Por tanto, parece que la tendencia actual apunta al avance hacia el autoconsumo y el incremento de la autosuficiencia en viviendas, en línea con el concepto de nZEBs [21], lo que deberá reflejarse en el estudio de estrategias de gestión apropiadas a este nuevo enfoque. La influencia de la regulación en el sistema eléctrico se hace patente en el estudio realizado en [22], donde se analiza el caso del autoconsumo en España. Según se refiere en este artículo, la normativa vigente anterior a la aprobación del Real Decreto-Ley 15/2018, que modificó los términos de la regulación del autoconsumo, supuso un escollo a la instalación masiva de sistemas fotovoltaicos combinados con almacenamiento, aun cuando la mejora de la eficiencia

y la disminución del coste de los equipos la habría propiciado. Esta situación cambió por completo tras el Real Decreto-Ley 15/2018, en el que la figura del prosumidor es directamente identificada como autoconsumidor, y que, según este estudio, provocaría a corto plazo un notable aumento del nivel de penetración de la generación fotovoltaica distribuida con almacenamiento en el sector residencial, pudiendo alcanzar una reducción de la demanda total superior al 80% en un día soleado de verano y de alrededor del 12% en un día nublado de invierno, en un escenario con un nivel de penetración de sistemas fotovoltaicos del 100%.

La investigación en el campo vinculado al estudio de la figura del prosumidor ha avanzado hacia la agregación de prosumidores y la explotación colectiva de sus recursos, ya que constituye un modo de fortalecer su papel dentro del sistema eléctrico, mejorando en cuanto a eficiencia, sostenibilidad, costes y fiabilidad respecto a la operación individual de un único prosumidor [16]. Esta idea encaja con la apuesta por conformar distritos de consumo energético casi nulo como evolución de los nZEB dentro de la transición energética en Europa [7]. En [23] y [24] se discuten diferentes modos de agrupación de prosumidores en función de la relación que se da entre los prosumidores y su motivación, apareciendo términos como comunidades de prosumidores, centros de energía (*energy hubs*), centrales eléctricas virtuales (*virtual power plants*), intercambio de energía entre pares (*peer-to-peer (P2P) trading*) o microrredes.

El concepto de microrred ha adquirido gran relevancia dentro de la *Smart Grid* para estructurar el sistema eléctrico de forma modular, encontrándose dentro de las prioridades de la Agenda Estratégica de Investigación para 2035 de la Plataforma Tecnológica Europea de *Smart Grids* [25]. En [26]-[28] se define una microrred como un sistema eléctrico formado por cargas y recursos energéticos distribuidos (*Distributed Energy Resources, DERs*), como generadores distribuidos, ESSs o cargas controlables, que tiene la capacidad de funcionar de manera controlada y coordinada tanto conectado a la red de distribución o red principal (a través de un único punto de conexión) como aislado de la misma. Por tanto, una microrred es vista desde la red principal como una única entidad con la que interactúa bidireccionalmente, y debe operar de forma segura y fiable conectada y aislada de la red principal, así como durante el proceso de transición entre ambos modos de operación. Cuestiones como la seguridad energética, la consecución de beneficios económicos y la integración de energías limpias se encuentran tras el interés por el desarrollo de las microrredes [28], ya que su implantación conlleva ventajas tales como la mejora de la eficiencia energética y de la fiabilidad de suministro, la reducción del impacto ambiental, beneficios para la operación de la red (reducción de pérdidas, alivio de congestión, control de tensión, seguridad de suministro y sustitución de infraestructuras más eficientes en coste), ventajas en la compra de energía o la posibilidad de participación en servicios complementarios.

Una agrupación de prosumidores con capacidad de gestionar de forma coordinada sus instalaciones particulares y/o compartidas para optimizar sus recursos y consumos energéticos puede ser vista como un caso particular de microrred, siempre que pueda funcionar conectada y aislada de red. Los usuarios que forman parte de una microrred gozan de la ventaja adicional de que la disponibilidad de energía eléctrica en adecuadas condiciones de calidad para su consumo está garantizada cuando, voluntaria o involuntariamente, la microrred se encuentre desconectada de la red de distribución. Esta característica diferencia a las microrredes de otros tipos de agrupaciones de prosumidores, dotándolos de mayor independencia y fiabilidad de suministro y reduciendo el problema que supone para la red garantizar capacidad de respaldo a los prosumidores. Existen actualmente proyectos de microrredes en activo, como es el caso de la denominada *Brooklyn Microgrid* en la ciudad de Nueva York [29].

Por tanto, el diseño, desarrollo y control de microrredes implica beneficios para distintos agentes del sector eléctrico, tanto en el ámbito local como en el nacional y el internacional.

Además de las mejoras en la sostenibilidad y en la eficiencia del sistema eléctrico, beneficiosas para todos, cabe destacar las siguientes ventajas para cada tipo de agente:

- Para los consumidores, pertenecer a una microrred autosuficiente y aislable supone un aumento de la fiabilidad y calidad del suministro, un incremento de la resiliencia local, una mejora en la capacidad para gestionar su consumo energético y una ventaja económica en la compra de energía eléctrica.
- Para los pequeños productores de energía eléctrica de carácter fotovoltaico, el control de sus instalaciones conjuntamente con sistemas de almacenamiento de energía les dota de gestionabilidad, permitiéndoles vender su energía de forma controlada y participar en nuevos negocios, como los servicios complementarios. Además, la gestión conjunta de sus instalaciones refuerza su posición en el mercado eléctrico.
- Para las empresas distribuidoras, el carácter modular de la configuración en microrredes reduce la necesidad de exceso de capacidad de la red de distribución, y suaviza y reduce la curva de demanda. Además, la inyección a red de la energía procedente de fuentes renovables de energía no se lleva a cabo directamente en la red de distribución, por lo que el carácter intermitente e impredecible de algunas de estas fuentes no afecta negativamente a la gestión de la red de distribución.
- Para el mercado eléctrico, actualmente regulado de forma coordinada a nivel europeo, la evolución hacia este escenario de distribución reduce las incertidumbres en la demanda y la producción de energía no gestionable, y aumenta el número de agentes que pueden participar en las subastas, mejorando la competencia.
- Para los proveedores de productos y servicios energéticos, aparecen nuevas oportunidades de negocio, continuando con la tendencia actual al desarrollo de productos y servicios de gestión energética relacionados con los conceptos de *Smart Grids*.

El tamaño y la estructura ideal para las microrredes ha sido muy discutido en la literatura, pero se apunta a una estructura modular basada en nanorredes interconectadas y coordinadas entre sí para formar una microrred. En definitiva, una nanorred es una microrred a pequeña escala, y puede englobar un único edificio o una pequeña área, como una comunidad de vecinos, que puede autogestionarse sin la intervención de agentes externos. Las nanorredes pueden diseñarse para funcionar en corriente continua (DC, del inglés *Direct Current*) o en corriente alterna (AC, del inglés *Alternating Current*), siendo la primera modalidad la que ha recibido más atención en la literatura hasta la fecha, aunque actualmente también se está investigando activamente en microrredes/nanorredes híbridas AC/DC [30], [31]. Las nanorredes DC presentan una mayor eficiencia en un entorno en el que las cargas eléctricas son mayoritariamente con alimentación directa en DC, precisando de un inversor para la conexión del conjunto de cargas en DC a la red de distribución [32]. Sin embargo, actualmente es mucho más común encontrar instalaciones AC que DC, ya que generalmente los receptores se encuentran configurados para recibir alimentación en AC. La conversión de una típica instalación AC en una nanorred AC no requiere modificaciones sustanciales en la propia instalación, ya que las protecciones más frecuentemente implantadas contra cortocircuitos y contra contactos indirectos (de especial relevancia en el contexto residencial) son válidas para nanorredes AC. Además, las nanorredes AC son compatibles con la normativa vigente en España relativa a las instalaciones de enlace e interiores en edificios (Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias [33]), así como con la actual normativa de autoconsumo de energía eléctrica (Real Decreto 244/2019 [34]),

que contempla por primera vez el autoconsumo colectivo y que incluye la posibilidad de instalar equipos de almacenamiento de energía.

El control de una nanored AC para garantizar que puede trabajar indistintamente conectada o aislada de la red de distribución, y con valores adecuados de los parámetros eléctricos fundamentales (tensión y frecuencia) y de calidad de suministro, pasa por la adecuada coordinación de todos los elementos conectados a ella. Los elementos responsables de vigilar y corregir los parámetros eléctricos de la red, especialmente cuando se encuentra aislada de la red de distribución, son los DERs de los que dispone, es decir, los sistemas de generación y almacenamiento, que deben modificar su régimen de funcionamiento para afrontar las necesidades de la nanored.

Existe un debate abierto en la literatura sobre las ventajas e inconvenientes de realizar este control de forma centralizada (favorece la coordinación entre elementos y la optimización del conjunto) o descentralizada (con mayor autonomía y menos sensible a fallos de comunicaciones). En la mayor parte de las publicaciones se apuesta por un control mixto en varias etapas. Una de las propuestas más aceptadas es la recogida en [35], que consiste en un control jerárquico para microrredes (aplicable independientemente del tamaño de la red, por lo que sería igualmente válida para una nanored) con los siguientes niveles, que guardan ciertas analogías con respecto a las etapas del control jerárquico de un sistema eléctrico convencional:

- Control primario (el más rápido): se lleva a cabo localmente y es responsable de estabilizar la frecuencia y tensión en modo aislado. El método de control *droop* es el más empleado en la literatura, por analogía con los grandes sistemas eléctricos de potencia, aunque su aplicación a microrredes conlleva una adaptación importante, como consecuencia de la presencia de fuentes de generación no gestionables, así como del hecho de que las líneas de Baja Tensión (BT) son generalmente resistivas y no inductivas, como ocurre en las líneas de Alta Tensión (AT) consideradas en el control primario de un sistema convencional, a lo que hay que sumar que los DERs de una microrred habitualmente se encuentran asociados a convertidores electrónicos de potencia en lugar de estar basados en máquinas rotativas, de manera que las microrredes carecen de la inercia propia de los grandes sistemas de potencia.
- Control secundario (menos rápido): se trata de un control centralizado [35] o descentralizado [36] según los autores, pero es más común el primer caso. En modo aislado, se encarga de restaurar los valores adecuados de tensión y frecuencia tras la actuación del control primario. Si se realiza en modo centralizado requiere comunicaciones entre los distintos agentes que intervienen en el control. Para el reparto de potencia entre agentes, es muy importante contar con predicciones de producción y carga, y conocimiento del estado de carga (SoC, del inglés *State of Charge*) de sus baterías.
- Control terciario (el más lento): en numerosos estudios sólo se usa en modo conectado a red y su objetivo es la optimización de los flujos de potencia en la interconexión con la red, ya sea para obtener ventajas en la compra/venta de energía eléctrica, para participar en servicios complementarios, para regular el comportamiento de la comunidad como un autoconsumidor, etc. Este control puede responder a consignas de un agregador que coordine conjuntamente varias microrredes.

Otro aspecto importante a abordar en cualquier tipo de microrred es la sincronización previa a la reconexión a red tras haber estado aislada. En redes DC el convertidor que conecta la microrred a la red de distribución es el responsable de esta tarea [37], pero en microrredes

AC la conexión a red es directa y todos los convertidores de la misma deben participar en dicha sincronización. Para ello, en la literatura se proponen métodos de control descentralizado [38], [39] o métodos coordinados mediante comunicaciones o GPS [40].

Por otro lado, el control se ejecuta en su etapa de más bajo nivel mediante convertidores electrónicos de potencia que comandan el funcionamiento de los DERs de la nanorred a los que se encuentran vinculados, por lo que el diseño del control de la nanorred debe incluir los lazos de control internos apropiados para cada uno de los convertidores electrónicos que la conforman. La importancia de los convertidores electrónicos de potencia inteligentes en la *Smart Grid* es indiscutible, siendo su control una de las piezas fundamentales en el desarrollo de microrredes, donde ofrecen amplias posibilidades en cuanto a su funcionalidad [41]. Asimismo, existe un interés cada vez mayor por el desarrollo de nuevas topologías, entre las que destaca la familia de inversores de fuente de cuasi-impedancia (*quasi-impedance-source inverters, qZSI*) por su idoneidad para aplicaciones de energía renovable [42], junto con los inversores multinivel, como es el caso de la topología de tipo T (T-Type).

Toda la problemática expuesta anteriormente y la actualidad del tema han motivado la realización de esta Tesis Doctoral, de la mano del subproyecto COMING-CSING: Estrategias de control para nanorredes aislables (TEC2016-77632-C3-1-R), llevado a cabo por el grupo de investigación Sistemas Eléctricos y Electrónicos de Potencia (PE&ES) de la Universidad de Extremadura y financiado por el Ministerio de Economía dentro del Programa estatal de I+D+i orientada a retos.

1.2 Hipótesis de partida

El escenario tomado como punto de partida de la presente Tesis Doctoral es la nanorred AC de prosumidores residenciales ilustrada en la Figura 1.1. Dicha nanorred está formada por una pequeña comunidad de vecinos, cada uno de ellos equipado con generación propia de origen fotovoltaico, almacenamiento basado en baterías y cargas gestionables. En el escenario planteado se contemplan únicamente dos vecinos, aunque los métodos desarrollados son extrapolables a nanorredes compuestas por un mayor número de prosumidores. Se ha considerado que los prosumidores tienen la misma potencia contratada y que cuentan con DERs de las mismas características, según se recoge en la Tabla 1.1.

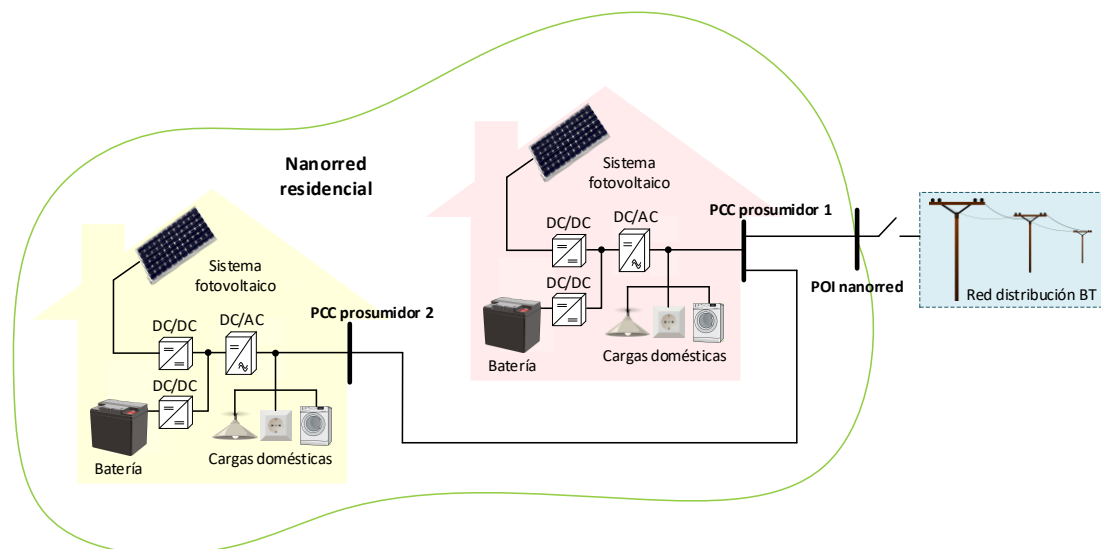


Figura 1.1 Esquema de la nanorred residencial objeto de estudio

Tabla 1.1 Características de los DERs de cada prosumidor de la nanorred estudiada

Parámetro	Valor
Potencia contratada (kW)	4,6
Potencia pico instalación fotovoltaica (kW)	4
Potencia máxima carga/descarga batería (kW)	2/-2
Capacidad nominal batería (kWh)	6

Por tanto, la nanorred objeto de estudio se caracteriza por la presencia de cargas, generación y almacenamiento distribuidos, con sus correspondientes convertidores DC/DC y DC/AC, conectados siguiendo la misma configuración dentro de cada vivienda: un convertidor DC/DC elevador para el sistema fotovoltaico y un convertidor DC/DC bidireccional para el almacenamiento, ambos acoplados a un inversor monofásico que actúa como interfaz entre los recursos DC y las cargas y la red AC. Los prosumidores integrantes de la nanorred se conectan entre sí mediante una red de suministro residencial a través de su propio nudo o punto de conexión común (PCC, del inglés *Point of Common Coupling*), y se comunican con la red de distribución de baja tensión a través del punto de interconexión de la nanorred con la red principal (POI, del inglés *Point of Interconnection*).

La operación de una nanorred precisa de un sistema de gestión de energía (EMS, del inglés *Energy Management System*) y técnicas de control para el funcionamiento de los convertidores que la integran. Se han seleccionado las siguientes especificaciones de operación para la nanorred estudiada:

- La estrategia de gestión de energía diseñada debe tener la capacidad de aprovechar de forma eficiente todos los recursos energéticos disponibles en la comunidad de prosumidores, planificando una operación coordinada de los mismos y optimizando el funcionamiento del conjunto de la nanorred. Se busca el reparto de la energía puesta en juego en la nanorred entre los DERs que la integran, por lo que debe asegurarse asimismo que los intercambios de energía entre prosumidores se realicen de forma precisa.
- La nanorred opera normalmente conectada a la red de distribución, pero debe tener la capacidad de desconectarse de la misma y funcionar en modo isla. La transición a operación aislada puede ser involuntaria (a consecuencia de la indisponibilidad de suministro desde la red de distribución) o voluntaria (por diversos motivos, como funcionar con estándares de calidad diferentes a los regulados en la red de distribución, o limitar el intercambio de energía con la red principal y la consiguiente compra/venta de energía en periodos de tiempo no deseados, en los que, por ejemplo, la red de distribución se encuentre sobrecargada, o en respuesta a una petición procedente del operador de la red principal dentro de un programa de servicios complementarios). Esta capacidad de desconexión voluntaria otorga a la nanorred la característica de ser aislable.
- El sistema de control debe contar con un método de sincronización para la reconexión a red desde el modo aislado, que permita una adecuada transición entre ambos modos de operación.
- Los convertidores electrónicos se encargan de realizar el seguimiento de las consignas obtenidas por el EMS mediante estrategias de control que han de garantizar la calidad del suministro.

1.3 Objetivos

El objetivo global de la presente Tesis Doctoral consiste en el desarrollo de estrategias de gestión de energía para los DERs de la nanorred residencial aislable descrita en el apartado 1.2, así como el diseño de sistemas de control apropiados para sus convertidores electrónicos, de manera que permitan el correcto funcionamiento de la nanorred tanto en modo conectado a red como en modo aislado. Este objetivo global se desglosa en los objetivos específicos expuestos a continuación:

1. Investigar diferentes estrategias de gestión para el funcionamiento de DERs y control de microrredes o nanorredes propuestas en la literatura científico-técnica. (O1)
2. Diseñar una estrategia de gestión coordinada aplicable a los DERs de la nanorred objeto de estudio. (O2)
3. Estudiar topologías y métodos de control de convertidores para DERs. (O3)
4. Diseñar y validar una estrategia de control para la nanorred conectada a red. (O4)
5. Diseñar y validar una estrategia de control para la nanorred aislada y su sincronización para la posterior conexión a red. (O5)

1.4 Metodología

La metodología empleada para la realización de la Tesis Doctoral y la consecución de los objetivos específicos descritos en el apartado 1.3 se ha materializado en las siguientes actividades, enmarcadas dentro del subproyecto de investigación COMING-CSING y desarrolladas en paralelo a la elaboración de publicaciones científicas para la difusión de resultados:

1. Estudio del estado del arte referente a DERs, microrredes y nanorredes, topologías de convertidores, estrategias de gestión y control asociadas y técnicas de sincronización mediante búsqueda bibliográfica en revistas y libros científicos, e identificación de posibles carencias en la literatura. Esta actividad está destinada a la consecución de los objetivos O1 y O3.
2. Selección de la topología de convertidores y especificación de los componentes que constituyen la nanorred. Esta actividad está destinada a la consecución de los objetivos O2, O3, O4 y O5.
3. Formulación del problema de optimización de la gestión energética y definición del algoritmo a emplear para su resolución. Esta actividad está destinada a la consecución del objetivo O2.
4. Especificación y recogida de los datos necesarios para definir los diferentes escenarios sobre los que probar la estrategia de gestión desarrollada. Esta actividad está destinada a la consecución del objetivo O2.
5. Implementación de la estrategia de gestión energética en la herramienta de programación MATLAB[®] utilizando lenguaje de alto nivel. Esta actividad está destinada a la consecución del objetivo O2.

6. Validación y evaluación de resultados mediante la selección de indicadores adecuados y comparativa con otras estrategias de gestión. Esta actividad está destinada a la consecución del objetivo O2.
7. Diseño de una estrategia de control para los convertidores de la nanorred en operación conectada a red. Esta actividad está destinada a la consecución del objetivo O4.
8. Diseño de una estrategia de control para los convertidores de la nanorred en operación aislada. Esta actividad está destinada a la consecución del objetivo O5.
9. Implementación del modelo de la nanorred y de los controles desarrollados en el entorno de diseño basado en modelos Simulink[®] combinado con MATLAB[®], mediante diagramas de bloques basados en operaciones matemáticas para el control y modelos de componentes eléctricos y electrónicos extraídos de la librería SimPowerSystems[™] para la construcción del circuito eléctrico. Esta actividad está destinada a la consecución de los objetivos O4 y O5.
10. Diseño de los test de simulación y validación de las estrategias de control a través de la herramienta de simulación Simulink[®]. Esta actividad está destinada a la consecución de los objetivos O4 y O5.
11. Selección e integración de un método de sincronización para la reconexión a red de la nanorred desde modo isla, y validación mediante simulación en Simulink[®]. Esta actividad está destinada a la consecución del objetivo O5.
12. Investigación de otras topologías diferentes de convertidores y su posible aplicación a la nanorred estudiada mediante simulación con las herramientas de software Simulink[®] y PSCAD[™], así como a través de ensayos experimentales realizados con el material de laboratorio con que cuenta el grupo de investigación Sistemas Eléctricos y Electrónicos de Potencia (PE&ES) de la Universidad de Extremadura. Esta actividad está destinada a la consecución del objetivo O3.
13. Análisis y discusión de los resultados obtenidos. Esta actividad está destinada a la consecución de los objetivos O2, O3, O4 y O5.
14. Identificación de posibles mejoras y trabajos futuros. Esta actividad está destinada a la consecución de los objetivos O2, O3, O4 y O5.

1.5 Estructura de la Tesis

Esta Tesis Doctoral se presenta como compendio de las principales publicaciones que se han generado a raíz de los trabajos realizados durante su desarrollo. Dichas publicaciones corresponden a los artículos [J1], [J2], [J3], [J4] y [C1] referidos en el Anexo 1: Publicaciones presentadas como compendio. Los artículos seleccionados para formar parte del compendio han sido publicados en revistas con alto factor de impacto y en congresos internacionales de reconocido prestigio y con revisión por pares.

A continuación, se presentan temáticamente las publicaciones incluidas en el compendio y su vinculación con los objetivos descritos en el apartado 1.3:

- El artículo [J1] contiene el algoritmo de optimización diseñado para la nanorred conectada a la red de distribución, cuya solución es el despacho de energía planificado para las baterías del sistema para las siguientes 24 horas. Este algoritmo constituye el núcleo principal del EMS de la nanorred, que se encuadra dentro del control terciario de la misma. Además, se analizan distintas políticas energéticas puestas en marcha en países europeos para justificar la función objetivo propuesta en el problema de optimización, así como el conjunto de restricciones a adoptar para preservar la vida útil de las baterías. Se evalúan las mejoras que supone la estrategia desarrollada respecto a otras estrategias propuestas en la literatura realizando una comparativa de los resultados obtenidos mediante simulación, y se demuestran las ventajas que supone la operación conjunta como nanorred frente a la operación individual de cada prosumidor. Esta publicación está directamente relacionada con los objetivos O1 y O2.

Este artículo fue publicado en la revista *IEEE Transactions on Energy Conversion*, cuyo factor de impacto JCR en el año 2019 (fecha de publicación del artículo) fue 4.501, dentro de la *Special Section on Power Conversion & Control in Photovoltaic Power Plants*. Esta revista ocupó la posición 43/266 de la categoría *Engineering, Electrical & Electronic*, correspondiente a Q1, en ese mismo año.

- El artículo [J2] presenta la estrategia de control diseñada para los convertidores de la nanorred funcionando en modo conectado a red, a partir del seguimiento de las consignas obtenidas con el algoritmo de gestión desarrollado en [J1] mediante un control de corriente basado en controladores de tipo proporcional-resonante (PR). Además, explica cómo se ha modelado la nanorred en la herramienta de simulación para validar el correcto funcionamiento de los DERs, mostrando asimismo los resultados obtenidos. Esta publicación está directamente relacionada con los objetivos O3 y O4.

Este trabajo se realizó en colaboración con los demás grupos de investigación implicados en el proyecto COMING, que aportan su visión sobre el uso de la monitorización para hacer predicciones de energía y de calidad de potencia en nanorredes, así como un método para la gestión de la demanda.

Este artículo fue publicado en 2020 en la revista *Electronics*, cuyo factor de impacto JCR en el año 2019 (último año actualizado en JCR) fue 2.412, dentro del *Special Issue Energy Management Based on Internet of Things*. Esta revista ocupó la posición 125/266 de la categoría *Engineering, Electrical & Electronic*, correspondiente a Q2, en ese mismo año.

- El artículo [J3] presenta la estrategia de control diseñada para la nanorred en modo de operación aislado de red. Se propone un esquema de control jerárquico de tres etapas, que abarcan, desde el nivel más alto al más bajo, la gestión energética de la nanorred (basada en la estrategia desarrollada en [J1]), un flujo de potencias adaptado a nanorredes aisladas (propuesto como control secundario y principal novedad aportada), y el control de tensión y frecuencia mediante reglas *droop*, junto al control interno de los convertidores de la nanorred. Estos controles se implementan en la herramienta de simulación y se discuten los resultados obtenidos. Esta publicación está directamente relacionada con los objetivos O3 y O5.

Este artículo fue publicado en 2020 en la revista *Electronics*, cuyo factor de impacto JCR en el año 2019 (último año actualizado en JCR) fue 2.412, dentro del *Special Issue Smart Energy Storage Systems*. Esta revista ocupó la posición 125/266 de la

categoría *Engineering, Electrical & Electronic*, correspondiente a Q2, en ese mismo año.

- En el artículo [J4] se investiga una topología de inversor (T-type con red qZS) distinta a la empleada en las publicaciones [J2] y [J3], junto a una nueva técnica de modulación diseñada para dicha topología, que en este caso es trifásica y de tres niveles. Se realizan pruebas tanto en simulación como mediante ensayos experimentales. Esta publicación está directamente relacionada con el objetivo O3.

Este artículo fue publicado en la revista *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, cuyo factor de impacto JCR en el año 2018 (fecha de publicación del artículo) fue 7.503, dentro de la *Special Section on Z-Source Converters: Topologies, Modulation Techniques, and Applications - Part II*. Esta revista ocupó la posición 16/266 de la categoría *Engineering, Electrical & Electronic*, correspondiente a Q1, en ese mismo año.

- En el artículo [C1] se aplica la misma estrategia de control empleada para gobernar el funcionamiento de los inversores de la publicación [J2] al inversor de tres niveles y topología T-type de una vivienda, operando en modo conectado a red. Se trata de la topología investigada en [J4], también con red qZS, aunque en este caso es monofásica en lugar de trifásica, para adaptarla a las instalaciones prosumidoras de la nanored estudiada. La técnica de modulación utilizada se modifica para adecuarla a la nueva topología, siguiendo las pautas descritas en [J4]. Los métodos de control empleados se explican detalladamente, incluyendo la compensación de armónicos, no descrita en las publicaciones anteriores, y se discuten los resultados obtenidos mediante simulación. Esta publicación está directamente relacionada con el objetivo O3.

Este artículo fue publicado en las Actas de Congreso de la *45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2019)*, siendo aceptado tras una revisión por pares. Esta publicación se encuentra indexada en SJR (*Scimago Journal & Country Rank*), con un índice de impacto 0,322 en 2019, dentro de la categoría *Engineering, Electrical and Electronic Engineering*, en la que ocupa la posición 427/1410, correspondiente a Q2.

El documento de Tesis Doctoral se ha estructurado en tres capítulos, como se detalla a continuación:

- Este primer capítulo sirve como introducción para exponer el contexto en que se enmarca la Tesis Doctoral y explicar su motivación, así como para presentar el planteamiento general de la misma, los objetivos propuestos y la metodología empleada para la consecución de estos últimos. También se relacionan las publicaciones seleccionadas para formar el compendio de que consta la Tesis, indicando los objetivos que satisfacen.
- En el capítulo 2 se presenta un resumen global de las técnicas desarrolladas a lo largo de la Tesis y se discuten los principales resultados obtenidos.
- En el capítulo 3 se exponen las principales conclusiones y novedades aportadas con el trabajo realizado dentro de la Tesis Doctoral, y se identifican las ideas que se plantean como trabajos futuros.

- Seguidamente, se lista la bibliografía más relevante consultada para la elaboración de la Tesis Doctoral, ordenada según su aparición a lo largo de la presente memoria.
- En el Anexo 1: Publicaciones presentadas como compendio, se recogen las publicaciones generadas con la Tesis Doctoral que conforman el compendio que constituye el cuerpo principal de la Tesis ([J1], [J2], [J3], [J4] y [C1]). Se incluye un breve resumen y un enlace de acceso a la versión completa de las mismas, además de una copia completa de aquellas publicaciones libres de *copyright*. Asimismo, se describe cuál ha sido la contribución de la doctoranda a dichas publicaciones.
- En el Anexo 2: Otras publicaciones mencionadas en la Tesis, se recogen aquellas publicaciones generadas con la Tesis Doctoral a las que se hace referencia a lo largo de este documento pero que han sido excluidas del compendio ([P1], [J5], [C2], [C3], [C4] y [C5]), incluyendo un breve resumen y un enlace de acceso a la versión completa de dichas publicaciones.
- Por último, en el Anexo 3: Otras publicaciones generadas con la Tesis, se recoge un listado ordenado cronológicamente del resto de publicaciones relacionadas con el tema de la Tesis Doctoral en las que la doctoranda ha participado.

2

Resumen global y discusión de resultados

2.1 Control jerárquico de la nanorred

El funcionamiento de la nanorred estudiada se basa en un control jerárquico de estructura análoga al control jerárquico de redes eléctricas convencionales y similar al empleado en la literatura para microrredes, aunque integra algunas nuevas propuestas que lo diferencian de otros trabajos ya publicados.

El control jerárquico diseñado se organiza en tres etapas o niveles, ordenados según su velocidad de respuesta:

- **Control terciario:** es el lazo de control más externo y, por tanto, más lento, con una resolución temporal de ejecución de 1 hora. Constituye el EMS de la nanorred, cuyo objetivo es optimizar el uso de la energía dentro de la misma. A partir de predicciones de generación y demanda, planifica de forma centralizada las consignas horarias de potencia activa y reactiva para cada uno de los DERs de la nanorred y programa intercambios de potencia entre prosumidores para las siguientes 24 horas. La optimización del despacho de energía se realiza bajo el objetivo de maximizar los índices de autoconsumo (*self-consumption*, *SC*) y autosuficiencia (*self-sufficiency*, *SS*) de la nanorred cuando ésta opera en modo conectado a red o, lo que es lo mismo, minimizar la energía intercambiada entre la nanorred y la red de distribución, mientras que su propósito consiste en casar generación-demanda-almacenamiento dentro de la nanorred cuando esta funciona aislada.
- **Control secundario:** es el lazo de control intermedio, más rápido que el control terciario y con una resolución temporal de 1 minuto. Actúa de forma centralizada, traduciendo los valores de referencia generados para cada DER por el control terciario a consignas de tensión y potencia para los nudos de conexión o PCCs de cada instalación prosumidora de la nanorred, mediante un flujo de potencias en el que intervienen factores de reparto *droop* y que asegura la viabilidad técnica de la

solución proporcionada por el control terciario. Su función cobra especial relevancia en el modo de operación aislado, en el que su labor consiste en establecer valores apropiados de tensión para cada nudo de la nanorred y de frecuencia (común para todo el sistema) que garanticen el cumplimiento de los intercambios de energía programados por el control terciario, así como restaurar los valores de las magnitudes eléctricas tras su desviación de los valores de referencia como consecuencia de la actuación del control primario.

- **Control primario:** es el lazo de control más interno del control jerárquico y de mayor rapidez de respuesta, actuando automáticamente y en tiempo real de forma descentralizada en el inversor de cada instalación prosumidora de la nanorred. Tiene una doble función: adaptar las consignas de tensión proporcionadas por el control secundario para cada nudo de la nanorred a consignas de tensión a seguir por el inversor asociado a cada uno de dichos nudos, además de realizar los ajustes necesarios para corregir los desequilibrios instantáneos entre generación y consumo, estabilizando así los valores de tensión local y frecuencia en la nanorred. Para realizar esta corrección utiliza reglas de reparto *droop*, que originan una desviación de tensión y frecuencia respecto a sus valores de referencia.

Existe un último nivel de control, adicional a los pertenecientes al control jerárquico. Se trata de los lazos de control internos de tensión y corriente de los convertidores de potencia del sistema, que se encargan de gobernar la operación de dichos convertidores realizando el seguimiento de las consignas finales generadas tras todas las etapas del control jerárquico de una forma estable y precisa, regulando la tensión a la salida del convertidor en cuestión y la corriente que inyecta o extrae del sistema. En esta etapa se incluye también el control de la tensión del bus de continua de los inversores de la nanorred, cuya estabilidad es fundamental para garantizar una correcta operación.

En el modo de operación aislado de red, el control de la nanorred se lleva a cabo siguiendo cada una de las etapas del control jerárquico anteriormente descrito. Sin embargo, cuando la nanorred se encuentra conectada al sistema eléctrico, la frecuencia y la tensión en los nudos de la nanorred vienen impuestas por el mismo. En esta situación, los DERs no deberían tratar de regular la tensión en los nudos de la nanorred ni tampoco la frecuencia, ya que sus mecanismos de control podrían interferir con los empleados en el sistema eléctrico global, y pasan a tratarse como unidades *grid-feeding*. Por tanto, en el modo de operación conectado a red, el control se centra en los flujos de potencia activa y reactiva dentro de la nanorred y en su transmisión a la red de distribución. Esto significa que el control primario y el control de tensión interno de los inversores quedan desactivados, empleándose únicamente el control terciario para gestionar el reparto de potencias entre los DERs de la nanorred, el control secundario para adaptar el resultado del control terciario a consignas de potencia adecuadas en los nudos PCC de cada prosumidor, y el control interno de corriente de sus convertidores para realizar el seguimiento de las consignas generadas por el control secundario.

Además de los lazos de control expuestos hasta ahora, la nanorred debe incluir otro lazo de control más que permita realizar una transición suave entre los dos modos de operación. Este lazo de control se basa en la sincronización previa a la reconexión a la red de distribución para salir del modo aislado. La Figura 2.1 muestra un esquema con los distintos niveles de control ideados para la nanorred estudiada, la responsabilidad de cada uno y su resolución temporal.

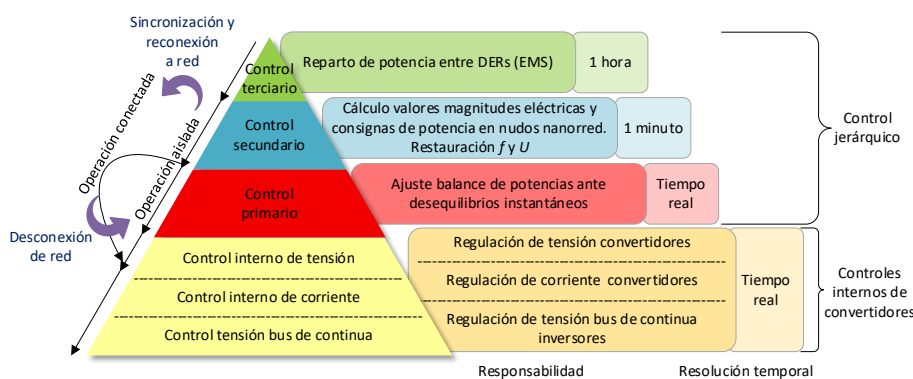


Figura 2.1 Control jerárquico propuesto para la nanorred residencial objeto de estudio

2.2 Estrategia de control en modo de operación conectado a red

2.2.1 Control terciario

El control terciario es el nivel más alto del control jerárquico y constituye el EMS de la nanorred. Su función es determinar las referencias de potencia activa y reactiva de cada uno de los DERs de la nanorred y, cuando la nanorred se encuentra operando conectada al sistema eléctrico principal, integra dentro de sus funciones la gestión de la potencia intercambiada entre la nanorred y la red de distribución, en ambos sentidos de flujo (importación y exportación) para satisfacer un determinado objetivo. Este objetivo puede ser de distinta naturaleza, cubriendo aspectos económicos, técnicos y/o medioambientales [43], como, por ejemplo, la consecución de un beneficio económico [44], [45], la suavización de picos de potencia en la potencia intercambiada con la red principal [46], [47], la mejora de ratios de autoconsumo y autosuficiencia dentro de la nanorred [48], el cumplimiento de intercambios de potencia previamente acordados con la red principal u otras nanorredes [49], o la satisfacción de cualquier requisito impuesto por el sistema eléctrico, ya sea por restricciones normativas o por la participación de la nanorred en servicios complementarios [50].

Según la estrategia desarrollada en la presente Tesis, el EMS de la nanorred conectada trabaja como un gestor central que funciona de acuerdo a un problema de optimización, cuyo objetivo en este caso es mejorar la explotación de recursos energéticos disponibles en la nanorred de forma coordinada, tratando de minimizar el desajuste global entre generación-demanda-almacenamiento que se produce dentro de la propia nanorred. En otras palabras, se busca minimizar los intercambios de energía entre la nanorred y la red de distribución aprovechando los recursos disponibles en la nanorred, a costa de incrementar la autonomía de la nanorred y el autoconsumo dentro de la misma, en línea con el concepto de comunidades de consumo energético casi nulo.

El problema de optimización planteado se resuelve tomando como datos de entrada perfiles horarios de generación y demanda de la nanorred obtenidos como predicciones para las siguientes 24 horas, a partir de los cuales un algoritmo decide cómo gestionar las cargas desplazables y planifica consignas horarias de operación para las baterías del sistema. Dentro de esta estrategia no se considera el recorte de la generación fotovoltaica, que funciona siguiendo su punto de máxima potencia (*Maximum Power Point Tracking*, MPPT) en todo momento, bajo el criterio de maximizar el aprovechamiento del recurso solar y asumiendo que no existe límite de inyección a red (*feed-in limit*). Se trata de una estrategia de gestión conjunta para todos los DERs, de manera que la capacidad de generación y almacenamiento de cada

prosumidor se pone a disposición del resto de prosumidores de la nanorred y se coordina el funcionamiento de todas las cargas desplazables del sistema, promoviendo el intercambio de energía entre prosumidores.

El EMS diseñado se divide en cuatro etapas: la gestión de la demanda, basada en el desplazamiento de las cargas controlables de la nanorred, la planificación de consignas de potencia para las baterías, el posterior reajuste de estas últimas de acuerdo a la actualización de las predicciones disponibles y, finalmente, la generación de consignas de potencia para los conjuntos generador-batería de la nanorred.

Etapas 1: Gestión de cargas desplazables

La gestión de la demanda es la primera etapa del EMS. Para su diseño, expuesto en la ponencia [P1], se ha tomado como referencia una de las estrategias DR relativas al desplazamiento de cargas descritas en [51]. Consiste en establecer con 24 horas de antelación los intervalos de tiempo en que funcionan las cargas controlables de la nanorred, que forman parte de los DERs del sistema. Dichas cargas se corresponden con los electrodomésticos inteligentes de los prosumidores, de entre los cuales se han considerado lavadora, secadora y lavavajillas para desarrollar el algoritmo de gestión.

En esta etapa de gestión, el EMS agrega los perfiles predichos de generación y demanda de los prosumidores de la nanorred, identificando los electrodomésticos programables cuyo uso está previsto según sus hábitos de consumo. Se considera que la operación de estas cargas es interrumpible, de manera que se divide su ciclo de operación en intervalos de 30 minutos de duración y, por tanto, su consumo queda asimismo dividido en paquetes de energía de 30 minutos. El EMS decide el momento de inicio óptimo de cada intervalo de funcionamiento, siguiendo el objetivo de concentrar todo lo posible la demanda desplazable en las horas de mayor generación agregada, para ajustar las curvas de generación y consumo de la mejor manera posible. Para conseguirlo, se ha recurrido a un algoritmo genético que encuentra los periodos de 30 minutos en los que hacer funcionar esos electrodomésticos, de forma similar a la propuesta de [21].

El planteamiento desarrollado para la gestión de las cargas controlables es el siguiente:

1. En base a los hábitos de consumo de cada prosumidor, se toma como dato de partida la predicción de demanda base o fija (obtenida con resolución de una hora), formada por cargas no desplazables, junto a información sobre los electrodomésticos desplazables (lavadora, secadora y lavavajillas) que está previsto usar al día siguiente. Dado que se ha decidido programar el funcionamiento de las cargas desplazables en intervalos de 30 minutos, la predicción de demanda base se adapta a una resolución de 30 minutos. Una vez hecho esto, se define la demanda de cada prosumidor i como la suma de su demanda base y su demanda desplazable en cada intervalo de tiempo $t=30$ minutos, según (2.1).

$$P_{D,i}(t) = P_{Dbase,i}(t) + P_{Ddespl,i}(t) = P_{Dbase,i}(t) + P_{Dlvd,i}(t) + P_{Dsec,i}(t) + P_{Dlvs,i}(t), \quad (2.1)$$

donde:

- $P_{D,i}$: demanda total del prosumidor i .
- $P_{Dbase,i}$: demanda base del prosumidor i .

- $P_{Ddespl,i}$: demanda desplazable del prosumidor i .
 - $P_{Dlvd,i}$: demanda correspondiente a la lavadora del prosumidor i .
 - $P_{Dsec,i}$: demanda correspondiente a la secadora del prosumidor i .
 - $P_{Dlvs,i}$: demanda correspondiente al lavavajillas del prosumidor i .
2. Se define el perfil de demanda de los electrodomésticos desplazables dividiendo su consumo en intervalos de 30 minutos, en los que la potencia demandada por los mismos se considera constante. Para la construcción del perfil de demanda de estos electrodomésticos se ha utilizado el modelo estocástico de demanda desarrollado por Richardson *et al.* [52], que supone un consumo constante para lavavajillas y secadora durante su ciclo de operación completo, pero no así para la lavadora, para la que diferencia varias etapas de funcionamiento (calentamiento de agua, lavado, centrifugado...) en las que el consumo eléctrico varía significativamente. Por este motivo, en el caso de la lavadora se ha considerado un valor de potencia consumida distinto para cada paquete de energía que conforma su perfil de demanda en el problema de optimización. La Tabla 2.1 muestra los datos empleados para generar el perfil de demanda, extraídos de un ejemplo de implementación del modelo de Richardson *et al.* disponible en [53], en el que se definen perfiles de demanda de diversas cargas domésticas con 1 minuto de resolución.
3. La gestión de cargas se realiza mediante un problema de optimización, resuelto mediante un algoritmo genético, cuya función objetivo es minimizar el desajuste entre generación y demanda agregadas para los N prosumidores de la nanored ($P_D(t)$ y $P_G(t)$, respectivamente) en cada periodo de tiempo t , según las ecuaciones (2.2) y (2.3).

$$P_D(t) = \sum_i^N P_{D,i}(t) \quad (2.2)$$

$$P_G(t) = \sum_i^N P_{G,i}(t) \quad (2.3)$$

Tabla 2.1 Datos de cargas desplazables considerados para la generación de perfiles de cargas

Parámetro	Lavadora	Secadora	Lavavajillas
Duración ciclo completo de operación (minutos)	138	60	60
Potencia consumida durante ciclo de funcionamiento (W)	406*	2500	1131
Potencia consumida en <i>standby</i> (W)	1	1	0
Nº de intervalos de funcionamiento de 30 minutos por ciclo de operación	5	2	2
Potencia consumida en cada intervalo de funcionamiento de 30 minutos (W)	Periodo 1: 1461** Periodo 2: 73** Periodo 3: 73** Periodo 4: 108** Periodo 5: 139**	2500	1131

*Consumo medio durante ciclo de operación completo.

**Potencia en cada periodo calculada como la media de la potencia consumida en cada minuto de ese periodo.

De este modo, la función objetivo queda definida según la expresión (2.4).

$$\text{minimizar } f_{obj} = [P_D(t) - P_G(t)]^2 \quad (2.4)$$

El problema de optimización planteado contiene un total de 18 variables (9 intervalos de funcionamiento a programar en cada vivienda). Como restricción, se ha considerado que el funcionamiento de la secadora debe ser posterior al de la lavadora, por lo que el inicio de cada ciclo de trabajo de la secadora debe ser posterior al final de un ciclo de la lavadora.

El resultado es el programa diario de funcionamiento de los electrodomésticos desplazables presentes en la nanorred. Se asume que los usuarios están de acuerdo con la solución planificada; en caso contrario, aquel usuario que no aceptara la programación propuesta debería notificarlo y se declararían las cargas correspondientes como no gestionables, pasando a formar parte de la demanda base, para a continuación buscar un nuevo programa de cargas óptimo bajo las nuevas condiciones.

La Figura 2.2 muestra los resultados obtenidos mediante simulación para un día con la previsión de utilización de cargas gestionables recogida en la Tabla 2.2. Como se puede observar, el algoritmo de gestión de la demanda consigue concentrar el consumo de las cargas desplazables en horas en las que la nanorred está generando electricidad, coordinando su funcionamiento para maximizar la casación generación-demanda de la nanorred.

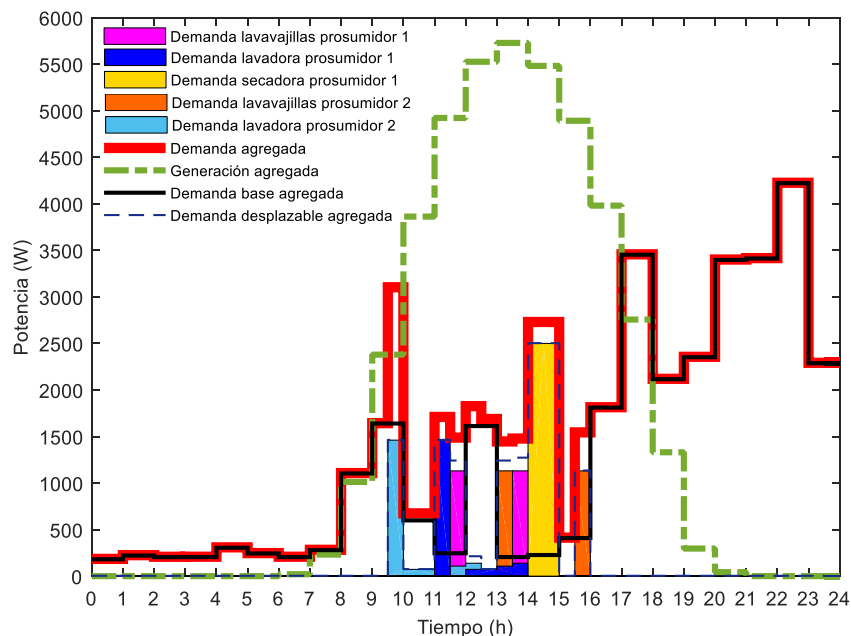


Figura 2.2 Resultados de la gestión de cargas: programación de cargas desplazables y perfil de demanda agregada con la previsión de uso de la Tabla 2.2

Tabla 2.2 Utilización de cargas desplazables prevista para cada prosumidor de la nanorred en el ejemplo de la Figura 2.2

Nº de usos previstos	Lavadora	Secadora	Lavavajillas
Prosumidor 1	1	1	1
Prosumidor 2	1	0	1

Etapa 2: Planificación de baterías

La segunda etapa del EMS está dedicada a la planificación de las baterías de la nanored, que se encuentra explicada de forma detallada en la publicación [J1].

La operación de las baterías se planifica con 24 horas de antelación en base a los perfiles predichos de generación agregada y de demanda agregada una vez modificada por la gestión de cargas programables. Las consignas de carga/descarga de las baterías se programan mediante un algoritmo genético que resuelve un problema de optimización cuyo objetivo es maximizar el aprovechamiento de la generación propia y los sistemas de almacenamiento para abastecer la demanda dentro de la nanored y así reducir los intercambios de energía entre la nanored y la red principal, minimizando el desajuste entre generación-demanda-almacenamiento global en la nanored, siguiendo (2.5) y (2.6). El despacho de energía obtenido para las baterías de la nanored como solución del algoritmo tiene resolución horaria y un horizonte temporal de 24 horas ($t \in [1, 24]$ horas). La optimización da como resultado el reparto de potencia (*power sharing*) entre baterías cuando operan conjuntamente como nanored, de modo que cada prosumidor pone a disposición de toda la nanored su capacidad de almacenamiento/energía almacenada. De esta forma, se programan intercambios de potencia entre prosumidores, que comparten sus DERs con otros prosumidores antes de recurrir a la red de distribución para verter su excedente de energía o para suplir su demanda.

$$\text{minimizar } f_{\text{mismatch}} = [P_{D,\text{mod}}(t) - P_G(t)]^2 \quad (2.5)$$

$$P_{D,\text{mod}}(t) = P_D(t) + \sum_{i=1}^N P_{B,i}(t), \quad (2.6)$$

donde:

- $P_{D,\text{mod}}$: demanda agregada modificada por la carga/descarga de baterías.
- $P_{B,i}$: consigna de potencia de carga/descarga para la batería del prosumidor i . Se considera el criterio de signos $P_{B,i} > 0$ carga y $P_{B,i} < 0$ descarga.

Dado el elevado coste de inversión que supone dotar a las instalaciones de almacenamiento en baterías, el algoritmo de optimización incluye una serie de restricciones a las que está sujeta la función objetivo, orientadas al cuidado de la batería y la preservación de su vida útil:

- El SoC de las baterías debe mantenerse dentro de un rango $[SoC_{\text{min}}, SoC_{\text{max}}]$ recomendado por los fabricantes de baterías. En este caso, se ha considerado $[20\%, 100\%]$ como rango de funcionamiento para las baterías, con el fin de evitar descargas profundas por debajo de un 20% de SoC.
- La consigna de potencia de carga/descarga de las baterías está limitada por las especificaciones de la batería y por la capacidad del convertidor de potencia asociado a ellas. En este caso, se ha considerado que el rango de potencia permitido para las baterías es de $[-2, 2]$ kW.
- Para asegurar una variación de SoC suave a lo largo del día y evitar cambios bruscos en la consigna de potencia de las baterías, se ha impuesto como restricción que el gradiente de potencia planificada para las baterías entre horas consecutivas no debe superar los 300 W.

Tabla 2.3 Situaciones producidas en las instalaciones prosumidoras en cada escenario simulado en [J1]

Escenario	Prosumidor 1	Prosumidor 2
1	Exceso de demanda	Exceso de generación
2	Exceso de demanda	Exceso de demanda
3	Exceso de generación	Exceso de generación
4	Exceso de demanda	Equilibrio entre generación-demanda
5	Exceso de generación	Equilibrio entre generación-demanda

Esta estrategia de planificación de baterías ha sido aplicada en [J1] a la nanorred estudiada, comparando la operación individual de prosumidores con su gestión coordinada, para evaluar si la agregación de prosumidores supone una ventaja respecto a su gestión individual. Las pruebas de validación se han realizado bajo cinco escenarios diferentes, en los que se ha considerado el mismo perfil de generación fotovoltaica para ambos prosumidores en todos los escenarios y distintos patrones de demanda en cada caso. La Tabla 2.3 recopila las situaciones que se producen en las instalaciones prosumidoras en cada uno de los escenarios simulados en [J1].

La Figura 2.3 muestra los perfiles de generación, demanda y demanda modificada por la planificación de baterías en el escenario 1 de dicho artículo, en el que el prosumidor 1 es energéticamente deficitario y el prosumidor 2 es excedentario, tanto para el funcionamiento individual de cada prosumidor como para la gestión coordinada como nanorred. En la Figura 2.3(c) se comparan los perfiles de demanda modificada globales para ambos prosumidores cuando sus DERs se gestionan de forma individual y coordinada. Como se puede observar en dicha figura, la casación entre demanda modificada y generación mejora con la gestión coordinada de prosumidores agrupados como nanorred, ya que la demanda modificada presenta escalones de potencia superiores en las horas centrales del día e inferiores durante las últimas horas respecto al perfil global de demanda modificada resultante de la operación individual de prosumidores, lo que significa que la operación coordinada permite una mayor explotación de los DERs de los prosumidores. Por otra parte, cabe destacar que la demanda modificada presenta valores negativos en algunas horas de la madrugada, como consecuencia de la decisión tomada por el algoritmo de optimización de descargar ligeramente las baterías en esas horas, vertiendo energía a la red de distribución, para incrementar el aprovechamiento de la generación fotovoltaica durante el resto del día.

La Figura 2.4 muestra la evolución del SoC y las corrientes de carga/descarga de las baterías de la nanorred a lo largo del día planificado en cada modo de operación, de nuevo bajo las condiciones del escenario 1 de [J1]. La planificación obtenida proporciona un perfil

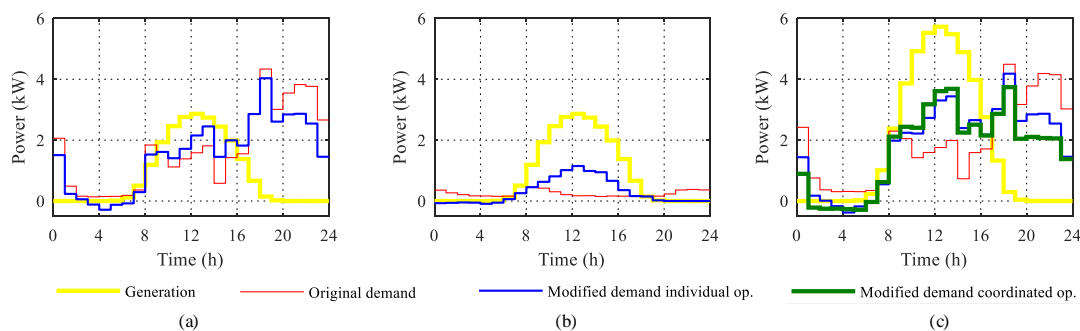


Figura 2.3 Perfiles de generación, demanda y demanda modificada por baterías en escenario 1 para (a) prosumidor 1 en operación individual, (b) prosumidor 2 en operación individual, y (c) nanorred completa en operación individual y coordinada. Extraída de [J1]

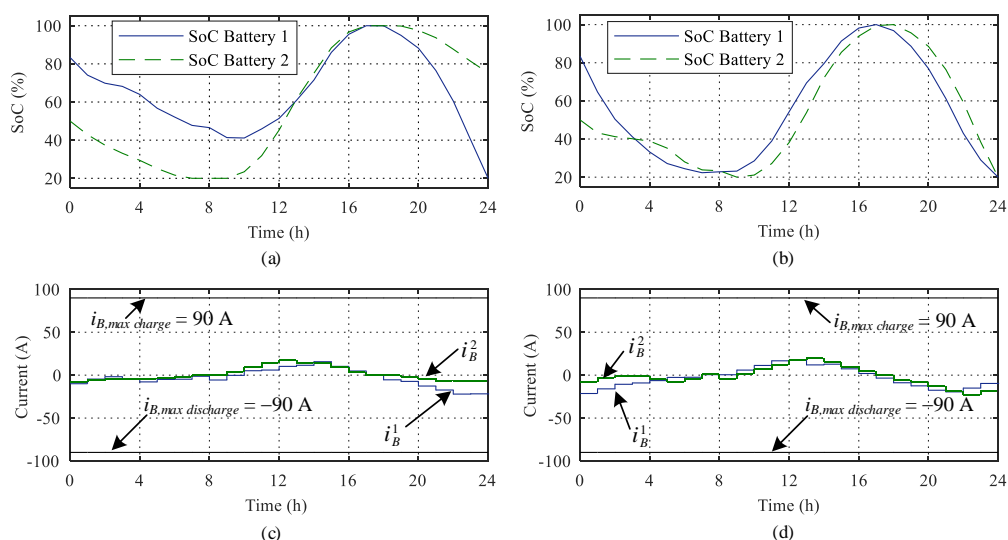


Figura 2.4 Evolución diaria planificada del SoC de las baterías en (a) operación individual y (b) operación coordinada, y de sus corrientes de carga/descarga en (c) operación individual y (d) operación coordinada. Extraída de [J1]

de operación suave para las baterías en ambos modos de gestión, evitando un funcionamiento fluctuante entre carga/descarga y grandes variaciones en la consigna de potencia, así como descargas profundas, todo ello causa del deterioro acelerado de baterías. Se observa que en la operación coordinada se producen mayores variaciones de SoC en algunos periodos, debido a la mayor utilización de las baterías. Sin embargo, las consignas de potencia y sus variaciones entre horas consecutivas están limitadas por las restricciones del problema, que se traducen en una corriente máxima admisible de carga/descarga de 19,5 A y un gradiente de corriente máximo entre horas consecutivas de 5,4 A, valores muy alejados de los perfiles de corriente de carga/descarga obtenidos de la optimización (Figura 2.4 (c) y (d)). Asimismo, la tasa de carga/descarga (*C-rating*) de las baterías, especialmente preocupante en el caso de la carga, está limitada a 0,33C, cuando los fabricantes de baterías suelen restringir la tasa de carga a 3C y la de descarga a 8-15C.

Comparando ambos modos de operación, se observa que en operación individual la batería del prosumidor 1 no llega a descargarse completamente (dentro de los límites de SoC establecidos), a pesar de ser energéticamente deficitario, mientras que la operación coordinada consigue un mejor aprovechamiento de la capacidad de las baterías de los dos prosumidores. Además, el reparto de energía entre baterías obtenido para la operación coordinada logra que las baterías funcionen de forma más equilibrada: al principio de la simulación, la batería del prosumidor 1, que tiene un SoC mayor que la del prosumidor 2, proporciona más energía hasta que ambas baterías alcanzan un valor de SoC cercano; a partir de entonces, ambas baterías funcionan almacenando/suministrando cantidades similares de energía, como se puede deducir de la pendiente paralela de las curvas de SoC, teniendo en cuenta que ambas baterías tienen las mismas características técnicas. Este comportamiento es beneficioso para evitar la sobreutilización de una batería respecto a la otra, y también para evitar que existan corrientes circulantes en el sistema, ya que se favorece que las baterías estén ambas bien cargando o bien descargando al mismo tiempo.

Los resultados anteriores permiten concluir que la gestión coordinada de prosumidores es más eficiente que la individual, materializándose en una mejora simultánea de los índices de autoconsumo, *SC*, (porcentaje de generación local consumida instantáneamente por el prosumidor o la nanored, según se considere) y de autosuficiencia, *SS*, (porcentaje de

Tabla 2.4 Índices SC y SS para los diferentes escenarios y modos de operación de [J1]

Escenario		Operación individual			Operación coordinada
		Prosumidor 1	Prosumidor 2	Global	
1	SC	0,7478	0,3437	0,5458	0,5968
	SS	0,3908	1,262	0,4993	0,5460
2	SC	0,7478	0,7156	0,7317	0,7696
	SS	0,3908	0,4281	0,4082	0,4293
3	SC	0,2678	0,3437	0,3058	0,3116
	SS	0,5641	1,2620	0,8185	0,8342
4	SC	0,7478	0,6778	0,7128	0,7802
	SS	0,3908	0,6778	0,4893	0,5356
5	SC	0,2678	0,6778	0,4728	0,5145
	SS	0,5641	0,6678	0,6412	0,6977

SS>1 significa que el prosumidor tiene capacidad para satisfacer una demanda superior a la que consumen sus cargas.

demanda instantáneamente satisfecha por la generación local en la instalación prosumidora o en la nanored, según se considere), como muestra la Tabla 2.4. En el escenario 1, el índice SC global para toda la nanored en operación coordinada es igual al 59,68%, frente al 54,58% obtenido para la nanored cuando sus prosumidores operan individualmente; también se incrementa el índice SS global bajo un funcionamiento coordinado, alcanzando un 54,60%, en comparación con el 49,93% obtenido para la operación individual. Los resultados proporcionados por el algoritmo para los otros cuatro escenarios confirman las ventajas ofrecidas por la gestión coordinada de las baterías de la nanored.

La potencia intercambiada entre la nanored y la red de distribución, P_{grid} , en cada intervalo de tiempo t , cuyo valor absoluto trata de minimizarse mediante la función objetivo, representa el balance neto de potencia de la nanored, es decir, la diferencia entre la generación y la demanda modificada por las baterías en toda la nanored para cada t planificado, de forma que si $P_{grid}(t) < 0$, la nanored importa energía de red, y si $P_{grid}(t) > 0$, exporta energía a la red. La Figura 2.5 compara el perfil de P_{grid} obtenido para el escenario 1 tanto en operación individual como coordinada, así como en la situación en que la nanored no dispusiera de almacenamiento (situación denominada “original”). Como consecuencia de la mejora de los índices SC y SS, la operación coordinada consigue una reducción de la importación y la exportación de energía y, por tanto, una menor cantidad de energía intercambiada con la red principal, lo que implica menores pérdidas de distribución. Tanto la operación individual como la coordinada logran aplanar el perfil de P_{grid} en comparación con la situación sin baterías, realizando *peak shaving* a lo largo de todas las horas del día. Sin embargo, la operación coordinada se muestra como la estrategia más efectiva, ya que consigue menores valores de potencia en la mayoría de las horas, alcanzando una reducción máxima en el perfil de P_{grid} del 51%.

La Figura 2.6 muestra una comparativa de la importación (E_{imp}), exportación (E_{exp}), balance neto (E_{net}) e intercambio total en valor absoluto (E_{int}) de energía en cada escenario analizado en [J1] y ambos modos de operación. En ella, los porcentajes representan los ahorros conseguidos en E_{imp} y E_{int} globales con la gestión coordinada respecto a la individual en cada escenario. A pesar de las diferencias entre cada escenario, en todos ellos se cumple que la operación coordinada consigue ahorros en cuanto a energía importada y energía intercambiada respecto a la operación individual. El caso más notable es el del escenario 1, en el que la energía total intercambiada se reduce un 12,63%, mientras que la importación es un 20,60% menor. La exportación también se reduce, aunque en menor medida, ya que el balance neto de

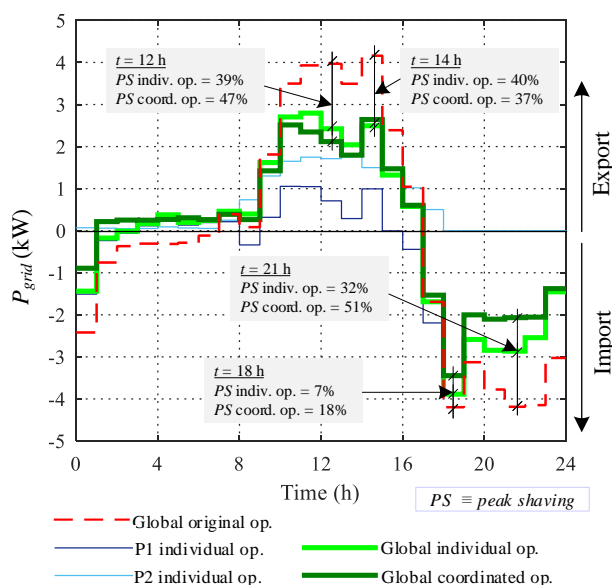


Figura 2.5 Perfiles de P_{grid} en el escenario 1 bajo operación individual y coordinada. Extraída de [J1]

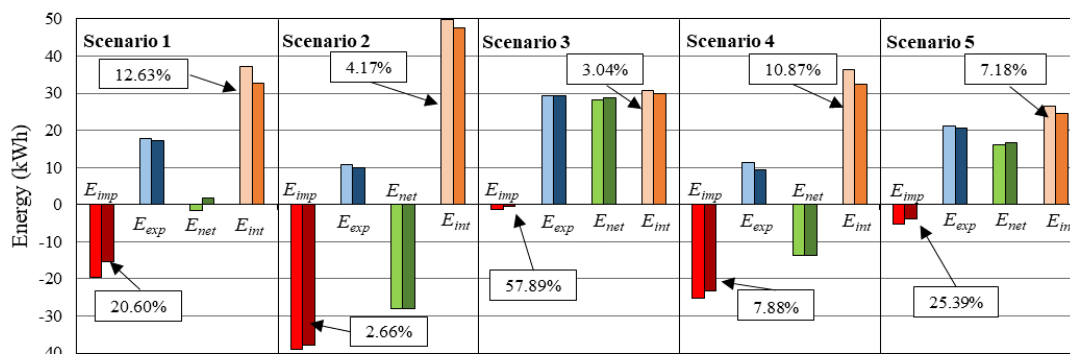


Figura 2.6 Valores de E_{imp} , E_{exp} , E_{net} y E_{int} obtenidos para la nanorred en los escenarios de [J1] bajo operación individual (color claro) y coordinada (color oscuro). Extraída de [J1]

energía diario es negativo para ambos prosumidores en operación individual, y pasa a ser positivo con operación coordinada.

La Tabla 2.5 compara los índices de evaluación obtenidos para la estrategia de optimización propuesta y una estrategia de tipo *peak shaving* que se ha aplicado a la nanorred de prosumidores, considerando que los prosumidores operan de forma individual bajo las condiciones del escenario 1. La estrategia de *peak shaving* aplicada trata de limitar P_{grid} a ± 3 kW como máximo (tanto para exportación como importación) en cada vivienda, usando la batería únicamente para entregar/almacenar la diferencia entre la restricción de *peak shaving* ($P_{grid} = \pm 3$ kW) y el desajuste generación-demanda en cada vivienda. En las condiciones del escenario 1, solo es necesario limitar la potencia importada para el prosumidor 1 al final del día para cumplir con dicha restricción. Entonces, su batería se descarga en esas horas, mientras que la batería del prosumidor 2 permanece inactiva durante todo el día. En esta situación, la operación de la batería del prosumidor 1 se vuelve menos suave que con la estrategia de optimización propuesta. Por su parte, el hecho de que la batería del prosumidor 2 se encuentre inactiva implica que no se está aprovechando su capacidad de almacenamiento y, aunque no se degrada por ciclado, sí que lo hace por efecto del envejecimiento de calendario. Además,

Tabla 2.5 Comparativa de índices de evaluación para las estrategias de *peak shaving* y de optimización aplicadas en operación individual para el escenario 1 de [J1]

Índice de evaluación	Estrategia <i>peak shaving</i>	Estrategia optimización
SC	0,3856	0,5458
SS	0,3528	0,4993
E_{imp} (kWh)	52,32	19,49
E_{exp} (kWh)	26,10	17,83
E_{net} (kWh)	-26,22	-1,67
E_{ini} (kWh)	39,83	37,32

los índices obtenidos son peores para la estrategia de *peak shaving* que para la estrategia de optimización propuesta. Si la estrategia de *peak shaving* se planteara de forma coordinada, la potencia intercambiada con la red conjuntamente por ambos prosumidores tendría que limitarse a 6 kW (en valor absoluto), valor que P_{grid} no llega a alcanzar en este escenario. Por lo tanto, las baterías no trabajarían en ese caso y la capacidad de almacenamiento instalada estaría siendo desaprovechada.

En la publicación [J5] se estudian las ventajas de la función objetivo (2.5) propuesta en [J1] respecto a una nueva función objetivo basada esta vez en una optimización económica, expresada mediante (2.7):

$$\text{minimizar } f_{cost}(t) = P_r(t) \cdot [P_{D,mod}(t) - P_G(t)] \quad (2.7)$$

Esta nueva función objetivo busca minimizar el coste de la energía utilizada en la nanored, siendo $f_{cost}(t)$ la cantidad de dinero a pagar por la compra de energía menos la retribución recibida por la energía vendida, en cada hora $t = 1, 2, \dots, 24$, y $P_r(t)$ el vector de precios horarios para las próximas 24 horas, establecido por el mercado eléctrico. La contribución de las baterías está incluida dentro del vector $P_{D,mod}(t)$, previamente definido en la ecuación (2.6). Se han considerado las mismas restricciones al problema de optimización económica que se aplicaron a la función objetivo $f_{mismatch}$.

La Figura 2.7 muestra los resultados obtenidos para la nueva función objetivo f_{cost} en contraposición con los resultados obtenidos para $f_{mismatch}$ en cuanto al perfil de $P_{D,mod}(t)$. Como se puede observar, f_{cost} lleva a los prosumidores de la nanored a comprar energía durante la madrugada, cuando el precio de la energía es más bajo, y a vender, o por lo menos evitar

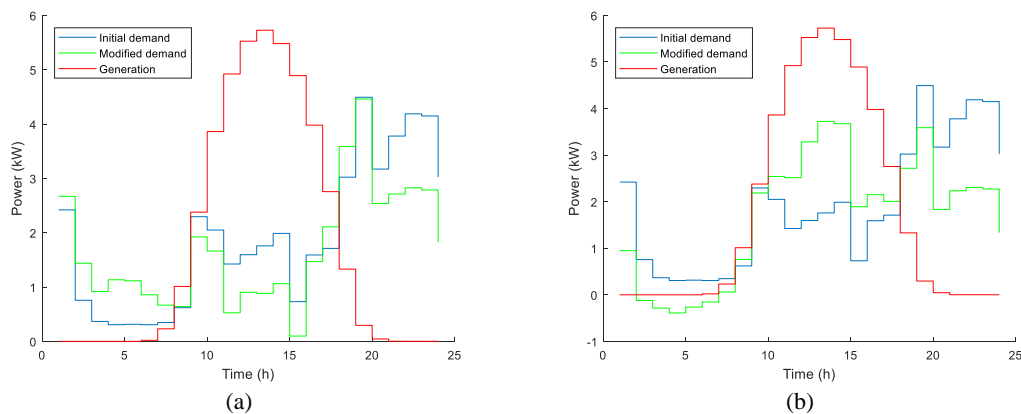


Figura 2.7 Perfiles de generación, demanda y demanda modificada planificadas en gestión coordinada para la nanored empleando (a) f_{cost} y (b) $f_{mismatch}$. Extraída de [J5]

Tabla 2.6 Índices SC y SS para la nanorred sin baterías y con gestión coordinada mediante f_{cost} y $f_{mismatch}$ en las situaciones analizadas en [J5]

Índice de evaluación	Gestión sin baterías	Gestión coordinada f_{cost}	Gestión coordinada $f_{mismatch}$
SC	0,4168	0,3112	0,5950
SS	0,3814	0,2847	0,5444

comprar en las horas de la noche en las que se alcanzan los precios más elevados. Este comportamiento tiene ventajas económicas en términos de coste de energía, pero penaliza los índices SC y SS , que son peores incluso que en un escenario sin almacenamiento en las viviendas, mientras que $f_{mismatch}$ mejora significativamente tanto SC como SS , como se expone en la Tabla 2.6. Estos resultados están directamente relacionados con la dependencia de la nanorred de la red principal, que se incrementa con la actuación de f_{cost} tanto en términos de potencia (Figura 2.8) como de energía (Tabla 2.7), ya no sólo respecto a $f_{mismatch}$, sino también sobre la situación sin baterías en la nanorred. Esto se produce como consecuencia de considerar el precio de la energía como la única variable a tener en cuenta en la optimización, y genera inconvenientes como la necesidad de disponer de una mayor capacidad en la red de distribución y el aumento de las pérdidas por transmisión. Sin embargo, $f_{mismatch}$ consigue reducir la dependencia de la red principal, tanto en términos de potencia como de energía, proporcionando las consiguientes ventajas para la red de distribución. Estas conclusiones son aplicables tanto para la gestión individual como coordinada de prosumidores.

La Tabla 2.8 presenta los indicadores económicos obtenidos para f_{cost} , $f_{mismatch}$ y la situación sin baterías. Como se puede observar, el coste de la energía ($Cost_{bnt}$) es menor cuando se aplica f_{cost} , pero el aumento de los intercambios de energía con la red que esta estrategia conlleva incrementa los costes relacionados con las tarifas de acceso a red tanto en importación como en exportación. En el caso de $f_{mismatch}$, la potencia contratada (CP) se reduce tanto para la exportación como para la importación de energía, disminuyendo considerablemente los costes asociados a tarifas de acceso a red hasta mejorar el coste final de la factura eléctrica ($Cost_{ant}$) conseguido con f_{cost} . El mejor resultado en cuanto al coste global de la factura eléctrica se alcanza aplicando $f_{mismatch}$ a la nanorred de prosumidores gestionados de manera conjunta;

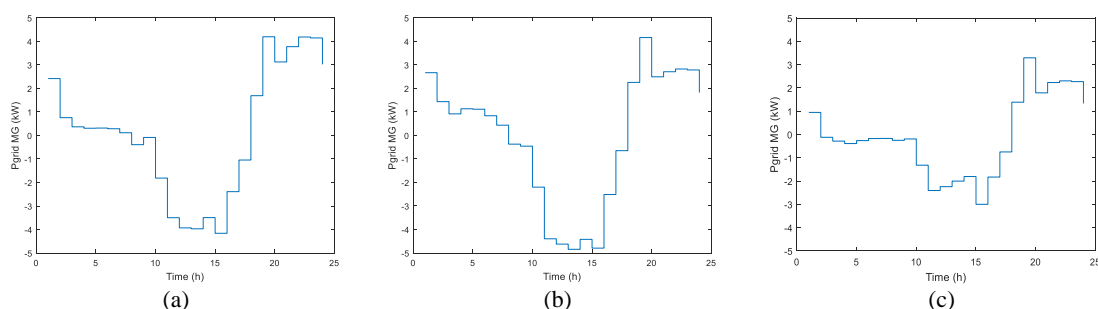


Figura 2.8 Perfil de P_{grid} planificada en gestión coordinada (a) sin baterías, (b) mediante f_{cost} y (c) mediante $f_{mismatch}$. Extraída de [J5]

Tabla 2.7 Energía global importada y exportada en la nanorred con gestión individual y coordinada mediante f_{cost} y $f_{mismatch}$ y sin baterías, en escenario analizado en [J5]

Indicador	Gestión individual			Gestión coordinada		
	Sin baterías	Planificación f_{cost}	Planificación $f_{mismatch}$	Sin baterías	Planificación f_{cost}	Planificación $f_{mismatch}$
$ E_{imp} $ (kWh)	30,047	31,408	20,509	28,720	27,606	15,553
$ E_{exp} $ (kWh)	26,098	33,059	18,845	24,771	29,257	17,204

Tabla 2.8 Indicadores económicos para la nanorred sin baterías y bajo gestión individual y coordinada con $f_{mismatch}$ y f_{cost} en el escenario analizado en [J5]

Tipo de planificación	Indicador	Sin baterías	f_{cost}	$f_{mismatch}$
Coordinada (nanorred completa)	CP_{MG} (kW)	4,2	4,8	3,3
	$Cost_{bnt}$ (€/day)	0,2680	-0,1604	-0,0756
	$Cost_{ant}$ (€/day)	1,9826	1,5700	0,9617
Individual (suma de ambos prosumidores)	CP_1/CP_2 (kW)	4,2/2,7	4,4/2,6	3,9/2,1
	$Cost_{bnt}$ (€/day)	0,2681	-0,1568	0,1475
	$Cost_{ant}$ (€/day)	2,3231	1,9721	1,6852

el reparto del ahorro global conseguido deberá realizarse siguiendo un procedimiento de asignación justo para los prosumidores de la nanorred en función de sus correspondientes balances energéticos.

En cuanto a la evolución planificada del SoC de las baterías, la Figura 2.9 muestra cómo la aplicación de f_{cost} incrementa la oscilación entre modo de carga/descarga respecto al uso de $f_{mismatch}$, lo que contribuye a acelerar el envejecimiento de las baterías. Por tanto, $f_{mismatch}$ se postula como la función objetivo más beneficiosa para conservar en buen estado las baterías.

Las conclusiones extraídas hasta ahora se confirman en un nuevo escenario, considerando para ambos prosumidores una demanda igual a la demanda media anual medida en una vivienda real. La Tabla 2.9 demuestra que $f_{mismatch}$ mejora significativamente todos los

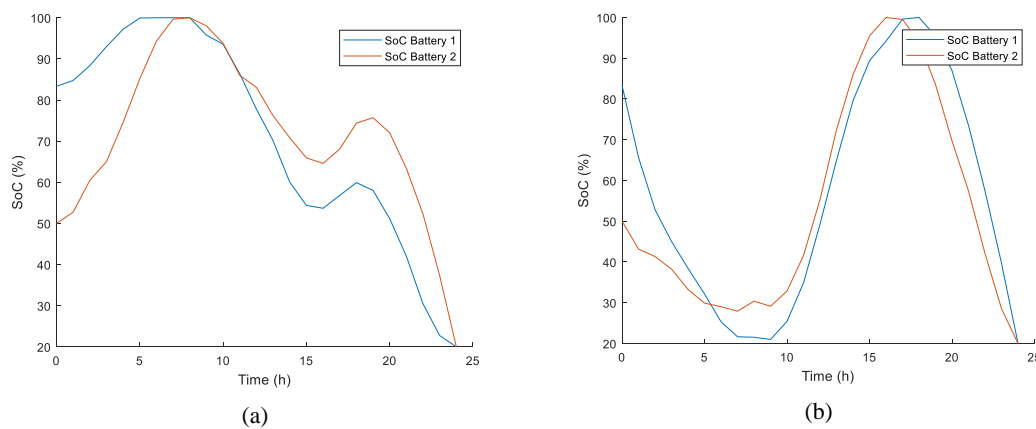


Figura 2.9 Evolución del SoC de las baterías planificado mediante (a) f_{cost} y (b) $f_{mismatch}$ con gestión coordinada. Extraída de [J5]

Tabla 2.9 Indicadores obtenidos para la nanorred mediante gestión coordinada con $f_{mismatch}$ y f_{cost} , en escenario de demanda promedio anual analizado en [J5]

Indicadores	Sin baterías	f_{cost}	$f_{mismatch}$
SC	0,4783	0,4456	0,7004
SS	0,4555	0,4244	0,6671
$ E_{imp} $ (kWh)	24,285	20,071	9,248
$ E_{exp} $ (kWh)	22,161	23,547	12,724
CP (kW)	3,6	4,2	1,9
$Cost_{bnt}$ (€/día)	0,1059	-0,3326	-0,2308
$Cost_{ant}$ (€/día)	1,5614	1,0006	0,3807

indicadores considerados respecto a f_{cost} : incrementa SC y SS , reduce la energía intercambiada con la red principal, así como el valor mínimo de CP requerido, y además disminuye el coste de la factura eléctrica. Por todo ello, se elige $f_{mismatch}$ como la función objetivo idónea para gestionar de forma coordinada los DERs de los prosumidores de la nanored estudiada en la Tesis Doctoral.

Etapa 3: Reajuste de baterías con predicciones actualizadas

En la tercera etapa del EMS se implementa un método para mitigar el efecto de los errores de predicción sobre la planificación de carga/descarga de baterías, basado en una reprogramación horaria a partir de nuevas predicciones.

El resultado de la planificación realizada hasta ahora es sensible a los errores de predicción, especialmente en las horas finales del día, en las que la incertidumbre de las predicciones aumenta, y podría ocurrir que el programa planificado para las baterías no fuera válido bajo las condiciones reales. Por este motivo, se ha incluido en el EMS una tercera etapa basada en una estrategia de horizonte deslizante (*rolling horizon*), en la que el algoritmo de planificación se actualiza cada hora con nuevos datos de predicción, que tienen menor probabilidad de error, y se recalculan las consignas de potencia para adaptarse a los nuevos datos. El algoritmo de reajuste no establece el programa diario definitivo, sino una preconfiguración que proporciona la consigna para la hora inmediatamente posterior a la ejecución del algoritmo. De esta forma, el procedimiento de reajuste puede corregir el programa de operación en los posteriores periodos de ejecución en caso de ser necesario, manteniendo siempre una ventana de programación de 24 horas que permite considerar las condiciones pronosticadas más allá del horizonte de programación inicial. Por otro lado, con la aplicación de esta metodología se reduce la probabilidad de discrepancias entre los datos reales y los predichos usados para calcular las consignas definitivas, ya que los valores predichos corresponden al primer intervalo de los perfiles de predicción, en los que la incertidumbre es menor. El reajuste de la planificación se realiza únicamente sobre el programa de operación de las baterías, sin modificar el programa de gestión de la demanda, que queda fijado para todo el día una vez que se ha ejecutado la etapa 1 del EMS.

El artículo [C2] presenta esta tercera etapa del EMS y compara el método de replanificación propuesto con el caso en que sólo se programan las baterías una vez al día (algoritmo de planificación sin reajuste) y con el caso ideal en que las predicciones estuvieran libres de errores y, por tanto, aportase la auténtica solución de carga/descarga óptima. El horizonte temporal sobre el que se ha aplicado la simulación abarca cuatro días ($t \in [1, 96]$ h) con diferentes patrones diarios, según se muestra en la Figura 2.10, para un único prosumidor. En dicha figura, los perfiles de generación y demanda estimados en el caso de la planificación de baterías realizada una sola vez al día se muestran en rojo, mientras que los perfiles estimados en el caso del procedimiento de reajuste propuesto se muestran en verde. Para reproducir las predicciones afectadas por la incertidumbre, se han multiplicado los perfiles reales de generación y demanda utilizados para hallar la solución “ideal” (en azul) 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 del siguiente modo: 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 crece a medida que el horizonte considerado es mayor.

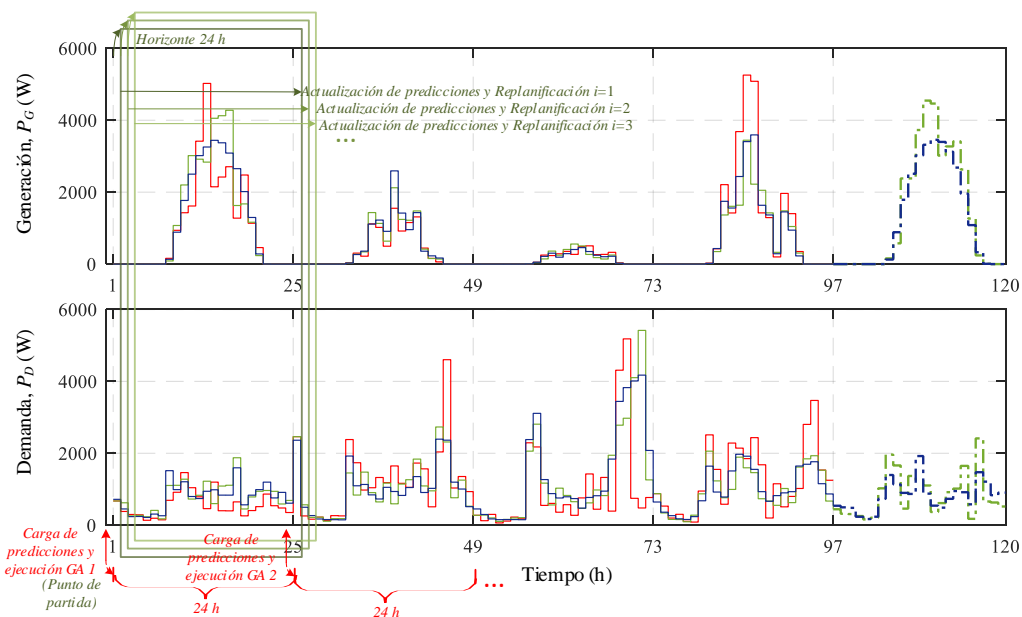


Figura 2.10 Perfiles de generación (arriba) y demanda (abajo) empleados para la simulación de [C2]: datos reales (azul), predicciones no actualizadas (rojo) y predicciones actualizadas (verde)

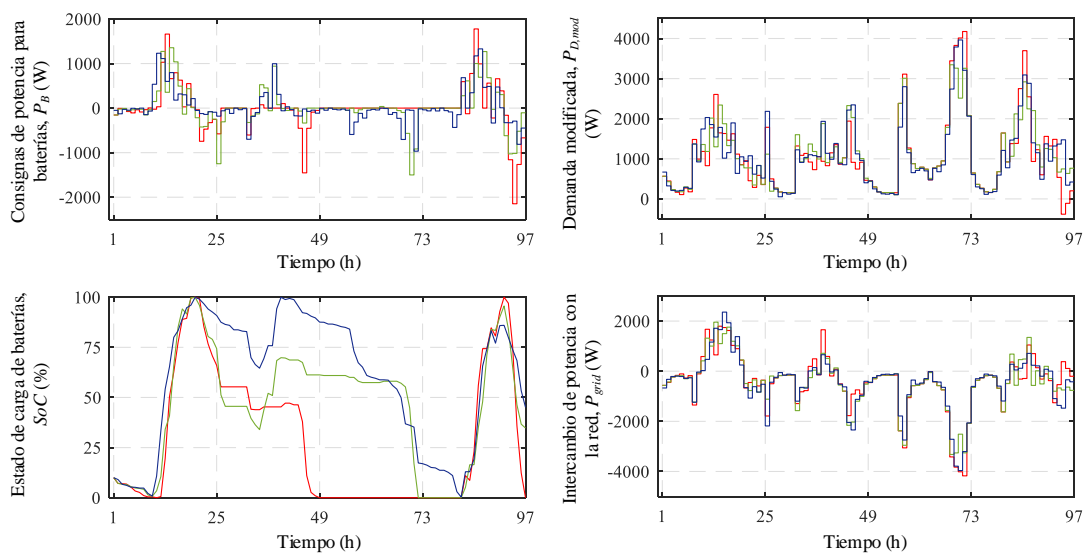


Figura 2.11 Comparativa de P_B , $P_{D,mod}$, SoC y P_{grid} para algoritmo sin reajuste (rojo), con reajuste (verde) y solución ideal (azul) en el escenario analizado en [C2]

La integración en el EMS de este reajuste de consignas para baterías mejora los resultados. En la Figura 2.11 se observa que la estrategia de planificación con reajuste ofrece un seguimiento más preciso de la solución ideal que la estrategia sin reajuste, obteniendo un perfil de potencias para las baterías con picos menos pronunciados, así como un comportamiento más robusto frente a errores de predicción. En cuanto a la evolución del SoC (Figura 2.11(c), donde el SoC se ha calculado en referencia a la capacidad útil de la batería en lugar de la nominal), se observa que la estrategia con reajuste tiene tendencia a mantener un cierto nivel de energía almacenada en reserva, de modo que es capaz de anticiparse a futuros déficits de energía, mientras que la estrategia sin reajuste deja la batería completamente vacía durante buena parte de la simulación, dejando al prosumidor sin respaldo de almacenamiento. Además, la operación global de la batería es más suave cuando se aplica la estrategia con

Tabla 2.10 Índices de evaluación obtenidos para algoritmo sin reajuste, algoritmo con reajuste y solución ideal en el escenario analizado en [C2]

Indicador	Algoritmo sin reajuste	Algoritmo con reajuste	Solución "ideal"
SC (%)	71,05	73,22	75,59
SS (%)	42,81	44,11	45,54
E_{net} (Wh)	-39618	-41494	-42052

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

reajuste, funcionando alrededor de un SoC intermedio a lo largo de la simulación. Este comportamiento es positivo para reducir la pérdida de vida útil de la batería, con un $SoC_{medio}=45,9\%$, mientras que la estrategia sin reajuste hace operar a la batería alrededor de un $SoC_{medio}=29,3\%$.

Como se puede apreciar en la Figura 2.11(d), la estrategia de reajuste consigue un perfil de 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 $t=70$, la estrategia con procedimiento de reajuste se adapta peor que la que no incluye replanificación a un pico brusco en el perfil de P_{grid} obtenido para la solución "ideal", de lo que se puede concluir que el funcionamiento de la estrategia con reajuste horario no siempre se aproxima mejor a la solución "ideal", ya que cabe la posibilidad de que las predicciones actualizadas no sean más precisas que las obtenidas previamente.

La Tabla 2.10 resume los índices de evaluación obtenidos. Como se puede comprobar, el reajuste horario mejora ligeramente SC y SS , aunque las diferencias en los índices de evaluación entre los métodos con y sin reajuste son pequeñas, debido a que los errores resultantes con diferentes signos se contrarrestan al ser agregados durante el período de programación completo. Por su parte, E_{net} 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, siendo su valor absoluto superior al obtenido para la optimización sin reajuste de consignas como consecuencia de mantener un cierto nivel de SoC como reserva.

Etap 4: Generación de consignas de potencia para conjunto generador-batería de cada prosumidor

Una vez completadas las etapas anteriores, se dispone de la consigna horaria de potencia activa para los DERs de la nanorred, ya que:

- Se han programado los periodos de funcionamiento de los electrodomésticos gestionables.
- Los convertidores DC/DC asociados a las instalaciones fotovoltaicas trabajan constantemente a MPPT, por lo que su consigna horaria de operación se corresponde con la predicción de generación media horaria obtenida para la instalación de cada prosumidor.
- Se ha asignado a cada uno de los convertidores DC/DC de las baterías su correspondiente consigna horaria de operación.

Dada la configuración seleccionada para las instalaciones prosumidoras de la nanorred, descrita en el apartado 1.2 de la Tesis Doctoral, en las que el generador fotovoltaico y el sistema de almacenamiento de cada prosumidor se conectan al nudo de su propietario mediante

un inversor común que realiza la transformación DC/AC y viceversa, es necesario determinar las consignas horarias de operación de cada conjunto generador-batería de la nanorred.

Se emplean las expresiones (2.8) y (2.9) para calcular las consignas de potencia activa y reactiva, respectivamente, del conjunto generador-batería i para cada intervalo de tiempo $t \in [1, 24]$ h,

$$P_{G-TERC,i}(t) = P_{G,i}(t) - P_{B,i}(t) \quad (2.8)$$

$$Q_{G-TERC,i}(t) = Q_{D,i}(t), \quad (2.9)$$

siendo:

- $P_{G-TERC,i}$: consigna de potencia activa horaria para el conjunto generador-batería i obtenida del control terciario (W).
- $Q_{G-TERC,i}$: consigna de potencia reactiva horaria para el conjunto generador-batería i obtenida del control terciario (VAr).
- $P_{G,i}$: consigna de potencia (activa) media horaria de generación prevista para el sistema fotovoltaico del prosumidor i (W).
- $P_{B,i}$: consigna de potencia (activa) horaria planificada para la batería i , de valor positivo cuando la batería carga y negativo cuando descarga (W).
- $Q_{D,i}$: demanda horaria de potencia reactiva prevista para las cargas conectadas al nudo del prosumidor i (VAr).

Como se puede deducir de (2.9), cada conjunto generador-batería de la nanorred debe encargarse de suministrar la potencia reactiva demandada por las cargas de su instalación, con el fin de evitar que se produzcan flujos de reactiva dentro de la nanorred, así como entre la nanorred y la red de distribución. Por otro lado, cabe destacar que $P_{G-TERC,i}$ se entiende como la cantidad de potencia activa adjudicada a cada prosumidor en el reparto de la potencia activa global puesta en juego en toda la nanorred dentro del proceso de planificación o despacho de energía.

2.2.2 Control secundario

Las consignas horarias proporcionadas por el control terciario para el conjunto generador-batería de cada prosumidor pueden utilizarse directamente como referencias en los controles internos de corriente de los inversores, por lo que no es necesario añadir una etapa de control intermedia (control secundario) entre el control terciario y el control de corriente de los inversores. Sin embargo, se ha decidido implementar un lazo de control secundario basado en un problema de flujo de potencias, para asegurar la viabilidad técnica de la solución aportada por el control terciario y el cumplimiento de los intercambios de potencia entre prosumidores de la nanorred. Tomando como datos las consignas generadas por el control terciario, se resuelve el problema de flujo de potencias en la nanorred, obteniendo como resultado los valores de consigna de potencia activa y reactiva en el PCC de cada prosumidor, con una resolución temporal de 1 minuto.

El flujo de potencias planteado se desarrolla en detalle en el apartado 2.3.2. Se trata del mismo flujo de potencias propuesto como parte del control secundario para la nanorred aislada,

con la salvedad de que no se utilizan las consignas calculadas de tensión y frecuencia, ya que el control de estos parámetros no se realiza desde los inversores de la nanorred cuando ésta se encuentra conectada a la red principal. Se ha decidido emplear el mismo flujo de potencias tanto para la nanorred conectada como aislada para facilitar una transición suave entre ambos modos de operación, dado que las consignas de potencia en el PCC de cada prosumidor serán las mismas. El error cometido por asumir que el flujo de potencias planteado para la nanorred aislada es válido para el caso conectado es mínimo, ya que la frecuencia obtenida del cálculo es prácticamente 50 Hz y la tensión en los PCCs muy cercana a su valor nominal, como se puede apreciar en los resultados de la publicación [J3].

2.2.3 Control primario

El control primario no es de aplicación en la operación conectada a red, ya que en modo conectado la responsabilidad de realizar los ajustes de potencia en tiempo real recae sobre el sistema eléctrico principal al que se conecta la nanorred, que se encarga de suplir cualquier desviación de potencias que se produzca. Este control queda, por tanto, desactivado en la operación en modo conectado.

2.2.4 Controles internos de convertidores

Como ya se ha mencionado previamente, no aplica control de tensión por parte de los convertidores de la nanorred cuando se encuentra conectada a red, sino que las consignas de potencia generadas por el control secundario son seguidas directamente por dichos convertidores mediante el control de corriente detallado en la publicación [J2]. Esto significa que cada DER de la nanorred funciona inyectando a través de su PCC una determinada cantidad de potencia establecida por el control secundario, comportándose como una unidad *grid-feeding* desde el punto de vista de la red.

La nanorred estudiada consta de tres convertidores a controlar por cada vivienda: un convertidor DC/DC fotovoltaico, un convertidor DC/DC para la batería y un inversor. Sin embargo, con el fin de centrar la Tesis Doctoral en el control del almacenamiento y su conexión con el lado AC de la nanorred, menos explorado en la literatura, se ha simplificado el control del sistema fotovoltaico sustituyendo el conjunto de paneles y convertidor fotovoltaico, así como su control asociado, por una fuente de corriente controlada que simula el funcionamiento del sistema fotovoltaico trabajando a MPPT. Por tanto, el control desarrollado se ha enfocado en los convertidores de las baterías y los inversores de las viviendas.

Inversor

El inversor de cada vivienda actúa como interfaz entre los DERs DC de la instalación (generador fotovoltaico y batería) y el lado AC, conformado por las cargas y la conexión a nanorred y red principal, cumpliendo con la función de transferir energía de forma controlada entre el bus de continua y el lado AC bajo unos determinados requisitos de calidad de potencia. En el caso de la nanorred estudiada, se ha elegido una topología de puente completo (también conocida como puente en H) basada en IGBTs (de 2 ramas y 4 interruptores en total) para modelar los inversores monofásicos del sistema, en cuya salida se ha incorporado un filtro LCL para mitigar las componentes de alta frecuencia generadas en la tensión de salida del inversor, $u_{AN,i}$, y asegurar así una adecuada calidad de onda.

La función del control del inversor es generar una señal moduladora a partir de la cual obtener las señales de disparo que definen la operación del inversor bajo las consignas

calculadas por el control secundario para cada inversor. Esto se consigue en tres etapas (Figura 2.12):

1. Cálculo de la corriente de referencia a la salida del filtro LCL, $i_{L2,i}$, aplicando la teoría PQ monofásica, a partir de las consignas de potencia activa y reactiva en el PCC obtenidas mediante el control secundario y las componentes $\alpha\beta$ de la tensión medida en el PCC de cada prosumidor con la nanorred, $u_{PCCi,med}$, obtenidas mediante un *Second Order Generalized Integrator—Phase-Locked Loop* (SOGI-PLL).
2. Obtención de la señal moduladora, $m_{inv,i}$, para el seguimiento de $i_{L2,i}$, empleando un controlador proporcional-resonante (PR), junto con la medida de la corriente de salida del filtro ($i_{L2,i-med}$), la tensión medida en el bus de continua, $u_{DCi,med}$, una tensión *feed-forward* (componente α de $u_{PCCi,med}$ filtrada, aportada por el SOGI-PLL) y la frecuencia angular del sistema ($\omega=2\pi 50$ rad/s).
3. Generación de señales de disparo ($s_{1,i}$, $s_{2,i}$, $s_{3,i}$, $s_{4,i}$) para los IGBTs del inversor aplicando una técnica de modulación por ancho de pulsos senoidal (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*, SPWM) con una frecuencia de conmutación $f_{sw}=10$ kHz, a partir de $m_{inv,i}$.

Convertidor DC/DC bidireccional de baterías

Los convertidores electrónicos de las baterías de la nanorred se han modelado como convertidores *buck-boost* bidireccionales, con la capacidad de transferir energía de la batería al bus de continua del inversor elevando tensión, y también del bus de continua a la batería reduciendo el valor de la tensión. La topología seleccionada es la topología en medio puente basada en IGBTs, muy frecuente en aplicaciones de este tipo y extendida comercialmente.

Para su correcto funcionamiento, el convertidor bidireccional de cada prosumidor precisa un control que gobierne las señales de disparo (apertura/cierre) que hacen conmutar sus interruptores, con el fin último de satisfacer los siguientes objetivos:

- Adaptar los niveles de tensión de la batería i , $u_{B,i}$, y del bus de continua del inversor asociado i , $u_{DC,i}$.
- Energizar y mantener constante la tensión en el bus de continua.
- Permitir el intercambio de energía programado por el control terciario (y adaptado a resolución de 1 minuto dentro del control secundario) para la batería correspondiente mediante el seguimiento de la corriente de referencia resultante de la consigna planificada $P_{B,i}$.

Para conseguir los objetivos anteriores, se ha diseñado el control de corriente que se describe a continuación, que integra el control de la tensión en el bus de continua del inversor asociado. Consta de tres etapas (Figura 2.12):

1. Cálculo de la corriente de referencia para la batería, $i_{B,i}$, a partir de la consigna de potencia planificada adaptada a resolución de 1 minuto, $P_{B,i(1min)}$, la tensión medida en la batería, $u_{Bi,med}$, la tensión de referencia a mantener constante en el bus de continua, $u_{DC,i}$, y $u_{DCi,med}$. El error entre u_{DCi} y $u_{DCi,med}$ se elimina mediante la acción correctora de un controlador proporcional-integral (PI).

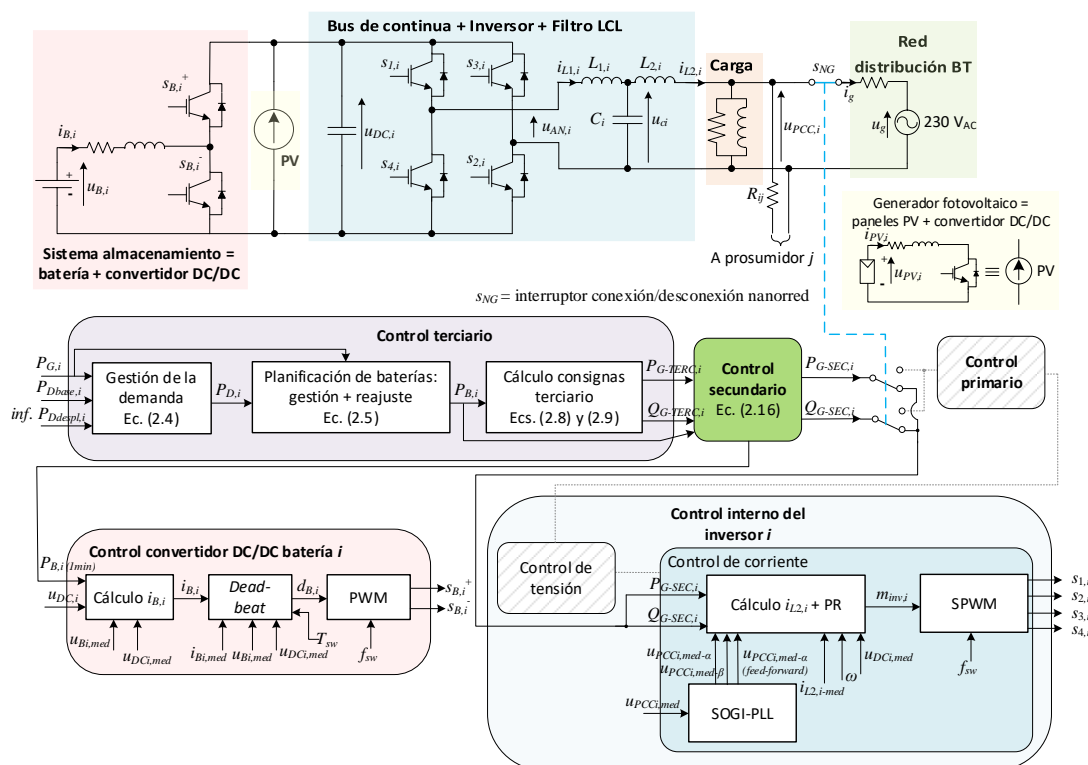


Figura 2.12 Circuito y esquema de control diseñado para el prosumidor i en el modo de funcionamiento de la nanorred conectada

2. Generación del ciclo de trabajo del convertidor ($d_{B,i}$) para el seguimiento de $i_{B,i}$, empleando para ello un controlador *dead-beat* que recibe como datos de entrada la corriente medida en la batería ($i_{B,i,med}$), $u_{B,i,med}$, $u_{DC,i,med}$ y el periodo de conmutación ($T_{sw} = 1 \cdot 10^{-4}$ s), que coincide con el periodo de muestreo seleccionado.
3. Generación de señales de disparo para los IGBTs del convertidor ($s_{B,i}^+$, $s_{B,i}^-$) a partir del ciclo de trabajo $d_{B,i}$, mediante una técnica de modulación por ancho de pulsos (PWM) con una frecuencia de conmutación $f_{sw} = 10$ kHz.

La Figura 2.12 representa el esquema completo de control diseñado para la nanorred conectada a red.

En el artículo [J2] se prueba el control diseñado para la nanorred conectada en un caso de simulación en el que, por simplicidad, no se contemplan cargas que demanden reactiva y, por tanto, los inversores trabajan a factor de potencia 1 ($fdp=1$). Además, en esta publicación no se aplica control secundario, por lo que las consignas horarias proporcionadas por el control terciario son seguidas directamente por el control de corriente de los inversores. Los resultados de la simulación demuestran que el funcionamiento de la nanorred es estable y que el seguimiento de consignas se realiza con precisión, tras un breve transitorio desde el arranque del sistema (Figura 2.13). Además, la calidad de onda de la corriente obtenida a la salida del inversor es muy buena para los dos prosumidores y está en fase con la tensión en el PCC de cada prosumidor, cumpliendo con el requisito impuesto en este caso de simulación de que los dos prosumidores funcionen a $fdp=1$, como se puede apreciar en la Figura 2.14.

A continuación, se presenta un nuevo caso de simulación en el que se gestiona la demanda de reactiva y se modifican las consignas de potencia, derivadas del control secundario.

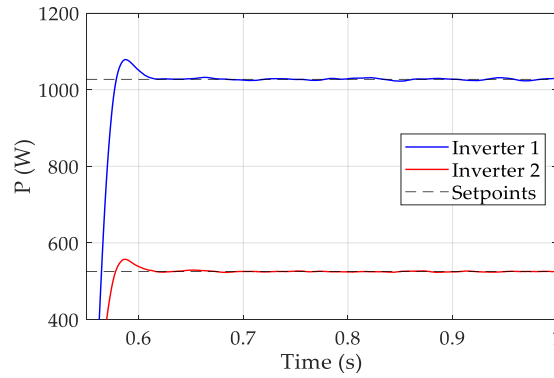


Figura 2.13 Potencia a la salida de cada inversor de la nanorred y consignas correspondientes. Extraída de [J2]

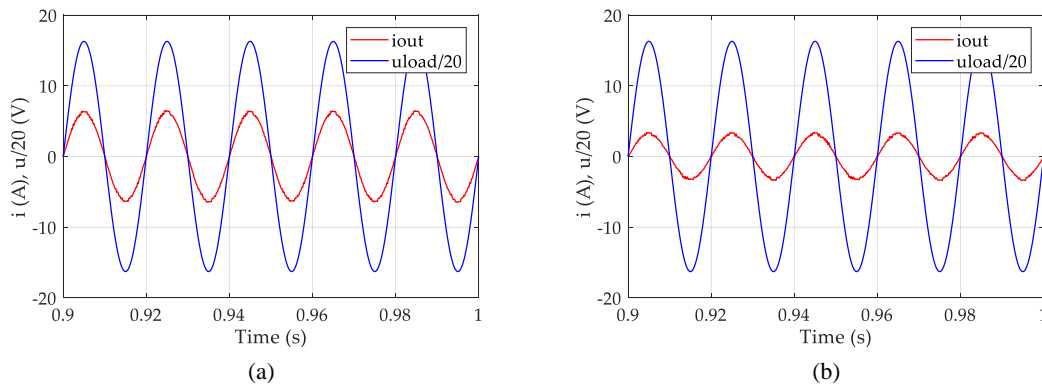


Figura 2.14 Formas de onda de $i_{L2,i}$ y $u_{PCC,i}$ obtenidas para (a) prosumidor 1 y (b) prosumidor 2. $u_{PCC,i}$ (u_{load} en la figura) se ha escalado para facilitar la lectura de las gráficas. Extraída de [J2]

Además, el caso incluye la compensación de armónicos presentes en la red de distribución para mejorar la calidad de suministro dentro de la nanorred, considerando que la tensión en la red de distribución contiene un 1% de componentes armónicas de orden $h = 3, 5, 7$, muy habituales en redes eléctricas. Esta compensación de armónicos se consigue mediante el controlador PR, modificando su estructura básica de forma que su función de transferencia (definida en el dominio de Laplace como $G_{PR}(s)$, donde s es la variable compleja) queda tal como se muestra en la ecuación (2.10). En dicha ecuación, k_p es la ganancia proporcional, k_{rh} es la ganancia resonante para cada componente armónica y ω_h es la frecuencia de resonancia correspondiente a cada componente armónica ($\omega_h = 2\pi 50h$), siendo $h=1$ la frecuencia fundamental. Esta funcionalidad del controlador PR también ha sido implementada en la publicación [C1]. Los valores de sintonización seleccionados para el controlador PR son $k_p=20$, $k_{rh(h=1)}=2000$ y $k_{rh(h=3,5,7)}=5000$, iguales para ambos prosumidores.

$$G_{PR}(s) = k_p + \sum_{h=1,3,5,7} k_{rh} \frac{s}{s^2 + \omega_h^2} \quad (2.10)$$

Los resultados obtenidos de la simulación son satisfactorios. La Figura 2.15 muestra cómo se energiza el bus de continua de los dos inversores de la nanorred a partir de las baterías en los primeros instantes de la simulación, alcanzando el valor de referencia (400 V) rápidamente y permaneciendo estable en dicho valor de consigna a lo largo de la simulación. En la Figura 2.16 se observa la evolución de la corriente de salida en ambas baterías, que coincide durante la primera fase de la simulación, en la que las baterías se encargan de

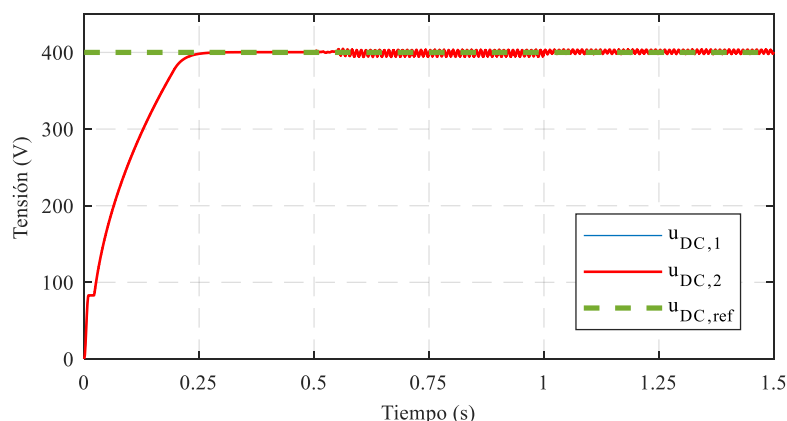


Figura 2.15 Tensión en el bus de continua de referencia y medida en cada inversor

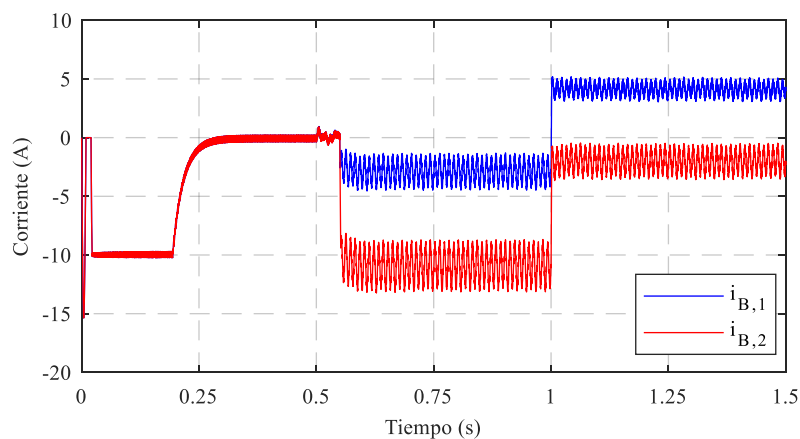


Figura 2.16 Corriente medida en cada batería

energizar el bus de continua de los inversores, lo que se consigue aproximadamente a los 0,25 segundos. Entre los 0,25-0,55 segundos, las baterías dejan de inyectar corriente al sistema, dado que el bus de continua ya está energizado en su valor de referencia y los inversores aún no han recibido su consigna de operación. Se observa una ligera pulsación en la corriente de las baterías entre los 0,5-0,55 segundos, intervalo en que se activa el PWM y el controlador PR de cada inversor, aunque aún sin recibir una consigna de funcionamiento. A los 0,55 segundos, se activa la entrada de consignas de operación a los inversores, momento a partir del cual la corriente de salida de cada batería varía en función de las consignas de potencia recibidas para mantener estable la tensión en el bus de continua.

La Figura 2.17 muestra la potencia activa y reactiva suministrada por cada prosumidor. Como se puede comprobar, el control realiza un seguimiento preciso de las consignas de potencia, procedentes del control secundario, y logra alcanzar rápidamente los valores de referencia, tanto a los 0,55 segundos (cuando se activan las consignas de operación) como en el instante $t=1$ s (momento en que se produce un cambio de consignas debido a la actualización del control secundario). La Figura 2.18 recoge las señales de tensión en el PCC y de corriente de salida del inversor de cada prosumidor, cuya calidad de onda es buena pese a la presencia de armónicos en la red de distribución. En la Tabla 2.11 se compara el contenido armónico de la corriente de salida de cada inversor empleando el controlador PR con compensación de armónicos de la ecuación (2.10) y el obtenido en el mismo caso de simulación sin introducir

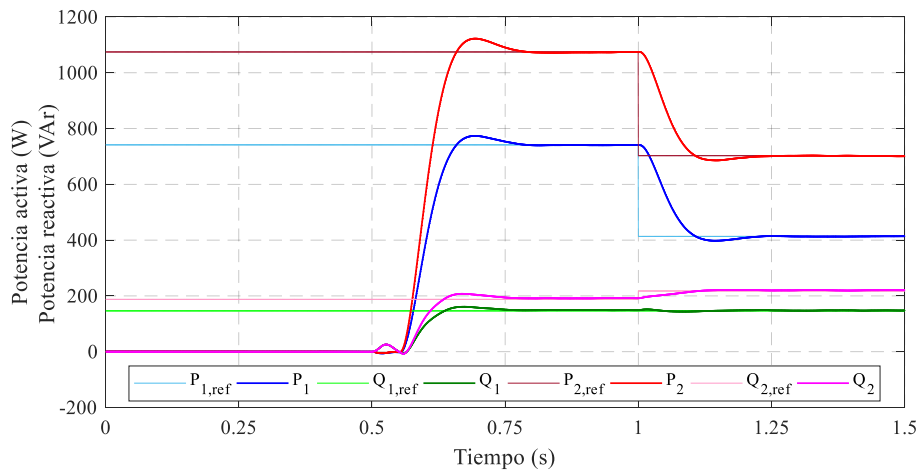


Figura 2.17 Potencia activa y reactiva (consigna y medida) en el PCC de cada prosumidor

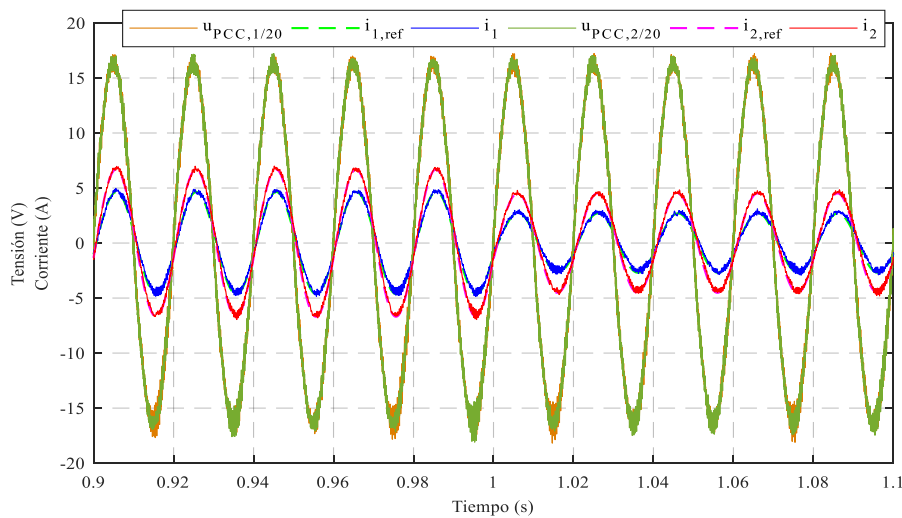


Figura 2.18 Tensión medida en el PCC de cada prosumidor (escalada) y corriente (consigna y medida) de la corriente de salida de cada inversor

Tabla 2.11 Comparativa de THD y componentes armónicas $h=3, 5, 7$ en la corriente de salida de cada inversor con y sin compensación de armónicos en el controlador PR

		Con compensación armónicos	Sin compensación armónicos
Corriente salida 1	THD (%)	3,85	7,11
	$h=3$ (%)	0,24	3,39
	$h=5$ (%)	0,35	3,44
	$h=7$ (%)	0,50	3
Corriente salida 2	THD (%)	2,59	5,13
	$h=3$ (%)	0,14	2,69
	$h=5$ (%)	0,34	2,49
	$h=7$ (%)	0,27	2,20

la compensación de armónicos. Los resultados demuestran la efectividad de la compensación de armónicos del controlador PR, reduciendo drásticamente el valor de los armónicos de orden $h = 3, 5, 7$, así como la tasa de distorsión armónica total (*Total Harmonic Distortion*, THD) en ambas corrientes.

2.3 Estrategia de control en modo de operación aislado de red

La estrategia de control diseñada para el funcionamiento de la nanorred en modo aislado de la red principal se recoge en la publicación [J3], y se caracteriza por el estado activo de todas las etapas del control jerárquico.

2.3.1 Control terciario

El control terciario propuesto para la nanorred aislada consta de las mismas etapas que la estrategia diseñada para el EMS de la nanorred conectada, aunque incorpora algunas modificaciones para adaptarse al nuevo modo de operación, en el que los conjuntos generador fotovoltaico-batería de cada prosumidor deben garantizar el balance de potencias activa y reactiva en la nanorred y el adecuado reparto de potencias. La adaptación del EMS al modo aislado se materializa en las siguientes modificaciones:

- La estrategia de gestión de baterías incluye cambios en las restricciones a las que está sujeta la función objetivo $f_{mismatch}$.
- Se añade una nueva etapa tras cada iteración del algoritmo de planificación de baterías, para recortar el exceso de generación en la nanorred de manera que la generación case con $P_{D,mod}$ en cada hora que la nanorred funciona aislada de red.

Por tanto, el EMS de la nanorred aislada se compone de las etapas descritas a continuación.

Etapa 1: Gestión de cargas desplazables

El EMS realiza en primer lugar la gestión de la demanda detallada en el apartado 2.2.1 para organizar de forma óptima el funcionamiento de las cargas controlables de la nanorred, mediante la expresión (2.4).

Etapa 2: Planificación de baterías

Una vez se dispone del perfil de demanda $P_{D,i}$ tras la etapa 1, el reparto de potencia activa se decide en el controlador central mediante el algoritmo genético de función objetivo $f_{mismatch}$, en función del SoC de las baterías, siguiendo las ecuaciones (2.5) y (2.6). Este algoritmo genético se adapta a la operación aislada reformulando sus restricciones:

- La consigna de potencia de carga/descarga de las baterías continúa estando limitada por las especificaciones de la batería y por la capacidad de su convertidor de potencia dentro del rango $[-2, 2]$ kW.
- Se reduce el rango de SoC medio horario admisible para el caso aislado, considerando $SoC_{max}=90\%$ y $SoC_{min}=30\%$ como rango de funcionamiento para las baterías. El objetivo de este cambio es alejar el SoC planificado para las baterías de sus extremos, manteniendo un margen entre el límite de SoC recomendado por el fabricante y el planificado, para que tengan capacidad de reserva disponible para la regulación de tensión y frecuencia.
- Se elimina la restricción relativa al gradiente de potencia, ya que en funcionamiento aislado la prioridad es satisfacer el balance de potencias en la nanorred antes que

buscar la preservación de la vida útil de las baterías, lo que, por otro lado, se lleva a cabo mediante la limitación de los márgenes de SoC planificados, según la restricción anterior.

- Se añade una nueva restricción que limita la consigna de potencia de carga/descarga de las baterías al exceso de generación/demanda en cada periodo de tiempo planificado t , según se expresa en (2.11).

$$|P_{B,i}(t)| \leq |P_G(t) - P_D(t)| \quad (2.11)$$

Esta restricción ya fue introducida en la publicación [C2], aunque para el caso de la nanorred conectada a la red de distribución, con el objetivo de restringir los intercambios directos de energía entre las baterías y la red principal.

En caso de que el balance de potencias en la nanorred no pueda cumplirse en alguno de los periodos de tiempo planificados debido a la imposibilidad de satisfacer la demanda con la generación prevista y la energía almacenada en las baterías ($P_G - P_{D,mod} < 0$), la nanorred deberá conectarse a la red principal, ya que no se contempla realizar deslastre de cargas.

Etapas 3: Recorte de generación

Tras la programación de la carga/descarga de las baterías, es necesario recortar la producción fotovoltaica para adaptarse a la demanda modificada por las baterías y así asegurar el balance de potencias en la nanorred aislada, ya que no es posible inyectar el excedente de generación eléctrica a la red de distribución.

El recorte de producción fotovoltaica se reparte entre los prosumidores excedentarios de la nanorred en proporción a la generación excedentaria de cada uno respecto al excedente de generación global de la nanorred en cada periodo de tiempo t , aplicando el factor $Curt_i$ definido en (2.12), donde $r_i, r_j = 1$ indica que el prosumidor i o j (según aplique) es excedentario.

$$Curt_i = r_i \cdot \frac{(P_{G,i} - P_{D,i} - P_{B,i})}{\sum_{j=1}^N r_j (P_{G,j} - P_{D,j} - P_{B,j})} \quad (2.12)$$

$$r_i = \begin{cases} 1 & \text{si } P_{G,i} - P_{D,i} - P_{B,i} > 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} ; r_j = \begin{cases} 1 & \text{si } P_{G,j} - P_{D,j} - P_{B,j} > 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

Por tanto, cada prosumidor excedentario deja de funcionar a MPPT para pasar a funcionar a RPPT (*Reference Power Point Tracking*), siguiendo mediante el control de su convertidor DC/DC la consigna de potencia fotovoltaica recortada, $P_{Gcurt,i}$, expresada en (2.13), donde P_G y $P_{D,mod}$ son los valores agregados de potencia generada y demandada (modificada por la contribución de las baterías) en la nanorred, respectivamente.

$$P_{Gcurt,i} = P_{G,i} - Curt_i \cdot (P_G - P_{D,mod}) \quad (2.13)$$

Etapas 4: Reajuste de baterías y recorte de generación con predicciones actualizadas

El algoritmo de planificación de baterías y el posterior recorte de la generación fotovoltaica se ejecutan en cada intervalo de tiempo en que se prevé operar en modo aislado, para realizar los

reajustes precisos una vez se disponga de predicciones de generación y demanda actualizadas, de forma similar al procedimiento de reajuste descrito en el apartado 2.2.1.

Etapas 5: Generación de consignas de potencia para el conjunto generador-batería de cada prosumidor

Una vez realizado el reparto de potencia activa en las etapas previas del EMS, se generan las consignas de potencia activa a seguir por los conjuntos generador-batería de la nanorred, empleando para ello la ecuación (2.14).

$$P_{G-TERC,i}(t) = P_{Gcur,i}(t) - P_{B,i}(t) \quad (2.14)$$

Por su parte, el reparto de potencia reactiva tiene como objetivo que cada prosumidor alimente la reactiva demandada en su instalación, con el fin de evitar el flujo de reactiva por las líneas de conexión entre prosumidores, reduciendo las pérdidas, así como las variaciones y desfases de tensión en la nanorred. La potencia reactiva es entregada por cada inversor de la nanorred a partir de la energía almacenada en su bus de continua, siguiendo una consigna horaria de potencia reactiva igual a la demanda horaria de reactiva prevista para las cargas conectadas a su propio nudo, $Q_{D,i}$, expresada en VAR, como se puede deducir de (2.15).

$$Q_{G-TERC,i}(t) = Q_{D,i}(t) \quad (2.15)$$

2.3.2 Control secundario

Las consignas horarias obtenidas para los inversores de la nanorred con el control terciario constituyen el punto de partida del control secundario, que debe proporcionar a su vez consignas de potencia activa y reactiva, así como consignas de tensión apropiadas para los diferentes nudos de la nanorred, con una resolución temporal de 1 minuto.

En el funcionamiento aislado de red, el conjunto generador-batería de cada prosumidor se comporta como una unidad *grid-forming*, participando en el control de tensión y frecuencia de la nanorred. Concretamente, el conjunto generador-batería de un prosumidor controla la tensión en su nudo de conexión. El cálculo del valor de referencia de la tensión en cada nudo de la nanorred es responsabilidad del control secundario, y se lleva a cabo mediante la ejecución de un flujo de potencias que debe asegurar el cumplimiento de los intercambios de energía programados entre prosumidores a través de las líneas de conexión, de impedancia principalmente resistiva, así como ajustar las consignas de potencia activa y reactiva obtenidas por el control terciario, generar consignas de tensión en los nudos y asegurar que la frecuencia en la nanorred tenga un valor adecuado (≈ 50 Hz) en todo momento.

El flujo de potencias propuesto se ejecuta con una frecuencia de 1 minuto. Se trata del flujo de potencias para microrredes aisladas propuesto en [54], adaptado a una nanorred monofásica multi-nudo de líneas de conexión resistivas, como la estudiada en la Tesis Doctoral. El flujo de potencias de microrredes aisladas presenta diferencias respecto al clásico problema de flujo de potencias de un sistema eléctrico convencional:

- En microrredes no hay un nudo *slack*, puesto que no hay, a priori, un nudo de generación principal encargado de asegurar la frecuencia del sistema y de suministrar las pérdidas. En este caso se distingue entre nudos PQ (nudos de carga o de generación *grid-feeding*, que no participan en el control de tensión) y nudos *droop* (nuevo tipo de nudos, que comparten la responsabilidad de mantener valores de tensión y frecuencia estables).

- La frecuencia del sistema no está asegurada, sino que es una variable del problema.
- La generación de consignas de potencia activa y reactiva está gobernada por características *droop*.

En la nanorred estudiada, todos los nudos son de tipo *droop*, de manera que el flujo de potencias formulado para la nanorred de N prosumidores queda definido según el sistema de ecuaciones (2.16). Al tratarse de una nanorred de BT, con líneas de conexión principalmente resistivas, las leyes *droop* a aplicar son del tipo P - U y Q - f [35], [55].

$$\begin{aligned}
 0 &= P_{D-SEC,i} - P_{G-SEC,i} + U_{SEC,i} \sum_{k=1}^N U_{SEC,k} Y_{ik} \cos(\delta_{SEC,i} - \delta_{SEC,k} - \gamma_{ik}) \\
 0 &= Q_{D-SEC,i} - Q_{G-SEC,i} + U_{SEC,i} \sum_{k=1}^N U_{SEC,k} Y_{ik} \sin(\delta_{SEC,i} - \delta_{SEC,k} - \gamma_{ik}) \\
 0 &= P_{G-SEC,i} - P_{G0,i} - \frac{1}{k_{p,i}} (U_n - U_{SEC,i}) \\
 0 &= Q_{G-SEC,i} - Q_{G0,i} - \frac{1}{k_{q,i}} (f - f_n)
 \end{aligned} \tag{2.16}$$

Las incógnitas de (2.16) son:

- $P_{G-SEC,i}$, $Q_{G-SEC,i}$: consigna de potencia activa (W) y reactiva (VAr) de control secundario, para el inversor del prosumidor i .
- $U_{SEC,i}$, $\delta_{SEC,i}$: consigna de valor eficaz (V) y de ángulo de fase (rad) de la tensión en el nudo o PCC del prosumidor i , obtenida del control secundario. Uno de los nudos debe considerarse como referencia de ángulo de fase; en este caso, $\delta_1=0$.
- f : consigna de frecuencia en la nanorred (Hz), obtenida del control secundario.

Las variables conocidas de (2.16) son:

- U_n : valor eficaz de la tensión nominal (230 V).
- f_n : frecuencia nominal (50 Hz)
- Y_{ik} , γ_{ik} : módulo (S) y argumento (rad) del elemento ik de la matriz de admitancia de nudos \mathbf{Y}_{bus} .
- $P_{G0,i}$, $Q_{G0,i}$: estimación de potencia activa (W) y reactiva (VAr) despachada por el conjunto generador fotovoltaico-batería del prosumidor i . $P_{G0,i}$ se obtiene agregando la potencia fotovoltaica medida en el minuto anterior y el valor de potencia programado para la batería en el minuto de ejecución del flujo de potencias. La contribución de la batería para el cálculo de $P_{G0,i}$ se obtiene a partir del programa horario de baterías del control terciario, haciendo una interpolación lineal entre valores horarios consecutivos para adaptarlos a una resolución temporal de un minuto. Por su parte, $Q_{G0,i}$ se corresponde con $Q_{D-SEC,i}$, que se define a continuación.
- $P_{D-SEC,i}$, $Q_{D-SEC,i}$: estimación de potencia activa (W) y reactiva (VAr) demandada por el prosumidor i , para control secundario. Se obtiene a partir de (2.17), donde:

$$\begin{aligned}
 P_{D-SEC,i} &= P_{D0,i} \cdot \left(\frac{U_i}{U_n} \right)^\alpha \cdot \left[1 + k_{pf} \left(\frac{f - f_n}{f_n} \right) \right] \\
 Q_{D-SEC,i} &= Q_{D0,i} \cdot \left(\frac{U_i}{U_n} \right)^\beta \cdot \left[1 + k_{qf} \left(\frac{f - f_n}{f_n} \right) \right]
 \end{aligned} \tag{2.17}$$

- $P_{D0,i}$, $Q_{D0,i}$: medida de potencia activa (W) y reactiva (VAr) demandada por el prosumidor i en el minuto anterior.
- U_i : valor eficaz de la tensión medida en el nudo del prosumidor i (V).
- α , β : exponentes de potencia activa y reactiva.
- k_{pf} , k_{qf} : factores de sensibilidad de las potencias activa y reactiva a la frecuencia (pu/pu).

En las referencias [56], [57] se proponen valores típicos para cargas domésticas.

- $k_{p,i}$, $k_{q,i}$: coeficientes *droop*. $k_{p,i}$ regula las variaciones de potencia activa con la tensión (P - U) y $k_{q,i}$ regula las variaciones de potencia reactiva con la frecuencia (Q - f) del inversor i . Estos coeficientes se suelen calcular a partir de los valores extremos de (U - U_n), (f - f_n), ($P_{máx}$ - $P_{mín}$) y ($Q_{máx}$ - $Q_{mín}$).

En esta Tesis Doctoral se propone el cálculo de los coeficientes *droop* definido en (2.18), donde las variaciones de tensión y frecuencia se reparten entre los inversores de la nanorred con una resolución de $t = 1$ minuto de acuerdo a la máxima variación admisible de tensión ($\Delta U_{máx} = 7\% U_n$) y de frecuencia ($\Delta f_{máx} = 2\% f_n$) establecidas en la normativa española (RD 1955/2000 [58] y UNE-EN 50160 [59], respectivamente), y el margen disponible en cada inversor para subir o bajar potencia en el minuto t ($S_{disp,i}(t)$, expresado en VA, ya que el inversor tiene la capacidad de transformar la potencia gestionada por el sistema fotovoltaico y la batería en potencia activa y reactiva). $S_{disp,i}$ constituye la reserva de secundario de la instalación del prosumidor i , calculada según (2.19). Esta expresión se inspira en otros trabajos encontrados en la literatura, como [60], teniendo en cuenta la capacidad de regulación de la fotovoltaica, el SoC de la batería y cómo éste último afecta al margen disponible para subir o bajar en función de si la batería se encuentra en modo de carga o de descarga.

$$\begin{aligned}
 k_{p,i}(t) &= \frac{\Delta U_{máx}}{S_{disp,i}(t)} \\
 k_{q,i}(t) &= \frac{\Delta f_{máx}}{S_{disp,i}(t)}
 \end{aligned} \tag{2.18}$$

$$S_{disp,i}(t) = P_{PV-MPP,i}(t) + SoC_i(t) \cdot (P_{B,i(1min)}(t) - P_{Bmáx-desc,i}) + \frac{P_{Bmáx-carga,i} - P_{B,i(1min)}(t)}{SoC_i(t)}, \tag{2.19}$$

siendo:

- $P_{PV-MPP,i}$: punto de máxima potencia (W) del sistema fotovoltaico del prosumidor i , previsto para el minuto t . Se puede obtener de la interpolación lineal de la

predicción de generación dato de partida para el EMS o de la medida de potencia fotovoltaica generada en el minuto anterior.

- $P_{Bmáx-desc,i}$, $P_{Bmáx-carga,i}$: potencia límite (W) de carga/descarga establecida para la batería; en este caso [-2000, 2000] W.
- $P_{B,i(1min),t}$: consigna de potencia (W) de carga/descarga de la batería del prosumidor i , programada para el minuto t . Se obtiene de la interpolación lineal del programa planificado de baterías establecido por el EMS.
- SoC_i : estado de carga de la batería del prosumidor i prevista para el minuto t , expresado en tanto por uno. Se obtiene de la medida en el minuto $t-1$ del SoC de las baterías o de la interpolación lineal de la evolución de SoC prevista según la planificación de baterías realizada por el EMS.

Asimismo, es objetivo del control secundario restaurar la frecuencia y la tensión de la nanorred a valores apropiados tras la actuación del control primario, lo que se consigue actualizando las consignas de control secundario en cada ejecución del flujo de potencias, empleando medidas actualizadas de los parámetros de la nanorred.

2.3.3 Control primario

El control primario actúa de forma local en cada inversor de la nanorred, con la función de seguir las consignas de potencia y tensión en su nudo correspondiente asignadas por el control secundario, además de realizar ajustes en tiempo real para estabilizar la frecuencia y la tensión en la nanorred cuando se producen variaciones de potencia no previstas.

A pesar de que el control secundario proporciona consignas de tensión en el nudo de conexión (o PCC) de cada prosumidor a la nanorred, los inversores necesitan adaptar esa consigna al punto del sistema cuya tensión pueden controlar, que se corresponde con el condensador del filtro LCL dispuesto a su salida. El control primario realiza esa función, estableciendo las consignas de tensión en el condensador (C_i) y de potencia de entrada a la inductancia del lado de red del filtro LCL ($L_{2,i}$). La transformación de consignas de control secundario a consignas válidas para el control primario se realiza mediante (2.20), que permite calcular $U_{c-PRIM,i}$, $\delta_{c-PRIM,i}$, $P_{G-PRIM,i}$ y $Q_{G-PRIM,i}$.

$$\begin{aligned} \mathbf{S}_{G-SEC,i} = \mathbf{u}_{SEC,i} \cdot \mathbf{i}_{L2,i}^* &= \mathbf{u}_{SEC,i} \cdot \frac{\mathbf{u}_{c-PRIM,i} - \mathbf{u}_{SEC,i}^*}{-j2\pi fL_{2,i}} \rightarrow U_{c-PRIM,i}, \delta_{c-PRIM,i} \\ \mathbf{S}_{G-PRIM,i} = \mathbf{u}_{c-PRIM,i} \cdot \mathbf{i}_{L2,i}^* &= \mathbf{u}_{c-PRIM,i} \cdot \frac{\mathbf{u}_{c-PRIM,i} - \mathbf{u}_{SEC,i}^*}{-j2\pi fL_{2,i}} \rightarrow P_{G-PRIM,i}, Q_{G-PRIM,i} \end{aligned} \quad (2.20)$$

donde:

- $\mathbf{S}_{G-SEC,i}$: consigna de potencia compleja en el nudo de conexión (PCC) del prosumidor i , obtenida por el control secundario.
- $\mathbf{S}_{G-PRIM,i}$: consigna de potencia compleja a la salida del inversor del prosumidor i , obtenida por el control primario.
- $\mathbf{u}_{SEC,i}$: consigna de tensión (expresada como fasor) en el nudo de conexión (PCC) del prosumidor i , obtenida por el control secundario. * denota conjugado.

- $\mathbf{u}_{c-PRIM,i}$: consigna de tensión (expresada como fasor) en el condensador del filtro LCL del prosumidor i , obtenida por el control primario. * denota conjugado.
- $\mathbf{i}_{L2,i}$: corriente (expresada como fasor) en la inductancia del lado de red del filtro de salida del inversor del prosumidor i ($L_{2,i}$). * denota conjugado.
- $U_{c-PRIM,i}, \delta_{c-PRIM,i}$: consignas de valor eficaz y de ángulo de fase de la tensión en el condensador del filtro LCL del prosumidor i ($\mathbf{u}_{c-PRIM,i}$), obtenidas por el control primario.
- $P_{G-PRIM,i}, Q_{G-PRIM,i}$: consignas de potencia activa y reactiva para el inversor del prosumidor i , obtenidas por el control primario.

Las consignas obtenidas hasta ahora por el control primario son asimismo reajustadas por un control *droop* que se añade al control primario con la finalidad de mantener valores estables de tensión y de frecuencia ante fluctuaciones de potencia en tiempo real. En este caso, la impedancia existente entre el condensador del filtro LCL y el PCC o nudo de conexión del prosumidor con la nanorred es principalmente inductiva, de modo que las leyes *droop* a aplicar son diferentes a las empleadas en el control secundario, donde la red considerada es principalmente resistiva (relaciones P - f , Q - U en redes principalmente inductivas, y P - U , Q - f en redes principalmente resistivas). La integración del control *droop* dentro del control primario se expresa en (2.21), que proporciona la consigna de tensión en el condensador del filtro del prosumidor i corregida por el control *droop* ($u_{c,i}$).

$$\begin{aligned} U_{c,i} &= U_{c-PRIM,i} + m_{q,i} (Q_{G-PRIM,i} - Q_{i-med}) \\ \theta_{c,i} &= \delta_{c-PRIM,i} + \frac{2\pi}{s} \left[f + m_{p,i} (P_{G-PRIM,i} - P_{i-med}) \right], \\ u_{c,i} &= \sqrt{2} U_{c,i} \text{sen}(\theta_{c,i}) \end{aligned} \quad (2.21)$$

donde:

- s : variable compleja de Laplace.
- $u_{c,i}$: consigna de tensión en el condensador del filtro LCL del prosumidor i .
- $U_{c,i}, \theta_{c,i}$: valor eficaz (V) y ángulo de fase (rad) de $u_{c,i}$.
- P_{i-med}, Q_{i-med} : potencia activa (W) y reactiva (VAr) medida en la inductancia $L_{2,i}$ del filtro del prosumidor i , respectivamente.
- $m_{p,i}, m_{q,i}$: constantes *droop* de control primario. $m_{p,i}$ regula las variaciones de potencia activa con la frecuencia (P - f) y $m_{q,i}$ regula las variaciones de potencia reactiva con la tensión (Q - U) del inversor i . El valor de estos coeficientes viene dado por (2.22), utilizando los parámetros *droop* empleados en el control secundario, adecuándolos a las relaciones *droop* de redes principalmente inductivas. El coeficiente $m_{p,i}$ se ha escalado para evitar problemas de inestabilidad en la regulación de la frecuencia.

$$\begin{aligned} m_{p,i} &= \frac{k_{q,i}}{5} \\ m_{q,i} &= k_{p,i} \end{aligned} \quad (2.22)$$

Como se puede observar, las reglas *droop* actúan en dos etapas (una en control secundario, con relaciones propias de redes resistivas, y otra en control primario, con relaciones propias de redes inductivas), de modo que se garantiza el desacoplamiento entre potencia activa/reactiva y frecuencia/tensión sin necesidad de aplicar un método de impedancia virtual.

2.3.4 Controles internos de convertidores

Una vez obtenidas las consignas de tensión a seguir directamente por los inversores en el control primario, entran en juego sus controles internos para hacer el seguimiento de dichas referencias. A diferencia de lo que ocurría en el modo de funcionamiento de la nanorred conectada al sistema eléctrico principal, en el modo de funcionamiento aislado sí que actúa el control interno de tensión de los inversores, y además lo hace en todos los inversores de la nanorred, ya que todos los prosumidores se han configurado como nudos *droop* con la capacidad de participar en el control de tensión y frecuencia de la nanorred.

El control de tensión diseñado para los inversores consiste en un controlador PR de parámetros $k_{p-PR,u}=0,001$ y $k_{r-PR,u}=100$, que recibe como entradas la consigna $u_{c,i}$ y la tensión medida en el condensador del filtro del inversor i ($u_{c,i-med}$), y que genera una señal de referencia de corriente ($i_{L1,i}$) de acuerdo al error existente entre $u_{c,i}$ y $u_{c,i-med}$. La referencia de corriente $i_{L1,i}$ sirve de consigna del control interno de corriente, que compara $i_{L1,i}$ y la corriente medida en la inductancia del lado del inversor ($L_{1,i}$) del filtro LCL, $i_{L1,i-med}$, y genera mediante otro controlador PR (de parámetros $k_{p-PR,i}=20$ y $k_{r-PR,i}=2000$) una señal moduladora $m_{inv,i}$, aplicando $u_{c,i}$ y $u_{DCi-med}$, de forma similar al control de corriente empleado en el caso de la nanorred conectada. La transformación de $m_{inv,i}$ en señales de disparo para los IGBTs del inversor se realiza mediante una técnica SPWM, idéntica a la utilizada para la nanorred conectada.

El control de los convertidores de las baterías está basado en un controlador *dead-beat* y una técnica PWM iguales a los empleados en los convertidores de la nanorred conectada. Sin embargo, en este caso cobra especial relevancia el control de estos convertidores, ya que, además de entregar la potencia planificada por el EMS y controlar la tensión en el bus de continua, son responsables de suplir las fluctuaciones de potencia originadas por el desajuste en tiempo real que se produce entre los valores de consigna planificados y los valores de potencia reales en el sistema, así como las pérdidas del convertidor. Para ello, el cálculo de la corriente de referencia en la batería, $i_{B,i}$, a seguir por el controlador *dead-beat* incorpora un controlador PI destinado a corregir el error entre la tensión de referencia y medida en el bus de continua ($u_{DC,i}$ y $u_{DCi-med}$, respectivamente) más un término de corriente que contempla la diferencia entre la potencia real inyectada por el generador fotovoltaico ($u_{DCi-med} \cdot i_{pvi,med}$, siendo $i_{pvi,med}$ la corriente medida a la salida del sistema fotovoltaico) y la consigna de potencia activa del inversor dada por el control primario ($P_{G-PRIM,i}$). El control de la tensión en el bus de continua es vital para el funcionamiento de la nanorred aislada, ya que el bus de continua proporciona/almacena la energía que extrae el inversor para satisfacer el balance de potencias activa y reactiva en la nanorred. Por ello, se ha determinado que la responsabilidad de mantener un valor de tensión adecuado en todo momento en el bus de continua recaiga sobre el convertidor de la batería, sin participación en este control del convertidor fotovoltaico, ya que la generación fotovoltaica por sí misma es de carácter no gestionable y no se la considera fiable para participar en este control.

Por otra parte, el desarrollo del control del convertidor fotovoltaico no es objetivo de la presente Tesis Doctoral, por lo que no se ha incluido dentro de los trabajos llevados a cabo. Un ejemplo de algoritmo de control adecuado para el convertidor fotovoltaico puede encontrarse en [61], donde se integra el funcionamiento del convertidor tanto en MPPT como en RPPT. El funcionamiento del convertidor fotovoltaico se ha simulado como una fuente de

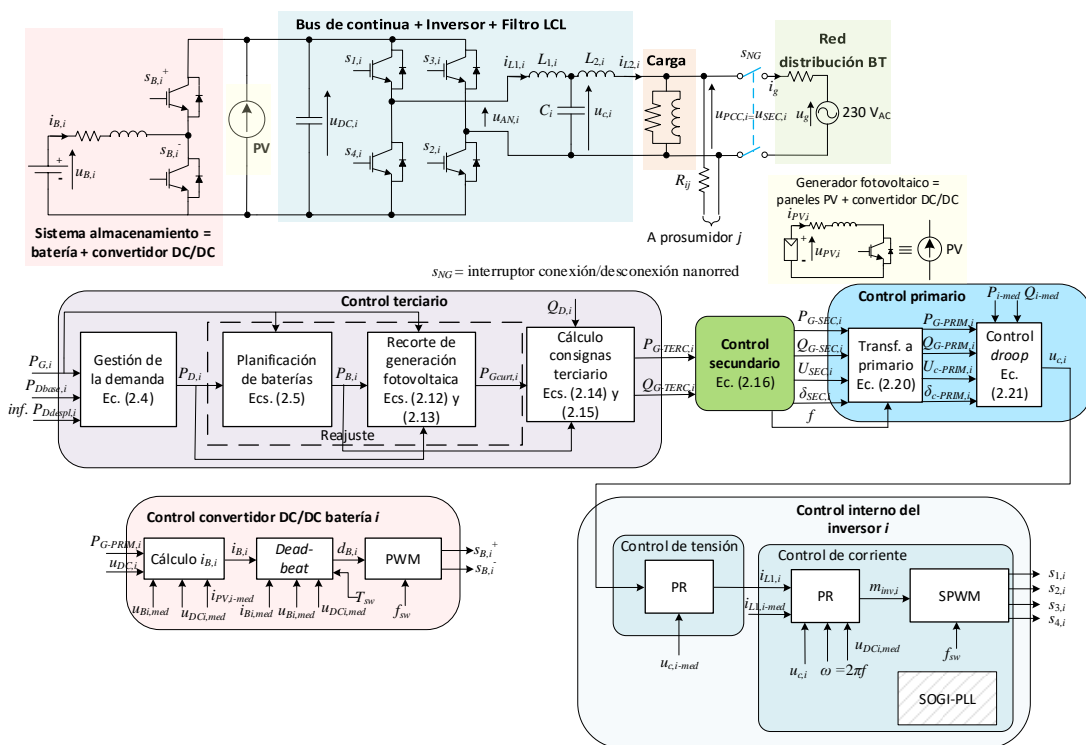


Figura 2.19 Circuito y esquema de control diseñado para el prosumidor i en el modo de funcionamiento de la nanorred aislada

corriente DC controlada. La Figura 2.19 representa el esquema completo de control diseñado para la nanorred aislada de red.

La estrategia de control hasta aquí descrita para la nanorred aislada ha sido validada mediante simulación para la nanorred de dos prosumidores estudiada en la presente Tesis Doctoral. La Tabla 2.12 muestra las consignas calculadas por el control secundario y el control primario para dos intervalos de tiempo de 1 minuto, a partir de consignas dadas previamente por el control terciario. Como se puede observar, la potencia activa demandada se reparte entre los dos prosumidores, de acuerdo a reglas *droop* vinculadas a la capacidad disponible en sus instalaciones, pero no así la demanda de reactiva, teniendo que suplir cada prosumidor su reactiva, tal como se dispuso con el fin de evitar flujos de reactiva por las líneas de la nanorred. La transformación de consignas de control secundario a primario repercute en las consignas de potencia reactiva, pero no sobre las de potencia activa, lo cual es lógico teniendo en cuenta

Tabla 2.12 Resultados del control secundario y primario para dos intervalos de tiempo consecutivos t y $t+1$

Prosumidor 1	Valor inicial (t)	Valor actualizado ($t+1$)	Prosumidor 2	Valor inicial (t)	Valor actualizado ($t+1$)
$P_{D-SEC,1}$	445,15 W	545,15 W	$P_{D-SEC,2}$	571,00 W	571,00 W
$Q_{D-SEC,1}$	146,31 VAr	146,31 VAr	$Q_{D-SEC,2}$	187,68 VAr	217,68 VAr
$P_{G-SEC,1}$	341,54 W	413,46 W	$P_{G-SEC,2}$	674,62 W	702,71 W
$Q_{G-SEC,1}$	146,31 VAr	146,31 VAr	$Q_{G-SEC,2}$	187,68 VAr	217,68 VAr
$U_{SEC,1}$	229,99 V	229,99 V	$U_{SEC,2}$	230,02 V	230,03 V
$\delta_{SEC,1}$	0	0	$\delta_{SEC,2}$	0	0
$P_{G-PRIM,1}$	341,54 W	413,46 W	$P_{G-PRIM,2}$	674,62 W	702,71 W
$Q_{G-PRIM,1}$	149,59 VAr	150,88 VAr	$Q_{G-PRIM,2}$	199,32 VAr	230,53 VAr
$U_{c-PRIM,1}$	230,79 V	230,80 V	$U_{c-PRIM,2}$	231,08 V	231,25 V
$\delta_{c-PRIM,1}$	$9,8 \cdot 10^{-3}$ rad	$8,1 \cdot 10^{-3}$ rad	$\delta_{c-PRIM,2}$	$1,6 \cdot 10^{-2}$ rad	$1,7 \cdot 10^{-2}$ rad

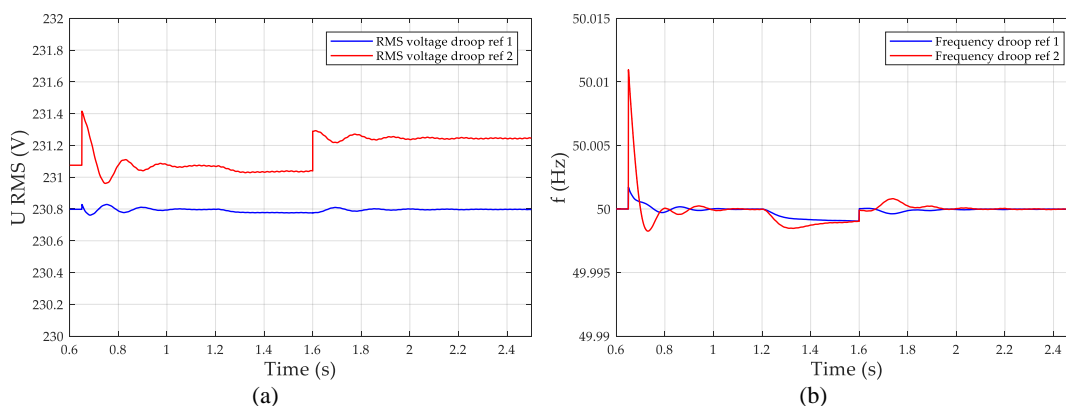


Figura 2.20 Evolución de (a) valor eficaz de u_{ci} y (b) frecuencia corregidos por control *droop* para el inversor de prosumidor 1 (azul) y prosumidor 2 (rojo). Extraída de [J3]

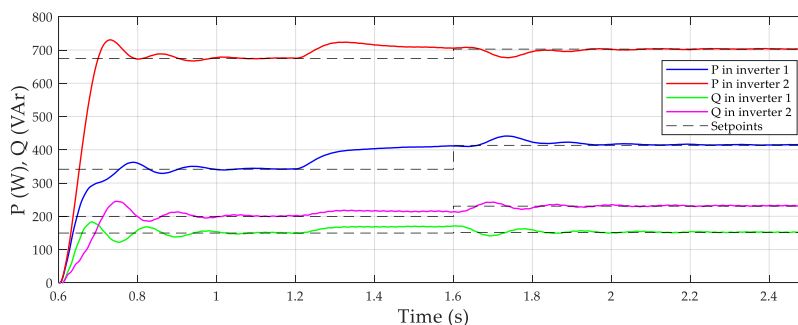


Figura 2.21 Evolución de los valores de potencia activa y reactiva suministrada por cada inversor, comparados con consignas de control primario. Extraída de [J3]

que la impedancia existente entre el PCC del prosumidor y el condensador de su filtro LCL es puramente inductiva. Los valores actualizados corresponden al minuto $t+1$, en el que el flujo de potencias vuelve a ejecutarse tomando como datos de entrada las medidas reales obtenidas en el sistema en el minuto anterior t para efectuar correcciones sobre los parámetros de la nanored tras un cambio inesperado en la demanda ocurrido durante el minuto t .

La Figura 2.20 muestra la evolución experimentada por la frecuencia y el valor eficaz de la tensión en el condensador del filtro LCL de cada prosumidor. Como se puede observar, tras una serie de fluctuaciones transitorias originadas por el arranque del sistema, la frecuencia se estabiliza en 50 Hz y la tensión en torno a los valores correspondientes de la Tabla 2.12. A los 1,2 s de simulación, se produce un cambio en la demanda de 100 W y 30 VAR, lo que provoca una desviación de tensión y de frecuencia respecto de los valores de consigna en ambos inversores, aunque no en la misma proporción, como consecuencia de las reglas *droop* diseñadas. A los 1,6 s de simulación, se actualizan las consignas de control secundario y se corrige la desviación de frecuencia, que se restaura en 50 Hz, así como la de tensión, alcanzándose los nuevos valores establecidos por el flujo de potencias y su adaptación al control primario. La nanored opera en todo momento dentro de unos márgenes seguros de tensión y de frecuencia, mostrando un comportamiento muy estable y realizando un seguimiento preciso de las consignas, con una respuesta rápida y a la vez suave frente a cambios no esperados en el sistema.

Las mismas conclusiones pueden extraerse de la Figura 2.21, que muestra la evolución de las potencias activa y reactiva suministradas por ambos inversores comparadas con sus

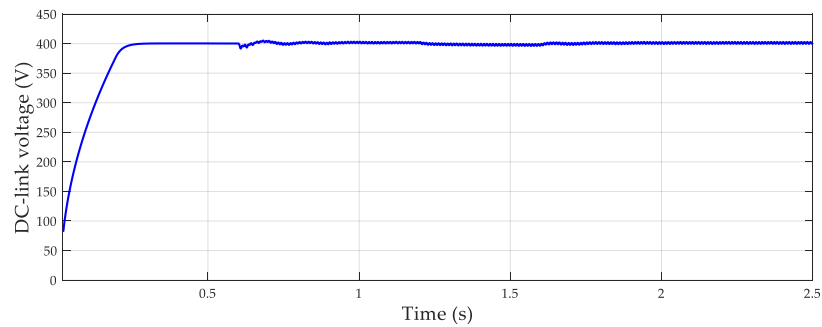


Figura 2.22 Evolución de la tensión en el bus de continua del inversor del prosumidor 1. Extraída de [J3]

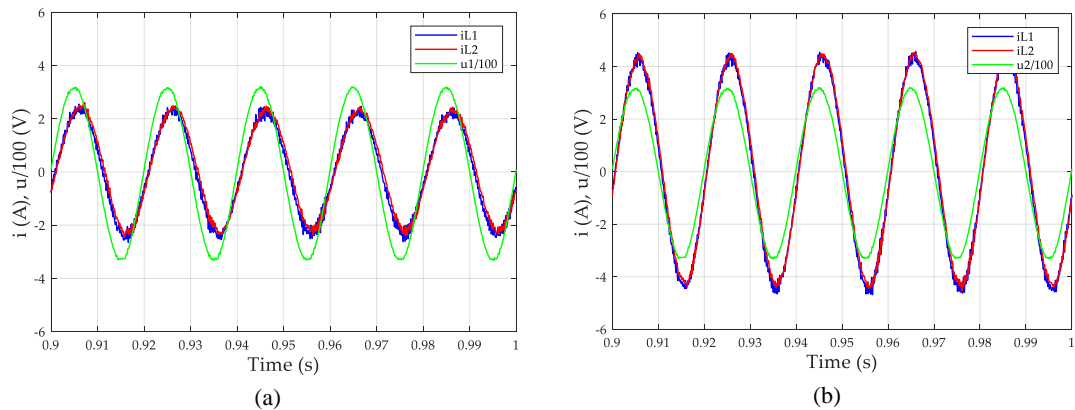


Figura 2.23 Formas de onda de corriente de salida y de tensión en el PCC de (a) prosumidor 1 y (b) prosumidor 2. Extraída de [J3]

correspondientes consignas de control primario. Tras la estabilización del sistema después de su arranque, las potencias entregadas por los inversores siguen las consignas establecidas y, una vez que se produce el incremento de carga, esta se reparte entre ambos prosumidores proporcionalmente a su capacidad disponible, alejándose de sus consignas. Una vez que el control secundario se actualiza, y con él las consignas de los inversores, las potencias entregadas por estos vuelven a seguir sus valores de referencia.

La Figura 2.22 muestra la evolución de la tensión del bus de continua del prosumidor 1, que presenta un comportamiento muy similar a la correspondiente al prosumidor 2. Como se puede observar, una vez que se energiza el bus de continua alcanzando la referencia de 400 V, la tensión medida se mantiene en valores muy cercanos a esta referencia, incluso durante el intervalo de tiempo en que se produce la desviación de potencia. Por su parte, la Figura 2.23 muestra un detalle de las formas de onda de la tensión en el PCC de cada prosumidor y de la corriente de salida de cada inversor. Como se puede observar, las ondas presentan una buena calidad de onda y su amplitud y desfase son acordes con las consignas establecidas para los inversores.

2.4 Reconexión a red de la nanorred aislada

La transición entre los modos de operación aislada y conectada de la nanorred debe realizarse de forma controlada y suave para garantizar en todo momento la estabilidad y seguridad del

sistema. Para ello, es preciso que la nanorred cuente con un lazo de control adicional a los ya expuestos para sincronizarse con la red principal previamente a su reconexión.

El método de sincronización elegido ha sido extraído de [62]. Se basa en el cálculo (ecuación (2.23)) de las correcciones de tensión y ω asociadas a la sincronización (ΔU_{sync} y $\Delta \omega_{sync}$, respectivamente), a partir de las componentes $\alpha\beta$ de la tensión de red medida ($u_{g,med}$) y de la tensión medida en el PCC del prosumidor más cercano a la red ($u_{PCC1,med}$ en este caso), obtenidas mediante sendos SOGI-PLLs. La diferencia existente entre estas magnitudes se regula mediante controladores de tipo PI, de parámetros $k_{p-u,sync}=0,1$, $k_{i-u,sync}=0,01$, $k_{p-\omega,sync}=0,0007$ y $k_{i-\omega,sync}=0,00005$.

$$\begin{aligned}\Delta U_{sync} &= \left(k_{p-u,sync} + \frac{k_{i-u,sync}}{s} \right) \left(\sqrt{u_{g,med-\alpha}^2 + u_{g,med-\beta}^2} - \sqrt{u_{PCC1,med-\alpha}^2 + u_{PCC1,med-\beta}^2} \right) \\ \Delta \omega_{sync} &= \left(k_{p-\omega,sync} + \frac{k_{i-\omega,sync}}{s} \right) \left(u_{PCC1,med-\alpha} \cdot u_{g,med-\beta} - u_{PCC1,med-\beta} \cdot u_{g,med-\alpha} \right)\end{aligned}\quad (2.23)$$

Las correcciones ΔU_{sync} y $\Delta \omega_{sync}$ se suman a las referencias de tensión y ω obtenidas por el control primario y el control *droop* en la ecuación (2.21) de cada prosumidor, asumiendo que ΔU_{sync} y $\Delta \omega_{sync}$, calculados para el PCC del prosumidor 1, son igualmente válidas para el resto de prosumidores de la nanorred (el error cometido por asumir esta hipótesis es pequeño debido a que la impedancia resistiva de las líneas de conexión entre los prosumidores es pequeña y, por tanto, también lo es la diferencia de tensión en el PCC de cada prosumidor). De este modo, una vez incluida la compensación debida al lazo de sincronización, la referencia de tensión seguida por el controlador de tensión de cada prosumidor en modo aislado se calcula mediante (2.24).

$$\begin{aligned}U_{c,i} &= U_{c-PRIM,i} + m_{q,i} (Q_{G-PRIM,i} - Q_{i-med}) + \Delta U_{sync} \\ \theta_{c,i} &= \delta_{c-PRIM,i} + \frac{2\pi [f + m_{p,i} (P_{G-PRIM,i} - P_{i-med})]}{s} + \Delta \omega_{sync}\end{aligned}\quad (2.24)$$

Este método de sincronización ha sido probado en simulación para la nanorred estudiada, obteniendo los resultados mostrados en la Figura 2.24. La simulación comienza con la nanorred operando aislada de la red principal y sin estar sincronizada con la misma. La sincronización se activa los 1,1 s de simulación, mientras la nanorred sigue aislada. Como se puede observar, la sincronización de la tensión en los PCC de los prosumidores con la tensión de red se consigue en solo 4 ciclos. Posteriormente, a los 1,4 s, la nanorred se conecta a la red principal, coincidiendo con un incremento de carga de 1 kW que es alimentado directamente desde red. Finalmente, a los 1,8 s, se produce una nueva desconexión de la nanorred, restaurándose el valor de carga al del inicio de la simulación. Como se puede apreciar, los transitorios de tensión y corriente provocados por la conexión y desconexión de red no causan perturbaciones significativas en el sistema.

2.5 Estudio y aplicación de otras topologías de convertidores

La estrategia de control diseñada y expuesta hasta ahora ha sido aplicada sobre una topología de inversor monofásico de puente en H, de solo dos niveles, caracterizada por su simplicidad y amplia implantación comercial. Sin embargo, el control desarrollado puede ser aplicado a otras topologías de inversores más complejas mediante la adaptación de la técnica de modulación empleada.

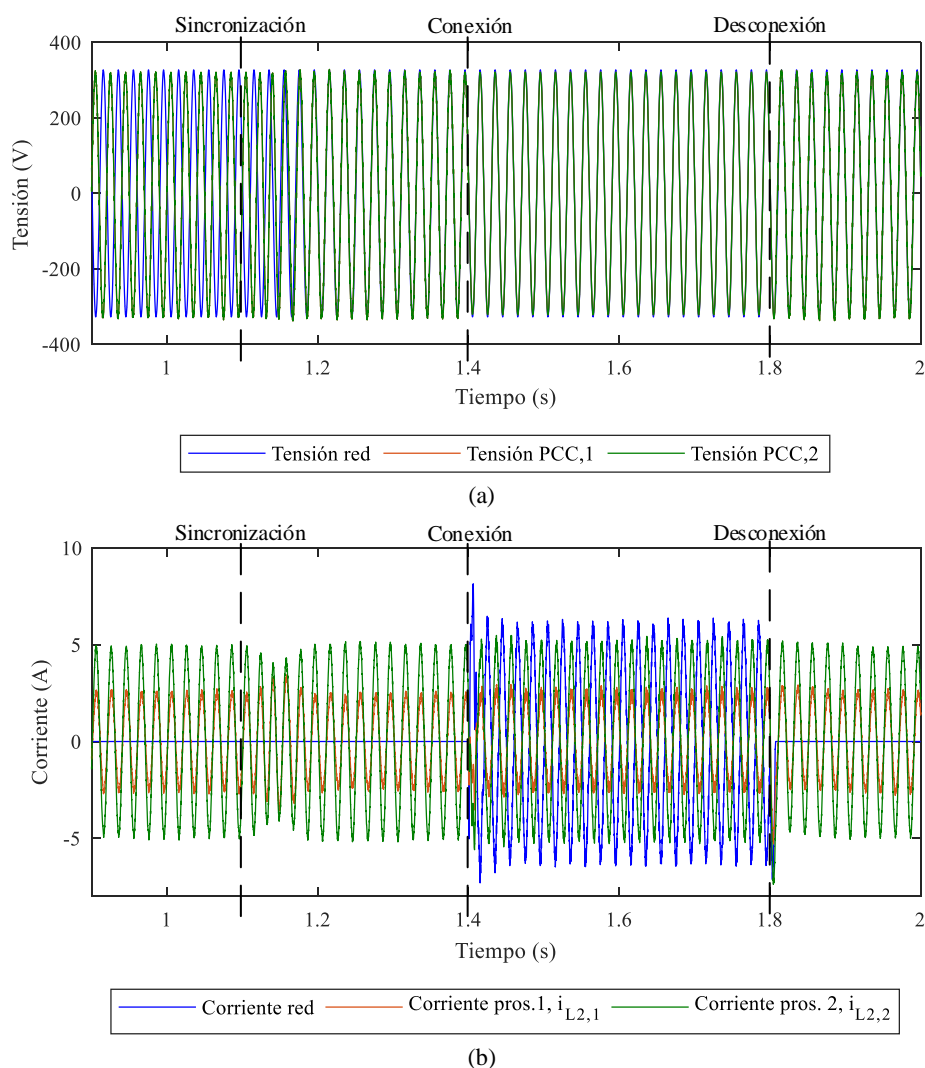


Figura 2.24 Resultados de sincronización: (a) tensiones y (b) corrientes

De entre las diferentes topologías de inversores disponibles en el mercado y actualmente en fase de investigación, en esta Tesis Doctoral se ha seleccionado la topología T-type para su análisis y aplicación en la nanorred estudiada. Se trata de una topología multinivel puntera, que presenta ventajas respecto a otras topologías multinivel más maduras, como la del convertidor con diodo anclado al neutro (*Neutral-Point-Clamped*, NPC), permitiendo reducir las pérdidas de conmutación a frecuencias de conmutación bajas, como es el caso de la estrategia de control propuesta, que contempla $f_{sw}=10$ kHz. Asimismo, los inversores multinivel presentan diversas ventajas sobre los inversores de dos niveles, tales como una menor generación de armónicos y, por consiguiente, requieren un filtro de salida de menores dimensiones.

La topología T-type se ha combinado con una red qZS para permitir la aplicación de los denominados estados *shoot-through* de forma segura. La introducción de estados *shoot-through* en el control del inversor mediante modulación consiste en provocar de forma controlada cortocircuitos en las ramas del inversor para conseguir un efecto elevador en la tensión, lo que puede conseguirse sin afectar negativamente al funcionamiento y la vida útil

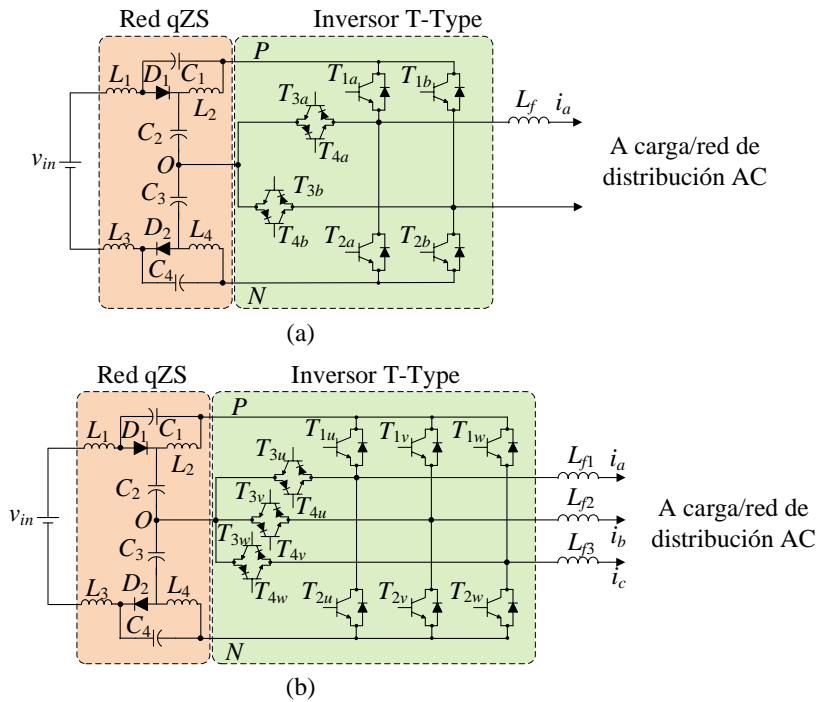


Figura 2.26 Esquema del inversor T-type con red qZS (a) monofásico y (b) trifásico

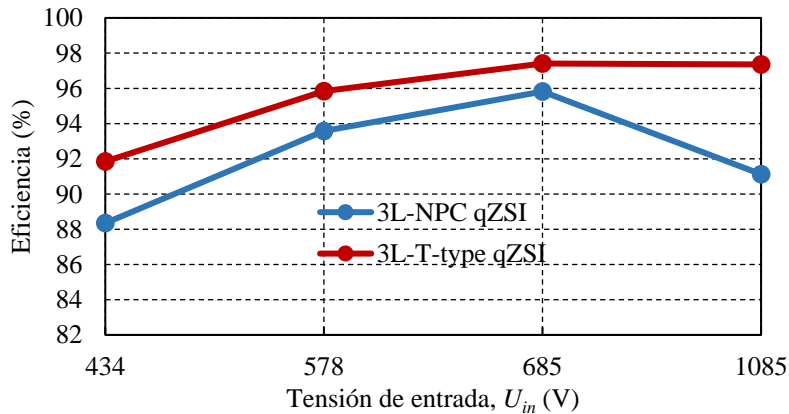


Figura 2.27 Curvas de eficiencia de 3L-NPC qZSI y 3L-T-type qZSI operando en diferentes puntos de trabajo, para $V_{out}=230$ V and $P_{out}=5$ kW. Extraída de [C3]

del convertidor gracias a la inclusión de una red qZS a la entrada del inversor. La Figura 2.26 representa el esquema del inversor T-type con red qZS en sus versiones monofásica y trifásica.

En la publicación [C3] se verifica la mejora en cuanto a eficiencia que supone la topología T-type respecto a la NPC operando a $f_{sw}=15$ kHz. La Figura 2.27, incluida en dicha publicación, muestra una comparativa de las curvas de eficiencia de un inversor de tres niveles topología T-type con red qZS (3L-T-type qZSI) y un inversor de las mismas características pero topología NPC (3L-NPC qZSI), que operan para obtener a su salida una tensión $V_{out}=230$ V y una potencia $P_{out}=5$ kW. Las curvas de eficiencia se han obtenido a partir de diferentes puntos de trabajo, en los que se modifica la tensión de entrada U_{in} conforme a la relación $m_{inv} < 1 - D_s$ dada entre el índice de modulación (m_{inv}) y el ciclo de trabajo shoot-through (D_s), con diferentes valores para cada punto de trabajo. Como se puede apreciar, el 3L-T-type qZSI

exhibe una eficiencia superior en todos los puntos de trabajo. El punto de trabajo en el que se alcanza una mayor eficiencia es el correspondiente a $U_{in}=685$ V (siendo $m_{inv}=0,95$ y $D_s=0$), mientras que el punto de menor eficiencia es el correspondiente a $U_{in}=434$ V (siendo $m_{inv}=0,75$ y $D_s=0,25$).

A pesar de que los resultados anteriores demuestran que la aplicación de estados *shoot-through* supone una reducción de la eficiencia del inversor, es importante observar que a su vez implica la posibilidad de obtener la misma tensión y potencia a la salida a partir de una menor tensión de entrada al convertidor. Esto significa un aumento del rango de tensiones de entrada admisibles al inversor, lo cual constituye una gran ventaja en aplicaciones de renovables y de almacenamiento de energía, en las que típicamente se dispone de una tensión no muy elevada a la entrada del convertidor, evitando así la necesidad de emplear un convertidor elevador intermedio. Todas estas razones han motivado la selección del 3L-T-type qZSI como nueva topología de inversores a estudiar en la Tesis Doctoral.

El estudio llevado a cabo del 3L-T-type qZSI, en su modalidad trifásica, se expone en la publicación [J4]. Dicho estudio consiste en la validación mediante simulación y ensayos experimentales de una nueva técnica de modulación, inicialmente propuesta en [63] y también empleada en [C3], aplicada a un 3L-T-type qZSI trifásico, aunque es igualmente aplicable a cualquier otra topología multinivel trifásica o monofásica con red qZS. Los beneficios de esta técnica de modulación residen en su capacidad de introducir estados *shoot-through* de ancho de pulso constante uniformemente distribuidos durante el periodo de conmutación fundamental, así como de mitigar desequilibrios de tensión entre los condensadores del bus de continua. La primera característica permite reducir el dimensionamiento de los componentes pasivos de la red qZS, mientras que la segunda mejora la fiabilidad y robustez del convertidor, ya que un fallo en los condensadores del bus de continua, que son elementos críticos del inversor, comprometería la operación del inversor.

Los ensayos experimentales se llevaron a cabo sobre un 3L-T-type qZSI de Fuji Electric, empleando la plataforma de control dSPACE MicroLabBox y programando la técnica de modulación en Simulink/MATLAB®. El montaje experimental se muestra en la Figura 2.28.

Las pruebas experimentales se realizaron bajo las siguientes condiciones:

1. Caso equilibrado, $m_{inv}=0,8$ y $D_s=0$: los resultados se recogen en la Figura 2.29. Se verifica el correcto funcionamiento del inversor, obteniendo una corriente de salida

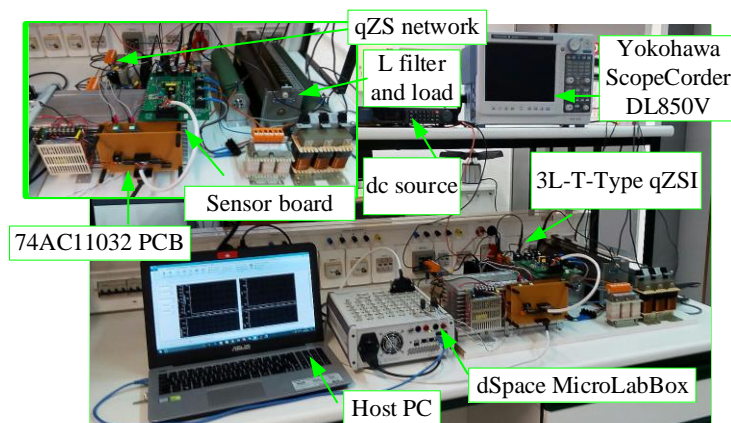


Figura 2.28 Montaje experimental para ensayos 3L-T-type qZSI. Extraída de [J4]

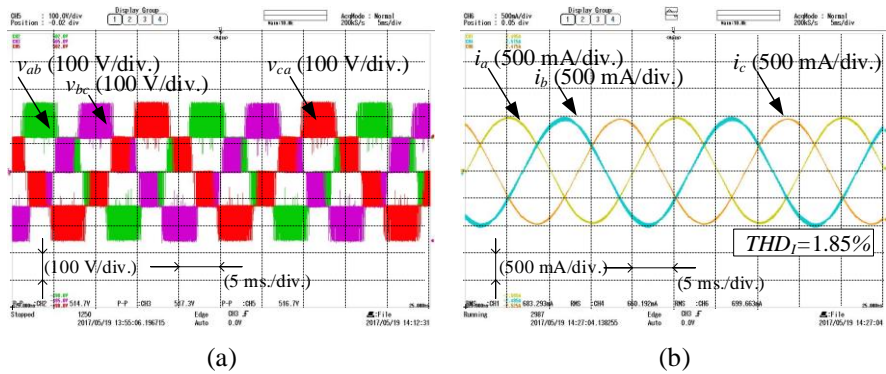


Figura 2.29 Formas de onda con $m_{inv} = 0,8$ y $D_s = 0$: (a) tensión a la salida del inversor (antes del filtro) y (b) corrientes de salida. Extraída de [J4]

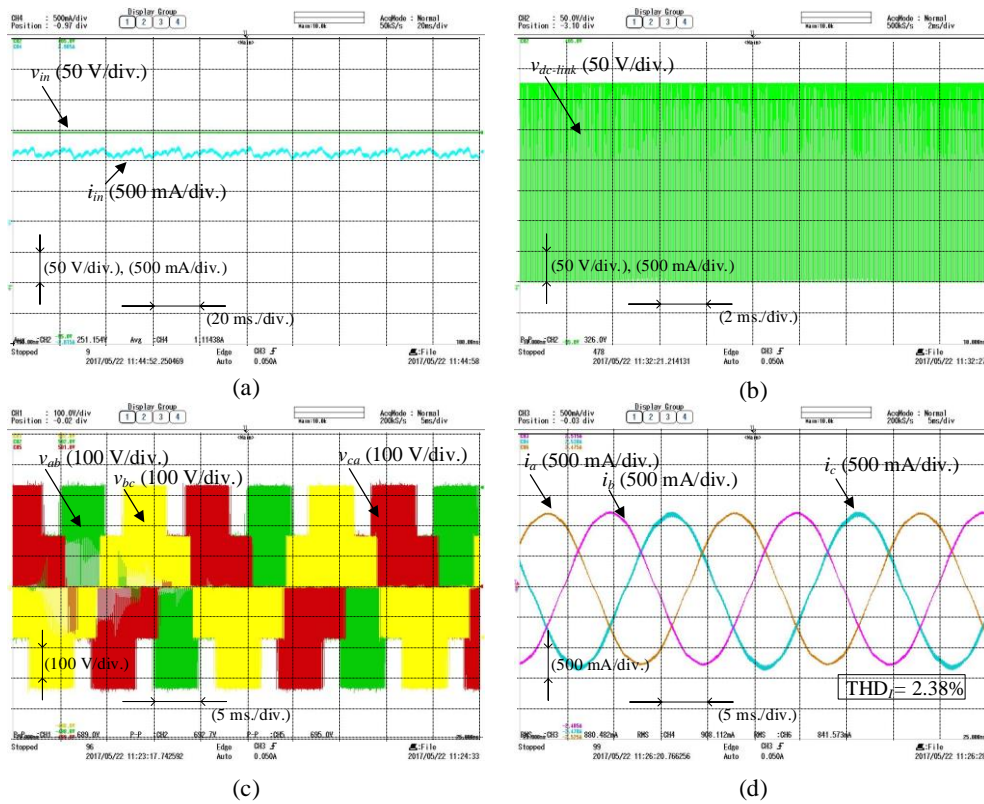


Figura 2.30 Formas de onda con $m_{inv} = 0,8$ y $D_s = 0,12$: (a) tensión y corriente de entrada al inversor, (b) tensión en el bus de continua, (c) tensión a la salida del inversor (antes del filtro) y (d) corrientes de salida. Extraída de [J4]

con una THD muy baja, del 1,85%, y los tres niveles de tensión esperados a la salida del inversor (antes del filtro).

2. Caso equilibrado, $m_{inv}=0,8$ y $D_s=0,12$: los resultados se recogen en la Figura 2.30. La introducción de estados *shoot-through* es apreciable en la tensión del bus continua, que cae a cero de forma uniforme, así como en el efecto elevador conseguido en la tensión de salida del convertidor, cuyo valor máximo alcanza los 326 V. En cuanto a las corrientes de salida, la THD aumenta ligeramente respecto al caso anterior, en el

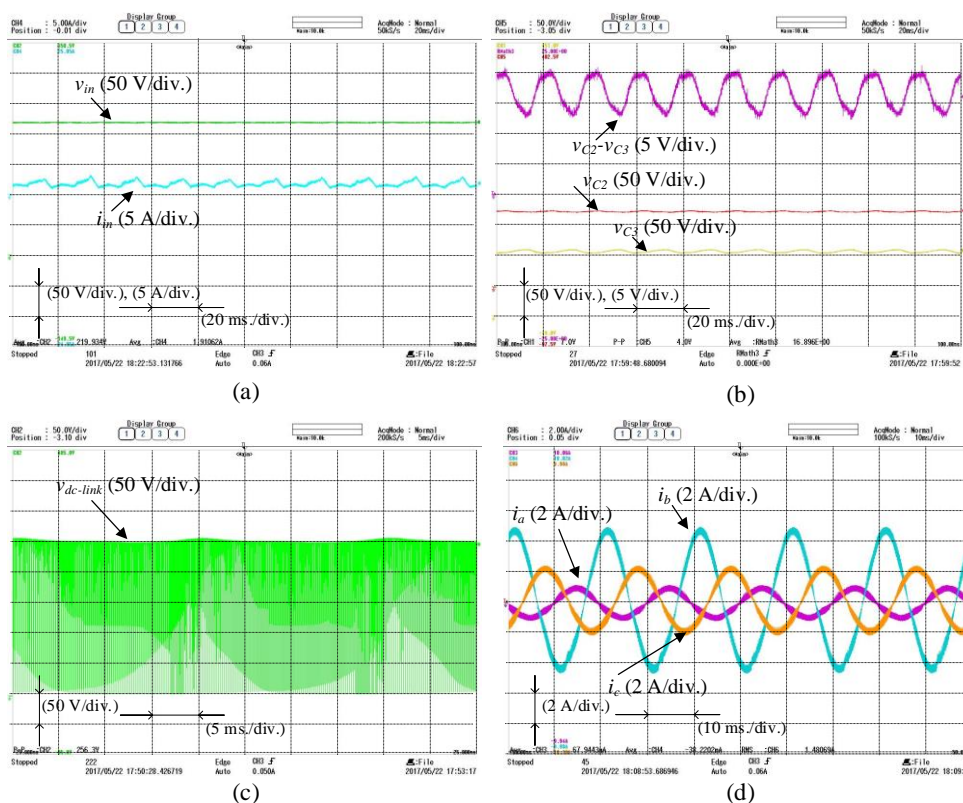


Figura 2.31 Formas de onda con $m_{inv}=0,8$ y $D_s=0,12$ en caso desequilibrado, sin compensación: (a) tensión y corriente de entrada al inversor, (b) tensión en condensadores del bus de continua, (c) tensión en el bus de continua y (d) corrientes de salida. Extraída de [J4]

que no se aplican estados *shoot-through*, aunque la calidad de onda sigue siendo muy buena.

3. Caso desequilibrado, sin compensación, $m_{inv}=0,8$ y $D_s=0,12$: los resultados se recogen en la Figura 2.31. En este caso se provoca una situación de desequilibrio en los condensadores del bus de continua mediante el uso de una carga desequilibrada. El desequilibrio se manifiesta en la corriente de entrada y en la tensión en el bus de continua, que presentan una pulsación de baja frecuencia. Como se puede observar, el desequilibrio de la carga origina el desequilibrio entre las tensiones en los condensadores del bus de continua, que presentan un valor diferente.
4. Caso desequilibrado, con compensación, $m_{inv}=0,8$ y $D_s=0,12$: los resultados se recogen en la Figura 2.32. En el mismo caso de desequilibrio de cargas anterior, se aplica el método de compensación de desequilibrio de tensión en los condensadores del bus de continua mediante un controlador PI. Como se puede observar, se consigue corregir la diferencia de tensión entre los condensadores del bus de continua, aunque la pulsación de baja frecuencia fruto del desequilibrio de cargas sigue estando presente en la corriente de entrada y en la tensión del bus de continua. Por otro lado, se detecta un efecto adverso de la compensación del desequilibrio, ya que supone un ligero empeoramiento de la calidad de onda de la corriente de salida del inversor en comparación con el caso desequilibrado sin compensación (Tabla 2.13). Por este motivo, el valor de los parámetros del controlador PI empleado para la compensación debe seleccionarse como un compromiso entre el equilibrado de tensiones en los condensadores del bus de continua y la calidad de onda de la corriente de salida.

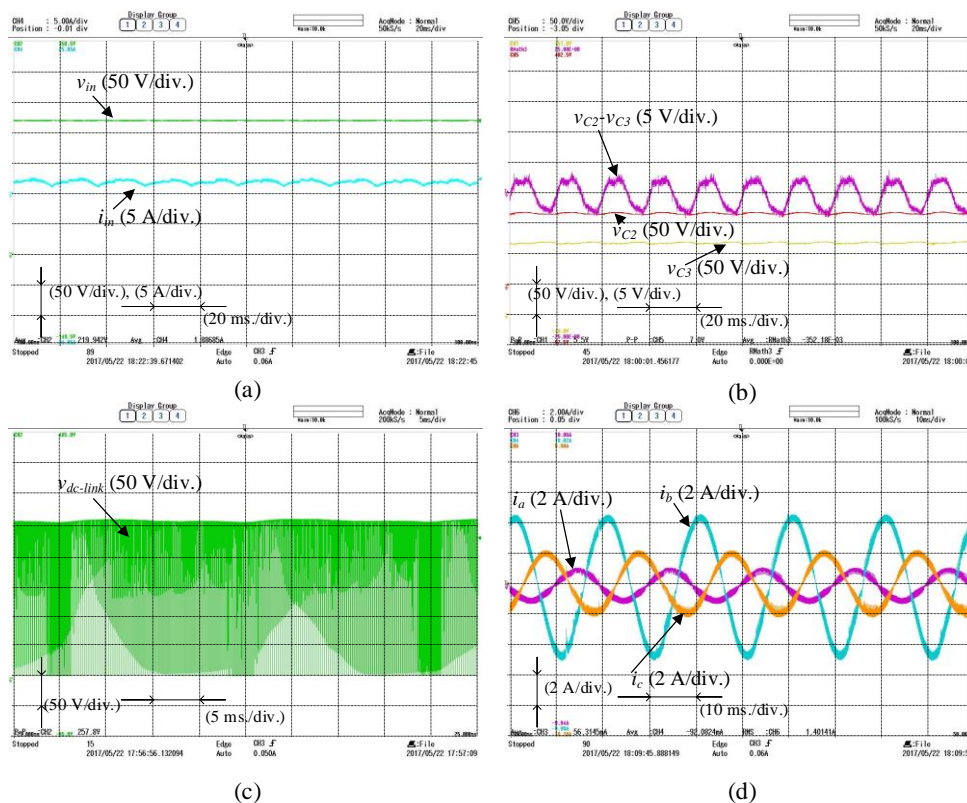


Figura 2.32 Formas de onda con $m_{inv} = 0,8$ y $D_s = 0,12$ en caso desequilibrado, con compensación: (a) tensión y corriente de entrada al inversor, (b) tensión en condensadores del bus de continua, (c) tensión en el bus de continua y (d) corrientes de salida. Extraída de [J4]

Tabla 2.13 THD y componente fundamental de las corrientes de salida con y sin compensación de desequilibrio de tensión en los condensadores del bus de continua

Caso	i_a		i_b		i_c	
	Comp. Fund. (A)	THD _{ia}	Comp. Fund. (A)	THD _{ib}	Comp. Fund. (A)	THD _{ic}
Sin compensación	0,7571	13,86%	4,19	6,13%	2,051	9,31%
Con compensación	0,7837	15,12%	4,228	6,88%	1,955	10,44%

El 3L-T-type qZSI estudiado en [J4] se ha empleado en su versión monofásica como inversor fotovoltaico de una vivienda conectada a red en la publicación [C1]. El control del inversor integra el control de corriente ya presentado en [J2] para realizar el seguimiento de consignas de potencia activa y reactiva, junto con la técnica de modulación probada en [J4], aunque sin incluir la compensación de desequilibrio de tensión en los condensadores del bus de continua. Asimismo, el controlador de corriente, de tipo PR, realiza una compensación de armónicos de orden 3, 5 y 7, los más habituales en la tensión de red, al igual que en uno de los casos presentados a modo de ejemplo en el apartado 2.2.4. La frecuencia de conmutación elegida en este caso es de 20 kHz.

La simulación del sistema se ha implementado en el paquete de software PSCAD, evaluando el funcionamiento del inversor y su control aplicando estados *shoot-through* para conseguir un efecto elevador en la tensión, así como en operación normal, sin introducir estados *shoot-through* dentro de la modulación.

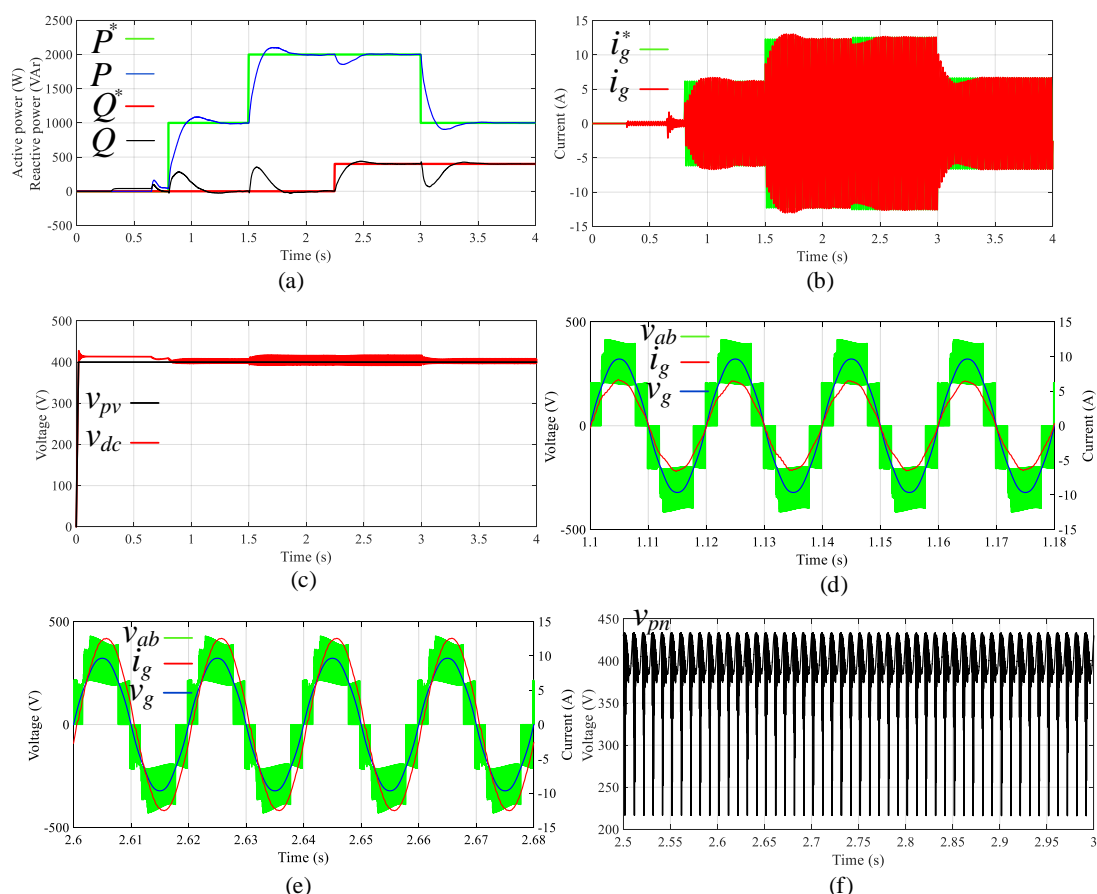


Figura 2.33 Formas de onda obtenidas sin aplicar estados *shoot-through*: (a) potencias activa y reactiva, inyectadas y de referencia, (b) corriente de salida del inversor, inyectada y de referencia, (c) tensión en el sistema fotovoltaico y en el bus de continua, (d) tensión de salida del inversor (antes y después del filtro) y corriente de salida, inyectando potencia activa, (e) tensión de salida del inversor (antes y después del filtro) y corriente de salida, inyectando potencia reactiva, y (f) tensión positivo-negativo en inversor.

Extraída de [C1]

La Figura 2.33 muestra los resultados obtenidos de la simulación en el primer caso planteado, prefijando una tensión de entrada al inversor de 400 V y un $D_s=0$. Por su parte, la Figura 2.34 muestra los resultados obtenidos en el segundo caso planteado, en el que se establece una tensión de entrada al inversor de 360 V y un $D_s=0,1$, con el propósito de conseguir el mismo nivel de tensión a la salida del inversor que en el caso anterior utilizando un nivel de tensión de entrada inferior. Con este segundo caso se pretende demostrar que la aplicación de estados *shoot-through* facilita la integración de sistemas renovables y de almacenamiento de bajos niveles de tensión (como las baterías de la nanored estudiada en esta Tesis, de 48 V de tensión nominal), reduciendo los requisitos de elevación de tensión de sus convertidores DC/DC, o incluso eliminando la necesidad de incluir un convertidor DC/DC elevador intermedio cuando la tensión sea razonablemente elevada. En ambos casos se ha seguido la misma secuencia de eventos y se ha probado la misma serie de consignas de potencia activa y reactiva.

Como se puede observar, en los dos casos simulados se realiza un seguimiento muy preciso de las referencias de potencia activa y reactiva, con un error en estado estacionario prácticamente nulo, aunque sí se aprecia que existe acoplamiento entre potencia activa y reactiva. En cuanto a la corriente de salida del inversor, se producen mayores picos transitorios en el caso en el que se aplica *shoot-through* cuando el inversor comienza a conmutar, aunque

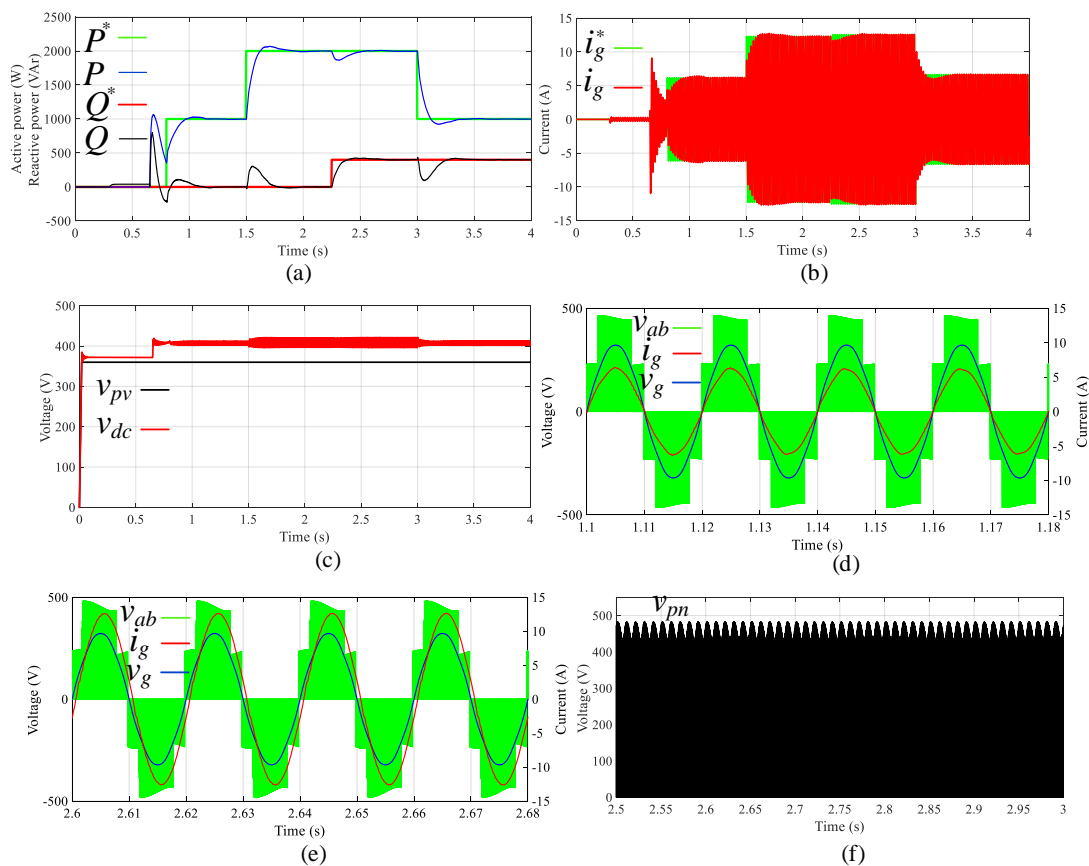


Figura 2.34 Formas de onda obtenidas aplicando estados *shoot-through*: (a) potencias activa y reactiva, inyectadas y de referencia, (b) corriente de salida del inversor, inyectada y de referencia, (c) tensión en el sistema fotovoltaico y en el bus de continua, (d) tensión de salida del inversor (antes y después del filtro) y corriente de salida, inyectando potencia activa, (e) tensión de salida del inversor (antes y después del filtro) y corriente de salida, inyectando potencia reactiva, y (f) tensión positivo-negativo en inversor.
Extraída de [C1]

la operación es segura en todo momento. El seguimiento de la corriente de referencia realizado por el controlador PR es preciso, independientemente de que el inversor inyecte potencia activa o reactiva. En el primer caso, en el que no se aplican estados *shoot-through*, la tensión de entrada al inversor y la del bus de continua coinciden, mientras que con la introducción de estados *shoot-through* se consigue un valor de tensión en el bus de continua superior al de la tensión de entrada aplicada, de acuerdo al valor teórico esperado. La aplicación de estados *shoot-through* es también visible en la tensión de salida (antes del filtro) y en la tensión positivo-negativo del inversor, que presenta la típica pulsación de baja frecuencia (100 Hz) característica de inversores monofásicos.

Conclusiones y trabajos futuros

3.1 Conclusiones

El objetivo final planteado para la presente Tesis Doctoral fue el desarrollo de una estrategia de control completa para una nanorred en la que los sistemas de almacenamiento de energía jugasen un papel fundamental. Dicha nanorred ha sido diseñada como una comunidad de prosumidores de carácter residencial, con cargas gestionables en AC, generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías, cuyas instalaciones son controladas mediante convertidores electrónicos de potencia.

La estrategia desarrollada engloba todas las etapas propias del control jerárquico de microrredes, así como los controladores internos de inversores y convertidores de baterías, que permiten que la nanorred pueda operar tanto conectada a la red de distribución como aislada de la misma, junto con un método de sincronización que asegura una transición suave entre ambos modos de operación. El funcionamiento completo de la nanorred ha sido evaluado mediante simulación, consiguiendo resultados satisfactorios.

Aunque inicialmente se plantea una nanorred conformada por inversores de una topología tradicional, se ha investigado una prometedora topología de inversor, el T-type qZSI, con la idea de integrarla en las instalaciones de prosumidores que conforman la nanorred, lo que implica la modificación de la técnica de modulación empleada en la estrategia de control diseñada. Las ventajas inherentes a esta topología se han corroborado mediante simulación y ensayos experimentales, y la adaptación del control de una instalación prosumidora con un T-type qZSI ha sido validada en simulación, obteniendo resultados coherentes con los esperados.

Los trabajos llevados a cabo durante la Tesis Doctoral han supuesto las siguientes aportaciones:

- Diseño de un EMS basado en un problema de optimización, que planifica la gestión coordinada de cargas controlables, baterías y producción fotovoltaica de toda la nanorred, a partir de predicciones de generación y demanda. La función de optimización propuesta constituye una novedad respecto a otras publicadas en la literatura científica, ya que busca minimizar los intercambios de energía entre la

nanorred y la red de distribución a lo largo de todo el horizonte de planificación, en lugar de perseguir un objetivo económico como es habitual en la literatura. Esta estrategia permite trabajar en un escenario independiente de precios de mercado y costes asociados a la explotación de recursos energéticos, en muchas ocasiones difícilmente cuantificables, así como de políticas energéticas, diferentes en cada país y que han demostrado ser muy cambiantes durante los últimos años. Además, la función objetivo propuesta conlleva de forma inherente una serie de ventajas técnicas, económicas y medioambientales, y trata de conseguir una situación de compromiso entre los intereses de prosumidores y operador de red. Los resultados demuestran que la estrategia planteada logra muy buenos índices de autoconsumo y autosuficiencia, generando un programa de operación de baterías eficiente y enfocado a la preservación de su vida útil.

- Comparativa entre las estrategias de operación individual y conjunta de recursos energéticos. Se han evaluado y verificado los beneficios asociados a la operación conjunta de recursos energéticos sobre su gestión individual, concluyendo, entre otros resultados, que la planificación coordinada del programa de carga/descarga de baterías bajo la función objetivo propuesta supone un ahorro de un 13% en la energía intercambiada entre el conjunto de prosumidores y la red de distribución, mejorando la explotación de los recursos locales de la nanorred.
- Mejora de la robustez del EMS diseñado frente a errores de predicción mediante la incorporación de una estrategia de horizonte deslizante, basada en la reconfiguración del programa de operación de baterías a partir de predicciones actualizadas a medida que estas se encuentren disponibles, de manera que las consignas de operación se reajustan y se amplía el horizonte programado de forma provisional, lo que posibilita al EMS corregir su programa de operación y anticiparse a futuras necesidades energéticas manteniendo energía almacenada de reserva.
- Propuesta de otra función objetivo para el problema de optimización del EMS, basada en la minimización del coste de la factura eléctrica dentro del marco regulatorio español, y análisis comparativo de esta nueva función objetivo sobre la inicialmente planteada (minimización de intercambios de energía entre nanorred y red de distribución y, por tanto, maximización de autoconsumo y autosuficiencia en la nanorred). Como era de esperar, los resultados demuestran que la función objetivo inicial presenta ventajas en cuanto a la mejora de autoconsumo y autosuficiencia, así como un menor impacto en la red de distribución, pero también sobre el uso de las baterías, cuyo ciclado es más respetuoso con la salud de las baterías que cuando se aplica la función objetivo basada en costes. Sin embargo, en contra de lo esperado en un primer momento, se ha observado que la minimización de los intercambios de energía entre nanorred y red principal supone además una ventaja económica sobre la optimización basada en costes, como resultado de la influencia de los costes de acceso a red en el marco regulatorio analizado y de la escasa remuneración a los autoconsumidores por la energía exportada, lo que parece ser la tendencia en las actuales políticas energéticas europeas.
- Diseño de un esquema de control jerárquico dedicado a una nanorred de prosumidores residenciales multi-nudo para su operación conectada y aislada de la red de distribución. Este control jerárquico incorpora como novedad un flujo de potencias basado en características *droop* que asegura el cumplimiento de los intercambios de energía programados entre prosumidores incluso cuando la nanorred se encuentra aislada. Este flujo de potencias se encuadra dentro del control secundario, y es igualmente válido para la realización de intercambios de energía P2P pactados

directamente entre prosumidores, ya sea como alternativa a la gestión coordinada que lleva a cabo el control terciario propuesto en la Tesis o en combinación con el mismo.

- Desarrollo de un modelo de simulación que integra todos los lazos de control en tiempo real de los convertidores electrónicos considerados en la nanorred, apto tanto para la operación conectada a red como aislada, empleando diferentes tipos de controladores (PR para controles de inversores y *dead-beat* para control de convertidores DC/DC de baterías). Asimismo, el modelo de simulación incluye un método de sincronización que permite realizar una transición suave entre ambos modos de operación.
- Validación mediante simulación y ensayos experimentales de las ventajas aportadas por el 3L-T-type qZSI en su versión monofásica, aplicado a una instalación fotovoltaica residencial conectada a la red de distribución, y que opera mediante el control de corriente integrado en el control jerárquico propuesto, adaptado al caso de esta topología de inversor.

3.2 Trabajos futuros

Se han identificado las siguientes tareas como posibles trabajos futuros a desarrollar como continuación a la Tesis Doctoral:

- Validar las estrategias de control propuestas mediante ensayos experimentales en condiciones reales.
- Incluir dentro del lazo de control terciario la posibilidad de recibir consignas procedentes de la red, para la participación de la nanorred en la prestación de servicios complementarios.
- Integrar en la fase de optimización del EMS intercambios de energía previamente acordados entre prosumidores de la nanorred (intercambios P2P).
- Adaptar el control diseñado a nanorredes trifásicas, así como a instalaciones de tipo industrial o comercial.
- Investigar nuevas estrategias de gestión de energía enfocadas a comunidades de prosumidores en las que se contemplen normas para regular intercambios de energía pactados entre prosumidores. La publicación [C4] recoge otras estrategias de gestión para comunidades de prosumidores desarrolladas previamente por la doctoranda.
- Desarrollar un modelo de mercado que contemple métodos de retribución económica entre prosumidores dentro de la nanorred en base a su participación en la regulación de la nanorred.
- Integrar en la nanorred sistemas de almacenamiento híbrido basado en baterías y supercondensadores como solución para compensar variaciones rápidas de generación y demanda sin provocar estrés en baterías. La doctoranda ha trabajado previamente en estrategias de gestión para este tipo de almacenamiento híbrido en la publicación [C5], donde se propone un método de coordinación entre baterías y supercondensadores del almacenamiento híbrido de un prosumidor.

- Probar la estrategia de control jerárquico desarrollada para la nanored con la topología 3L-T-type qZSI estudiada, no solo en el caso de la nanored conectada a la red de distribución, sino también cuando esta opera en modo aislado.
- Investigar el uso de la topología T-type para aplicaciones de almacenamiento híbrido de baterías y supercondensadores.

Bibliografía

Se indican a continuación las principales referencias consultadas para la elaboración de la Tesis Doctoral, ordenadas según su aparición a lo largo de la presente memoria.

- [1] H. Gharavi and R. Ghafurian, “Smart Grid: The Electric Energy System of the Future [Scanning the Issue],” in *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 917-921, Jun. 2011, doi: 10.1109/JPROC.2011.2124210.
- [2] European Commission. “Climate Strategies & Targets.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_en.
- [3] European Commission. “The EU explained: Energy,” Publications Office of the European Union, Belgium, 2014. [Online]. Available: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/664e7979-229e-4326-b7e5-cbf4c51545ed>.
- [4] Eurostat. “Renewable energy statistics - Statistics Explained.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics.
- [5] Eurostat. “Energy consumption in households - Statistics Explained.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_consumption_in_households.
- [6] IEA. “Demand response potential in the Sustainable Development Scenario, 2018-2040.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/demand-response-potential-in-the-sustainable-development-scenario-2018-2040>.
- [7] Y. Saheb, S. Schnapp, and D. Paci, “From nearly-zero energy buildings to net-zero energy districts - Lessons learned from existing EU projects,” EUR 29734 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, doi:10.2760/693662. [Online]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC115188/kjna29734enn.pdf>.
- [8] European Commission. “Energy performance of buildings directive.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en.

- [9] A. Barbato and A. Capone, "Optimization Models and Methods for Demand-Side Management of Residential Users: A Survey," *Energies*, vol. 7, no. 9, pp. 5787–5824, Sep. 2014, doi: 10.3390/en7095787.
- [10] R. Araneo and M. C. Falvo, "Simulation of a ESS in a Prosumer Power-Plant with a PV System and an EV Charging Station," *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Florence, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555861.
- [11] 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 Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3874-3884, Nov. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2259269.
- [12] M. Sechilariu, B. Wang and F. Locment, "Building Integrated Photovoltaic System with Energy Storage and Smart Grid Communication," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1607-1618, April 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2222852.
- [13] Y. Wang, X. Lin and M. Pedram, "Adaptive Control for Energy Storage Systems in Households with Photovoltaic Modules," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 992-1001, March 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2292518.
- [14] J. Linssen, P. Stenzel, and J. Fleer, "Techno-Economic Analysis of Photovoltaic Battery Systems and the Influence of Different Consumer Load Profiles," *Appl. Energy*, vol. 185, pp. 2019-2025, 2017. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.11.088.
- [15] Schneider Electric. "Residential self-consumption of solar PV power." [Online]. Available: <https://solar.schneider-electric.com/solution/residential-self-consumption/>.
- [16] E. Espe, V. Potdar, and E. Chang, "Prosumer Communities and Relationships in Smart Grids: A Literature Review, Evolution and Future Directions," *Energies*, vol. 11, no. 10, p. 2528, Sep. 2018, doi: 10.3390/en11102528.
- [17] European Commission. "Best practices on renewable energy self-consumption. Commission Staff Working Document," Brussels, Belgium, 2015. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf.
- [18] P. Milanés-Montero, A. Arroyo-Farrona, and E. Pérez-Calderón, "Assessment of the Influence of Feed-In Tariffs on the Profitability of European Photovoltaic Companies," *Sustainability*, vol. 10, no. 10, p. 3427, Sep. 2018, doi: 10.3390/su10103427.
- [19] R. Luthander, J. Widén, J. Munkhammar, and D. Lingfors, "Self-Consumption Enhancement and Peak Shaving of Residential Photovoltaics Using Storage and Curtailment," *Energy*, vol. 112, pp. 221-231, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.06.039.
- [20] G. Lorenzi and C. A. S. Silva, "Comparing Demand Response and Battery Storage to Optimize Self-Consumption in PV Systems," *Appl. Energy*, vol. 180, pp. 524-535, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.103.

- [21] R. A. Lopes, J. Martins, D. Aelenei, and C. P. Lima, "A Cooperative Net Zero Energy Community to Improve Load Matching," *Renewable Energy*, vol. 93, pp. 1–13, Aug. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.02.044.
- [22] P. Arbolea, A. Koirala, L. Suárez, B. Mohamed and C. González-Morán, "Impact Evaluation of the New Self-Consumption Spanish Scenario on the Low-Voltage Terminal Distribution Network," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 7230-7239, Nov.-Dec. 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2913825.
- [23] B.P. Koirala, E. Koliou, J. Friege, R.A. Hakvoort, P.M. Herder, "Energetic Communities for Community Energy: A Review of Key Issues and Trends Shaping Integrated Community Energy Systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 722-744, April 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.080.
- [24] E.M. Gui, I. MacGill, "Typology of Future Clean Energy Communities: An Exploratory Structure, Opportunities, and Challenges," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 35, pp. 94-107, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.erss.2017.10.019.
- [25] European Technology Platform SmartGrids, "SmartGrids SRA 2035. Summary of Priorities for SmartGrids Research Topics," 2013. [Online]. Available: http://www.smartgrids.eu/documents/sra/ETPSG%20-%2020130628%20-%20SRA_2035_Priorities_Short.pdf.
- [26] D. E. Olivares et al., "Trends in Microgrid Control," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, Jul. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [27] C. Marnay et al., "Microgrid Evolution Roadmap," *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*, Vienna, 2015, pp. 139-144, doi: 10.1109/SEDST.2015.7315197.
- [28] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, "Microgrids: A Review of Technologies, Key Drivers, and Out-Standing Issues," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, pp. 402-411, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
- [29] E. Mengelkamp, J. Gartner, 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, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.054.
- [30] X. Wu, Z. Wang, T. Ding, and Z. Li, "Hybrid AC/DC Microgrid Planning with Optimal Placement of DC Feeders," *Energies*, vol. 12, no. 9, p. 1751, May 2019, doi: 10.3390/en12091751.
- [31] C. Gómez-Aleixandre, Á. Navarro-Rodríguez, G. Villa, C. Blanco, and P. García, "Sharing Control Strategies for a Hybrid 48V/375V/400Vac AC/DC Microgrid," *2020 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Detroit, MI, USA, 2020, pp. 3900-3907, doi: 10.1109/ECCE44975.2020.9235472.
- [32] A. Goikoetxea, J. M. Canales, R. Sanchez, and P. Zumeta, "DC versus AC in residential buildings: Efficiency comparison," *EUROCON 2013*, Zagreb, 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/EUROCON.2013.6625162.

- [33] Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto (BOE núm. 224, de 18 septiembre de 2002).
- [34] Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica (BOE núm. 83, de 6 de abril de 2019).
- [35] T. L. Vandoorn, J. C. Vasquez, J. De Kooning, J. M. Guerrero and L. Vandeveldel, "Microgrids: Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 7, no. 4, pp. 42-55, Dec. 2013, doi: 10.1109/MIE.2013.2279306.
- [36] G. Chen and E. Feng, "Distributed Secondary Control and Optimal Power Sharing in Microgrids", *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, vol. 2, no. 3, pp. 304-312, Jul. 2015, doi: 10.1109/JAS.2015.7152665.
- [37] G. Barone, G. Brusco, A. Burgio, D. Menniti, A. Pinnarelli, and N. Sorrentino, "Intentional islanding control of a Smart User Network," *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Rome, 2015, pp. 683-688, doi: 10.1109/EEEIC.2015.7165247.
- [38] D. Gautam and Hema Rani P, "Microgrid system advanced control in islanded and grid connected mode," *2014 IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies*, Ramanathapuram, 2014, pp. 301-305, doi: 10.1109/ICACCCT.2014.7019450.
- [39] Peng Li, Pengfei Xin, Xubin Wang, and Pengchong Dou, "The research on grid-connected control method of microgrid," *2013 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Busan, 2013, pp. 320-323, doi: 10.1109/ICEMS.2013.6754473.
- [40] A. Bellini, S. Bifaretti, and F. Giannini, "A robust synchronization method for centralized microgrids," *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, Denver, CO, 2013, pp. 4587-4594, doi: 10.1109/ECCE.2013.6647315.
- [41] B. Arbab-Zavar, E. Palacios-Garcia, J. Vasquez, and J. Guerrero, "Smart Inverters for Microgrid Applications: A Review," *Energies*, vol. 12, no. 5, p. 840, Mar. 2019, doi: 10.3390/en12050840.
- [42] M. K. Nguyen, "Power Converters in Power Electronics: Current Research Trends," *Electronics*, vol. 9, no. 4, p. 654, Apr. 2020, doi: 10.3390/electronics9040654.
- [43] E. R. Sanseverino, M. L. Di Silvestre, M. G. Ippolito, A. De Paola, and G. Lo Re, "An execution, monitoring and replanning approach for optimal energy management in microgrids," *Energy*, vol. 36, pp. 3429-3436, April 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.03.047.
- [44] V. A. Freire, L. V. R. de Arruda, C. Bordons, and G. Teno, "Home Energy Management for a AC/DC Microgrid Using Model Predictive Control," *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST.2019.8849077.

- [45] M. Daneshvar, B. Mohammadi-Ivatloo, S. Asadi, M. Abapour, and A. Anvari-Moghaddam, "A Transactive Energy Management Framework for Regional Network of Microgrids," *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST.2019.8849075.
- [46] R. Manojkumar, C. Kumar, S. Ganguly, and J. P. S. Catalão, "Optimal Peak Shaving Control Using Dynamic Demand and Feed-In Limits for Grid-Connected PV Sources with Batteries," *IEEE Systems Journal*, Jan. 2021, doi: 10.1109/JSYST.2020.3045020.
- [47] K. Mahmud, M. S. H. Nizami, J. Ravishankar, M. J. Hossain, and P. Siano, "Multiple Home-to-Home Energy Transactions for Peak Load Shaving," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 2, pp. 1074-1085, March-April 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2964593.
- [48] D. Yassuda Yamashita, I. Vechiu, and J.-P. Gaubert, "Two-level hierarchical model predictive control with an optimised cost function for energy management in building microgrids," *Applied Energy*, vol. 285, 116420, March 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116420.
- [49] H. S. V. S. K. Nunna, A. Sesetti, A. K. Rathore, and S. Doolla, "Multiagent-Based Energy Trading Platform for Energy Storage Systems in Distribution Systems with Interconnected Microgrids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 3, pp. 3207-3217, May-June 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2979782.
- [50] J. R. Silveira, D. I. Brandao, N. T. D. Fernandes, W. Uturbey, and B. Cardoso, "Multifunctional dispatchable microgrids," *Appl. Energy*, vol. 282, Part A, 116165, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116165.
- [51] E. J. Palacios-Garcia, A. Moreno-Munoz, I. Santiago1, J. M. Flores-Arias, and F. J. Bellido-Outeiriño, "Stochastic modelling of appliances consumption in the residential sector: The impact of demand response strategies based on consumers' acceptance," submitted to *Energy & Buildings*, 2017.
- [52] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, and C. Clifford, "Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model," *Energy and Buildings*, vol. 42, no. 10, pp. 1878-1887, Oct. 2010.
- [53] I. Richardson, and M. Thomson, "Domestic Electricity Demand Model—Simulation Example," Loughborough University Institutional Repository, 2010, <http://hdl.handle.net/2134/5786>.
- [54] M. M. A. Abdelaziz, H. E. Farag, E. F. El-Saadany, and Y. A. I. Mohamed, "A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 190-201, Feb. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2195785.
- [55] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734-4749, Nov 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.

- [56] “Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 10, no. 1, pp. 523-538, Feb. 1995, doi: 10.1109/59.373979.
- [57] O. Arguence, B. Raison, and F. Cadoux, “Comments on “Impact of Load Frequency Dependence on the NDZ and Performance of the SFS Islanding Detection Method”,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 9, pp. 7277-7279, Sept. 2017, doi: 10.1109/TIE.2017.2696489.
- [58] Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2000).
- [59] UNE-EN 50160:2011 *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*.
- [60] 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,” *2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, Trondheim, Norway, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/COMPEL.2016.7556698.
- [61] F. Barrero-González, V. Miñambres-Marcos, M. Guerrero-Martínez, E. Romero-Cadaval, M. Milanes-Montero, and E. González-Romera, “Photovoltaic inverter with smart grid functions,” *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Florence, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555730.
- [62] X. Hou *et al.*, “Distributed Hierarchical Control of AC Microgrid Operating in Grid-Connected, Islanded and Their Transition Modes,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 77388-77401, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2882678.
- [63] E. Romero-Cadaval, C. Roncero-Clemente, O. Husev, and D. Vinnikov, “Carrier based modulation with capacitor balancing for three-level neutral-point-clamped qZS inverter,” *2015 9th International Conference on Compatibility and Power Electronics (CPE)*, Costa da Caparica, 2015, pp. 57-62, doi: 10.1109/CPE.2015.7231049.

Anexo 1: Publicaciones presentadas como compendio

Se referencian a continuación las publicaciones en revistas científicas y congresos internacionales generadas a partir de los trabajos desarrollados durante la Tesis Doctoral y que se presentan dentro del compendio que constituye el cuerpo principal de la Tesis. Asimismo, se incorpora un breve resumen y un enlace de acceso a la versión completa de dichas publicaciones, junto a una copia completa de la publicación en aquellos casos en que no se ha cedido el *copyright* a las revistas. Adicionalmente, se describe cuál ha sido la contribución de la doctoranda a estas publicaciones.

Publicaciones en revistas científicas

- [J1] M. Ruiz-Cortés, E. González-Romera, R. Amaral-Lopes, E. Romero-Cadaval, J. Martins, M.I. Milanés-Montero, and F. Barrero-González, “Optimal Charge/Discharge Scheduling of Batteries in Microgrids of Prosumers,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, no. 1, pp. 468-477, March 2019, doi: 10.1109/TEC.2018.2878351. (Q1)
- [J2] E. González-Romera, E. Romero-Cadaval, J. Garrido-Zafra, O. Florencias-Oliveros, M. Ruiz-Cortés, A. Moreno-Muñoz, and J.J. González-de-la-Rosa, “Demand and Storage Management in a Prosumer Nanogrid Based on Energy Forecasting,” *Electronics*, vol. 9, no. 2, p. 363, Feb. 2020, doi: 10.3390/electronics9020363. (Q2)
- [J3] E. González-Romera, E. Romero-Cadaval, C. Roncero-Clemente, M. Ruiz-Cortés, F. Barrero-González, M.I. Milanés-Montero, and A. Moreno-Muñoz, “Secondary Control for Storage Power Converters in Isolated Nanogrids to Allow Peer-to-Peer Power Sharing,” *Electronics*, vol. 9, no. 1, p. 140, Jan. 2020, doi: 10.3390/electronics9010140. (Q2)
- [J4] C. Roncero-Clemente, E. Romero-Cadaval, M. Ruiz-Cortés, and O. Husev, “Carrier Level-Shifted Based Control Method for the PWM 3L-T-Type qZS Inverter With Capacitor Imbalance Compensation,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 10, pp. 8297-8306, Oct. 2018, doi: 10.1109/TIE.2018.2814020. (Q1)

Contribuciones a congresos internacionales

- [C1] C. Roncero-Clemente, O. Husev, M. Ruiz-Cortés, E. Romero-Cadaval, F. Barrero-González, and E. González-Romera, “Grid-Connected Single-Phase 3L-T-type qZS Inverter for Renewable Energy,” *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Lisbon, Portugal, 2019, pp. 5003-5007, doi: 10.1109/IECON.2019.8926888.

Publicación [J1]

Título: *Optimal Charge/Discharge Scheduling of Batteries in Microgrids of Prosumers*

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

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

²Electrical Engineering Department, NOVA University of Lisbon, Caparica 2829-516, Portugal.

Revista: *IEEE Transactions on Energy Conversion*

Volumen: 34

Número: 1

Páginas: 468-477

Fecha de publicación: marzo 2019

Factor de impacto JCR: 4.501

Categoría de la revista: *Engineering, Electrical & Electronic*

Posición de la revista en su categoría: 43/266

Cuartil de la revista: Q1

DOI: 10.1109/TEC.2018.2878351

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.1109/TEC.2018.2878351>

Resumen:

Integration of renewable energy sources, active role of consumers, and energy management systems is currently among research priorities in energy systems. This paper proposes an innovative coordinated energy scheduling for a microgrid of neighbor prosumers with different consumption patterns. All prosumers have photovoltaic generation systems, Li-ion batteries as energy storage systems, and regular household loads. A genetic algorithm is used to schedule each prosumer's battery charge/discharge, with the aim of reducing energy exchange losses by minimizing the power in the point of interconnection of the microgrid with the main grid, with several advantages compared to classical optimization objectives, and without worsening battery lifespan degradation. Individual and coordinated strategies are compared, and self-consumption and self-sufficiency of the prosumers' set are evaluated with the aim of showing the advantage of coordination. The paper concludes that coordinated operation can contribute to improve the exploitation of energy resources in the prosumer microgrid, reducing the amount of energy interchanged with the distribution grid by approximately 13%, and, at the same time, avoiding increasing the battery cycling and consequent degradation.

Contribución de la doctoranda: investigación del estado del arte; formulación del problema de optimización para la planificación del programa de operación de las baterías de la nanorred; diseño del caso de estudio; diseño e implementación de la simulación; realización de pruebas de simulación; validación y análisis de resultados; redacción del artículo y elaboración de figuras.

No se incluye copia completa de la publicación por cesión de copyright a IEEE.

Publicación [J2]

Título: *Demand and Storage Management in a Prosumer Nanogrid Based on Energy Forecasting*

Autores: Eva González-Romera¹, Enrique Romero-Cadaval¹, Joaquín Garrido-Zafra², Olivia Florencias-Oliveros³, Mercedes Ruiz-Cortés¹, Antonio Moreno-Muñoz², Juan-José González-de-la-Rosa³

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

²Departamento de Ingeniería Electrónica y de Computadores, Universidad de Córdoba, Córdoba 14071, España.

³Grupo de Investigación PAIDI-TIC-168 en Instrumentación Computacional y Electrónica Industrial, Universidad de Cádiz, Algeciras E-11202, España.

Revista: *Electronics*

Volumen: 9

Número: 2

Número de artículo: 363

Fecha de publicación: febrero 2020

Factor de impacto JCR: 2.412

Categoría de la revista: *Engineering, Electrical & Electronic*

Posición de la revista en su categoría: 125/266

Cuartil de la revista: Q2

DOI: 10.3390/electronics9020363

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.3390/electronics9020363>

Resumen:

Energy efficiency and consumers' role in the energy system are among the strategic research topics in power systems these days. Smart grids (SG) and, specifically, microgrids, are key tools for these purposes. This paper presents a three-stage strategy for energy management in a prosumer nanogrid. Firstly, energy monitoring is performed and time-space compression is applied as a tool for forecasting energy resources and power quality (PQ) indices; secondly, demand is managed, taking advantage of smart appliances (SA) to reduce the electricity bill; finally, energy storage systems (ESS) are also managed to better match the forecasted generation of each prosumer. Results show how these strategies can be coordinated to contribute to energy management in the prosumer nanogrid. A simulation test is included, which proves how effectively the prosumers' power converters track the power setpoints obtained from the proposed strategy.

Contribución de la doctoranda: investigación del estado del arte; formulación del problema de optimización para la planificación del programa de operación de las baterías de la nanorred; investigación y diseño del control de convertidores electrónicos para la nanorred conectada; diseño del caso de estudio; diseño e implementación de la simulación; realización de pruebas de simulación; validación y análisis de resultados.

Article

Demand and Storage Management in a Prosumer Nanogrid Based on Energy Forecasting

Eva González-Romera ¹, Enrique Romero-Cadaval ^{1,*}, Joaquín Garrido-Zafra ²,
Olivia Florencias-Oliveros ³, Mercedes Ruiz-Cortés ¹, Antonio Moreno-Munoz ²
and Juan-José González-de-la-Rosa ³

¹ Electric, Electronic and Control Engineering Department, University of Extremadura, 06006 Badajoz, Spain; evagzlez@unex.es (E.G.-R.); meruiz@peandes.es (M.R.-C.)

² Electronics and Computer Engineering Department, University of Cordoba, 14071 Cordoba, Spain; p22gazaj@uco.es (J.G.-Z.); amoreno@uco.es (A.M.-M.)

³ Research Group PAIDI-TIC-168, Computational Instrumentation and Industrial Electronics, University of Cádiz, E-11202 Algeciras, Spain; olivia.florencias@uca.es (O.F.-O.); juanjose.delarosa@uca.es (J.-J.G.-d.-I.-R.)

* Correspondence: eromero@unex.es

Received: 30 January 2020; Accepted: 18 February 2020; Published: 21 February 2020



Abstract: Energy efficiency and consumers' role in the energy system are among the strategic research topics in power systems these days. Smart grids (SG) and, specifically, microgrids, are key tools for these purposes. This paper presents a three-stage strategy for energy management in a prosumer nanogrid. Firstly, energy monitoring is performed and time-space compression is applied as a tool for forecasting energy resources and power quality (PQ) indices; secondly, demand is managed, taking advantage of smart appliances (SA) to reduce the electricity bill; finally, energy storage systems (ESS) are also managed to better match the forecasted generation of each prosumer. Results show how these strategies can be coordinated to contribute to energy management in the prosumer nanogrid. A simulation test is included, which proves how effectively the prosumers' power converters track the power setpoints obtained from the proposed strategy.

Keywords: nanogrids; energy management systems; energy monitoring; smart appliances; demand response; energy storage systems

1. Introduction

The reinforcement of consumers' role in energy systems and the improvement of energy efficiency, in general, are among the key actions established in the European Strategic Energy Technology (SET) Plan [1]. This paper deals with some of the main topics in this SET Plan—energy monitoring and forecasting, consumers' role in demand response (DR), and energy production and storage management—to achieve a higher renewable energy penetration and to improve energy efficiency. It is focused on a prosumer nanogrid [2], where prosumers have generation and energy storage systems (ESS) and they have control over their demand. Many studies about each of those topics can be found in the recent scientific literature. However, the combination of them in a whole management strategy has been hardly addressed in other works.

Wide attention has been paid to energy management systems (EMS) in microgrids, which may be applied to small-scale nanogrids, although they are not usually focused on prosumer-based microgrids. Literature on microgrids EMS is usually focused on defining the objective function to optimize the economic benefit within the microgrid [3,4]. Energy trading among different agents, like microgrids [5,6] or prosumers [7], has also been studied, with the aim of defining an incentive scheme for energy trading. However, none of these works provide a joint perspective of energy monitoring and

forecasting, DR, and storage management, which is the main contribution of this proposal. All these aspects are essential to move towards Renewable Energy Communities, encouraged by the European Union in Directive (EU) 2018/2001 [8].

Mass digitization and the Internet of Things (IoT) are transforming many industries (Industry 4.0) and residential zones. This implies that the latest advances related to communication technologies, monitoring devices, and multiple data processing algorithms constitute qualitative progress that makes it possible to introduce more monitoring points as part of the Advanced Metering Infrastructure (AMI) [9] in the SG at all voltage levels [10,11].

The methods for permanent monitoring of power quality (PQ) and reliability analysis have to be adapted to large-scale deployments and campaigns, where time and space compression plays a special role. For this reason, the market for industrial and manufacturing PQ equipment is growing significantly, and consequently, several areas of knowledge are converging and pushing it up (e.g., Statistical Signal Processing and Instrumentation). In fact, while traditional PQ instruments have been devoted to developing specific measurement campaigns with the goal of capturing certain types of events, the current electrical network demands a flexible strategy capable of measuring new types of PQ disturbances as a result of non-optimized managements. Consequently, the number of fixed PQ analyzers has increased, and massive data are managed according to different measurement strategies, depending on the European country [12]. The SG demands an enhanced role for individual customers and prosumers taking part in the decisions in a new market model [13], where new energy profiles are appearing [14] and learning-based systems help empower customers to select companies according to the price and electricity fulfillment [15]. In this sense, it is crucial to fill in the gap between the energy delivered by utilities, and how end users assess its quality. According to the current nanogrid framework, it would be desirable to monitor the energy delivery and the PQ in the point of common coupling (PCC) and within the prosumers' sides. In addition, weather and energy should be forecasted to guarantee that the smart appliances (SA) operate properly.

Popularly, SA are recognized for having some modern computer-based communication technology to make their tasks faster, cheaper, or more energy efficient. For example, smart washing machines can independently regulate the washing powder and the detergent to be used depending on the weight of the load and the type of fabric. They can also automatically send alerts when the detergent runs out. However, in the energy field, within the framework of SG, the term "smart" refers to those appliances capable of modulating their electricity demand in response to signal request from the electrical system [16–18]. Thus, household appliances could incorporate different DR strategies.

Generally, DR policies can be divided into direct (explicit DR) through aggregation, or indirect (implicit DR). Explicit DR (also called incentive-based DR program) is divided into traditional (e.g., direct load control—DLC, interruptible pricing) and market-based (e.g., emergency DR programs, capacity programs, demand bidding programs, and ancillary services market programs). On the other hand, implicit DR (sometimes called price-based DR programs) refers to the voluntary program in which consumers are exposed to electricity prices that vary over time, for example, time-of-use prices, prices at critical peaks, and real-time prices. For appliances, this would take the form of load-shifting strategies, which change their period of operation from peak to non-peak hours, or load-modulating strategies, which directly reduce or avoid energy use during peak hours [19].

EMS requires flexibility to match demanded energy with generated energy. As well as DR techniques, ESS definitely contribute to such flexibility. In microgrids, ESS usually have functions related to peak shaving and mitigation of intermittent generation fluctuation, typical of some renewable energy sources, like photovoltaic (PV) [20]. ESS management also aims to obtain economic advantages in literature [3,4]. In this paper, the role of ESS focuses on collaborating with DR techniques to outperform the management capability of the nanogrid energy.

Figure 1 depicts a scheme of the different stages of the proposed strategy. The first stage constitutes a forecasting tool, which can be used to estimate the PV generation power profile, as well as the weather variables, which influence energy consumption; the second stage performs a DR technique to optimize

the consumption power profile; finally, the first stage schedules the ESS power profile with the aim of reducing the nanogrid dependence on the main grid. A simulation of the prosumer-based nanogrid is then carried out to test the results.

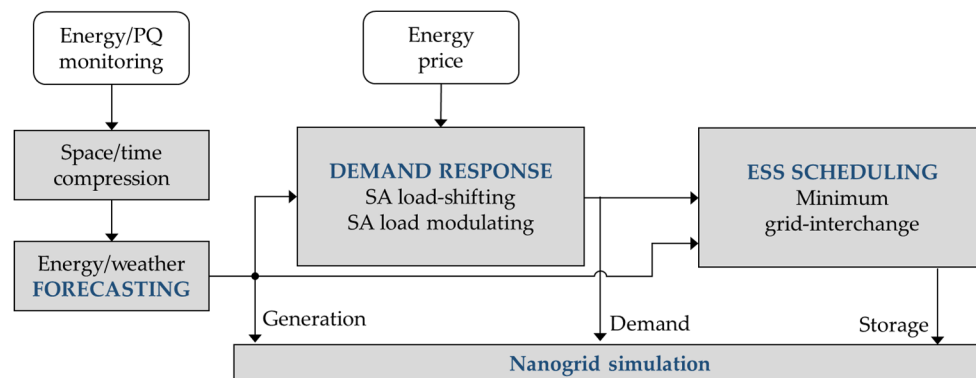


Figure 1. Scheme of the stages of the proposed energy management system for the nanogrid.

This paper is organized as follows: Section 2 is focused on energy monitoring and forecasting; a DR method based on SA is proposed in Section 3; Section 4 is devoted to optimizing the ESS scheduling within the nanogrid; Section 5 presents a simulation test of power converters control to track obtained power setpoints; Finally, Section 6 summarizes conclusions.

2. Nanogrid Energy Monitoring and PQ Forecasting

Some recent works on the role played by forecasting in demand and storage management are related to managing uncertainties from renewable generation, electric load demand, temperature, and PV energy storage. Different energy demand strategies are proposed from the demand side and the generation side based on operating and environmental costs. Operational optimization of hybrid renewable energy systems (HRES), such as solar, wind, and diesel generation as backup resources and battery storage, helps manage system sizing in a local framework [21]. Additionally, coordinating virtual ESS using electric vehicles as more flexible resources, introducing intra-hour adjustment stage. The objectives are to adjust the different forecasting errors and to monitor the response characteristics based on scenarios [21,22].

Indeed, optimal economical dispatch plays an important role in order to minimize the microgrid operating costs and reduce the energy costs compared with different strategies [21,23]. Hierarchical control structure and alternative forecasting techniques are implemented using autoregressive integrated moving average (ARIMA), exponential smoothing, and neural networks [24]. Some other optimal EMS incorporate the stochastic approach for microgrids using optimization algorithms of mixed-integrated linear programming (MILP), and GAMS (general algebraic modeling system) implementation using power optimization at minimum operational costs.

Along with this, weather forecasting strategies are needed in order to update the energy models to the local conditions and improve energy dispatch, taking advantage of all the energy resources. The introduction of weather forecasting models in predictive control [21,24] allows forecasting studies in a smaller scale (e.g., single residential buildings and tertiary buildings).

Nevertheless, none of these previous strategies introduces the power quality issues on the nanogrid energy forecasting management. This section points to space and time compression as the main forecasting solutions to manage data within the frame of an instrumental technique, which is, at the same time, extensive to all PQ disturbance types and applicable downstream and upstream of a nanogrid energy forecasting system. In addition, an easy-to-implement PQ index is proposed which is intended for prosumers and house-hold appliances (Figure 2).

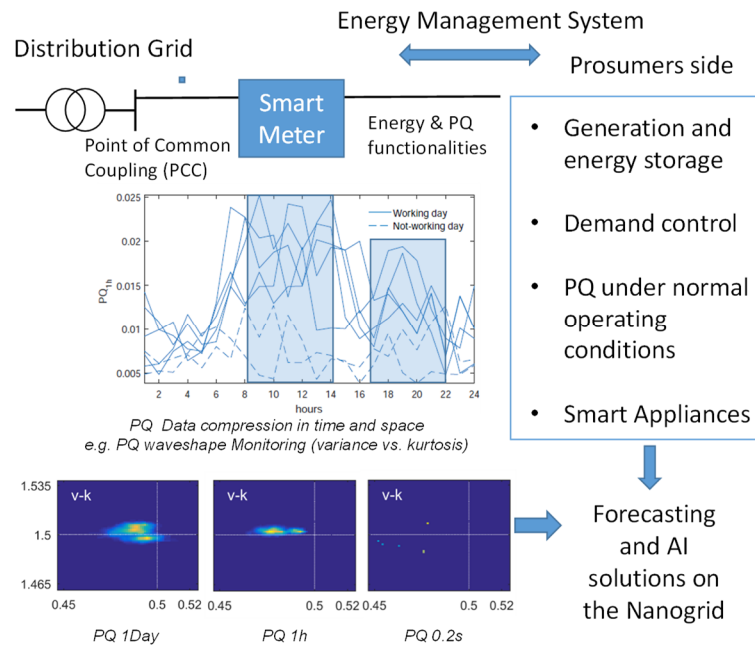


Figure 2. Energy and power quality (PQ) monitoring strategy, previous step to forecasting and artificial intelligence (AI) on the nanogrid [25].

The reporting levels along with the allocations within the entire network are usually interpreted through the PQ triangle [9], in which time and space compression are concepts of high importance when monitoring PQ. Time compression implies reducing one time-series to a number and usually converts one unit (e.g., Volts) into another different unit (e.g., root mean square - RMS). Space compression consists of the reduction of the same measurement taken from several locations at the same level (e.g., site index) with the goal of characterizing an area (e.g., feeder index) within a microgrid, or a prosumer in a nanogrid. The proposed method for massive data acquisition and representation may consist of scheduled data acquisition and processing data and can be applied on a nanogrid. Given a time window of length Δt , the M time-series of measurements are compressed in the time domain, as each N -point register is reduced to a single data point in the 2D space. The statistic versus statistic representation allows a better understanding of the system’s dynamic, as the evolution of the vector indicates the energy fluctuation. Depending on the total elapsed time (multiple of Δt), the trajectory accounts for PQ or reliability operation.

The proposed unified PQ index is calculated via (1), in which the averaged differences among the measurements s_{ij} and the ideal values \hat{s}_j (associated with a healthy power-line signal) of the statistics are computed.

$$PQ_{\Delta t} = \frac{\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N |s_{ij} - \hat{s}_j|}{M} \tag{1}$$

The role of this index consists of monitoring the energy state within transactions between the actors in the system under normal operating conditions, i.e., the role of the monitoring system is to check if contractual conditions are fulfilled (e.g., frequency, voltage levels) to guarantee an adequate power supply that outperforms the management capability of the nanogrid. This strategy is an approximation to match PQ and energy forecasting data so as to enable adequate supply, i.e., to perform a forecast when the energy can be supplied or when the supply is most convenient (Figure 2). Hereinafter, we show the performance of real-life instrumental examples within a week measurement campaign.

3. Demand Response by Means of Smart Appliances

In order to test the effectiveness of the most common DR techniques, a control platform composed of four blocks has been proposed, that collects and exchanges information, aiming to minimize the demand peaks and, therefore, to reduce the electricity bill by means of the DLC. Figure 3 refers to the architecture of the proposed platform, in which the core application developed with LabVIEW is in charge of processing the data provided by the rest of subsystems.

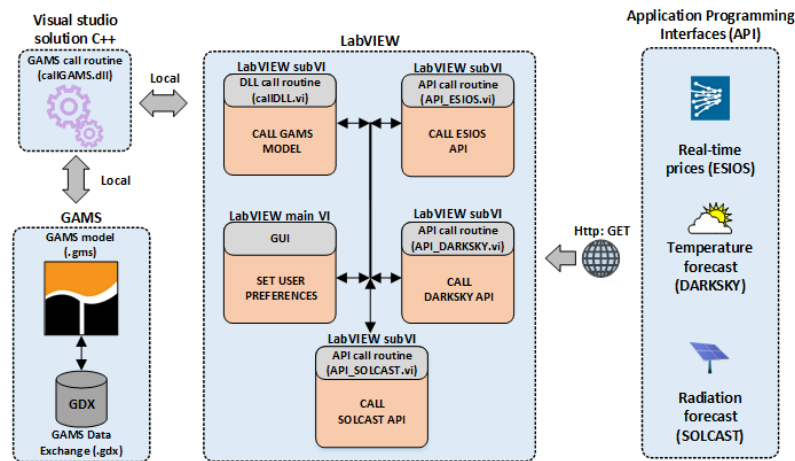


Figure 3. Block diagram of the proposed smart appliances control platform, including the GAMS (general algebraic modeling system) engine and middleware in charge of linking it to LabVIEW, the application core and Application Programming Interfaces (APIs) that provide the data.

To achieve the abovementioned goal, DR policies will be implemented through an optimization model, specifically an MILP model that includes in its constraints details such as the SA nature, the people’s behavior, and the amount of available energy that could be imported from the main sources taken into account. As can also be depicted from Figure 3, the optimization engine of GAMS was used due to its flexibility, as it makes it possible to state the mathematical formulation without regarding the number of decision variables, and also a straightforward way of interaction from many environments. A middleware written in C++ which internally uses the object-oriented Application Programming Interface (API) that the company provides for interacting purposes makes possible the link with the application core. In this sense, the MILP model that will be raised in the following lines can be solved simply by calling this middleware with the appropriate parameters. The block on the right of Figure 3 is related to the APIs that furnish the data to the optimization model (real-time prices—RTP, temperature and radiation forecast), therefore, three LabVIEW subVIs have been dedicated for managing the communication between them via HTTP.

Concerning the model, this paper proposes a novel MILP to optimize the cost of the daily household energy consumption and thus ensure the peak demand minimization using a strategy based on the DLC. Equation (2) refers the objective function f (in €) and the daily cost of the energy, where $P_{grid}(t)$ (in kW), $RTP(t)$ (in €/kWh) and Δt (in hours) are the power imported from the utility, the hourly price of the energy at time slot $t \in [1, \dots, T]$, and the time resolution given by $\Delta t = 24/T$, being T equal to 24 h. This means a resolution of 1 h, which is more than enough for the platform, as it is devised to work in the highest control layer of the nanogrid (tertiary control).

$$\min f = \sum_{t=1}^T P_{grid}(t) \cdot RTP(t) \cdot \Delta t. \quad (2)$$

The rest of the equations are related to the power balance and user preferences and have been expressed as constraints within the model. Equation (3) refers to the power balance at each time slot

t , being the foregoing power $P_{grid}(t)$ and the PV production $P_{pv}(t)$ (in kW) on the generation side. On the demand side is the non-shiftable power $P_{ns}(t)$ (in kW), coming from uncontrollable loads such as lighting and small devices or simply the standby consumption. $P_{wm}(t)$, $P_{dw}(t)$, and $P_{td}(t)$ (in kW) are also on this side and represent the power consumption of the well-known SAs that can be found within a residential environment, in particular, the washing machine (WM), the dishwasher (DW), and the tumble drier (TD) respectively, the averaged consumption of the water heater (WH) has been expressed by $P_{wh}(t)$ (in kW). Equation (4) establishes the upper limit of the power taken from the grid by means of P_{grid}^{max} , which represents this value.

$$P_{ns}(t) + P_{wh}(t) + P_{wm}(t) + P_{dw}(t) + P_{td}(t) = P_{grid}(t) + P_{pv}(t), \tag{3}$$

$$P_{grid}(t) \leq P_{grid}^{max}. \tag{4}$$

The previous power demands of each SA are expressed in Equations (5)–(7) through their averaged consumption profiles D_{wm} , D_{dw} , and D_{td} (in kW), which are vectors with T components: the first two represent the averaged consumption and the rest of them are zero, since the time cycle of these SAs has been chosen to be 2 h. The employed strategy entailed building as many rotated demand profiles as the vectors DV_{wm} , DV_{dw} , and DV_{td} indicate for each SA, where each one of their components $DV_{wm}(i)$, $DV_{dw}(j)$, and $DV_{td}(k)$, denote the number of slots that the original demand profiles D_{wm} , D_{dw} , and D_{td} must be rotated to the right to generate a new possibility (in this case, one slot matches one hour, since $T = 24$). The number of rotated profiles is denoted by d_{wm} , d_{dw} , and d_{td} , respectively, for each SA. Furthermore, these rotated demands have also been associated with each component $S_{wm}(i)$, $S_{dw}(j)$, and $S_{td}(k)$ of the binary decision vectors S_{wm} , S_{dw} , and S_{td} , which represent their states: when the model is solved, these variables may be 1 or 0 and thus this rotated demand will be the final scheduled demand or not. Equation (8) forces the number of binary variables of each decision vector that are equal to 1 and thus the number of cycles.

$$P_{wm}(t) = \sum_{i=1}^{d_{wm}} S_{wm}(i) \cdot D_{wm}[t - DV_{wm}(i)], \tag{5}$$

$$P_{dw}(t) = \sum_{j=1}^{d_{dw}} S_{dw}(j) \cdot D_{dw}[t - DV_{dw}(j)], \tag{6}$$

$$P_{td}(t) = \sum_{k=1}^{d_{td}} S_{td}(k) \cdot D_{td}[t - DV_{td}(k)], \tag{7}$$

$$\sum_{i=1}^{d_{wm}} S_{wm}(i) = 1; \sum_{j=1}^{d_{dw}} S_{dw}(j) = 1; \sum_{k=1}^{d_{td}} S_{td}(k) = 1. \tag{8}$$

Equation (9) describes the WH dynamic and regards its thermal inertia as well as parameters such as the instantaneous energy flow with the environment, $\dot{Q}_{amb}(t)$, and the energy supplied by the inlet water, $\dot{Q}_{in}(t)$ and the heating element, $\dot{Q}_r(t)$, for each time slot t . Parameters such as ρ (in kg/m³) and C_p (in J/kg·K) model essential supply water characteristics like its density and specific heat, while T_{inlet} refers to its average temperature, which is typically computed over a one-month time horizon. The WH design and dynamic also influence the tank capacity and the loss factor C_{wh} (in m³) and g_{wh} (in W/K), respectively. $T_{wh}(t)$ and $T_{wh}(t - 1)$ (in K) are the current and the last value of the water temperature inside the tank. Finally, the user assumes an active role again by selecting the hourly water demand $D_{wt}(t)$ (in m³) and the temperature limits in Equation (10), where the vector $T_{wh}^{min}(t)$ represents the minimum temperature of the water for each hour and T_{wh}^{max} the maximum admissible temperature, both in K. Starting from the user selection, the vector $T_{wh}^{min}(t)$ is generated according to

$D_w(t)$: if the water demand in t is zero, the minimum temperature matches the T_{inlet} , otherwise, the minimum temperature is set to the temperature selected by the user.

$$C_{wh} \cdot \rho \cdot C_p \cdot \frac{T_{wh}(t) - T_{wh}(t-1)}{\Delta t} = \dot{Q}_{amb}(t) + \dot{Q}_{in}(t) + \dot{Q}_r(t), \quad (9)$$

where:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{amb}(t) &= 3.6 \cdot 10^3 \cdot g_{wh} \cdot [T_{amb}(t) - T_{wh}(t)], \\ \dot{Q}_{in}(t) &= D_{wt}(t) \cdot \rho \cdot C_p \cdot [T_{inlet} - T_{wh}(t)], \\ T_{wh}^{min}(t) &\leq T_{wh}(t) \leq T_{wh}^{max}. \end{aligned} \quad (10)$$

Under this framework, a case of study of a typical dwelling found in residential environments with a PV system of 2 kW and maximum power, P_{grid}^{max} , of 3.6 kW located in Cordoba (Spain) was chosen according to the platform scheme followed. The WH parameters were selected according to specifications that commercial electric water heaters provide for the selected capacity ($C_{wh} = 150$ L): T_{wh}^{min} and T_{wh}^{max} set at 65 °C and 90 °C, respectively, and g_{wh} equal to the standard value 15 W/K. The inlet water temperature, T_{inlet} , depends on the month of the year and the worst case (6 °C) suggested by the report [26] was selected. Besides these parameters previously fixed, Figure 4a–c shows the demand profiles selected that model the consumption of the common-use SA [27] to obtain 1 h resolution power profiles to be used by LabVIEW. Furthermore, the daily hot water demand (see the purple line in Figure 4d) used in this case study was based on [28], which considers the household usage (i.e., showering, cooking, or dishwashing). The non-shiftable power (red demand of Figure 4d) was obtained by monitoring the active power for a 24-h workday in one of the laboratory circuits. Subsequently, this profile was adapted to be used with the LabVIEW platform, which works with 1-h intervals, by computing the average. A scenario was assumed in which the user scheduled multiple SAs during the day under study, using a tariff with no hourly discrimination.

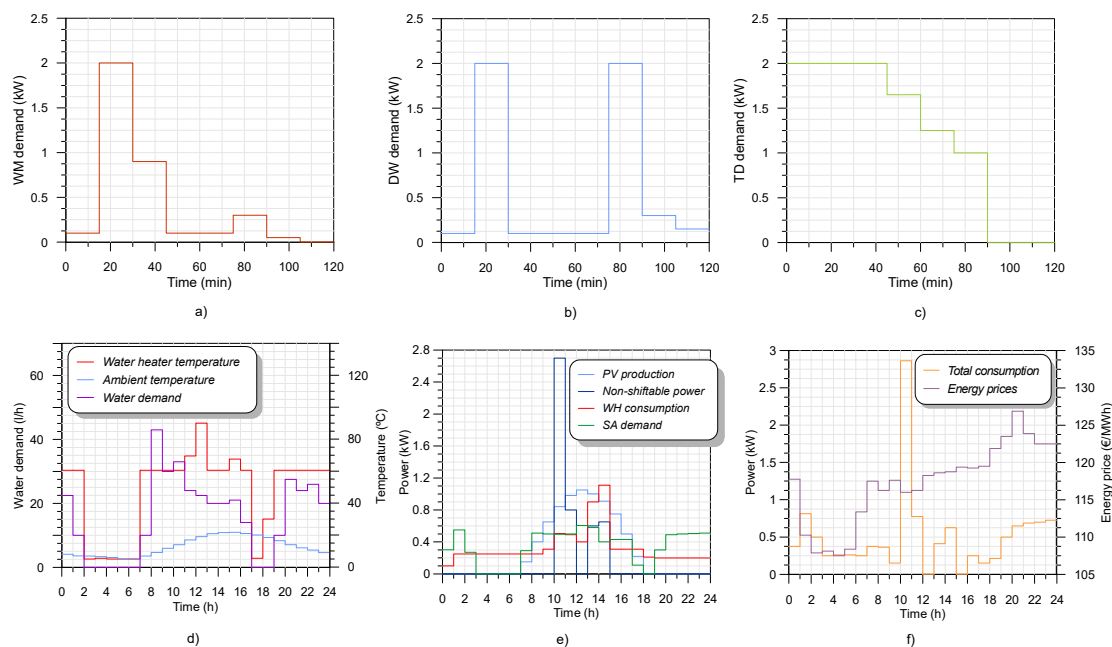


Figure 4. (a–c) Smart appliances power demands; (d) hot water demand, ambient temperature, and water heater (WH) temperature once the model is solved; (e) photovoltaic (PV) production, non-shiftable power, WH demand, and decoupled demand of the SA; and (f) total demand consumption and real time prices.

Three SAs were scheduled with only one cycle of operation in this case example showing a 24-h pattern. Specifically, the WM was scheduled within the period 8:00–18:00, TD within 10:00–22:00,

and DW to be launched at 13:00 h, which was added to the non-shiftable power described above. With respect to the results, note the relationship between the PV production and the water heater consumption from Figure 4d: at 12:00, the highest power consumption (around 0.6 kW) and the highest generation (around 1.1 kW) took place, showing the strategy followed by the WH, which consisted of increasing the temperature to store energy in high generation periods to be used at peak demand hours, and thus avoid more expensive energy hours due to its thermal inertia. Its temperature, shown in Figure 4d, also reached almost the maximum allowed at this time slot, which supports this operation principle. Clearly, Figure 4e shows the SA isolated demand and thus the hours allocated for them, which were the period 10:00–12:00 h for both the WM and the TD, since this time interval entails the highest power consumption of the day, approximately 2.8 kW, and satisfies the user preferences and the DW, which was scheduled in fixed mode, started its operation at 13:00. Through this case, it can be inferred that the platform considers it more suitable to use the available PV production as a more optimum power source than that provided by the grid, even in the cheapest energy hours. Finally, Figure 4f shows the daily profiles of the real-time prices (tariff with no hourly discrimination), and the power taken from the grid (still without ESS) from which the objective function was computed.

4. Cooperative Storage Management within the Prosumer Nanogrid

The households whose demands are managed are integrated within a nanogrid, which is composed of two neighbor households, among whose loads there are SAs which are managed as in Section 3. The same PV installation and production are assumed for both prosumers and each of them also has battery ESS with a capacity of 6 kWh and a maximum charging/discharging power of ± 2 kW (Figure 5). Generation and initial demand hourly active power of each prosumer are shown in Figure 6a,b. It can be observed that the initial demand of prosumer 1 is the result of demand management performed in the case study of Section 3. A different demand profile is assumed for prosumer 2 to illustrate the storage management. In this final stage of nanogrid energy management, the energy interchange with the main grid is aimed to be minimized. Therefore, the schedule of charging/discharging power of both batteries is performed with this target.

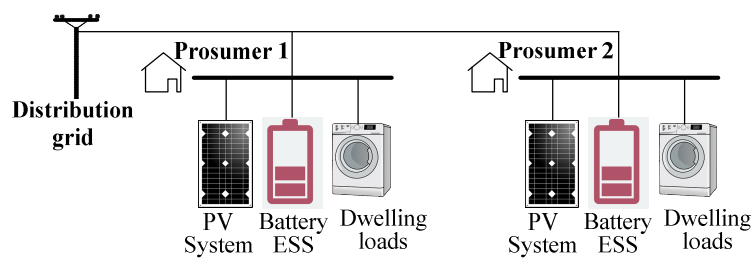


Figure 5. Schematic of the demand and energy resources of each prosumer in the nanogrid under study.

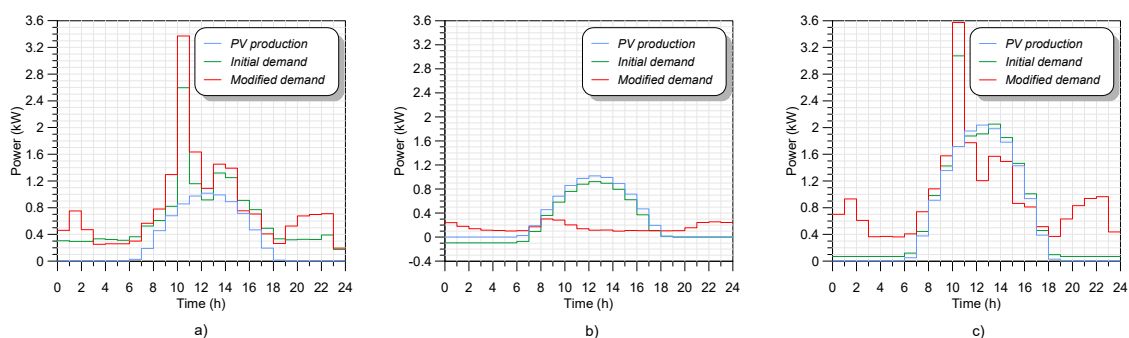


Figure 6. Profiles of generation, initial demand, and modified demand for: (a) prosumer 1 individual scheduling; (b) prosumer 2 individual scheduling; and (c) global (prosumer 1 + prosumer 2) coordinated scheduling.

Generation and initial demand hourly power values are collected in 24-element vectors $P_{pv}(t)$ and $P_D(t)$, respectively, with $t = 1, 2, \dots, 24$ h. P_D vector equals the left part of Equation (3). A new 24-element vector $P_B^i(t)$ is defined to collect the scheduled battery hourly power. When individual scheduling is performed, $P_{pv}(t)$, $P_D(t)$ and $P_B^i(t)$ correspond to each prosumer. However, if a coordinated operation is performed, $P_{pv}(t)$ and $P_D(t)$ are the sum of prosumers' generation and demand, and $P_B(t)$ is composed of 48 elements, i.e., two strings of the 24-hourly power values of each of the batteries, $P_B^i(t)$. Elements of $P_B^i(t)$ are the variables to be obtained as a result of the optimization process proposed. Once it has been obtained, a modified demand vector $P_{Dmod}(t)$ is calculated with (11). Adopted sign criterion for $P_B^i(t)$ is positive values when charging and negative values when discharging. Under this criterion, battery power behaves as demanded power, and it can be added to the consumers' initial demand to obtain the modified demand, which better matches the generation profile.

$$P_{Dmod}(t) = P_D(t) + \sum_i P_B^i(t) \quad (11)$$

The optimization process tries to find proper values for every $P_B^i(t)$ vector with the aim of optimizing the balance between generation and modified demand, i.e., minimizing the power in the connection point with the distribution grid at every hour [29]. This target is directly related to the concept of energy autarky, because it aims to maximize both self-consumption (SC) and self-sufficiency (SS) of the nanogrid, thus optimizing the exploitation of the distributed energy resources. The objective function is shown in Equation (12).

$$f_{mismatch}(t) = [P_{Dmod}(t) - P_{pv}(t)]^2 \quad (12)$$

Economic profits are usually the preferred objective function in grid-connected microgrid energy management [3,4]. However, when network tariffs are considered and self-consumption aids are not granted, the proposed objective function presents economic advantages as well as technical ones, as discussed in [30].

The optimization problem is also subjected to several constraints (further explanation in [29]): (i) The state of charge (SoC) of batteries must be kept within a safe operational range. In this work (20%, 100%) was assumed for this range; (ii) The discharging/charging power must not exceed the rated power of the battery's power converter. In this work, maximum discharging and charging power rates were -2 and 2 kW; (iii) With the aim of smoothing batteries' SoC variations, a maximum power gradient of 0.3 kW between consecutive hours was established.

Genetic algorithms (GA) were chosen to search for a proper solution for the optimization process. Although GA are not formally classified as optimization techniques, they have been widely used for energy management purposes, due to their ability to find a global solution even in non-convex, non-linear, and non-smooth optimization problems, and with either positive or negative values for the variables [29]. Both individual and cooperative operations were performed, to illustrate the advantages of energy sharing in the context of microgrids. The optimization results are depicted in Figure 6, where modified demand, once battery power was added to initial demand, is shown together with the initial demand and generation. It can be observed that both in individual and in a coordinated operation, modified demand better matches the generation profile, thus reducing the remaining power, which must be interchanged with the main grid at each hour.

Table 1 quantifies the results in terms of SC and SS (13) indices and absolute values of daily imported (E_{imp}) and exported (E_{exp}) energy. It can be observed that SC and SS indices increase due to the action of batteries in both individual and cooperative operation. In the case of total energy

interchange with the main grid, cooperative scheduling of batteries clearly outperforms the situation without batteries as well as their individual operation.

$$SC = \frac{\sum_{t=1}^{24} \min[P_{Dmod}(t), P_{pv}(t)]}{\sum_{t=1}^{24} P_{pv}(t)}; SS = \frac{\sum_{t=1}^{24} \min[P_{Dmod}(t), P_{pv}(t)]}{\sum_{t=1}^{24} P_D(t)} \tag{13}$$

Table 1. Self-consumption (SC) and self-sufficiency (SS) indices and imported and exported energy as a result of batteries management.

Index	Without Batteries	Individual Operation		Coordinated Operation
		Prosumer 1	Prosumer 2	
SC (%)	0.8397	0.9863	0.7719	0.9863
SS (%)	0.5423	0.3823	1.4945	0.6370
E_{imp} (kWh)	10.583	8.102	0.002	2.794
E_{exp} (kWh)	2.397	0.102	1.703	0.2047

5. Simulation of the Nanogrid

A nanogrid with two prosumers was simulated with Matlab/Simulink® to validate the performance of the proposed strategy in each prosumer’s power converters. The topology of the system was the same in both prosumers and it is depicted in Figure 7. The electric circuit in Figure 7 was modeled using Simulink/Power System Blockset. Switching devices of power converters were insulated gate bipolar transistors (IGBT)/diode pairs controlled by firing pulses produced by a Pulse Width Modulation (PWM) generator. Filters were built with passive elements and consumer load was a constant RL shunt impedance. A lead-acid battery model from the Power System Blockset modeled the storage device.

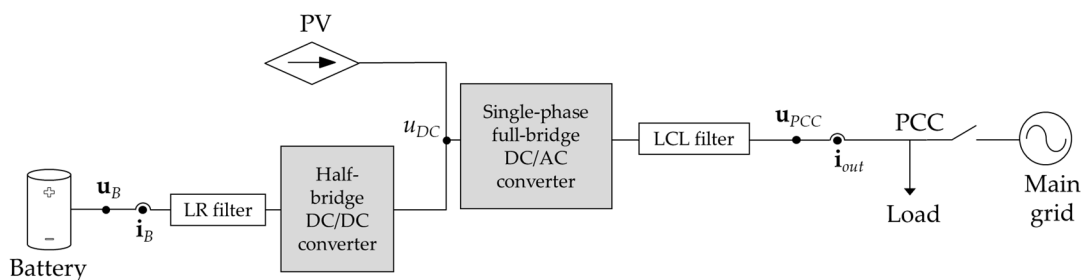


Figure 7. Circuit scheme of each prosumer’s system, including PV generation, battery based energy storage systems (ESS), power converters and load.

The PV installation was assumed to be a current source, tracking its maximum power point (MPP). Two control loops were defined and programmed in the simulation model (by means of Simulink basic blocks and math operations): one for the battery current (which controls the DC/DC converter) and another one for the inverter output current (which generates the switching signals for the DC/AC converter). Both prosumers were connected to each other at the point of common coupling (PCC) bus.

The battery current reference was obtained from the algorithm of Figure 8. A proportional-integral (PI) controller, with constants $K_p = 0.4$ and $K_i = 0.008$, obtained the first term of the reference current, starting from the error between measured and reference values of the DC-link voltage (tuning guidelines for PI controllers can be found in [31]). Afterwards, once the system was connected to the grid, a second term, obtained from the planned power and the measured voltage of the battery, was added.

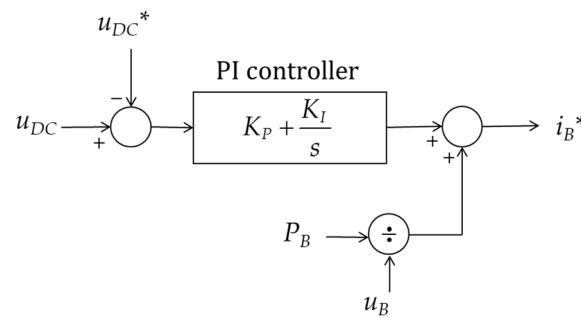


Figure 8. Algorithm to obtain the battery current reference.

In this figure, u_{DC} and u_{DC}^* are measured and reference values for the DC-link voltage, respectively; P_B is the planned power for the battery, obtained from the optimization process described in Section 4; u_B is the measured voltage of the battery; i_B^* is the resulting reference current; and K_P and K_I are the PI controller constants.

A dead-beat controller was used to obtain the duty cycle for the DC/DC converter that connected the battery to the other elements, as shown in (14) [32]. Switching signals for the converter gates were obtained from this duty cycle by means of a pulse width modulation (PWM) technique.

$$d_B = \frac{(i_B^* - i_B) \cdot \frac{L_B}{T_s} + R_B \cdot i_B + u_B}{u_{DC}}, \tag{14}$$

where d_B is the duty cycle for the converter; i_B is the measured value of battery current; R_B and L_B are the resistance and inductance of the filter ($R_B = 0.3 \Omega$, $L_B = 8 \text{ mH}$); and T_s is the sampling period ($T_s = 1 \times 10^{-4} \text{ s}$).

As was previously mentioned, the second control loop tried to track a reference in the output AC current of the inverter.

The reference current i_{out}^* was obtained in this paper from the single-phase PQ theory in the $\alpha\beta$ reference frame [33]:

$$\begin{aligned} P &= (\mathbf{u}_\alpha \mathbf{i}_\alpha + \mathbf{u}_\beta \mathbf{i}_\beta) / 2 \\ Q &= (\mathbf{u}_\beta \mathbf{i}_\alpha - \mathbf{u}_\alpha \mathbf{i}_\beta) / 2 \end{aligned} \rightarrow \mathbf{i}_{out}^* = \mathbf{i}_\alpha = \frac{2}{\mathbf{u}_{PCC\alpha}^2 + \mathbf{u}_{PCC\beta}^2} (P^* \mathbf{u}_{PCC\alpha} + Q^* \mathbf{u}_{PCC\beta}), \tag{15}$$

where P^* is the active power output setpoint for the inverter ($P^* = P_{pv} - P_B$), Q^* is the reactive power output ($Q^* = 0$) and $\mathbf{u}_{PCC\alpha}$ and $\mathbf{u}_{PCC\beta}$ are the $\alpha\beta$ components of the measured voltage in the PCC, \mathbf{u}_{PCC} , obtained by means of a Second Order Generalized Integrator—Phase-Locked Loop (SOGI-PLL) [33].

Once the reference current was calculated, a proportional-resonant (PR) controller was used to obtain the modulation signal for the inverter, as shown in Figure 9. This kind of controller is usually used in current controllers when a conversion from $\alpha\beta$ to dq stationary frame is not required and, therefore, can be avoided [33]. The modulation signal enabled the switching signals for the gates in the DC/AC converter by means of a sinusoidal pulse width modulation (SPWM) technique.

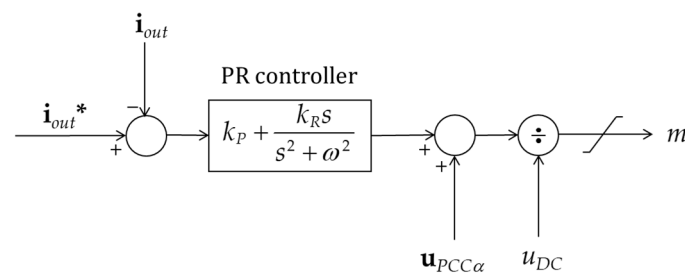


Figure 9. Inverter output current control algorithm.

In this figure, i_{out} is the measured output current, and k_P and k_R (20 and 2000 are the respective values, tuning guidelines for PR controllers can be found in [34]) are the controller constants.

The system was started and connected to the grid, according to the following event sequence: firstly, the battery adjusted the DC-link voltage up to a reference value of 400 V; secondly, the nanogrid was connected to the main grid; finally, the current controller for the DC/AC converter was activated, the PV installation connected, and the reference current for the battery was updated, starting from the planned battery power. Power values assumed for the test were those corresponding to the coordinated scheduling during period 13–14 h (Figure 6c), and they are detailed in Table 2.

Table 2. Power values for each prosumer for the simulation test.

	P_{pv}	P_B	P_D
Prosumer 1	1018 W	−9 W	1090 W
Prosumer 2	1018 W	493 W	115 W

Figures 10 and 11 show the simulation results. In Figure 10, the output current of both prosumers' converters is depicted, along with the voltage signal in PCC (this one has been scaled for better visibility). Sinusoidal currents in phase with voltage were obtained in both cases. On the other hand, Figure 11 shows how, after a short transient period since control was activated, the active power output of each converter properly tracked the desired setpoints with a stable behavior.

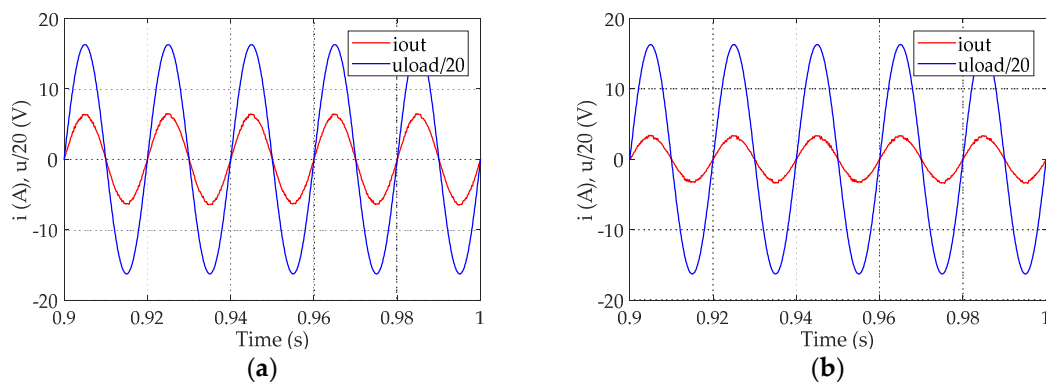


Figure 10. Output current and point of common coupling (PCC) voltage signals for: (a) prosumer 1; (b) prosumer 2.

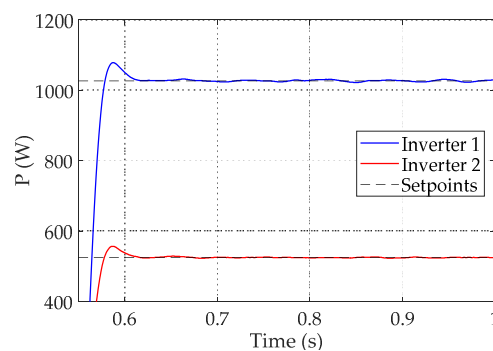


Figure 11. Output power for both prosumers.

6. Conclusions

In this paper, an EMS for a prosumer nanogrid was defined in three stages. Firstly, a monitoring and data processing technique was proposed as a previous step towards energy forecasting. This forecasting was necessary to perform the following stages, which were based on forecasted energy production and

demand to optimally manage demand and storage. Secondly, a DR technique for scheduling SA in nanogrid households was proposed. By means of an MILP technique, SA demand was shifted and WH was optimally scheduled to minimize the cost of the purchased energy. The last stage dealt with the coordinated management of each ESS with the aim of minimizing the power interchange of the nanogrid with the distribution grid, by means of GA. Results show that the energy balance within the nanogrid and in the interconnection with the main grid was significantly improved, outperforming the generation-demand match and resulting in noticeably higher SC and SS indices. Finally, a simulation test was designed, along with control loops for prosumers' power converters, which validated the ability of converters to track the power setpoints previously obtained.

Previous forecasting strategies based on artificial intelligence tools that introduce energy and power quality issues could have potential for more realistic scenarios considering nanogrids under normal operating conditions.

It is worth noting that although this work was focused on residential prosumer-based nanogrids, the proposed methodology is suitable for EMS of any communities or industrial facilities with DR capability, generation, and ESS. The strength of the method lies in its generalization capability, by using objective functions for the optimization processes, which are applicable to any other energy environment without dependence on economic country policies. The DR process based on splitting the different kinds of consumption devices can be adapted to any other demand scheme, although knowledge of individual demand of devices is required. On the other hand, the battery scheduling method is valid for any other ESS and generation technology, with the aim of improving SC and SS. Economic profit objectives could be also pursued by changing the objective function, although specific economic policy about self-consumption and energy communities must be considered in that case.

Author Contributions: Conceptualization, E.R.-C., A.M.-M. and J.-J.G.-d.-l.-R.; methodology, E.R.-C., J.G.-Z., M.R.-C. and O.F.-O.; validation, E.G.-R., E.R.-C., J.G.-Z., M.R.-C. and O.F.-O.; investigation, E.G.-R., J.G.-Z., M.R.-C. and O.F.-O.; writing—original draft preparation, E.G.-R., J.G.-Z. and O.F.-O.; writing—review and editing, E.R.-C. and A.M.-M.; supervision, E.G.-R., A.M.-M. and J.-J.G.-d.-l.-R.; funding acquisition, E.G.-R., A.M.-M. and J.-J.G.-d.-l.-R. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This work was funded by the Spanish Agencia Estatal de Investigación and Fondo Europeo de Desarrollo Regional, grant numbers TEC2016-77632-C3-1-R, TEC2016-77632-C3-2-R and TEC2016-77632-C3-3-R (AEI/FEDER, UE). This research is also partially supported by the Project IMPROVEMENT (grant SOE3/P3E0901) co-financed by the Interreg SUDOE Programme and the European Regional Development Fund (ERDF).

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

References

1. Directorate-General for Research and Innovation (European Commission), Joint Research Centre (European Commission). *The Strategic Energy Technology (SET) Plan. At the Heart of Energy Research & Innovation in Europe*; Publications Office of the European Union: Luxembourg, 2017. [\[CrossRef\]](#)
2. Albaker, A.; Khodaei, A. Elevating Prosumers to Provisional Microgrids. In Proceedings of the 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, USA, 16–20 July 2017; pp. 1–5.
3. Choi, J.; Shin, Y.; Choi, M.; Park, W.; Lee, I. Robust Control of a Microgrid Energy Storage System using Various Approaches. *IEEE Trans. Smart Grid* **2019**, *10*, 10–2702. [\[CrossRef\]](#)
4. Luna, A.C.; Diaz, N.L.; Graells, M.; Vasquez, J.C.; Guerrero, J.M. Mixed-Integer-Linear-Programming-Based Energy Management System for Hybrid PV-Wind-Battery Microgrids: Modeling, Design, and Experimental Verification. *IEEE Trans. Power Electron.* **2017**, *32*, 2769–2783. [\[CrossRef\]](#)
5. Gregoratti, D.; Matamoros, J. Distributed Energy Trading: The Multiple-Microgrid Case. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2015**, *62*, 2551–2559. [\[CrossRef\]](#)
6. Wang, H.; Huang, J. Incentivizing Energy Trading for Interconnected Microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid* **2018**, *9*, 2647–2657. [\[CrossRef\]](#)
7. Long, C.; Wu, J.; Zhang, C.; Thomas, L.; Cheng, M.; Jenkins, N. Peer-to-Peer Energy Trading in a Community Microgrid. In Proceedings of the 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, USA, 16–20 July 2017; pp. 1–5.

8. The European Parliament and the Council of the European Union. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. *Off. J. Eur. Union* **2018**, *128*, 83–206.
9. Kilter, J.; Meyer, J.; Elphick, S.; Milanović, J.V. Guidelines for Power Quality Monitoring—Results from CIGRE/CIREDJWG C4.112. In Proceedings of the 16th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Bucharest, Romania, 25–28 May 2014; pp. 703–707.
10. Bollen, M.; Baumann, P.; Beyer, Y.; Castel, R.; Esteves, J.; Fajas, S.; Friedl, W.; Larzeni, S.; Trhulj, J.; Villa, F.; et al. Guidelines for Good Practice on Voltage Quality Monitoring. In Proceedings of the 22nd IEEE International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, Sweden, 10–13 June 2013; pp. 1–4.
11. Kilter, J.; Meyer, J.; Howe, B.; Zavoda, F.; Tenti, L.; Milanovic, J.V.; Bollen, M.; Ribeiro, P.F.; Doyle, P.; Gordon, J.M.R.; et al. Current Practice and Future Challenges for Power Quality Monitoring—CIGRE WG C4.112 Perspective. In Proceedings of the IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Hong Kong, China, 17–20 June 2012.
12. McDaniel, J.; Friedl, W. Benchmarking of Reliability: North American and European Experience. In Proceedings of the 23th International Conference on Electricity Distribution, Lyon, France, 15–18 June 2015; pp. 15–18.
13. Li, N.; Chen, L.; Dahlen, M.A. Demand Response Using Linear Supply Function Bidding. *IEEE Trans. Smart Grid* **2015**, *6*, 1827–1838. [[CrossRef](#)]
14. Rathnayaka, A.J.D.; Potdar, V.M.; Dillon, T.; Hussain, O.; Kuruppu, S. Analysis of Energy Behaviour Profiles of Prosumers. In Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Informatics, Beijing, China, 25–27 July 2012.
15. Apostolopoulos, P.; Tsiropoulou, E.; Papavassiliou, S. Demand Response Management in Smart Grid Networks: A Two-Stage Game-Theoretic Learning-Based Approach. *Mob. Netw. Appl.* **2018**, *23*, 1–14. [[CrossRef](#)]
16. Department for Business, Energy and Industrial Strategy. Consultation on Proposals Regarding Smart Appliances. 2018. Available online: <https://www.gov.uk/beis> (accessed on 31 January 2020).
17. Bertoldi, P.; Serrenho, T. Smart Appliances and Smart Homes: Recent Progresses in the EU. In Proceedings of the 9th International Conference on Energy Efficiency in Domestic Appliances and Lighting, Irvine, CA, USA, 13–15 September 2017; p. 970.
18. Ectors, D.; Gerard, H.; Rivero, E.; Vanthournout, K.; Verbeeck, J.; Virag Viegand Maagøe, A.A.; Baijia Huang, J.V. Preparatory Study on Smart Appliances (Lot 33) Task 7-Policy and Scenario Analysis. 2017. Available online: https://eco-smartappliances.eu/sites/ecosmartappliances/files/downloads/Task_7_draft_20170914.pdf (accessed on 4 February 2020).
19. Palacios-Garcia, E.J.; Chen, A.; Santiago, I.; Bellido-Outeiriño, F.J.; Flores-Arias, J.M.; Moreno-Munoz, A. Stochastic Model for Lighting’s Electricity Consumption in the Residential Sector. Impact of Energy Saving Actions. *Energy Build.* **2015**, *89*, 245–259. [[CrossRef](#)]
20. Kharseh, M.; Wallbaum, H. How Adding a Battery to a Grid-Connected Photovoltaic System Can Increase its Economic Performance: A Comparison of Different Scenarios. *Energies* **2019**, *12*, 30–48. [[CrossRef](#)]
21. Wang, X.; Palazoglu, A.; El-Farra, N.H. Operational Optimization and Demand Response of Hybrid Renewable Energy Systems. *Appl. Energy* **2015**, *143*, 324–335. [[CrossRef](#)]
22. Jin, X.; Wu, J.; Mu, Y.; Wang, M.; Xu, X.; Jia, H. Hierarchical Microgrid Energy Management in an Office Building. *Appl. Energy* **2017**, *208*, 480–494. [[CrossRef](#)]
23. Gruber, J.K.; Prodanovic, M. Two-Stage Optimization for Building Energy Management. *Energy Procedia* **2014**, *62*, 346–354. [[CrossRef](#)]
24. Bruno, S.; Dellino, G.; La Scala, M.; Meloni, C. A Microforecasting Module for Energy Management in Residential and Tertiary Buildings. *Energies* **2019**, *12*, 1006–1025. [[CrossRef](#)]
25. Florencias-Oliveros, O.; González-de-la-Rosa, J.J.; Agüera-Pérez, A.; Palomares-Salas, J.C. Reliability Monitoring Based on Higher-Order Statistics: A Scalable Proposal for the Smart Grid. *Energies* **2018**, *12*, 1–14. [[CrossRef](#)]
26. Guía Técnica. Agua Caliente Sanitaria Central. Available online: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_08_Guia_tecnica_agua_caliente_sanitaria_central_906c75b2.pdf (accessed on 13 February 2020).
27. Bilton, M.; Aunedi, M.; Woolf, M.; Strbac, G. *Smart Appliances for Residential Demand Response (Report A10, for the Low Carbon London, LCNF Project)*; Imp. Coll: London, UK, 2014.

28. American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers. ASHRAE Handbook: HVAC Applications. 2007. Available online: <https://www.ashrae.org/technical-resources/ashrae-handbook> (accessed on 16 January 2020).
29. Ruiz-Cortés, M.; González-Romera, E.; Amaral-Lopes, R.; Romero-Cadaval, E.; Martins, J.; Milanés-Montero, M.I.; Barrero-González, F. Optimal Charge/Discharge Scheduling of Batteries in Microgrids of Prosumers. *IEEE Trans. Energy Convers.* **2019**, *34*, 468–477. [[CrossRef](#)]
30. González-Romera, E.; Ruiz-Cortés, M.; Milanés-Montero, M.-I.; Barrero-González, F.; Romero-Cadaval, E.; Lopes, R.A.; Martins, J. Advantages of Minimizing Energy Exchange Instead of Energy Cost in Prosumer Microgrids. *Energies* **2019**, *12*, 719–736. [[CrossRef](#)]
31. Teodorescu, R.; Liserre, M.; Rodríguez, P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, 1st ed.; John Wiley & Sons: Chichester, UK, 2011.
32. Milanés-Montero, M.I.; Barrero-González, F.; Pando-Acedo, J.; González-Romera, E.; Romero-Cadaval, E.; Moreno-Muñoz, A. Smart Community Electric Energy Micro-Storage Systems with Active Functions. *IEEE Trans. Ind. Appl.* **2018**, *54*, 1975–1982. [[CrossRef](#)]
33. Yang, Y.; Blaabjerg, F.; Wang, H.; Simões, M.G. Power Control Flexibilities for Grid-Connected Multi-Functional Photovoltaic Inverters. *IET Renew. Power Gen.* **2016**, *10*, 504–513. [[CrossRef](#)]
34. Husev, O.; Roncero-Clemente, C.; Makovenko, E.; Pimentel, S.P.; Vinnikov, D.; Martins, J. Optimization and Implementation of the Proportional-Resonant Controller for Grid-Connected Inverter with Significant Computation Delay. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2020**, *67*, 1201–1211. [[CrossRef](#)]



© 2020 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Publicación [J3]

Título: *Secondary Control for Storage Power Converters in Isolated Nanogrids to Allow Peer-to-Peer Power Sharing*

Autores: Eva González-Romera¹, Enrique Romero-Cadaval¹, Carlos Roncero-Clemente¹, Mercedes Ruiz-Cortés¹, Fermín Barrero-González¹, María-Isabel Milanés Montero¹, Antonio Moreno-Muñoz²

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

²Departamento de Ingeniería Electrónica y de Computadores, Universidad de Córdoba, Córdoba 14071, España.

Revista: *Electronics*

Volumen: 9

Número: 1

Número de artículo: 140

Fecha de publicación: enero 2020

Factor de impacto JCR: 2.412

Categoría de la revista: *Engineering, Electrical & Electronic*

Posición de la revista en su categoría: 125/266

Cuartil de la revista: Q2

DOI: 10.3390/electronics9010140

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.3390/electronics9010140>







Resumen:

It is usual in literature that power sharing among grid-forming sources of an isolated microgrid obeys their energy rating, instead of economic agreements between stakeholders, and circulating energy among them is usually avoided. However, these energy interchanges make strong sense and classical power sharing methods must be reformulated in the context of prosumer-based microgrids. This paper proposes a secondary control method for a prosumer-based low-voltage nanogrid that allows for energy interchange between prosumers, where storage systems, together with PV generators, are the controllable grid-forming sources. A power flow technique adapted to islanded microgrids is used for secondary control algorithm and the whole hierarchical control strategy for the prosumer converter is simulated and validated. This hierarchical control consists of three stages: tertiary control plans the energy interchange among prosumers, secondary obtains different voltage and power setpoints for each of the grid-forming sources, and, finally, primary control guarantees stable voltage and frequency values within the nanogrid with droop rules. Inner control loops for the power converter are also defined to track setpoints and assure stable performance. Simulation tests are carried out, which prove the stability of the proposed methods and the accuracy of the setpoint tracking.

Contribución de la doctoranda: investigación del estado del arte; diseño, análisis y programación de los lazos de control de la nanorred aislada; investigación y diseño del control de los convertidores electrónicos; diseño del caso de estudio; diseño e implementación de la simulación; realización de pruebas de simulación; validación y análisis de resultados.

Article

Secondary Control for Storage Power Converters in Isolated Nanogrids to Allow Peer-to-Peer Power Sharing

Eva González-Romera ¹, Enrique Romero-Cadaval ^{1,*}, Carlos Roncero-Clemente ¹, Mercedes Ruiz-Cortés ¹, Fermín Barrero-González ¹, María-Isabel Milanés Montero ¹ and Antonio Moreno-Muñoz ²

¹ Electrical, Electronic and Control Engineering Department, University of Extremadura, 06006 Badajoz, Spain; evagzlez@unex.es (E.G.-R.); croncero@peandes.net (C.R.-C.); meruiz@peandes.es (M.R.-C.); fbarrero@unex.es (F.B.-G.); milanes@unex.es (M.-I.M.M.)

² Electronics and Computer Engineering Department, University of Cordoba, 14071 Cordoba, Spain; amoreno@uco.es

* Correspondence: eromero@unex.es; Tel.: +34-924-289-600

Received: 18 December 2019; Accepted: 7 January 2020; Published: 11 January 2020



Abstract: It is usual in literature that power sharing among grid-forming sources of an isolated microgrid obeys their energy rating, instead of economic agreements between stakeholders, and circulating energy among them is usually avoided. However, these energy interchanges make strong sense and classical power sharing methods must be reformulated in the context of prosumer-based microgrids. This paper proposes a secondary control method for a prosumer-based low-voltage nanogrid that allows for energy interchange between prosumers, where storage systems, together with PV generators, are the controllable grid-forming sources. A power flow technique adapted to islanded microgrids is used for secondary control algorithm and the whole hierarchical control strategy for the prosumer converter is simulated and validated. This hierarchical control consists of three stages: tertiary control plans the energy interchange among prosumers, secondary obtains different voltage and power setpoints for each of the grid-forming sources, and, finally, primary control guarantees stable voltage and frequency values within the nanogrid with droop rules. Inner control loops for the power converter are also defined to track setpoints and assure stable performance. Simulation tests are carried out, which prove the stability of the proposed methods and the accuracy of the setpoint tracking.

Keywords: battery management system; power flow in microgrids; prosumer-based isolated nanogrid; secondary control; storage power converter control

1. Introduction

These days, it is generally accepted that microgrids are a key structure to integrate Distributed Generation (DG) and energy storage into the smart grids [1–4]. Hierarchical control for microgrids constitutes a trade-off between the accuracy of centralized control techniques and the flexibility and resilience that are presented by the distributed control ones [2]. Under this control scheme, primary control assures power balance within the microgrid, when it is islanded, usually by means of well-known droop rules, at the cost of frequency and voltage deviations; secondary control is responsible for restoring frequency and voltage to reference values and tertiary control (sometimes only present in grid-connected situation) performs economic optimization, according to energy price, energy efficiency targets, or agreements between stakeholders [3].

Under current European Energy Policies [5], renewable energy penetration and energy efficiency must be significantly improved during the next decades. An increase in the use of DG and Energy Storage Systems (ESS) and a transformation of classical consumers in the so-called prosumers is required to accomplish this objective. These prosumers interchange energy bidirectionally with the main power system and with other neighboring prosumers [6]. Energy trading has attracted the attention of researcher during the last years, although most of the works are focused on energy interchange between microgrids. For example, [7] proposes a supply-demand model as a market framework to optimize energy interchange between islanded microgrids. The authors in [8] go further with incentive mechanism for energy interchange between microgrids that addresses the coupling between this purpose and internal energy sharing within each microgrid. Other authors, like [9], address the energy trading issue between producers in a community microgrid. A new concept of Collaborative Energy Economy is introduced and discussed in [10], as an attempt to emulate the well-known collaborative platforms already working in sectors, such as mobility or house-renting. Under this concept, prosumers participate in a local or community energy market to both buy and sell energy to other prosumers, with the aim of maximizing their profits, within the concept of Peer-to-Peer (P2P) energy trading. Currently, many papers address the challenge of P2P trading within microgrids [11,12], but they usually deal with the algorithm for the economic trading. There is a lack of research regarding how the Distributed Energy Resources (DER) of a microgrid can follow the power setpoints derived from P2P contracts jointly with hierarchical control usually applied in islanded grid mode. More specifically, the following assumptions are usual in the microgrid control literature [2,3]:

- Grid-forming DERs, i.e., those DERs responsible for keeping proper and stable frequency and voltage values within the microgrid, are connected (either directly or through radial feeders) to the same Point of Common Coupling (PCC), where the loads are also connected [13]. In this case, voltage setpoint is the same for every DER and virtual impedance is usually required to decouple Active Power-Frequency and Reactive Power-Voltage dependence relationships.
- Power sharing obeys to individual energy ratings, thus avoiding circulating currents among DERs. Therefore, power interchange due to economic agreements is usually discarded in isolated mode.

Moreover, most recent and complete overview on secondary control for AC microgrids [4] assigns to this control stage the mission of obtaining a correction term for the droop controller of islanded microgrids in such a way that, after a finite time period, both the frequency and voltage amplitude reach their respective reference values. These reference values are the same for every grid-forming DERs of the microgrid, according to the desired values in the common PCC. Under this premise, the active and reactive power of loads are shared among DERs, but no power interchange is allowed in the steady state among them. Therefore, collaborative economy and P2P agreements are not possible in those islanded microgrids.

However, in a microgrid or nanogrid composed by several prosumers, DG and loads (and ESS, if they are included) are located together in each load bus of the nanogrid. There is not a common PCC, whose voltage is the common voltage setpoint, and circulating currents among prosumers cannot be avoided, but they are even desirable to accomplish with collaborative energy trading. In this context, different voltage setpoints are required for each DER, along with different power setpoints. Power flow equations must be considered within the microgrid to assure the technical feasibility of the adopted solution to address this challenge.

The strategy presented in [14] develops an optimization method to obtain different voltage and reactive power setpoints for each of the agents of a microgrid. Only voltage control is performed in this paper, whereas frequency control is assumed to be performed by other DERs. The power flow equations within the microgrid are also considered as constraints for the method. However, both voltage and reactive power setpoints obey to the objective to improve accuracy in the setpoint accomplishments, according to DER rating and voltage and power allowed range. Therefore, neither tertiary control nor active/reactive power interchange among DERs are considered in this control

technique. On the other hand, [15] proposes a hierarchical control scheme for islanded microgrids in which estimations of the average values of power flows between neighboring DERs are used to control the power and frequency. This proposal decentralizes secondary control and, therefore, improves the resilience in case of communication faults, but it requires continuous updating of measured voltage and current values and calculated power and frequency, with the consequent computational cost.

The main contributions of this paper can be summarized, as follows:

- P2P energy trading between prosumers is addressed in islanded microgrids, from the point of view of the voltage and power setpoint generation and how the DER converter can follow them. Power flow among prosumers is guaranteed due to different voltage setpoint in each prosumer's load bus.
- A novel secondary control based on power flow algorithm in microgrids is proposed to reach classical secondary control target as well as allow energy interchange between DERs.
- A residential nanogrid is simulated with all the necessary control loops to perform hierarchical control, starting from previously mentioned setpoints.

The nanogrid under study consists of two residential prosumers, both with PV generation and battery ESS systems, which are connected to their load buses by means of a single-phase converter. A two-wire cable connects load bus of both prosumers. The nanogrid operates islanded from the main grid.

The rest of the paper is organized, as follows: Section 2 describes the proposed control strategy for the nanogrid; in Section 3, case study and simulation model are described in detail; in Section 4, the simulation results are shown and discussed. Finally, Section 5 concludes the paper.

2. Proposed Control Strategy

A hierarchical control structure is proposed in this paper, which improves the structures that are generally accepted in literature [2]. Three stages, which range from the outer and slower control loop to the inner and faster one, are considered:

- Tertiary control aims to optimize the energy use inside the nanogrid. Starting from generation and demand forecasting, demand and storage systems are managed at this stage to match power and energy balance in the isolated nanogrid with optimal resource exploitation. Energy interchange among the resources within the nanogrid presents a clear importance when it is grid-connected, with the aim of obtaining economic advantages and improving self-consumption and self-sufficiency. Another scenario for this tertiary control is P2P energy interchange, which schedules energy sharing under agreement in both grid-connected and isolated situation.
- Secondary control determines the electrical magnitude setpoints for the DERs. In the context of isolated nanogrids, the target of this stage is usually to restore the voltage and the frequency in a unique PCC, with a power-sharing strategy that aimed at using the available resources to keep secure and stable electrical conditions, without considering the economic or agreement-based energy interchange among DERs. In this paper, the P2P energy interchange concept is taken into account at this control stage to allow for complying with economic or energy agreements among different prosumers.
- Primary control acts automatically to obtain stable frequency and voltage magnitudes when power balance mismatching occurs due to unexpected changes in demand or generation. A decentralized droop control is the most frequently used strategy for this stage, whose formulation strongly depends on the resistive/inductive character of the system.

These three control stages are described below, although secondary control draws most of the attention in this paper.

2.1. Nanogrid Tertiary Control

This control stage constitutes the Energy Management System (EMS) of the nanogrid. It makes special sense when the nanogrid is grid-connected and the energy flows with the main grid are intended to be scheduled to achieve economic advantages and to shave power peaks, to improve self-consumption and self-sufficiency rates inside the nanogrid or to accomplish with P2P interchange agreements. However, an energy management procedure is also important in islanded nanogrids, to assure power balance with the highest benefit for the nanogrid stakeholders and with an optimal resource exploitation. These targets usually to active power interchanges among the prosumers or with the main grid (when grid-connected). It is desirable that power generated by PV installations is mostly used to improve self-consumption and reduce energy that is generated from polluting sources. Therefore, in this paper, it is assumed that PV generator is working at Maximum Power Point (MPP) regime unless surplus energy is produced. In that case, generated power is curtailed and the PV generator moves to the Reference Power Point (RPP) mode (see [16] for further explanation).

Similarly, demand is assumed to be managed according to a valid Demand Side Management (DSM) technique, like that proposed in [17]. Therefore, each battery charging/discharging power is obtained from the nanogrid power balance and the sharing method selected. An example of tertiary control for batteries in microgrids of prosumers can be seen in [18].

After this tertiary control stage, active power hourly setpoints are obtained for both PV generator and battery. Assuming that they are connected to prosumer's load bus by means of a common power converter, the setpoint for the output active power of the converter after tertiary control is obtained in (1) for each hour t of the day.

On the other hand, reactive power should not circulate among different DERs of the nanogrid, as it would produce higher losses and voltage drops than necessary. Therefore, the reactive power setpoint for each converter of the nanogrid is also obtained in (1).

$$\begin{aligned} P_{G-TERCi}(t) &= P_{Gi}(t) - P_{Bi}(t) \\ Q_{G-TERCi}(t) &= Q_{Di}(t) \\ t &= 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (1)$$

where:

- $P_{G-TERCi}$: hourly average active power setpoint for tertiary control (W)
- $Q_{G-TERCi}$: hourly average reactive power setpoint for tertiary control (VAr)
- P_{Gi} : hourly average forecasted PV generation power, once curtailed (W)
- P_{Bi} : hourly average scheduled battery power (positive values when charging, negative when discharging) (W)
- Q_{Di} : hourly average forecasted reactive power demanded by load in bus i (VAr)

2.2. Nanogrid Secondary Control

Starting from hourly setpoints of the tertiary control, secondary control must provide active and reactive power and voltage setpoints for the converter output, with higher time resolution. The objective of secondary control is usually to restore frequency and voltage values in the nanogrid within proper values, once primary control has changed the values to stabilize them after unexpected changes in generated or demanded power values. In this paper, one-minute resolution time has been selected for secondary control. A demanding communication system is not required with this resolution time. Battery power (P_{B0i}) is obtained by linear interpolation between consecutive hourly scheduled power values, whereas the generated (P_{G0i}) and demanded (P_{D0i}) power values are both measured and values of the previous minute are used to obtain secondary control setpoints. In the case of communication fault, measured values can be substituted by an interpolation of forecasted values, with the consequent decrease in accuracy, which will be compensated by primary control.

Unlike those works in which every grid-forming converters are connected to the same PCC and voltage setpoints for them are equal, multi-bus prosumer nanogrids require different voltage setpoints for each bus, according to pursued power input and the output of each prosumer and power flow constraints due to nanogrid configuration and impedance between buses. Active and reactive power setpoints in secondary control are changed according to a droop technique, and they must assure consistent behavior with voltage setpoints and power flows. Therefore, a power flow algorithm for islanded microgrids is used in this paper to obtain both power and voltage setpoints. As updating of initial values is done once a minute, during the minute the nanogrid can be considered as a quasi-static system.

Power flow algorithms for islanded microgrids can be found in literature [19], although they usually aim to analyze the microgrid, instead of obtain control setpoints. Several differences exist between this problem and classical power flow problem in bulk power systems:

- There is no slack bus in microgrids, as there is not a bus with a powerful generation capacity that assures stable frequency and provides power losses. Two kind of buses are usual in microgrids: PQ (load or grid-following generation buses) and droop buses (this is a new kind of bus, which shares the responsibility to keep stable and proper frequency values).
- Frequency value of the system is not guaranteed, but it is a variable of the problem.
- Active and reactive power generation is governed by droop rules.

2.2.1. Element Modelling for Power Flow Algorithm

The lines in nanogrids are short. Consequently, shunt admittance can be neglected according to the so-called short line model. Only series impedance is considered (2).

$$\vec{Z}_{ij} = R_{ij} + X_{ij} = R_{ij} + 2\pi f L_{ij}, \quad (2)$$

where:

- R_{ij} : line resistance (Ω)
- X_{ij} : line reactance (Ω)
- L_{ij} : line inductance (H)
- f : nanogrid frequency (Hz)

Regarding loads, active and reactive power demanded depend on the voltage and frequency in the connection bus. The degree of this dependence varies with the kind of load. A general model for linear loads can be obtained from (3).

$$\begin{aligned} P_{D-SECI} &= P_{D0i} \left(\frac{U_i}{U_n} \right)^\alpha \cdot \left[1 + k_{pf} \left(\frac{f-f_n}{f_n} \right) \right] \\ Q_{D-SECI} &= Q_{D0i} \left(\frac{U_i}{U_n} \right)^\beta \cdot \left[1 + k_{qf} \left(\frac{f-f_n}{f_n} \right) \right] \end{aligned} \quad (3)$$

where:

- P_{D-SECI} : active power demand estimation for secondary control (W)
- Q_{D-SECI} : reactive power demand estimation for secondary control (VAr)
- U_i : RMS value of the voltage in bus i (V)
- U_n : rated voltage (230 V in low-voltage single-phase systems)
- f_n : rated frequency (50 Hz)
- α, β : active and reactive exponents
- k_{pf}, k_{qf} : sensitivity factors of active and reactive power to frequency (pu/pu)

For dwelling loads, [20,21] propose the values in Table 1 for these factors.

Table 1. Exponents and sensitivity factors of active and reactive power to voltage and frequency.

Season	α	β	k_{pf}	k_{qf}
Summer	1.2	2.7	0.7	-2.3
Winter	1.7	2.6	1.0	-1.7

The modelling of a generating unit differs depending on its grid-following or grid-forming character. Generators that do not control voltage or frequency act as PQ buses and load model with the proper sign criterion is valid for them. However, generators that are responsible to control voltage and frequency of the microgrid respond to droop rules: (4) for mainly-inductive grids and (5) for mainly-resistive grids [22].

$$\begin{aligned} P_{G-SECI} &= P_{G0i} + \frac{1}{m_p}(f_n - f) \\ Q_{G-SECI} &= Q_{G0i} + \frac{1}{m_q}(U_n - U_i) \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} P_{G-SECI} &= P_{G0i} + \frac{1}{k_p}(U_n - U_i) \\ Q_{G-SECI} &= Q_{G0i} + \frac{1}{k_q}(f - f_n) \end{aligned} \quad (5)$$

where:

- P_{G-SECI} : active power setpoint for the converter output, for secondary control (W)
- Q_{G-SECI} : reactive power setpoint for the converter output, for secondary control (VAR)
- m_p, m_q, k_p, k_q : droop coefficients

Droop coefficients control P or Q variations with voltage and frequency. They are usually obtained, starting from extreme values of proper ranges of voltage, frequency, and active and reactive power, although some authors propose their adjustment as a function of battery SoC [23,24].

2.2.2. Power Flow Algorithm Formulation

The authors in [19] develop the algorithm for three-phase systems, with independent equations for each phase and imposing balanced voltage in droop buses. In this paper, the model in [19] is reformulated for single-phase microgrids.

The power flow equations are similar to the classical power flow algorithm for bulk power systems. Net injected active (P_{SECI}) and reactive (Q_{SECI}) power in bus i are calculated in (6).

$$\begin{aligned} P_{SECI} &= P_{G-SECI} - P_{D-SECI} = U_{SECI} \sum_{k=1}^n U_{SECK} Y_{ik} \cos(\delta_{SECI} - \delta_{SECK} - \gamma_{ik}) \\ Q_{SECI} &= Q_{G-SECI} - Q_{D-SECI} = U_{SECI} \sum_{k=1}^n U_{SECK} Y_{ik} \sin(\delta_{SECI} - \delta_{SECK} - \gamma_{ik}) \end{aligned} \quad (6)$$

with:

- U_{SECI}, δ_{SECI} : RMS value (V) and phase angle (rad) of i -bus voltage
- Y_{ik}, γ_{ik} : magnitude (S) and phase angle (rad) of ik -element of Ybus admittance matrix

The equations to solve for each bus are (7) for PQ buses (unknown variables U_{SECI} and δ_{SECI}) and (8) for droop buses (unknown variables $P_{SECI}, Q_{SECI}, U_{SECI}$ and δ_{SECI}). One of the droop buses acts as phase angle reference ($\delta_{SECI} = 0$), whereas frequency f is an unknown variable. Therefore, the same number of equations and variables are provided.

$$\begin{aligned} 0 &= P_{D-SECI} - P_{G-SECI} + U_{SECI} \sum_{k=1}^n U_{SECK} Y_{ik} \cos(\delta_{SECI} - \delta_{SECK} - \gamma_{ik}) \\ 0 &= Q_{D-SECI} - Q_{G-SECI} + U_{SECI} \sum_{k=1}^n U_{SECK} Y_{ik} \sin(\delta_{SECI} - \delta_{SECK} - \gamma_{ik}) \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned}
 0 &= P_{D-SECI} - P_{G-SECI} + U_{SECI} \sum_{k=1}^n U_{SECK} Y_{ik} \cos(\delta_{SECI} - \delta_{SECK} - \gamma_{ik}) \\
 0 &= Q_{D-SECI} - Q_{G-SECI} + U_{SECI} \sum_{k=1}^n U_{SECK} Y_{ik} \sin(\delta_{SECI} - \delta_{SECK} - \gamma_{ik}) \\
 0 &= P_{G-SECI} - P_{G0i} - \frac{1}{k_p} (U_n - U_{SECI}) \\
 0 &= Q_{G-SECI} - Q_{G0i} - \frac{1}{k_q} (f - f_n)
 \end{aligned} \tag{8}$$

In this paper, resistive grids have been assumed and the trust-region Newton method has been selected to solve the problem, as suggested in [19,25].

Therefore, secondary control provides power and voltage setpoints in each prosumer’s load bus (Figure 1), according to initial agreed power flows and voltage and frequency control within the nanogrid.

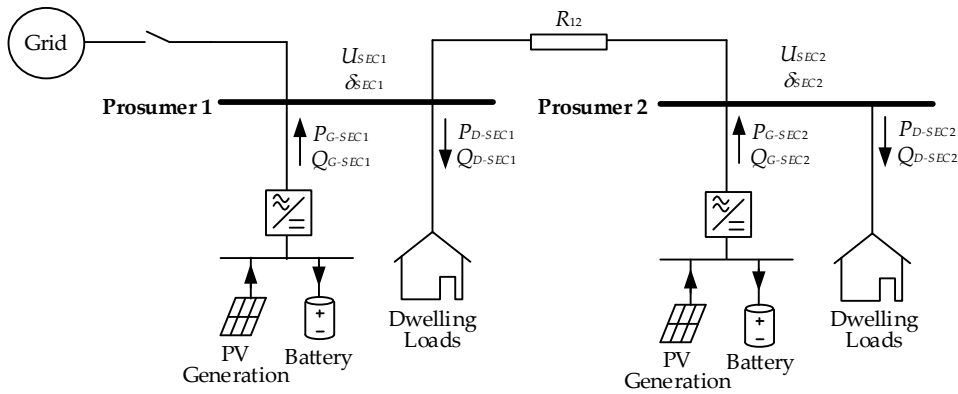


Figure 1. Secondary control setpoints in the nanogrid.

2.3. Nanogrid Primary Control

The primary control acts in each prosumer converter, which intends to follow power and voltage setpoints obtained in secondary control, but it makes adjustments to dynamically stabilize the frequency and voltage in a decentralized procedure. Figure 2 shows the electric scheme of the converter AC filter, where the power and voltage magnitudes are also depicted.

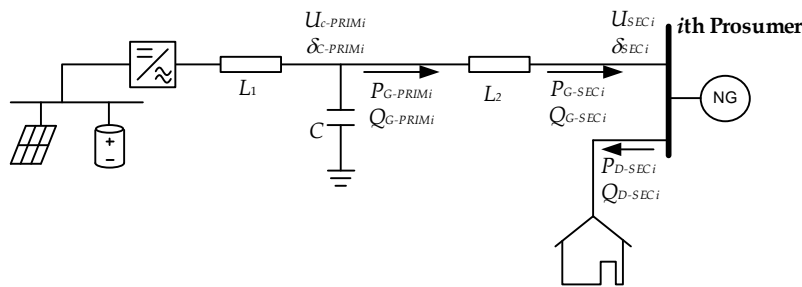


Figure 2. Converter magnitudes for primary control.

Inductances L_1 and L_2 and capacitance C constitute the LCL output filter of the converter. Setpoints in prosumer’s load bus have been provided by secondary control. Primary control firstly obtains setpoints for capacitor voltage and the power injected in L_2 , necessary to perform primary control.

Equation (9) allows for obtaining the voltage setpoint for the capacitor ($U_{c-PRIMI}$, $\delta_{c-PRIMI}$) and the active and reactive power setpoints ($P_{G-PRIMI}$, $Q_{G-PRIMI}$) in the input terminal of reactance L_2 .

$$\begin{aligned}
 \mathbf{S}_{G-SECI} &= \mathbf{u}_{SECI} \cdot \mathbf{i}_{L2}^* = \mathbf{u}_{SECI} \frac{\mathbf{u}_{c-PRIMI} - \mathbf{u}_{SECI}}{-j2\pi f L_2} \rightarrow U_{c-PRIMI}, \delta_{c-PRIMI} \\
 \mathbf{S}_{G-PRIMI} &= \mathbf{u}_{c-PRIMI} \cdot \mathbf{i}_{L2}^* = \mathbf{u}_{c-PRIMI} \frac{\mathbf{u}_{c-PRIMI} - \mathbf{u}_{SECI}}{-j2\pi f L_2} \rightarrow P_{G-PRIMI}, Q_{G-PRIMI}
 \end{aligned} \tag{9}$$

In (9), i_{L2} is the current in the filter inductance L_2 and * denotes complex conjugate.

A droop control is added to keep frequency and voltage stable, besides the required inner voltage and current control loops for following these setpoints. In this case, the impedance between the filter capacitor and the load bus is mainly inductive, therefore the droop condition is that of (4). Droop control obtains corrected setpoints of capacitor voltage u_{ci-ref} , according to measured values and droop characteristic in (4):

$$\begin{aligned} U_{ci-ref} &= U_{c-PRIMi} + m_q(Q_{G-PRIMi} - Q_i) \\ \theta_{ci-ref} &= \delta_{c-PRIMi} + \frac{2\pi}{s} \left[f_n + m_p(P_{G-PRIMi} - P_i) \right] \\ \mathbf{u}_{ci-ref} &= \sqrt{2} U_{ci-ref} \sin(\theta_{ci-ref}) \end{aligned} \quad (10)$$

where:

- u_{ci-ref} : reference voltage signal in the filter capacitor of the i th converter
- U_{ci-ref} : RMS value of u_{ci-ref} (V)
- θ_{ci-ref} : angle signal of u_{ci-ref}
- P_i : measured active power in the filter reactance L_2 of the i th converter (W)
- Q_i : measured reactive power in the filter reactance L_2 of the i th converter (VAr).

Droop constants both in secondary and primary control have been obtained, starting from extreme values of the proper range of frequency (± 1 Hz) and voltage ($\pm 7\%$ rated voltage), according to Spanish regulation [26], and from the available capacity of each prosumer's resources (while considering PV generation, battery charge/discharge maximum power, and SoC).

It is worth noting that droop rules have been split into two stages (one in secondary control through the resistive line between prosumers and another one in primary control through the inductive filter). Therefore, decoupling between active/reactive power and frequency/voltage is assured and virtual impedance is not required.

2.4. Power Converter Inner Voltage and Current Control Loops

Proportional-resonant (PR) controllers have been selected for both control loops, since they can track sinusoidal references with zero steady-state error and present high disturbance rejection capability [27]. At the same time, these controllers perform with constant switching frequency in comparison with another non-linear alternatives as hysteresis or predictive controllers [28]. Besides, PR controllers do not include any parameter of the plant in the feedback loop and they also reduce the computational burden (PR works in the $\alpha\beta$ -stationary reference frame, avoiding dq -rotational transformation [29]). The ideal transfer function of a PR controller is shown in (11):

$$G_{PR}(s) = k_{P-PR} + \frac{k_{R-PRS}}{s^2 + \omega_n^2}, \quad (11)$$

where ω_n is the reference angular frequency, in this case, $2\pi 50$ rad/s.

The converter voltage controller obtains a reference current according to the error between reference and measured values of capacitor voltage. A PR controller has been used for this loop, with $k_{P-PR} = 0.001$ and $k_{R-PR} = 100$, as was previously mentioned.

Finally, the current controller compares reference and measured values of the converter output current and it obtains the modulating signal for the converter switching by means of another PR controller with $k_{P-PR} = 20$ and $k_{R-PR} = 2000$. The voltage and the current PR controller coefficients were both tuned by means of the guidelines provided in [30].

Figure 3 depicts these control loops, where u_{ci} is the measured voltage signal in the filter capacitor of the i th converter and i_{L1} is the current in the inverter-side reactance of the LCL filter.

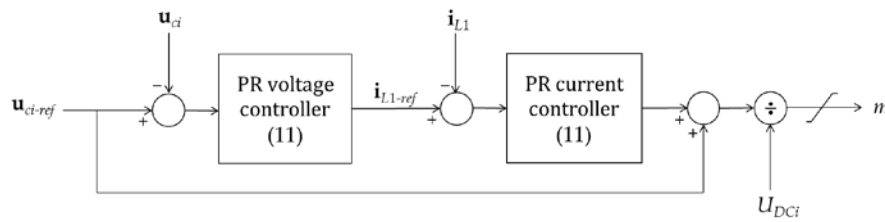


Figure 3. Converter inner control loops.

From the obtained modulating signal, the switching signals for the converter gates S1–S4 (see Figure 5) are generated by means of the Sinusoidal Pulse Width Modulation (SPWM) technique.

2.5. Battery DC/DC Converter Control Loop

The last controller is that of the DC/DC converter that connects the battery to the DC-link. This converter has two simultaneous targets: keeping power values according to scheduled setpoints and controlling a constant value for the voltage of the converter DC-link. Two terms for the battery current are obtained to address both of the targets. The first one is obtained in (12) from the expected power of the converter, which was provided by the PV generator and the battery voltage. The second term adjusts the current to keep DC-bus voltage stable around 400 V (Figure 4). This second term is also responsible to cover the converter losses and the mismatch between power setpoint and actual values.

$$i_{bati-refP} = \frac{U_{DCi} \cdot i_{pvi} - P_{G-PRIMi}}{u_{bati}}, \tag{12}$$

where:

- $i_{bati-ref}$: reference charging current for the i th battery (A)
- $i_{bati-refP}$: power-reference charging current for the i th battery (A)
- U_{DC-ref} : reference value for the DC-link voltage of the i th converter (V)
- U_{DCi} : measured value for the DC-link voltage of the i th converter (V)
- i_{pvi} : measured value for the i th PV generator current (A)
- u_{bati} : measured value for the battery voltage (V)

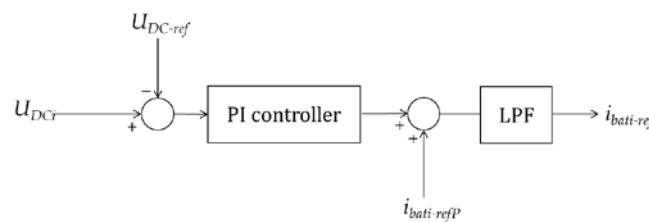


Figure 4. Battery control loop.

A dead-beat technique is used to control the battery current, according to (13) [31].

$$d_{bati} = \frac{(i_{bati-ref} - i_{bati}) \cdot \frac{L_{bat}}{T_s} + R_{bat} \cdot i_{bati} + u_{bati}}{U_{DCi}}, \tag{13}$$

where:

- d_{bati} : duty cycle for the i th battery DC/DC converter
- i_{bati} : measured value for the battery current (A)
- L_{bat} : filter inductance (H)

- R_{bat} : filter resistance (Ω)
- T_s : sampling period (s)

A Pulse Width Modulation (PWM) technique is used to convert this duty cycle to switching signals for the converter gates S5–S6 (see Figure 5).

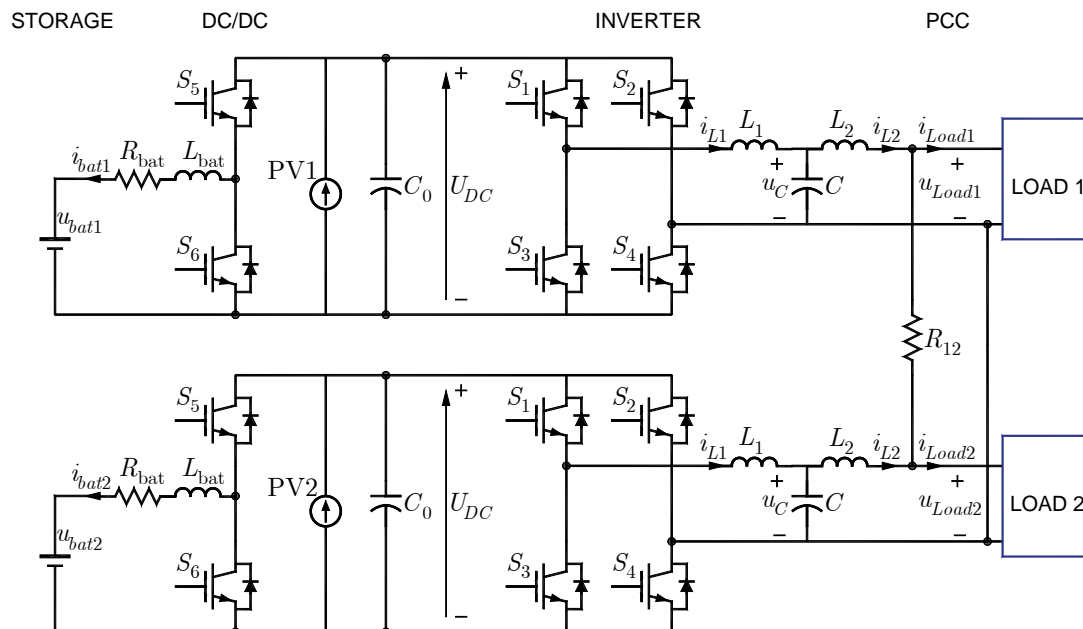


Figure 5. Nanogrid simulation model.

3. Case Study and Simulation Parameters

As was previously described, the nanogrid in this study consists of two prosumers, each of them having PV generation, battery ESS, and dwelling loads. Their load buses are connected by a 6 mm² cross-section, 20 m long two-wire cable. As PV generation is not the matter of study in this work, it has been modelled as a DC current source that is assumed to be working at MPP at each house. However, battery ESS consists of a battery source and a DC/DC converter, whose control strategy has been discussed in Section 2.3. A common inverter connects both PV generation and ESS to the load bus of each prosumer. The nanogrid is islanded, i.e., it is disconnected from the main grid. Figure 5 depicts the nanogrid schematic and Table 2 shows the simulation parameters. It can be observed that the droop constants used in primary control are the same or proportional (scaled for stability reasons) to those of secondary control, but changing the relationship between Reactive Power-Frequency and Active Power-Voltage (in resistive line between prosumers for secondary control) and between Active Power-Frequency and Reactive Power-Voltage (in inductive filter for primary control).

In the test performed, firstly, the ESS charges the inverter DC-link up to a stable voltage of 400 V. Subsequently, the inverter is connected and the reference values for the different control loops are generated (Table 3 shows the initial values of power demand forecast and setpoints obtained from secondary control. Constant power load model has been used, with zero value for exponents and sensitivity factors, according to (3)). It can be observed that active power setpoint of each converter does not match demand power of its prosumer. The reason lies on the droop rule used in secondary control for power sharing, according to available energy resources of each prosumer (8).

Table 2. Simulation parameters.

Parameter	Value
R_{bat}	0.3 Ω
L_{bat}	8 mH
C_0	1.1 mF
L_1	3.6 mH
L_2	4.2 mH
C	2 μ F
Rated U_{DC}	400 V
Rated AC voltage	230 V
Rated u_{bat}	48 V
Rated frequency	50 Hz
$m_{p1} = k_{q1}/5$	3.3×10^{-4} Hz/W or Hz/VAr
$m_{q1} = k_{p1}$	1.1×10^{-3} V/VAr or V/W
$m_{p2} = k_{q2}/5$	3.1×10^{-3} Hz/W or Hz/VAr
$m_{q2} = k_{p2}$	2.5×10^{-3} V/VAr or V/W

Table 3. Initial and updated power and voltage setpoints from secondary control.

Prosumer 1	Initial Value	Updated Value	Prosumer 2	Initial Value	Updated Value
P_{D-SEC1}	445.15 W	545.15 W	P_{D-SEC2}	571.00 W	571.00 W
Q_{D-SEC1}	146.31 VAr	146.31 VAr	Q_{D-SEC2}	187.68 VAr	217.68 VAr
P_{G-SEC1}	341.54 W	413.46 W	P_{G-SEC2}	674.62 W	702.71 W
Q_{G-SEC1}	146.31 VAr	146.31 VAr	Q_{G-SEC2}	187.68 VAr	217.68 VAr
U_{SEC1}	229.99 V	229.99 V	U_{SEC2}	230.02 V	230.03 V
δ_{SEC1}	0	0	δ_{SEC2}	0	0
$P_{G-PRIM1}$	341.54 W	413.46 W	$P_{G-PRIM2}$	674.62 W	702.71 W
$Q_{G-PRIM1}$	149.59 VAr	150.88 VAr	$Q_{G-PRIM2}$	199.32 VAr	230.53 VAr
$U_{c-PRIM1}$	230.79 V	230.80 V	$U_{c-PRIM2}$	231.08 V	231.25 V
$\delta_{c-PRIM1}$	9.8×10^{-3} rad	8.1×10^{-3} rad	$\delta_{c-PRIM2}$	1.6×10^{-2} rad	1.7×10^{-2} rad

The last control connected is the droop control, which adjusts active and reactive power with the aim of keeping stable frequency and voltage values. The PV current source is connected once the converter is supplying the load using only the ESS as a source, supplying part of the demanded load (each prosumer's PV installations is assumed to produce 200 W).

As it was described in the previous section, secondary control has provided a set of power and voltage setpoints to each converter, which start from the tertiary control strategy and the power flow rules within the nanogrid. It is assumed at the beginning of the test that the demanded load and PV generation have been properly forecasted, and the nanogrid converters are operating at the rated frequency and planned voltage. Afterwards, an unplanned change in load occurs, which increases the active power of prosumer 1 in 100 W and reactive power of prosumer 2 in 30 VAr. Consequently, droop control acts by slightly moving frequency and voltage from planned values.

Once the secondary control loop reaches a new cycle, updated setpoints are sent to both prosumers' converters (updated values in Table 3). These new setpoints are obtained, starting from the last PV generation and load measurements. In this test it is assumed that these measured loads match actual loads. Therefore, both of the converters reach their respective power and voltage setpoints and frequency and voltage are restored to planned values. In the other case, droop control should have kept a slight deviation in frequency and voltage magnitude until correct setpoint had been received.

4. Simulation Results and Discussion

The nanogrid in Figure 5 has been simulated by means of Matlab/Simulink[®]. Table 4 depicts the time sequence of the simulation. It is the same for both prosumers.

Table 4. Time sequence of the nanogrid simulation.

Time	Event
0 s	Battery setpoint to control U_{DC} is generated
0.02 s	PWM of battery DC/DC converter is activated
0.5 s	SPWM of inverter is activated
0.6 s	Current and voltage control of inverter are activated
0.65 s	Power-reference for battery is generated
0.65 s	Droop control is activated
0.9 s	PV generation is connected
1.2 s	Unexpected change in loads occurs
1.6 s	Secondary control setpoints are updated

Figures 6–9 depict the simulation results.

Figure 6 shows the evolution of DC-link voltage with time, in converter of prosumer 1. The same behavior is observed in the other converter. At the beginning, the control loop of battery DC/DC converter charges the DC-link capacitor to a stable voltage of 400 V. After 0.6 s, the connection of the inverter produces a slight oscillation in DC-link voltage, but its value keeps very close to 400 V. The rest of the simulation shows how this voltage is corrected to 400 V after each event.

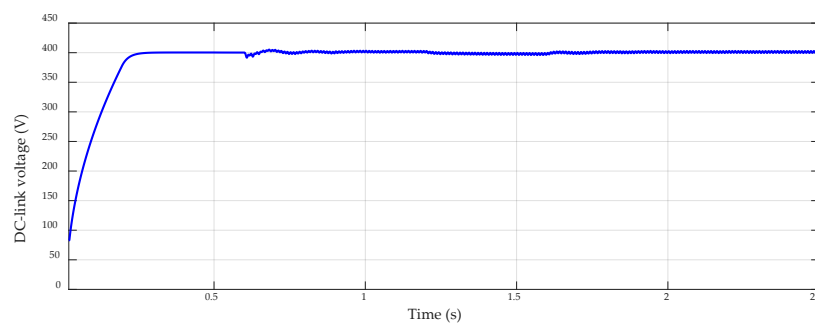
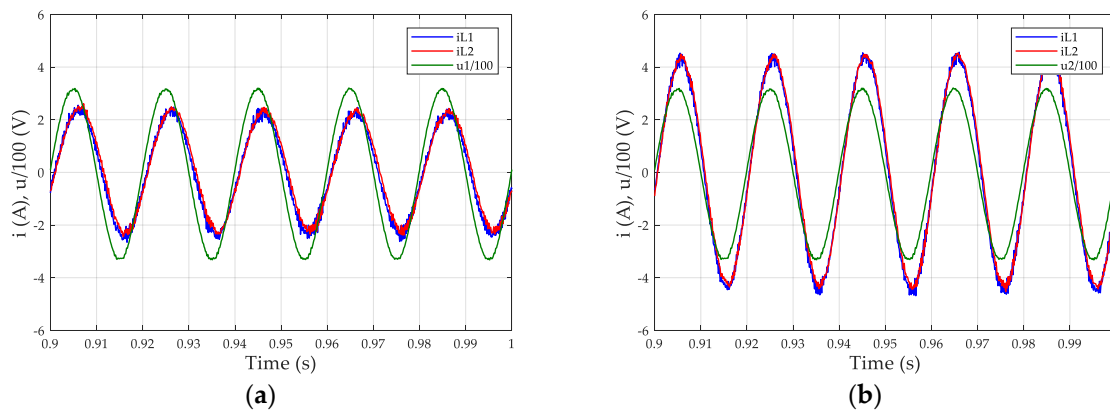
**Figure 6.** DC-link voltage.

Figure 7 depicts the voltage in the load bus and currents in both reactances of the LCL filter of both converters, once the converter and the PV have been connected and before the load change. Voltage is scaled by a factor 100 for better visibility. As can be seen, the current in L_2 is a filtered version of current in L_1 . They are both quite sinusoidal and their amplitude and phase-shift are consistent with the power setpoints of each converter.

**Figure 7.** Voltage in the load bus and current in both reactances of converter LCL filter: (a) Prosumer 1; (b) Prosumer 2.

Voltage setpoint in the filter capacitor and frequency, both being obtained after droop correction (10), are shown in Figure 8. It can be observed how both of the parameters suffer from an initial transitory change at 0.65 s, when droop control is activated. After a short transient, they reach a stable value matching initial setpoints. At 1.2 s, when the loads change, frequency and voltage both slightly change their values according to droop rules. Once the secondary control setpoints are updated (1.6 s), rated frequency and new voltage setpoints are reached and kept stable after a short time period. Anyway, voltage and frequency deviations are both low enough for the nanogrid to properly work, even before the secondary control updating. Therefore, if high unexpected changes occur in generation or demand, or a communication fault avoid setpoint updating, the nanogrid can securely work until the abnormal situation is corrected.

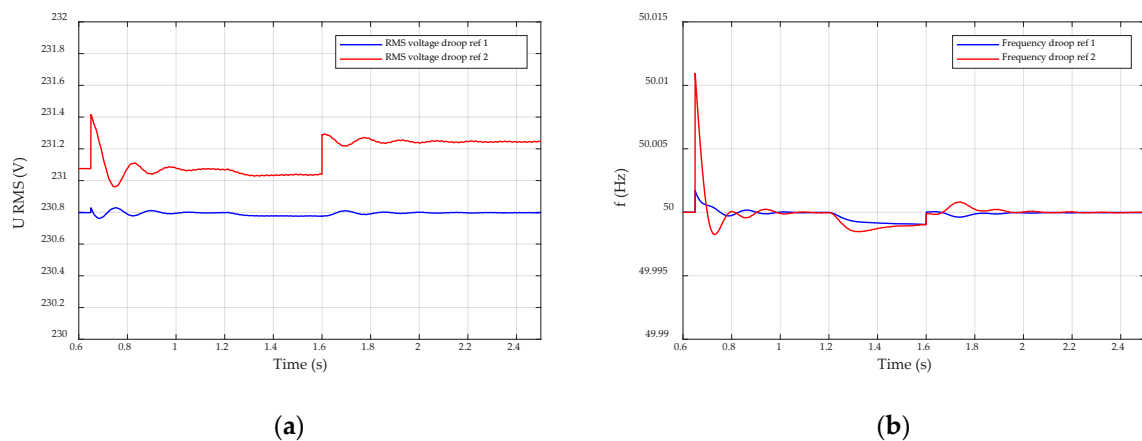


Figure 8. Droop control performance: (a) Voltage droop reference in the filter capacitor; and, (b) Frequency droop reference.

Finally, Figure 9 shows the measured active and reactive power of both prosumers’ inverters. The power values are calculated from measured voltage in filter capacitors (u_{ci}) and measured current in filter L_2 reactances (i_{L2}). Setpoints for active and reactive powers in primary control ($P_{G-PRIMi}$ and $Q_{G-PRIMi}$) are also depicted in the dashed line in the figure, under their calculated values. It can be observed that the calculated power values reach their initial setpoints once the inverter is connected, after a short transient period. Subsequently, loads change starting from 1.2 s of simulation and droop control shares increment in both active and reactive powers, pushing the calculated powers aside from setpoints. Once the setpoints are updated (1.6 s), the calculated power values reach again their new setpoints with a proper accuracy.

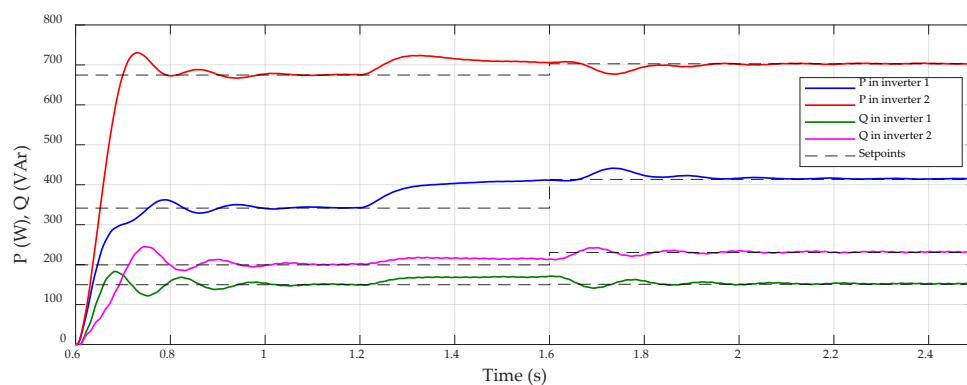


Figure 9. Active and reactive power output in both inverters, calculated from measured voltage and current values.

The dynamic performance of controllers shows a proper combination of fast and low-oscillating response (after each change, new stable power values are reached after 0.2–0.3 s) and a negligible steady-state error, as can be observed in the power values in Figure 9. Regarding dynamic response of voltage and current signals, Figure 10 shows, as an example, a detail of the transient in voltage in the load bus and current in the outer filter reactance of prosumer 2, when the voltage and control loops are activated. It can be observed that the transient in voltage is fast and accurate, whereas current signal presents a low amplitude oscillation, consistent with transient observed in power values (Figure 9). However, neither high frequency oscillations nor sudden peaks are observed.

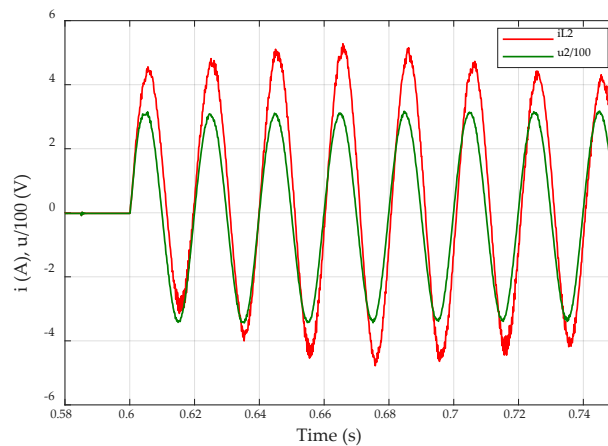


Figure 10. Detail of voltage and current transient in the converter output of prosumer 2.

5. Conclusions and Future Works

This paper proposes and validates a hierarchical control scheme for prosumer nanogrids, which includes a novel secondary control strategy to allow for energy interchange between prosumers, aligned with P2P trading. Under the proposed secondary control, setpoints for active and reactive power and voltage in each prosumer load bus are generated to allow for energy interchange between them. Simultaneously, power flow equations, frequency reference value and power sharing based on droop rules are considered in the secondary control algorithm. All of the control loops that are required to manage a prosumer converter to connect both PV generation and battery ESS are designed and tested. Simulation results show a proper performance of the control loops, a very accurate tracking of the power and voltage setpoints and a very stable behavior of the voltage and the frequency within the nanogrid, even after unexpected changes in loads. Power flow between prosumers can be controlled, according to P2P agreements or other economic strategies, as a different controlled voltage value is obtained in each prosumer's load bus.

Future steps to continue this research project are the adaptation of the control scheme to grid-connected situation and seamless transition between both states. In addition, experimental tests are planned to demonstrate the method validity in actual lab conditions.

Author Contributions: Conceptualization, E.R.-C. and M.-I.M.M.; methodology, E.G.-R. and M.R.-C.; validation, C.R.-C., E.G.-R. and M.R.-C.; formal analysis, E.G.-R., E.R.-C. and F.B.-G.; investigation, E.R.-C.; writing—original draft preparation, E.G.-R.; writing—review and editing, C.R.-C. and F.B.-G.; supervision, A.M.-M.; project administration, E.G.-R.; funding acquisition, C.R.-C., E.G.-R., E.R.-C., F.B.-G. and M.-I.M.M. All authors have read and agree to the published version of the manuscript.

Funding: This research was funded by the Spanish Agencia Estatal de Investigación (AEI), Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), grant number TEC2016-77632-C3-1-R (AEI/FEDER, UE). Junta de Extremadura (Regional Government) also co-supported this work under the program “Ayudas Talento (TA18003)”.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Nomenclature

Acronyms

DER	Distributed Energy Resource
DG	Distributed Generation
DSM	Demand Side Management
EMS	Energy Management System
ESS	Energy Storage System
MPP	Maximum Power Point
PCC	Point of Common Coupling
PR	Proportional-Resonant
PV	Photovoltaic
PWM	Pulse Width Modulation
RPP	Reference Power Point
SoC	State of Charge

Variables

C	Capacitance of the LCL Filter
C_0	Capacitance of the DC-link capacitor
d_{bati}	Duty Cycle of the i th Prosumer's Battery Converter
f	Frequency
f_n	Rated Frequency
i_{bati}	Charging Current of the i th Prosumer's Battery
$i_{bati-ref}$	Reference Charging Current of the i th Prosumer's Battery
$i_{bati-refP}$	Power-Reference Charging Current of the i th Prosumer's Battery
\hat{i}_{L1}	Current Signal in the Inner Filter Reactance of the i th Prosumer
\hat{i}_{L1-ref}	Reference Current Signal in the Inner Filter Reactance of the i th Prosumer
\hat{i}_{L2}	Current Signal in the Outer Filter Reactance of the i th Prosumer
i_{pvi}	Current of the i th Prosumer's PV Generation System
k_p	P-U Droop Coefficient
k_{pf}	Sensitivity Factor of Active Power Load to Frequency
k_{p-PR}	Proportional-Term Constant of Proportional-Resonant Controllers
k_q	Q-f Droop Coefficient
k_{qf}	Sensitivity Factor of Reactive Power Load to Frequency
k_{R-PR}	Resonant-Term Constant of Proportional-Resonant Controllers
L_1	Converter-Side Inductance of the LCL Filter
L_2	Grid-Side Inductance of the LCL Filter
L_{bat}	Inductance of the Battery Filter
L_{ij}	Line Inductance of Feeder Between i th and j th Prosumers
m_p	P-f Droop Coefficient
m_q	Q-U Droop Coefficient
P_{B0i}	1 Minute-Resolution Interpolation of P_{Bi}
P_{Bi}	Charging Power of the i th Prosumer's Battery
P_{D0i}	Last-Minute Measured Active Power Demand of the i th Prosumer
P_{Di}	Hourly Average Active Power Demand Forecasting of the i th Prosumer
P_{D-SECI}	Active Power Estimation of the i th Prosumer's Demand, for Secondary Control
P_{G0i}	Last-Minute Measured Power PV Generation of the i th Prosumer
P_{Gi}	Hourly Average Power PV Generation Forecasting of the i th Prosumer
$P_{G-PRIMi}$	Active Power Setpoint for the i th Converter Output, in Primary Control
P_{G-SECI}	Active Power Setpoint for the i th Converter Output, in Secondary Control
$P_{G-TERCI}$	Active Power Setpoint for the i th Converter Output, in Tertiary Control
P_i	Measured Active Power in the Outer Filter Reactance of the i th Converter
P_{SECI}	Net Injected Active Power in the i th bus, in Secondary Control
Q_{Di}	Hourly Average Reactive Power Demand Forecasting of the i th Prosumer
Q_{D-SECI}	Reactive Power Estimation of the i th Prosumer's Demand, for Secondary Control

$Q_{G-PRIMi}$	Reactive Power Setpoint for the i th Converter Output, in Primary Control
Q_{G-SECI}	Reactive Power Setpoint for the i th Converter Output, in Secondary Control
$Q_{G-TERCi}$	Reactive Power Setpoint for the i th Converter Output, in Tertiary Control
Q_i	Measured Reactive Power in the Outer Filter Reactance of the i th Converter
Q_{SECI}	Net Injected Reactive Power in the i th bus, in Secondary Control
R_{bat}	Resistance of the Battery Filter
R_{ij}	Line Resistance of Feeder Between i th and j th Prosumers
$S_{G-PRIMi}$	Complex Power Setpoint for the i th Converter Output, in Primary Control
S_{G-SECI}	Complex Power Setpoint for the i th Converter Output, in Secondary Control
t	Time
T_s	Sampling Period
u_{bati}	Voltage of the i th Prosumer's Battery
u_{ci}	Voltage Signal in the Filter Capacitor of the i th Converter
U_{ci}	RMS Value of the Voltage in the Filter Capacitor of the i th Converter
u_{ci-ref}	Reference Voltage Signal in the Filter Capacitor of the i th Converter
U_{ci-ref}	Reference RMS Value for the Voltage in the Filter Capacitor of the i th Converter
$U_{c-PRIMi}$	RMS Value of the Voltage Signal in the Filter Capacitor of the i th Converter, in Primary Control
$u_{c-PRIMi}$	Voltage Signal in the Filter Capacitor of the i th Converter, in Primary Control
U_{dci}	Voltage in DC-Bus of the i th Converter
U_{dc-ref}	Reference Voltage of DC-Bus
U_i	RMS Value of the Voltage in the i th bus
u_i	Voltage Signal in the i th bus
U_n	Rated Voltage
u_{SECI}	Reference Voltage Signal in the i th bus, in Secondary Control
U_{SECI}	RMS Value of the Voltage in the i th bus, in Secondary Control
X_{ij}	Line Reactance of Feeder Between i th and j th Prosumers
Y_{ik}	Module of the ik -element of the system admittance matrix
Z_{ij}	Line Impedance of Feeder Between i th and j th Prosumers
α	Sensitivity exponent of Active Power Load to Voltage
β	Sensitivity exponent of Reactive Power Load to Voltage
$\delta_{c-PRIMi}$	Phase Angle of the Voltage in the Filter Capacitor of the i th Converter, in Primary Control
δ_{SECI}	Phase Angle of the Voltage in the i th bus, in Secondary Control
γ_{ik}	Phase Angle of the ik -element of the system admittance matrix
θ_{ci-ref}	Reference Angle Signal of the Voltage in the Filter Capacitor of the i th Converter
ω_n	Reference Angular Frequency

References

1. Vasquez, J.C.; Guerrero, J.; Miret, J.; Castilla, M.; De Vicuna, L.G. Hierarchical Control of Intelligent Microgrids. *IEEE Ind. Electron. Mag.* **2010**, *4*, 23–29. [CrossRef]
2. Guerrero, J.M.; Vasquez, J.C.; Matas, J.; De Vicuña, L.G.; Castilla, M. Hierarchical control of droop-controlled DC and AC microgrids—A general approach towards standardization. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2011**, *58*, 158–172. [CrossRef]
3. Hou, X.; Sun, Y.; Lu, J.; Zhang, X.; Koh, L.H.; Su, M.; Guerrero, J.M.; Hai, K.L. Distributed Hierarchical Control of AC Microgrid Operating in Grid-Connected, Islanded and Their Transition Modes. *IEEE Access* **2018**, *6*, 77388–77401. [CrossRef]
4. Khayat, Y.; Guerrero, J.M.; Bevrani, H.; Shafiee, Q.; Heydari, R.; Naderi, M.; Dragicevic, T.; Simpson-Porco, J.W.; Dorfler, F.; Fathi, M.; et al. On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview. *IEEE Trans. Power Electron.* **2019**. [CrossRef]
5. European Commission. The Strategic Energy Technology (SET) Plan. At the Heart of Energy Research & Innovation in Europe. Available online: <https://setis.ec.europa.eu/publications/set-plan-implementation-progress-reports/strategic-energy-technology-set-plan-heart-of> (accessed on 29 November 2019).

6. Gao, C.; Xu, D.; Miao, L.; Yu, X. A redundant parallel control strategy of multiple PCS (power conversion system) for microgrid in islanded operation. In Proceedings of the 2014 International Conference on Power System Technology, Chengdu, China, 20–22 October 2014; pp. 3147–3151.
7. Gregoratti, D.; Matamoros, J. Distributed energy trading: The multiple-microgrid case. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2015**, *62*, 2551–2559. [[CrossRef](#)]
8. Wang, H.; Huang, J. Incentivizing energy trading for interconnected microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid* **2018**, *9*, 2647–2657. [[CrossRef](#)]
9. Long, C.; Wu, J.; Zhang, C.; Thomas, L.; Cheng, M.; Jenkins, N. Peer-to-peer energy trading in a community microgrid. In Proceedings of the 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, USA, 16–20 July 2017; pp. 1–5.
10. Baez-Gonzalez, P.; Rodriguez-Diaz, E.; Vasquez, J.C.; Guerrero, J.M. Peer-to-peer energy market for community microgrids [Technology leaders]. *IEEE Electr. Mag.* **2018**, *6*, 102–107. [[CrossRef](#)]
11. Neagu, B.C.; Grigoras, G.; Ivanov, O. An efficient peer-to-peer based blockchain approach for prosumers energy trading in microgrids. In Proceedings of the 2019 8th International Conference on Modern Power Systems (MPS), Cluj Napoca, Romania, 21–23 May 2019; pp. 1–4.
12. Paudel, A.; Beng, G.H. A hierarchical peer-to-peer energy trading in community microgrid distribution systems. In Proceedings of the 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, USA, 5–9 August 2018; pp. 1–5.
13. Ramos-Ruiz, J.A.; Enjeti, P.; Xie, L. Peer-to-peer energy transaction in microgrids with power electronics enabled angle droop control. In Proceedings of the 2018 IEEE Electronic Power Grid (eGrid), Charleston, SC, USA, 12–14 November 2018; pp. 1–6.
14. Yang, X.; Du, Y.; Su, J.; Chen, X.; Chang, L. An optimal secondary voltage control strategy for islanded microgrid. In Proceedings of the 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), Hefei, China, 22–26 May 2016; pp. 2880–2885.
15. Hashmi, K.; Khan, M.M.; Xu, J.; Shahid, M.U.; Habib, S.; Faiz, M.T.; Tang, H. A quasi-average estimation aided hierarchical control scheme for power electronics-based islanded microgrids. *Electronics* **2019**, *8*, 39. [[CrossRef](#)]
16. Barrero-González, F.; Miñambres-Marcos, V.; Guerrero-Martínez, M.A.; Romero-Cadaval, E.; Milanes-Montero, M.; González-Romera, E. Photovoltaic converter with smart grid functions. In Proceedings of the 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Florence, Italy, 6–8 June 2016; pp. 1–6.
17. Garrido-Zafra, J.; Moreno-Munoz, A.; Gil-de-Castro, A.; Palacios-Garcia, E.J.; Moreno-Moreno, C.D.; Morales-Leal, T.A. Novel direct load control testbed for smart appliances. *Energies* **2019**, *12*, 3336. [[CrossRef](#)]
18. Ruiz-Cortés, M.; González-Romera, E.; Amaral-Lopes, R.; Romero-Cadaval, E.; Martins, J.; Milanés-Montero, M.I.; Barrero-González, F. Optimal charge/discharge scheduling of batteries in microgrids of prosumers. *IEEE Trans. Energy Convers.* **2019**, *34*, 468–477. [[CrossRef](#)]
19. Abdelaziz, M.M.A.; Farag, H.E.; El-Saadany, E.F.; Mohamed, Y.A.I. A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a newton trust region method. *IEEE Trans. Power Syst.* **2013**, *28*, 190–201. [[CrossRef](#)]
20. Price, W.W.; Casper, S.G.; Nwankpa, C.O.; Bradish, R.W.; Chiang, H.-D.; Concordia, C.; Staron, J.V.; Taylor, C.W.; Vaahedi, E.; Wu, G. Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation. *IEEE Trans. Power Syst.* **1995**, *10*, 523–538.
21. Arguence, O.; Raison, B.; Cadoux, F. Comments on “Impact of Load Frequency Dependence on the NDZ and Performance of the SFS Islanding Detection Method”. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2017**, *64*, 7277–7279. [[CrossRef](#)]
22. VanDoorn, T.L.; Vasquez, J.C.; De Kooning, J.; Guerrero, J.M.; Vandeveld, L. Microgrids: Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies. *IEEE Ind. Electron. Mag.* **2013**, *7*, 42–55. [[CrossRef](#)]
23. Ghanbari, N.; Bhattacharya, S. SoC balancing of different energy storage systems in DC microgrids using modified droop control. In Proceedings of the 2018 IEEE Industrial Electronics Conference (IECON), Washington, DC, USA, 21–23 October 2018; pp. 1–6.

24. Gkavanoudis, S.I.; Oureilidis, K.O.; Demoulias, C.S. An adaptive droop control method for balancing the SoC of distributed batteries in AC microgrids. In Proceedings of the 2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), Trondheim, Norway, 27–30 June 2016; pp. 1–6.
25. Li, C.; Chaudhary, S.K.; Savaghebi, M.; Vasquez, J.C.; Guerrero, J.M. Power Flow Analysis for Low-Voltage AC and DC Microgrids Considering Droop Control and Virtual Impedance. *IEEE Trans. Smart Grid* **2017**, *8*, 2754–2764. [[CrossRef](#)]
26. Spanish Ministry of Economy. Royal Decree 1955/2000 of 1 December, which Regulates the Activities of Transport, Distribution, Marketing, Supply and Installations of Electricity Authorization Procedures. Available online: http://www.omie.es/files/tr_rd_1955-2000_de_1_diciembre.pdf (accessed on 17 December 2019).
27. Zmood, D.N.; Holmes, D.G. Stationary frame current regulation of PWM inverters with zero steady-state error. *IEEE Trans. Power Electron.* **2003**, *18*, 814–822. [[CrossRef](#)]
28. Blaabjerg, F.; Teodorescu, R.; Liserre, M.; Timbus, A. Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2006**, *53*, 1398–1409. [[CrossRef](#)]
29. Teodorescu, R.; Blaabjerg, F.; Liserre, M.; Loh, P. Proportional-resonant controllers and filters for grid-connected voltage-source converters. *IEE Proc. Electr. Power Appl.* **2006**, *153*, 750. [[CrossRef](#)]
30. Husev, O.; Roncero-Clemente, C.; Makovenko, E.; Pimentel, S.P.; Vinnikov, D.; Martins, J. Optimization and Implementation of the Proportional-Resonant Controller for Grid-Connected Inverter With Significant Computation Delay. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2020**, *67*, 1201–1211. [[CrossRef](#)]
31. Milanes-Montero, M.I.; Barrero-González, F.; Pando-Acedo, J.; Gonzalez-Romera, E.; Romero-Cadaval, E.; Moreno-Muñoz, A. Smart Community Electric Energy Micro-Storage Systems With Active Functions. *IEEE Trans. Ind. Appl.* **2018**, *54*, 1975–1982. [[CrossRef](#)]



© 2020 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Publicación [J4]

Título: *Carrier Level-Shifted Based Control Method for the PWM 3L-T-Type qZS Inverter With Capacitor Imbalance Compensation*

Autores: Carlos Roncero-Clemente¹, Enrique Romero-Cadaval¹, Mercedes Ruiz-Cortés¹, Oleksandr Husev²

¹Power Electrical and Electronic Systems Research Group, Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

²Department of Electrical Engineering, Tallinn University of Technology, Tallinn 19086, Estonia; Department of Biomedical Radioelectronics Apparatus and Systems, Chernihiv National University of Technology, Chernihiv 14027, Ukraine.

Revista: *IEEE Transactions on Industrial Electronics*

Volumen: 65

Número: 10

Páginas: 8297-8306

Fecha de publicación: octubre 2018

Factor de impacto JCR: 7.503

Categoría de la revista: *Engineering, Electrical & Electronic*

Posición de la revista en su categoría: 16/266

Cuartil de la revista: Q1

DOI: 10.1109/TIE.2018.2814020

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2814020>

Resumen:

This paper presents a modified carrier level-shifted based control method for a pulsewidth modulation controlled three-phase three-level T-type quasi-impedance-source inverter. The benefits of the proposed strategy are a uniform distribution of shoot-through states of constant width throughout the fundamental period and the mitigation of the inner capacitors' voltages imbalance. The latter is achieved by means of a proportional-integral controller, which adjusts the relative time application of redundant states. The improved performance is demonstrated in terms of reliability, as the capacitors do not suffer from neutral-point imbalance. The control method can also be implemented in a different multilevel inverter configuration with an impedance-source network. A comprehensive simulation study and several experiments were performed in order to validate the adopted method in situations of imbalanced capacitor voltages.

Contribución de la doctoranda: diseño e implementación de la simulación; realización de pruebas de simulación; puesta en marcha y programación de la plataforma de control; ensamblaje del prototipo de laboratorio; realización de ensayos experimentales; validación y análisis de resultados; elaboración de figuras y revisión del artículo.

No se incluye copia completa de la publicación por cesión de copyright a IEEE.

Publicación [C1]

Título: *Grid-Connected Single-Phase 3L-T-type qZS Inverter for Renewable Energy*

Autores: Carlos Roncero-Clemente¹, Oleksandr Husev², Mercedes Ruiz-Cortés¹, Enrique Romero-Cadaval¹, Fermín Barrero-González¹, Eva González-Romera¹

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

²Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics, School of Engineering, Tallinn University of Technology, Tallinn 19086, Estonia.

Congreso: *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*

Lugar de celebración: Lisboa, Portugal

Fecha de celebración: 14-17 octubre 2019

Páginas: 5003-5007

DOI: 10.1109/IECON.2019.8926888

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.1109/IECON.2019.8926888>

Resumen:

This paper studies an operation strategy for a single-phase grid-connected 3LT-type qZSI to regulate the active and reactive power flows. This topology is quite promising in photovoltaic system. The different elements are properly calculated, providing simulation results with a good concordance with the theoretical predictions.

Contribución de la doctoranda: diseño y análisis de la estrategia de control de convertidores; diseño e implementación de la simulación; realización de pruebas de simulación; validación y análisis de resultados; elaboración de figuras.

No se incluye copia completa de la publicación por cesión de copyright a IEEE.

Anexo 2: Otras publicaciones mencionadas en la Tesis

Se referencian a continuación otras publicaciones generadas durante la Tesis Doctoral que no se han incluido dentro del compendio de publicaciones, pero que sí se mencionan a lo largo de la memoria de Tesis. Se incorpora un breve resumen y un enlace de acceso a la versión completa de dichas publicaciones.

Publicaciones en revistas científicas

- [J5] E. González-Romera, M. Ruiz-Cortés, M.I. Milanés-Montero, F. Barrero-González, E. Romero-Cadaval, R. Amaral-Lopes, and J. Martins, “Advantages of Minimizing Energy Exchange Instead of Energy Cost in Prosumer Microgrids,” *Energies*, vol. 12, no. 4, p. 719, Feb. 2019, doi: 10.3390/en12040719. (Q3)

Contribuciones a congresos nacionales e internacionales

- [C2] M. Ruiz-Cortés, E. González-Romera, R. Amaral-Lopes, E. Romero-Cadaval, J.F. Martins, M.I. Milanés-Montero, and F. Barrero-González. “Improved Forecasting-Based Battery Energy Management Strategy for Prosumer Systems,” *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Washington, DC, USA, 2018, pp. 6077-6082, doi: 10.1109/IECON.2018.8592892.
- [C3] M. Ruiz-Cortés, E. Romero-Cadaval, C. Roncero-Clemente, E. González-Romera, and O. Husev, “Evaluation of Losses in Three-Level Neutral-Point-Clamped and T-type Quasi-Z-Source Inverters with Modified Carrier Based Modulation Method,” *2017 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, Cádiz, España, 2017, pp. 638-643, doi: 10.1109/CPE.2017.7915247.
- [C4] M. Ruiz-Cortés, E. González-Romera, E. Romero Cadaval, F. Barrero-González, and M.I. Milanés-Montero, “Estudio Comparativo de Estrategias de Gestión de Energía en Microrredes de Prosumidores,” *XXV Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación 2018*, Barcelona, España, 2018, pp. 192-197, ISBN: 978-84-947311-2-9.

- [C5] M. Ruiz-Cortés, E. Romero-Cadaval, C. Roncero-Clemente, F. Barrero-González, and E. González-Romera, “Energy Management Strategy to Coordinate Batteries and Ultracapacitors of a Hybrid Energy Storage System in a Residential Prosumer Installation,” *2017 International Young Engineers Forum (YEF-ECE)*, Almada, Portugal, 2017, pp. 30-35, doi: 10.1109/YEF-ECE.2017.7935636.

Ponencias en escuelas doctorales

- [P1] M. Ruiz-Cortés, “Overview of Control and Management Strategies Developed for a Nanogrid of Residential Prosumers,” *18th International Symposium Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering. Doctoral School of Energy and Geotechnology III*, Toila, Estonia, 2019, pp. 195-196, ISBN: 978-9949-83-379-5.

Publicación [J5]

Título: *Advantages of Minimizing Energy Exchange Instead of Energy Cost in Prosumer Microgrids*

Autores: Eva González-Romera¹, Mercedes Ruiz-Cortés¹, María Isabel Milanés-Montero¹, Fermín Barrero-González¹, Enrique Romero-Cadaval¹, Rui, Amaral-Lopes^{2,3}, João Martins^{2,3}

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

²Faculty of Sciences and Technology, NOVA University of Lisbon, Caparica 2829-516, Portugal.

³Center of Technology and Systems (CTS), UNINOVA, Caparica 2829-516, Portugal.

Revista: *Energies*

Volumen: 12

Número: 4

Número de artículo: 719

Fecha de publicación: febrero 2019

Factor de impacto JCR: 2.702

Categoría de la revista: *Energy & Fuels*

Posición de la revista en su categoría: 63/112

Cuartil de la revista: Q3

DOI: 10.3390/en12040719

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.3390/en12040719>

Resumen:

Microgrids of prosumers are a trendy approach within the smart grid concept, as a way to increase distributed renewable energy penetration within power systems in an efficient and sustainable way. Single prosumer individual management has been previously discussed in literature, usually based on economic profit optimization. In this paper, two novel approaches are proposed: firstly, a different objective function, relative to the mismatch between generated and demanded power, is tested and compared to classical objective function based on energy price, by means of a genetic algorithm method; secondly, this optimization procedure is applied to batteries' coordinated scheduling of all the prosumers composing a community, instead of single one, which better matches the microgrid concept. These approaches are tested on a microgrid with two household prosumers, in the context of Spanish regulation for self-consumption. Results show noticeably better performance of mismatch objective function and coordinated schedule, in terms of self-consumption and self-sufficiency rates, power and energy interchanges with the main grid, battery degradation and even economic benefits.

Publicación [C2]

Título: *Improved Forecasting-Based Battery Energy Management Strategy for Prosumer Systems*

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

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

²Electrical Engineering Department, University Nova de Lisboa, Monte de Caparica, Portugal.

Congreso: *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*

Lugar de celebración: Washington, DC, USA

Fecha de celebración: 21-23 octubre 2018

Páginas: 6077-6082

DOI: 10.1109/IECON.2018.8592892

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.1109/IECON.2018.8592892>

Resumen:

This work presents an energy management strategy based on scheduling battery operation in prosumer systems, according to forecast data available 24 hours in advance. The proposed method seeks to reach a beneficial compromise between prosumers and distribution grid operators, independently of specific economic context or technical regulations. An improvement to deal with forecast inaccuracy is carried out. Results demonstrate that it offers good properties regarding energy management, with a stored energy reserve estimation, battery lifetime preservation and self-consumption and self-sufficiency enhancement.

Publicación [C3]

Título: *Evaluation of Losses in Three-Level Neutral-Point-Clamped and T-type Quasi-Z-Source Inverters with Modified Carrier Based Modulation Method*

Autores: Mercedes Ruiz-Cortés¹, Enrique Romero-Cadaval¹, Carlos Roncero-Clemente¹, Eva González-Romera¹, Oleksandr Husev¹

¹Power Electrical and Electronic Systems (PE&ES), Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

²Department of Biomedical Radioelectronic Apparatus and Systems, Chernihiv National University of Technology, Chernihiv, Ukraine.

Congreso: *2017 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*

Lugar de celebración: Cádiz, España

Fecha de celebración: 4-6 abril 2017

Páginas: 638-643

DOI: 10.1109/CPE.2017.7915247

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.1109/CPE.2017.7915247>

Resumen:

In recent years, the significant growth of the number of inverters connected to the grid as a consequence of the development of renewable energy sources, especially photovoltaic modules, has caused that focus is on innovative inverter circuitries. This paper presents a comparison between two different configurations of three-phase three-level inverters: the neutral-point-clamped and the T-type. Both topologies have been combined with a quasi-Z-source network in order to obtain the straightforward benefits that it offers, by using a modulation technique which introduces shoot-through states. Conventional carrier-based modulation techniques have been modified in order to optimize the switching pattern for the T-type circuit. Moreover, a comprehensive simulation study is performed in order to state if T-type topology could be considered as a good alternative to neutral-point-clamped topology.

Publicación [C4]

Título: *Estudio Comparativo de Estrategias de Gestión de Energía en Microrredes de Prosumidores*

Autores: Mercedes Ruiz-Cortés¹, Eva González-Romera¹, Enrique Romero-Cadaval¹, Fermín Barrero-González¹, María Isabel Milanés-Montero¹

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

Congreso: *XXV Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación 2018*

Lugar de celebración: Barcelona, España

Fecha de celebración: 4-6 julio 2018

Páginas: 192-197

ISBN: 978-84-947311-2-9

Enlace de acceso web: <http://hdl.handle.net/10662/9763>

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.

Publicación [C5]

Título: *Energy Management Strategy to Coordinate Batteries and Ultracapacitors of a Hybrid Energy Storage System in a Residential Prosumer Installation*

Autores: Mercedes Ruiz-Cortés¹, Enrique Romero-Cadaval¹, Carlos Roncero-Clemente¹, Fermín Barrero-González¹, Eva González-Romera¹

¹Power Electrical and Electronic Systems (PE&ES), Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

Congreso: *2017 International Young Engineers Forum (YEF-ECE)*

Lugar de celebración: Almada, Portugal

Fecha de celebración: 5 mayo 2017

Páginas: 30-35

DOI: 10.1109/YEF-ECE.2017.7935636

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.1109/YEF-ECE.2017.7935636>

Resumen:

In recent years, power systems have experimented a great development as a consequence of the apparition of the distributed generation. Renewable energy sources, active users and electric vehicles play a fundamental role in power systems, which has supposed a new topic research. In this scenario, the figure of prosumer has gained relevance due to the multiple advantages that they can contribute to improve the behavior of power systems and to achieve energy and cost savings. In particular, special attention is focus on photovoltaic (PV) arrays integrated in residential buildings with energy storage systems (ESSs), such as batteries or ultracapacitors (UCs) or even a combination of both in a hybrid energy storage system (HESS). This paper presents an energy management strategy to exchange energy between the batteries and the UCs that form a HESS installed with a PV array in a prosumer dwell in order to maintain its UC bank available to support the energy requirements during the most time possible.

Publicación [P1]

Título: *Overview of Control and Management Strategies Developed for a Nanogrid of Residential Prosumers*

Autores: Mercedes Ruiz-Cortés¹

¹Power Electrical and Electronic Systems (PE&ES), Universidad de Extremadura, Badajoz 06006, España.

Escuela Doctoral: *18th International Symposium Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering. Doctoral School of Energy and Geotechnology III*

Lugar de celebración: Toila, Estonia

Fecha de celebración: 14-19 enero 2019

Páginas: 195-196

ISBN: 978-9949-83-379-5

Enlace de acceso web: no disponible online

Resumen:

The motivation of this work lies on contributing to the promotion of renewable energy sources within the Smart Grid context, aiming to achieve the desired goals of energy efficiency and greenhouse gas emission reduction. In this scenario, the active participation of the electricity consumers and the coordination of the available energy resources (including energy storage systems) have been advocated in the last years with the introduction of the figure of the prosumer (dual producer and consumer entity), with a special focus on the residential sector, and the micro/nanogrid concept to structure the future Smart Grid in a modular and hierarchized way. Herein, an overview of the control and energy management strategies developed for a nanogrid of two residential prosumers based on renewable sources is presented, with an explanation of the stages carried out during the research. In addition, the prospective tasks to follow to accomplish the goals proposed in the work are previewed.

Anexo 3: Otras publicaciones generadas con la Tesis

Se relacionan a continuación el resto de publicaciones (no incluidas en los anexos anteriores) generadas con la Tesis Doctoral, ordenadas cronológicamente por fecha de publicación.

Contribuciones a congresos nacionales e internacionales

- [C6] M. Ruiz-Cortés, E. Romero Cadaval, C. Roncero-Clemente, F. Barrero-González, and E. González-Romera, “Estrategia Cooperativa de Gestión de Energía entre Prosumidores con Sistemas de Almacenamiento Híbrido,” *XXIV Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación 2017*, Valencia, España, 2017, ISBN: 978-84-606-8573-9.

Enlace de acceso web: <http://hdl.handle.net/10662/9762>

- [C7] 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,” *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Beijing, China, 2017, pp. 3609-3614, doi: 10.1109/IECON.2017.8216612.

Enlace de acceso web: <https://doi.org/10.1109/IECON.2017.8216612>

- [C8] M. Ruiz-Cortés, E. González-Romera, R. Amaral-Lopes, E. Romero-Cadaval, J.F. Martins, M.I. Milanés-Montero, and F. Barrero-González, “Algoritmo de Planificación de Baterías en Instalaciones de Autoconsumo Fotovoltaico Conectadas a Red,” *XXVI Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación 2019*, Córdoba, España, 2019, pp. 284-289, ISBN: 978-84-17171-50-6.

Enlace de acceso web: <http://hdl.handle.net/10662/9764>

Ponencias en escuelas doctorales

- [P2] M. Ruiz-Cortés, E. Romero-Cadaval, C. Roncero-Clemente, O. Husev, and E. González-Romera, “Comparative Study of Efficiency of Three-Phase Three-Level Neutral-Point-Clamped and T-type Quasi-Z-Source Inverters with PWM,” *16th International Symposium “Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering and Doctoral School of Energy and Geotechnology III”*, Parnü, Estonia, 2017, pp. 125-129, ISBN: 978-9985-69-057-4.

Enlace de acceso web: no disponible online

- [P3] M. Ruiz-Cortés, E. González-Romera, E. Romero-Cadaval, F. Barrero-González, and M.I. Milanés-Montero, “Comparison of Different Charge and Discharge Strategies of Batteries in Microgrids of Prosumers,” *17th International Symposium Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering. Doctoral School of Energy and Geotechnology III*, Kuressaare, Estonia, 2018, pp. 141-146, ISBN: 978-9949-83-213-2.

Enlace de acceso web: no disponible online