

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN**



TRABAJO FIN DE MASTER

**OPTIMIZACIÓN DEL USO DE TECNOLOGÍA
FOTOVOLTAICA EN ENTORNOS RESIDENCIALES**

Manuel Castillo Cagigal

2010

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN

Reunido el tribunal examinador en el día 13 de Septiembre del ao 2010, constituido por

Presidente: Dr D. _____

Vocal: Dr D^a. _____

Scretario: Dr D. _____

para juzgar el Trabajo Fin de Master titulado:

OPTIMIZACIÓN DEL USO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN
ENTORNOS RESIDENCIALES

del alumno D. Manuel Castillo Cagigal
dirigido por D. Estefanía Caamaño Martín

Acuerdan otorgar la calificación de: _____

Y, para que conste, se extiende firmada por los componentes del tribunal, la presente diligencia

Madrid, a _____ de _____ de _____

El Presidente

La Vocal

El Secretario

Fdo: _____ Fdo: _____ Fdo: _____

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN
INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR

TRABAJO FIN DE MASTER

OPTIMIZACIÓN DEL USO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN ENTORNOS RESIDENCIALES

Autor:
Manuel Castillo Cagigal

Director:
Estefanía Caamaño Martín

PALABRAS CLAVE: Generación Distribuida Fotovoltaica, Gestión de la Demanda Eléctrica, Sistema de Control, Baterías.

RESUMEN: En el presente trabajo se analizan las posibilidades de optimización de la generación fotovoltaica local combinada con sistemas de almacenamiento y estrategias de gestión de la demanda eléctrica en viviendas conectadas a la red dotadas de sistemas fotovoltaicos híbridos. En particular, se han realizado estudios teóricos de los flujos e intercambios energéticos que tienen lugar en las viviendas y en su interconexión con la red eléctrica, complementados por experimentos reales llevados a cabo en un prototipo de vivienda solar energéticamente autosuficiente.

Madrid, Septiembre 2010

Agradecimientos

El presente Trabajo Fin de Máster se ha desarrollado dentro del proyecto GeDELOS-PV, en el cual llevo trabajado durante dos años. Gracias a los avances en este proyecto y al desarrollo de los diferentes subsistemas que lo componen ha sido posible realizar este TFM. Por lo tanto querría agradecer su ayuda a los integrantes del proyecto GeDELOS-PV: Estefanía Caamaño Martín, Alvaro Gutiérrez Martín, Daniel Masa Bote, Félix Monasterio-Huelin Maciá, Javier Jiménez Leube, Eduardo Matallanas de Ávila y Jorge Porro Bujedo.

Quiero agradecer especialmente a Estefanía Caamaño Martín, mi tutora del presente TFM, su ayuda durante el desarrollo de este trabajo. Sobre todo en el análisis de los resultados y en las soluciones a los problemas que han ido surgiendo durante los experimentos. Además, claro esta, de la redacción de la memoria final del TFM.

Gracias a Alvaro Gutiérrez Martín por su colaboración en la implementación tanto software como hardware de los controladores. Además, junto a Félix Monasterio-Huelin Maciá por su ayuda en la elaboración de las ecuaciones de evaluación del sistema eléctrico.

Gracias a Daniel Masa Bote por su ayuda en el manejo del sistema energético de la vivienda y en las predicciones de generación fotovoltaica. Siendo estas últimas parte de su Tesis Doctoral y dejando una puerta abierta a futuras investigaciones sobre el efecto de las predicciones en la gestión de la demanda, como veremos durante la presente memoria.

Finalmente quería agradecer su apoyo a todo el personal del Instituto de Energía Solar y del departamento de Tecnologías Especiales Aplicadas a las Telecomunicaciones de la ETSIT de la UPM durante el desarrollo de mi TFM.

Índice general

Agradecimientos	IV
Índice General	V
Índice de Figuras	VI
Índice de Tablas	VII
Glosario	IX
1. Introducción	1
1.1. Encuadre	1
1.1.1. Generación fotovoltaica distribuida	2
1.1.2. Sistemas de almacenamiento eléctrico	4
1.1.3. Gestión de la demanda eléctrica	5
1.2. Medios empleados	6
1.2.1. Prototipo “MagicBox” y sistema fotovoltaico	6
1.2.2. Equipos de consumo	8
1.2.3. Instalación de monitorización y control	9
1.2.4. Simulador	10
1.3. Objetivos y estructura del documento	10
2. Sistema eléctrico y autoconsumo	12
2.1. Sistema eléctrico y flujos de energía	12
2.2. Parámetros característicos	13
2.3. Autoconsumo y Factor Energético	15
2.4. Resumen	17
3. Controladores de batería	18
3.1. Controlador 1	19
3.1.1. Modo de funcionamiento	19
3.1.2. Ejemplo de funcionamiento real	21
3.1.3. Conclusiones sobre el controlador 1	23

3.2. Controlador 2	24
3.2.1. Modos de funcionamiento	24
3.2.2. Ejemplo de funcionamiento real	24
3.2.3. Conclusiones sobre el controlador	27
3.3. Controlador 3	27
3.3.1. Modos de funcionamiento	28
3.3.2. Ejemplo de funcionamiento real	29
3.3.3. Conclusiones sobre el controlador 3	32
3.4. Resumen	32
4. Estudio de capacidad	34
4.1. Efecto anual de la capacidad	35
4.1.1. Cálculo de capacidad máxima	37
4.2. Efecto mensual de la capacidad	39
4.3. Experimentos reales	41
4.3.1. Semana con capacidad de 1.78 días de autoconsumo (20 kWh)	41
4.3.2. Semana con capacidad de 0.48 días de autoconsumo (5.4 kWh)	43
4.4. Resumen	45
5. Estudio del control de cargas	46
5.1. Sistema de GDE	46
5.1.1. Arquitectura de control	47
5.1.2. Efectos del sistema de GDE	48
5.2. Efecto de la GDE en relación a la capacidad	49
5.3. Semana de pruebas reales con capacidad 0.48 días de autoconsumo (5.4 kWh)	52
5.4. Resumen	54
6. Conclusiones y líneas futuras de investigación	55
6.1. Conclusiones	55
6.2. Líneas futuras	56
6.3. Contribuciones	57
Bibliography	59

Índice de figuras

1.1. Imagen del prototipo “MagicBox”	7
1.2. Esquema eléctrico: a) Sistema híbrido AC y b) esquema del generador y sistema de almacenamiento.	8
1.3. Consumo en potencia: a) Lavadora a 90° y b) Lavavajillas.	9
2.1. Topología de la instalación híbrida utilizada.	13
3.1. Estados de funcionamiento de los controladores 1 y 2.	20
3.2. Funcionamiento del controlador 1: a) Flujos de potencia y b) SoC.	21
3.3. Funcionamiento del controlador 2: a) Flujos de potencia y b) SoC.	25
3.4. Estados de funcionamiento del controlador 3.	28
3.5. Funcionamiento del controlador 3: a) Flujos de potencia y b) SoC.	30
4.1. Estudio de anual de capacidad: a) Balance energético y b) Autoconsumo	36
4.2. Flujos energéticos y autoconsumo para los diferentes meses estudiados: a,b) enero, c,d)abril, e,f) julio, g,h) octubre.	40
4.3. Flujos de potencia de la semana estudiada con capacidad de 20 kWh. FV: verde, cargas: rojo, batería: negro y red:azul	42
4.4. Flujos de potencia de la semana estudiada con capacidad de 5.4 kWh. FV: verde, cargas: rojo, batería: negro y red:azul	44
5.1. Arquitectura del sistema de control.	47
5.2. Relación de potencias para 24 horas: a) sin GDE y b) con GDE.	48
5.3. Estudio de anual de capacidad con GDE: a) Balance energético y b) autoconsumo (ξ)	50
5.4. Comparativa con y sin GDE: a) Autoconsumo vs capacidad y b) Incremento autoconsumo absoluto y porcentual vs capacidad.	52
5.5. Flujos de potencia de la semana estudiada con capacidad de 5.4 kWh. FV: verde, cargas: rojo, batería: negro y red:azul	53

Índice de tablas

3.1. Resultados energéticos del controlador 1.	22
3.2. Parámetros característicos del controlador 1.	23
3.3. Resultados energéticos del controlador 2.	26
3.4. Parámetros característicos del controlador 2.	27
3.5. Resultados energéticos del controlador 3.	31
3.6. Parámetros característicos del controlador 3.	32
4.1. Resultados de autoconsumo (ξ) y relación de energías para diferentes capacidades sin GDE.	37
4.2. Valores necesarios para el cálculo de la capacidad máxima.	38
4.3. Resultados de autoconsumo y relación de energías para capacidad máxima.	38
4.4. Resultados de autoconsumo y capacidad óptima para diferentes valores de ξ'	39
4.5. Cantidades energética, ξ_{max} y capacidad máxima y recomendada para el estudio mensual.	39
4.6. Balances energéticos diarios de la semana estudiada con capacidad de 1.78 (20 kWh).	43
4.7. Balances energéticos diarios de la semana estudiada con capacidad de 0.48 (5.4 kWh).	44
5.1. Resultados de autoconsumo (ξ) y relación de energías para distintas capaci- dades con GDE	50
5.2. Resultados de autoconsumo y capacidad óptima para diferentes valores de ξ'	51
5.3. Balances energéticos diarios de la semana estudiada con capacidad de 0.48 (5.4 kWh).	53

Glosario

Parámetro	Descripción
P_{load}	Potencia consumida por las cargas.
P_{PV}	Potencia generada por el generador fotovoltaico.
P_{grid}	Potencia intercambiada con la red eléctrica. Positiva cuando se vierte energía a la red y negativa cuando se toma energía de la red.
P_{bat}	Potencia intercambiada con la batería. Positiva cuando se extrae energía de la batería y negativa cuando se introduce energía.
$P_{PV,load}$	Potencia fotovoltaica inyectada directamente en las cargas. No define un flujo físico en concreto pero es utilizada para indicar la potencia del generador que está siendo consumida localmente.
E_{PV}	Energía fotovoltaica generada.
$E_{PV,load}$	Energía generada directamente consumida por las cargas.
$E_{PV,bat}$	Energía generada almacenada en baterías.
$E_{PV,grid}$	Energía generada vertida a la red.
$E_{Bat,load}$	Energía extraída de la batería.
$E_{Bat,SoC}$	Estado de carga de batería al final del periodo estudiado.
$E_{Bat,SoC,0}$	Estado de carga inicial de batería.
E_{load}	Energía demandada por las cargas.
$E_{Grid,I}$	Energía importada de la red.
E_G	Energía generada localmente.
E_{lost}	Energía perdida.
$E_{lost,batinv}$	Energía perdida en el inversor de batería.
ρ_i	Eficiencia de las baterías al almacenar energía.
ρ_o	Eficiencia de las baterías al entregar energía.
ξ	Factor de autoconsumo.
ψ	Factor de generación neta.
Y_R	Productividad de referencia.
Y_{Re}	Productividad de referencia efectiva.
Y_{ReT}	Productividad de referencia efectiva y corregida en temperatura.
Y_A	Productividad del generador fotovoltaico.
Y_F	Productividad final del sistema.
PR	Rendimiento característico del sistema o Performance Ratio.
PR_C	Rendimiento característico corregido.
L_C	Pérdidas de captura.
L_{CO}	Pérdidas de captura ópticas.
L_{CT}	Pérdidas de captura térmicas.
L_{CE}	Pérdidas de captura asociadas a características eléctricas del generador.
L_I	Pérdidas de conversión.

Capítulo 1

Introducción

El presente Trabajo Fin de Máster (TFM) está motivado por el estudio de las posibilidades de optimización de sistemas fotovoltaicos híbridos de nueva generación mediante el uso de estrategias de gestión de almacenamiento y suministro a las cargas locales. Dicho estudio es realizado mediante pruebas reales y simuladas, permitiendo estas última estudiar el comportamiento energético del sistema para periodos de media y larga duración (mensuales o anuales).

Además se tiene en cuenta la importancia de la gestión de la demanda eléctrica local. La vivienda dispone de un sistema de gestión de consumos que se empleará para el estudio del efecto que tiene este tipo de sistemas junto a las variaciones de capacidad de batería.

Durante el desarrollo del presente TFM se ha hecho uso de un simulador capaz de reproducir los flujos energéticos de la vivienda. Este nos permite poder estudiar múltiples situaciones sin necesidad de esperar el tiempo que requieren las pruebas reales, ya que gran parte del estudio es de carácter anual.

1.1. Encuadre

En las últimas décadas se ha experimentado un fuerte crecimiento de la generación distribuida en las redes eléctrica a nivel mundial. Este crecimiento viene fuertemente ligado al desarrollo de las energías renovables, que son como es bien sabido, beneficiosas para el medio ambiente. Sin embargo, la generación distribuida de origen renovable presenta un inconveniente en lo que respecta a su integración en las redes eléctricas, intrínsecamente asociado a la aleatoriedad del recurso energético primario (la radiación solar en el caso de la fotovoltaica).

También se ha experimentado una mejora en los sistemas de almacenamiento. Estos

sistemas ya no sólo se emplean en situaciones en las que son inevitables como es la electrificación de sistemas aislados de las redes eléctricas, sino que comienzan a aparecer en sistemas conectados a la red. Los efectos beneficiosos que tiene el uso de sistemas de almacenamiento energéticos son de especial interés cuando se combinan con las energías renovables, ya que son una posible solución al problema de aleatoriedad en la generación.

1.1.1. Generación fotovoltaica distribuida

Históricamente los sistemas de suministro eléctrico se han diseñado siguiendo un esquema de integración vertical, sin embargo en los últimos años estamos asistiendo al crecimiento de la Generación Distribuida (GD, pequeños generadores dispersos por las redes eléctricas) para satisfacer las necesidades energéticas de un mundo cada vez más interconectado (Degner et al., 2006). Las ventajas de la Generación Distribuida pueden verse desde diferentes perspectivas:

- **Perspectiva estratégica:** Ante la elevada dependencia de muchos países de combustibles fósiles para la generación eléctrica y el envejecimiento de las infraestructuras de transporte y distribución.
- **Perspectiva económica:** Debido a la liberalización de los mercados eléctricos y nuevos desarrollos tecnológicos que posibilitan una reducción de las inversiones necesarias para instalar nueva capacidad de generación.
- **Perspectiva medioambiental:** Debido a las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes derivadas del uso de combustibles fósiles y su influencia en el cambio climático.

Los beneficios que produce la GD basada en tecnología solar fotovoltaica alcanzan un mayor valor si tiene lugar en las zonas donde se produce la demanda eléctrica y especialmente en áreas urbanizadas (Linder, 2007), donde se aprovecha la capacidad de integración arquitectónica que tienen los módulos fotovoltaicos. Los principales beneficios son (Groppi, 2002):

- **En términos instantáneos:** reducción de pérdidas de transporte y distribución, mejoras en la calidad y continuidad del suministro en horas de alta demanda eléctrica y reducción de impactos medioambientales.
- **A medio y largo plazo:** reducción de la capacidad adicional necesaria para atender las puntas de consumo y distribución de inversiones futuras necesarias para aumentar la capacidad de las redes, sobre todo en baja tensión.

Desde el punto de vista técnico, la experiencia con tecnologías de GD que han alcanzado elevados niveles de penetración en las redes, muestra que es necesario disponer de mecanismos de control para que la GD contribuya a la estabilidad del sistema y de forma especial en el caso de que ocurrieran fallos o problemas de suministro (Caamaño-Martín et al., 2007). En lo que respecta a la energía solar fotovoltaica, en los últimos años la tecnología de inversores ha evolucionado hasta el punto de poder ofrecer las soluciones que proporcionan beneficios para las redes eléctricas tales como (Caamaño-Martín et al., 2008):

- **Mejoras de la calidad de suministro:** a través del funcionamiento de los inversores a modo de filtros activos para reducir la distorsión armónica presente en las redes (Bruendlinger et al., 2007).
- **Regulación del factor de potencia, potencia reactiva y control de los niveles de tensión:** inversores dotados de almacenamiento de energía y un sistema de control adecuados son capaces de producir o absorber potencia reactiva, compensando el exceso o falta de potencia reactiva en la red y contribuyendo así al control del nivel de tensión (Wakao et al., 2005).
- **Control de simetría de fase:** los inversores trifásicos equipados con almacenamiento de energía pueden mejorar la calidad de la red inyectando corrientes de fase asimétricas que permitan ecualizar las fases de la red.
- **Estabilización de la red y funcionamiento en isla intencionado:** los inversores con sistema de almacenamiento y un sistema de control adecuado son capaces de controlar activamente su funcionamiento de forma que contribuya a: estabilizar la tensión y frecuencia de red, mantener un funcionamiento en isla controlado (aislando la instalación de la red) y/o apoyar el funcionamiento de aplicaciones específicas.

Por otra parte, los sistemas fotovoltaicos integrados en viviendas pueden ser de varios tipos:

- **Sistemas aislados:** Son propio de lugares remotos a la que no llega la red de suministro eléctrico. Constan de un generador fotovoltaico, una batería electroquímica, un regulador de carga y mecanismos de protección. En el caso de que se quieran emplear cargas en AC se incluye un inversor. En caso de grandes consumos, es habitual complementar la instalación con un pequeño generador diésel.
- **Sistemas con conexión a red:** Es el tipo de sistema más habitual en viviendas en España y resto de Europa. La red eléctrica de suministro es de fácil acceso y la instalación fotovoltaica se conecta directamente a ella. El sistema fotovoltaico está compuesto por el generador, inversor de conexión a red y elementos de medida y protección.

- **Sistemas híbridos de última generación:** Operan por lo general conectados a la red de suministro eléctrico al mismo tiempo que constan de algún elemento que permite almacenar energía, generalmente baterías. En caso de fallo de la red, se desconectan rápidamente de esta operando en modo aislado, a modo de “sistemas de alimentación ininterrumpida”.

De especial interés para el presente TFM son los sistemas híbridos. Combinan las ventajas de la GD con la posibilidad de funcionar en modo autónomo, bien debido a un fallo de red, bien como decisión del usuario. Dentro de los sistemas híbridos es posible encontrar dos topologías distintas: sistemas de acoplo en AC y sistemas de acoplo en DC (Muñiz, 2007). Los sistemas de acoplo en AC son más eficientes energéticamente, su diseño es más modular y escalable y permiten la conexión de mayor potencia fotovoltaica. Este último será el utilizado en este Trabajo Fin de Máster.

1.1.2. Sistemas de almacenamiento eléctrico

El funcionamiento de los sistemas de almacenamiento y en especial las baterías electroquímicas es complejo y ha sido objetivo de amplios estudios (Linden and Reddy, 2001). Existen numerosos modelos del funcionamiento de las baterías a corto y largo plazo (Schiffer et al., 2007), además de sistemas de gestión de batería a bajo nivel para mejorar su vida útil (Kaiser, 2007). En relación con la energía solar, las baterías han sido tradicionalmente empleadas en sistemas aislados donde la ausencia de red eléctrica obliga a almacenar energía durante el día para las horas de noche (Bopp et al., 1998). Gracias a las necesidades de almacenamiento energético y los futuros usos masivos en la industria del automóvil las baterías ha experimentado importantes avances en los últimos años (Lambert et al., 2000).

El uso de baterías en sistemas conectados a red se ha empleado con diferentes objetivos energéticos. En 1986 fueron instalados en Berlín 14 MWh de almacenamiento en baterías con una potencia pico de 17 MW (Kiessling, 1987). Esta instalación se diseñó para regular la frecuencia de la red de la ciudad debido a la situación de isla eléctrica en la que se encontraba. Más adelante también se empleó como reserva rodante de energía eléctrica para situaciones de emergencia. También existen antecedentes del uso de baterías para el control de carga en zonas donde los picos de demanda provocan serios problemas en la red eléctrica. En estos casos las baterías son normalmente cargadas durante la noche para posteriormente ser empleadas durante el día cuando la potencia consumida supera un determinado umbral (Wagner, 1997).

El uso de sistemas de almacenamiento suele estar ligado a las energías renovables debido a su aleatoriedad en la generación. Existen estudios sobre el uso de almacenamiento energético para mejorar las predicciones de generación en el mercado eléctrico. Gracias al

uso de sistemas de almacenamiento se puede fijar la cantidad de energía vendida a la red de origen renovable con más precisión, permitiendo almacenar si la generación supera la predicción o verterla en caso contrario (Koepple and Korpas, 2008).

1.1.3. Gestión de la demanda eléctrica

No existe una definición comúnmente aceptada para el término “Gestión de la Demanda de Electricidad” (GDE) (Pérez et al., 2005). Así, desde la perspectiva regulatoria (autoridades reguladoras de la Unión Europea) se entiende por GDE todas las medidas que promuevan la reducción y/o el desplazamiento del consumo eléctrico final, mejorando la eficiencia en su utilización pero sin modificar el contenido de los servicios finales que la energía eléctrica proporciona, esto es sin modificar las pautas de consumo. Una definición más amplia que se adoptará en el presente trabajo es la que define la GDE como el conjunto de acciones (impulsadas o realizadas por las empresas eléctricas, otras empresas o instituciones o por la Administración) cuyo objetivo común es influir sobre el uso que los consumidores hacen de la electricidad, de forma que se produzcan los cambios deseados, tanto para producir un ahorro de energía como para incrementar la eficiencia, ya sea en el ámbito individual (modificando si es preciso las pautas de consumo) como en la curva de demanda agregada.

Los beneficios que la gestión de la demanda eléctrica puede proporcionar son, básicamente:

- Beneficios de tipo privado relacionados con la reducción de los costes de la electricidad (ahorros en inversiones en generación y redes de distribución) y la mejora en la seguridad de suministro.
- Beneficios de tipo social, en la medida en la que se mejora la eficiencia económica en la formación de los precios del mercado, y se incrementa la eficiencia energética con un menor uso de combustibles fósiles y menores emisiones contaminantes asociadas.
- Beneficios para la integración de energías renovables en las redes. La creciente preponderancia de la generación considerada “no gestionable” (eólica y solar) en los sistemas eléctricos plantea nuevos retos de operación. La integración de estas tecnologías requiere contar con generación de reserva que cubra la variabilidad de producción de las tecnologías renovables. El uso de mecanismos de gestión de la demanda eléctrica que permitan modificar los patrones de consumo y adaptarlos a los periodos de alta disponibilidad renovable permitiría disminuir las necesidades de la mencionada generación de reserva.

Los mecanismos de GDE pueden ser de naturaleza variada, en la medida en la que

afecten al marco regulatorio, incentiven la concienciación de los consumidores, persigan una reducción del consumo de equipos o hagan posible la participación activa de los consumidores en los mercados de electricidad. De especial interés para este TFM es la Gestión Activa de la Demanda Eléctrica, la cual consiste en el control en tiempo real de las cargas del sistema para ser gestionadas de acuerdo con determinados objetivos energéticos como veremos en el Capítulo 5 (Caamaño-Martín et al., 2009).

1.2. Medios empleados

Para el desarrollo del TFM se han realizados experimentos mediante simulador y equipos reales. Las pruebas simuladas se han realizado con un simulador desarrollado para el proyecto GeDELOS-FV (Gestión de la Demanda ELéctrica dOméstica con tecnología Solar Fotovoltaica) y mejorado durante la elaboración de este trabajo. El proyecto GEDELOS-FV¹ es un proyecto de investigación y desarrollo que pretende explorar las posibilidades de gestionar la demanda eléctrica doméstica mediante tecnologías de generación distribuida y sistemas de control, donde el sistema es capaz de modificar la curva de demanda en función de condicionantes de tipo interno y externo.

Para los experimentos reales se ha hecho uso de la vivienda “Magicbox”, así como de diferentes equipos de medida y control explicados a continuación.

1.2.1. Prototipo “MagicBox” y sistema fotovoltaico

En otoño del 2005 se celebró en Washington D.C. la segunda edición del concurso internacional “Solar Decathlon”(Moon et al., 2005) patrocinado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. “Solar Decathlon” es un concurso dirigido a universidades que persigue difundir la posibilidad de conciliar las buenas prácticas arquitectónicas con un uso racional de la energía, a través del aprovechamiento de la energía solar tanto pasiva como activamente y del uso de tecnologías eficientes actualmente disponibles.

El prototipo “MagicBox” (ver Figura 1.1), con el que la Universidad Politécnica de Madrid participó por primera vez en el citado concurso, constituye una propuesta novedosa que combina la aplicación de principios de diseño bioclimáticos con la integración de tecnologías solares para la producción de electricidad y agua caliente sanitaria (solar fotovoltaica y solar térmica, respectivamente). El uso de las tecnologías de la información y las comunicaciones para el mantenimiento de las variables de confort constituye el tercer elemento innovador del prototipo del que disponemos. Asimismo, cuenta con un sistema de

¹Ref: Proyecto “Gestión de la Demanda Eléctrica Doméstica con Tecnología Solar Fotovoltaica”(ENE2007-66135), Plan Nacional de I+D+i 2004-2007, Ministerio de Ciencia e Innovación.

acondicionamiento novedoso basado en el calor latente y el cambio de estado de sustancias (denominadas “geles de cambio de estado”) que se encuentran confinadas bajo el suelo de la casa, las cuales se cargan y descargan de energía mediante corrientes de aire inducidas (Caamaño-Martín et al., 2005).



Figura 1.1: Imagen del prototipo “MagicBox”.

De especial interés para el presente proyecto es el sistema fotovoltaico diseñado. Este incorpora la tecnología más avanzada de microgeneración híbrida, denominada “acoplamiento en AC”, que garantiza el máximo aprovechamiento de la energía solar (generadores fotovoltaicos con distintas inclinaciones para aplanar la curva anual de generación, inversores con seguimiento automático de la máxima potencia del generador), al tiempo que posibilita la incorporación de otras tecnologías de generación auxiliares, en este caso acumuladores electroquímicos y la conexión a red tanto para obtener energía de esta como para verter en ella el excedente (ver Figura 1.2(a)). La potencia fotovoltaica nominal instalada es de 7 kWp y una capacidad de acumulación en las baterías de 36 kWh (Calvo-Fernández et al., 2005). La Figura 1.2(b) muestra las características principales de los generadores fotovoltaicos, inversores y sistema de almacenamiento. Dado que la instalación fotovoltaica fue en un principio diseñada para abastecer el consumo eléctrico de la vivienda y un pequeño coche eléctrico no considerado en el presente trabajo se ha prescindido para el mismo de uno de los generadores fotovoltaicos (rama 2 en la figura) con el objeto de aproximar la generación al consumo en términos anuales. La potencia nominal considerada para los experimentos de los capítulos 4 y 5 ha sido por tanto de 5.56 kWp

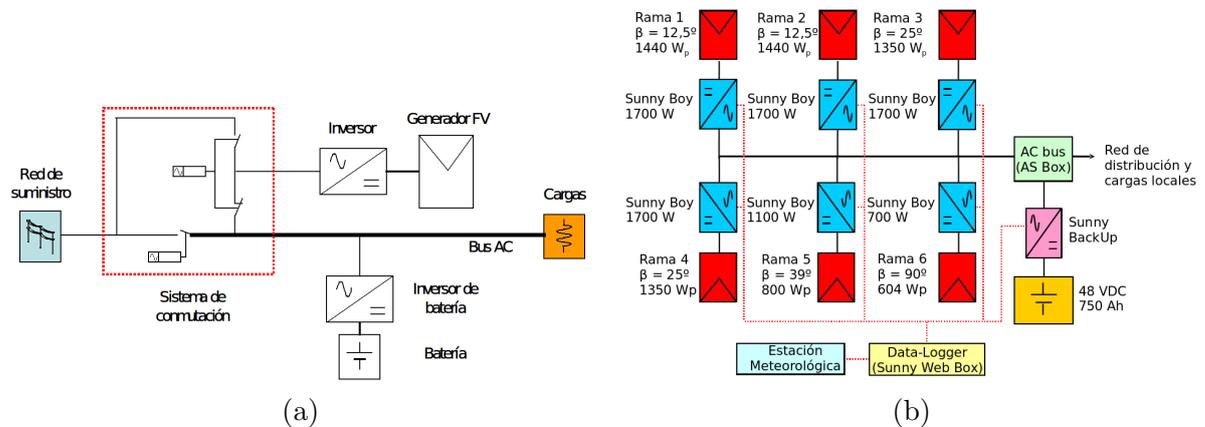


Figura 1.2: Esquema eléctrico: a) Sistema híbrido AC y b) esquema del generador y sistema de almacenamiento.

1.2.2. Equipos de consumo

En el interior, la vivienda está equipada con una lavadora, secadora, lavavajillas, horno, frigorífico/congelador y campana de extracción todos ellos de bajo consumo y dotados de un sistema de control domótico conectados mediante una red PLC (Power Line Communication). Gracias a una pasarela, podemos comunicarnos y obtener tanto información de los electrodomésticos, como enviar órdenes básicas de funcionamiento. Aparte de estos electrodomésticos controlables tendremos diferentes cargas que no están dotadas de este sistema como los ordenadores, luces, calefacción, aire acondicionado y vitrocerámica.

Debido a la naturaleza de la demanda y a la capacidad de control por parte del sistema se definen dos tipos principales de consumos (Castillo-Cagigal, 2009):

- **No Diferible:** Son consumos que deben ser ejecutados instantáneamente bajo orden del usuario. Este tipo de órdenes son tales como: encender la luz, encender a vitrocerámica o apagar el televisor.
- **Diferible:** Son consumos los cuales permiten desplazamientos temporales. En este caso el usuario suministra un intervalo de tiempo al sistema donde quiere que se ejecute una determinada tarea. Ejemplos de este tipo de consumo sería: poner una lavadora entre las 10:00 h y las 14:00 h o poner un lavavajillas entre las 9:00 h y las 23:00 h.

Para la posible planificación de la demanda y la realización de simulaciones ha sido necesario crear una base de datos con las curvas de consumo en potencia de los diferentes electrodomésticos incluidos en la vivienda. Dependiendo de cada electrodoméstico se han

hecho diferentes tipos de medida de forma que se disponga de información necesaria para simular y predecir el funcionamiento de estos. En la Figura 1.3 se pueden observar dos curvas de consumo típicas de la lavadora y el lavavajillas.

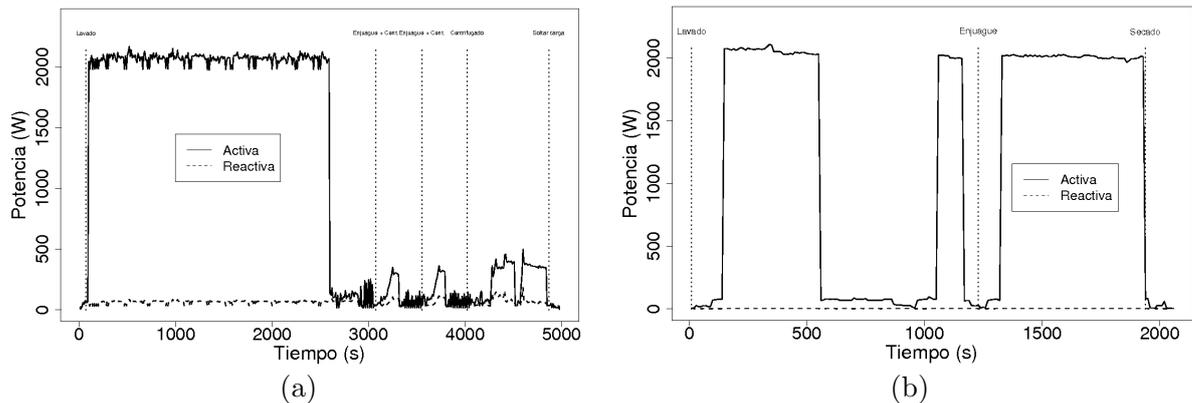


Figura 1.3: Consumo en potencia: a) Lavadora a 90° y b) Lavavajillas.

1.2.3. Instalación de monitorización y control

Para la monitorización de los flujos eléctricos de la vivienda se ha hecho uso de contadores eléctricos digitales (DOMOTAX de Orbis). Dichos contadores entregan la energía consumida cada minuto más retardos de comunicaciones. Conociendo dicha energía y el tiempo entre medidas se puede hacer una estimación de la potencia eléctrica que circula por la línea medida. Las líneas medidas son las de consumos, fotovoltaica, baterías y conexión a red eléctrica con las cuales se puede calcular toda la información energética necesaria para el desarrollo del presente Trabajo Fin de Máster, como veremos en el Capítulo 2.

La monitorización del estado de batería se realiza mediante el inversor de batería SunnyBackUp. Mediante una comunicación TCP/IP con dicho inversor el sistema de control recoge toda información necesaria de la batería para su correcto funcionamiento. Además, el estado de funcionamiento de las cargas también es recogido por el sistema de control mediante la comunicación con el servidor de la red PLC de Siemens.

Además de datos de funcionamiento del sistema fotovoltaico híbrido y las cargas se dispone también de predicciones horarias de generación local basadas en predicciones meteorológicas de la Agencia Estatal de Meteorología y el uso de modelos para describir el comportamiento del sistema fotovoltaico. Estas predicciones, disponibles diariamente a las 7:30 am con un horizonte temporal de 24h, son elaboradas por otra herramienta desarrollada en el marco del proyecto GeDELOS-FV (Porro, 2010). Independientemente

de las predicciones de generación, también se dispone de la generación real del último año de funcionamiento de “MagicBox” para poder realizar simulaciones y estudios sobre datos reales.

Aparte de monitorizar el sistema es capaz de actuar sobre diferentes elementos de la vivienda. Como veremos en el Capítulo 3 mediante la comunicación con el inversor de batería los controladores de batería actúan sobre los flujos energéticos de la vivienda. Parte del sistema implementado es el sistema de GDE (Capítulo 5), dicho sistema actúa sobre los electrodoméstico configurándolos e indicando el momento de trabajo.

1.2.4. Simulador

Como se ha mencionado con anterioridad, se ha hecho uso de un simulador para realizar experimentos. El objetivo principal del simulador es poder realizar pruebas de diferente duración (diarias, mensuales, anuales, etc.) con diferentes configuraciones energéticas en la vivienda. De esta manera se puede estudiar la evolución del comportamiento energético de la vivienda ante variaciones de determinados parámetros de la misma.

Las variaciones que se pueden realizar con dicho simulador nos permiten estudiar la evolución de parámetros de diferente naturaleza:

- **Demanda:** Se puede configurar la demanda impuesta por el usuario e incluso los momentos de trabajo de esta demanda. De esta manera se pueden estudiar los efectos de cambios en la curva de demanda de la vivienda en los balances energéticos.
- **Generación:** Se puede variar el perfil de generación fotovoltaico, pudiendo simular años de poca o mucha generación e igualmente días con diferentes condiciones meteorológicas.
- **Red eléctrica:** Se puede simular la información disponible de la red eléctrica como puede ser la tarificación y por tanto realizar estudios económicos.
- **Sistema de almacenamiento:** Se puede simular el sistema de almacenamiento variando su capacidad, eficiencia e incluso comportamiento como puede ser mediante el uso de diferentes controladores de batería.

1.3. Objetivos y estructura del documento

El objetivo general del presente trabajo es analizar las probabilidades de optimización de la generación fotovoltaica procedentes de sistemas híbridos combinada con la estrategia de

gestión de la demanda eléctrica en viviendas. Para conseguir dicho objetivo se han formulado los siguientes objetivos específicos, desarrollados en distintos capítulos de este documento:

- **Desarrollo de controladores de batería:** Capaces de controlar los flujos de energía en la vivienda tomando como referencia los momentos de carga y descarga de la batería para conseguir un determinado objetivo energético (Capítulo 3).
- **Estudio teórico de capacidad:** Mediante el uso del simulador, estudio de los balances energéticos que tienen lugar con diferentes capacidades de batería (Capítulo 4).
- **Estudio teórico de los efectos de un sistema de GDE:** Mediante el uso del simulador, estudio de los balances energéticos que ocurren en presencia de estrategias de GDE para diferentes capacidades de batería (Capítulo 5).
- **Experimentos reales:** Realizar experimentos reales en una vivienda que corroboren los resultados de los estudios teóricos realizados (capítulos 3, 4 y 5).
- **Conclusiones:** Por último, se resume en el Capítulo 6 las principales conclusiones del trabajo y se enuncian líneas de investigación consideradas de interés para profundizar en la temática abordada.

Capítulo 2

Sistema eléctrico y autoconsumo

En el presente capítulo se definen los flujos de potencia de la vivienda, así como su nomenclatura. Estas relaciones se mantienen presentes en el resto del TFM y por tanto es necesario entenderlas antes de poder continuar.

Además de la definición de los flujos de potencia, se han definido las relaciones energéticas que existen en el sistema. Estas relaciones energéticas son necesarias para la definición del factor de autoconsumo y el factor de generación neta. Estos factores nos permiten estudiar y evaluar el comportamiento de la vivienda en un intervalo de tiempo dado, siendo de gran interés para los estudios de capacidad (Capítulo 4) y gestión de la demanda (Capítulo 5).

2.1. Sistema eléctrico y flujos de energía

El sistema eléctrico ha sido implementado basado en una topología de bus AC. En dicho sistema todos los equipos realizan el intercambio energético mediante corriente alterna. Incluso el sistema de almacenamiento (baterías de plomo-ácido) recibe y entrega energía en corriente alterna. En la Figura 2.1 se puede observar el esquema eléctrico implementado.

Debido a la presencia de generador, sistema de almacenamiento, cargas y red eléctrica existe un gran número de posibles intercambios energéticos. Los principales flujos de potencia han sido indicados en la Figura 2.1. A continuación se define el criterio de signos y la nomenclatura de dichos flujos, los cuales serán utilizados en el resto del proyecto:

- P_{load} : Potencia consumida por las cargas.
- P_{PV} : Potencia generada por el generador fotovoltaico.

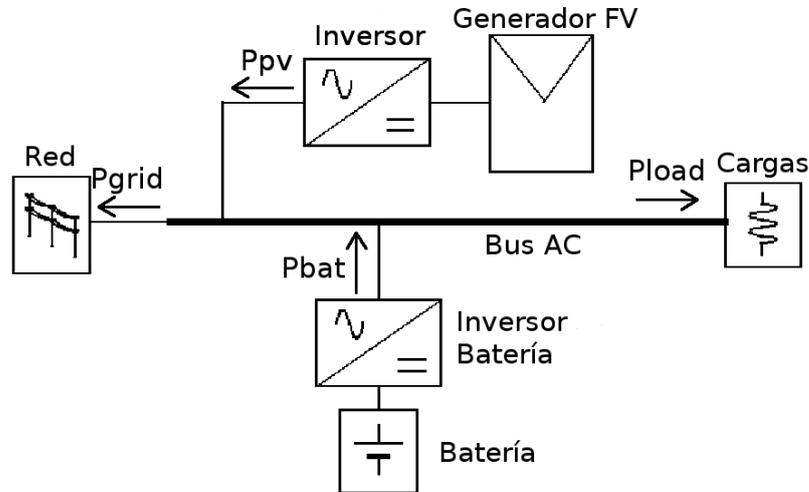


Figura 2.1: Topología de la instalación híbrida utilizada.

- P_{grid} : Potencia intercambiada con la red eléctrica. Positiva cuando se vierte energía a la red y negativa cuando se toma energía de la red.
- P_{bat} : Potencia intercambiada con la batería. Positiva cuando se extrae energía de la batería y negativa cuando se introduce energía.
- $P_{PV,load}$: Potencia fotovoltaica inyectada directamente en las cargas. No define un flujo físico en concreto pero es utilizada para indicar la potencia del generador que está siendo consumida localmente.

2.2. Parámetros característicos

La valoración objetiva del comportamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica no debe realizarse exclusivamente a partir de su producción eléctrica, ya que exige diferenciar, en la medida de lo posible, los factores condicionantes locales de aquellos propios del sistema fotovoltaico. Para ello se hace uso de los siguientes parámetros característicos para la evaluación del sistema fotovoltaico:

- **Productividad de referencia (Y_R):** Caracteriza el emplazamiento del generador en términos de horas de sol equivalentes. Se calcula como el cociente la irradiación solar incidente medida por el sensor empleado (G_S) y la irradiancia en condiciones estándar de medida ($G^* = 1 \text{ kWm}^{-2}$)

$$Y_R = \frac{G_S}{G^*}$$

- **Productividad de referencia efectiva (Y_{Re}):** Caracteriza el emplazamiento del generador fotovoltaico en términos de horas de sol efectivas, una vez descontadas las pérdidas de sol por transmitancia.

$$Y_{Re} = \frac{G_s F C_S}{G^*}$$

- **Productividad de referencia efectiva y corregida en temperatura (Y_{ReC}):** Productividad de referencia efectiva con corrección por temperatura, reflejando la pérdida de aprovechamiento de la radiación debido a la temperatura de operación de las células.

$$Y_{ReT} = Y_{Re}[1 - \gamma(T_C - T_C^*)]$$

- **Productividad del generador fotovoltaico (Y_A):** Expresa la energía producida por el generador por unidad de potencia instalada.

$$Y_A = \frac{E_{GFV}}{P_{nomG}}$$

- **Productividad final del sistema (Y_F):** Energía útil generada por el sistema fotovoltaico y por unidad de potencia instalada.

$$Y_F = \frac{E_{PV}}{P_{nomG}}$$

- **Rendimiento característico del sistema (PR):** Relaciona la energía útil generada con la que se habría obtenido en condiciones ideales.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$

- **Rendimiento característico corregido (PR_C):** Relaciona la energía útil generada con la que se habría obtenido en condiciones ideales eliminando la influencia de las condiciones locales de generación como puede ser la temperatura.

$$PR_C = \frac{Y_F}{Y_{ReT}}$$

- **Pérdidas de captura normalizada (L_C):** distribuidas en la parte continua.

$$L_C = \frac{Y_R - Y_A}{Y_R}$$

- **Pérdidas de captura óptica normalizada (L_{CO}):** Asociadas a la transmitancia de la superficie frontal de los módulos y relativas a la medida proporcionada por el sensor de irradiancia.

$$L_{CO} = \frac{Y_R - Y_{Re}}{Y_R}$$

- **Pérdidas de captura térmica normalizada (L_C):** Debido a la temperatura de operación del generador.

$$L_{CT} = \frac{Y_{Re} - Y_{ReT}}{Y_R}$$

- **Pérdidas de captura eléctrica normalizada (L_C):** Asociadas a características eléctricas del generador.

$$L_{CE} = \frac{Y_{ReT} - Y_A}{Y_R}$$

- **Pérdidas de conversión normalizada (L_I):** Tienen lugar en el inversor e interfaz de conexión.

$$L_I = \frac{Y_A - Y_F}{Y_R}$$

2.3. Autoconsumo y Factor Energético

Durante el desarrollo del presente proyecto se han implementado diferentes controladores que rigen los flujos energéticos de la vivienda (Capítulo 3). También se ha experimentado con diferentes capacidades de almacenamiento (Capítulo 4) y gestión de la demanda (Capítulo 5). Para todo ello es necesario definir unos factores que nos permitan evaluar el comportamiento energético de la vivienda ante diferentes situaciones.

Por tanto, se define el autoconsumo como la energía consumida localmente proveniente de fuentes locales de generación. También está incluida la energía proveniente de sistemas de almacenamiento, siempre y cuando esta energía haya sido generada inicialmente por una fuente local. Hay que tener en cuenta que el autoconsumo esta definido como energía y no como potencia, por lo tanto las ecuaciones que lo definen son en energía y referente a un periodo de tiempo finito. A continuación se presentan las ecuaciones que definen el autoconsumo.

En primer lugar se establece la relación entre la generación fotovoltaica y su consumo de la siguiente forma:

$$E_{PV} = E_{PV,load} + E_{PV,bat} + E_{PV,grid} \quad (2.1)$$

donde E_{PV} es la energía fotovoltaica generada, $E_{PV,load}$ es la energía generada directamente consumida por las cargas, $E_{PV,bat}$ es la energía generada almacenada en baterías y $E_{PV,grid}$ es la energía generada vertida a la red.

A la hora de definir los flujos energéticos de la batería se ha independizado el almacenamiento de la red eléctrica. Es decir, no está permitido verter energía de la batería a la red eléctrica ni tampoco cargar las baterías con energía de la red. Por lo tanto, los flujos energéticos de la batería responden a la siguiente ecuación:

$$E_{PV,bat} = E_{Bat,load} + E_{Bat,SoC} - E_{Bat,SoC,0} \quad (2.2)$$

donde $E_{Bat,load}$ es la energía extraída de la batería, $E_{Bat,SoC}$ es el estado de carga de batería al final del periodo estudiado y $E_{Bat,SoC,0}$ es el estado de carga inicial de batería.

La energía empleada para alimentar las cargas:

$$E_{load} = E_{PV,load} + E_{Grid,I} + E_{Bat,load} \quad (2.3)$$

donde E_{load} es la energía demandada por las cargas y $E_{Grid,I}$ es la energía importada de la red.

Una vez definidas las relaciones energéticas que tienen lugar en la vivienda se define el factor de autoconsumo:

$$\xi = \frac{E_{PV,load} + E_{Bat,load}}{E_{load}} \quad (2.4)$$

Como se puede observar el factor de autoconsumo está normalizado a la demanda de la vivienda, de esta forma se pueden comparar viviendas de diferentes tamaños y por tanto con diferentes consumos. Ya que $E_{PV,load}$ y $E_{Bat,load}$ dependen de la demanda, el numerador no puede ser mayor que el denominador, por lo tanto $\xi \in [0, 1]$. A modo de ejemplo, en una instalación aislada ξ es siempre igual a uno, si esto no fuese así querría decir que parte de la energía demandada se abastece con fuentes de generación no locales, cosa que no puede ocurrir en instalaciones aisladas. En una vivienda convencional, sin generación ni sistema de almacenamiento energético ξ siempre es igual a cero.

Para poder desarrollar las siguientes ecuaciones es necesario definir la energía generada localmente como:

$$E_G = E_{PV} + E_{Bat,SoC,0} \quad (2.5)$$

Además se definen las pérdidas del sistema debidas al almacenamiento de la siguiente manera:

$$E_{lost} = (1 - \rho_i)E_{PV,bat} + (1 - \rho_o)E_{Bat,load} = E_{PV,bat} - E_{Bat,load} - \Delta E_{Bat,SoC} \quad (2.6)$$

donde ρ_i es la eficiencia de las baterías al almacenar energía y ρ_o es la eficiencia de las baterías al entregar energía. $\Delta E_{Bat,SoC}$ representa la variación del estado de carga de batería en el periodo estudiado en kWh.

Finalmente se define el factor de generación neta, como la relación entre la energía disponible (generada menos pérdidas) y la energía demandada:

$$\psi = \frac{E_G - E_{lost}}{E_{load}} \quad (2.7)$$

El factor de generación neta, al igual que el factor de autoconsumo, está normalizado a la demanda de la vivienda con el objetivo de poder comparar generación y consumo entre viviendas de diferentes tamaños. En este caso la generación puede ser mucho mayor que el consumo (instalación sobredimensionada) y por lo tanto $\psi \in [0, \infty)$.

2.4. Resumen

En el presente capítulo se han definido los flujos de potencia con los cuales trabaja el sistema, tanto en simulación como en real. En la segunda parte del capítulo se han definido las relaciones de energías y los factores de autoconsumo y de generación neta. Estos factores nos servirán para evaluar y estudiar el comportamiento energético del sistema a lo largo de un periodo de tiempo.

Capítulo 3

Controladores de batería

Los controladores de batería desarrollados en el presente proyecto son diferentes algoritmos software cuyo objetivo es modificar el comportamiento energético de la vivienda en base al control de la carga y descarga de la batería. El hecho de modificar el comportamiento energético de la vivienda va acompañado de la búsqueda de un objetivo energético global. Dicho objetivo energético puede ser de diferentes características, ya sea de tipo meramente energético como puede ser evitar el intercambio energético con la red eléctrica o por ejemplo de tipo económico buscando tomar el máximo posible de energía de la red a las horas de bajo precio de la electricidad y evitando tomar energía a las horas de alto precio de la electricidad.

Los controladores desarrollados en el presente proyecto tienen un objetivo energético común, la maximización del autoconsumo. Dicho objetivo consiste en buscar el máximo aprovechamiento de la energía autogenerada en detrimento del uso de la red eléctrica, tanto a la hora de tomar energía como a la hora de verter energía en ella. El principal beneficio de este objetivo energético es la optimización de la eficiencia global del sistema a través de la reducción del transporte de energía, ya que se aprovechará lo máximo posible la energía generada localmente.

Haciendo uso de los equipos instalados en la vivienda (Sección 1.2.3) los controladores de batería realizan una monitorización del estado energético de esta, así como de los flujos de potencia que están teniendo lugar en tiempo real. Una vez monitorizados los flujos de potencia y el estado energético de la vivienda, el controlador pasa a actuar sobre el contactor de red y los limitadores de corriente del inversor de batería. De esta forma el controlador modifica el comportamiento energético de la vivienda en busca del objetivo energético definido.

En el presente capítulo se explica el funcionamiento de los tres controladores de batería desarrollados, así como ejemplos de funcionamiento. Igualmente veremos las ventajas e

inconvenientes de usar cada uno de los controladores. Finalmente se elegirá uno de los controladores para el desarrollo de los siguientes experimentos (Capítulos 4 y 5).

3.1. Controlador 1

El controlador 1 dispone de tres estados de funcionamiento: sobrecarga, aislado y sobredescarga. La transición entre cada uno de los estados depende del estado de carga de batería (SoC, en sus siglas inglesas). En el siguiente apartado se explica con detalle el funcionamiento de este controlador.

A modo de resumen, el controlador 1 busca trabajar la mayor parte de su tiempo en el modo aislado. En este modo la vivienda se encuentra desconectada físicamente de la red y por tanto se comporta como un sistema aislado. En el estado “sobrecarga” se conecta la vivienda a la red para poder verter la energía sobrante en ella y las baterías pasan a suministrar la energía necesaria a las cargas provocando su descarga y por tanto la vuelta al estado “aislado”. En el estado “sobredescarga” también se conecta la red, de manera que esta pueda abastecer la energía demandada por las cargas en caso de no haber suficiente energía generada, además la batería pasa a recargarse con el excedente de energía autogenerada.

3.1.1. Modo de funcionamiento

Como se ha mencionado con anterioridad, la entrada en los tres modos de trabajo depende del SoC de la batería. Con el objetivo de que no se creen estados inestables de funcionamiento existe una cierta histéresis en la frontera del cambio de estado. A continuación se muestran los límites del SoC que rigen el cambio de estado del controlador 1 de batería, ilustrados en la Figura 3.1:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Si } SoC > 95\% \rightarrow \textit{Sobrecarga} \\
 & \textit{Si } 25\% < SoC < 90\% \rightarrow \textit{Aislado} \\
 & \textit{Si } SoC < 20\% \rightarrow \textit{Sobredescarga}
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

Como se puede observar la zona comprendida entre el 90 % y el 95 % del SoC es la zona de histéresis, donde se mantiene el estado anterior. Lo mismo ocurre entre el 20 % y el 25 % del SoC.

Cada estado de funcionamiento aplica unas determinadas ecuaciones que rigen el comportamiento energético de la vivienda:

- **Sobrecarga:** Las baterías pasan a alimentar las cargas del sistema y toda la energía

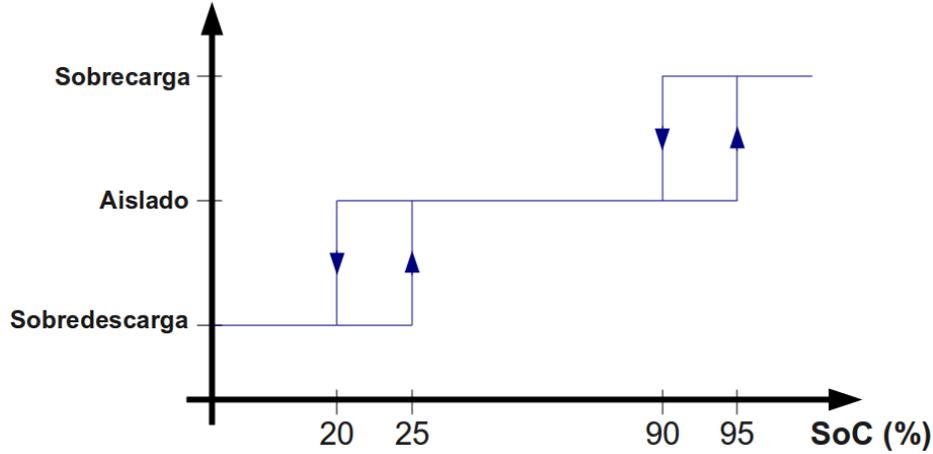


Figura 3.1: Estados de funcionamiento de los controladores 1 y 2.

fotovoltaica pasa a alimentar a la red eléctrica. De esta manera se fuerza una descarga de la batería con el objetivo de no dañar las baterías por sobrecarga y volver a alcanzar lo antes posible el estado “aislado”. A continuación se muestran las ecuaciones que rigen el comportamiento energético de la vivienda en el estado “sobrecarga”:

$$\begin{aligned} P_{grid} &= P_{PV} \\ P_{bat} &= P_{load} \\ P_{PVload} &= 0 \end{aligned} \quad (3.2)$$

- **Aislado:** Es el estado donde se maximiza el autoconsumo de la vivienda. En dicho estado la vivienda queda desconectada de la red pasando a comportarse como un sistema autónomo ($\xi = 1$). Las ecuaciones que marcan el comportamiento energético de la vivienda son las típicas de un sistema aislado, las cuales se pueden observar a continuación:

$$\begin{aligned} P_{grid} &= 0 \\ Si \ P_{load} \leq P_{PV} &\rightarrow P_{bat} = P_{load} - P_{PV}; P_{PVload} = P_{load} \\ Si \ P_{load} > P_{PV} &\rightarrow P_{bat} = P_{load} - P_{PV}; P_{PVload} = P_{PV} \end{aligned} \quad (3.3)$$

- **Sobredescarga:** En este estado las baterías disponen de una cantidad de energía por debajo del límite de descarga impuesto. Para evitar esto la vivienda se conecta a la red eléctrica para que esta pueda ayudar a los generadores locales a suplir la energía demandada por las cargas. A continuación se muestran las ecuaciones que definen los flujos de potencia en el estado de “sobredescarga”:

$$\begin{aligned} Si \ P_{load} \leq P_{PV} &\rightarrow P_{grid} = 0; P_{bat} = P_{load} - P_{PV}; P_{PVload} = P_{load} \\ Si \ P_{load} > P_{PV} &\rightarrow P_{grid} = P_{PV} - P_{loads}; P_{bat} = 0; P_{PVload} = P_{PV} \end{aligned} \quad (3.4)$$

3.1.2. Ejemplo de funcionamiento real

El controlador 1 ha sido probado en experimentos reales. En la Figura 3.2 se puede observar el funcionamiento de dicho controlador durante un día completo de trabajo (19/06/2010). Junto a los flujos de potencia en la vivienda durante el día de prueba se encuentra la irradiancia incidente durante ese día para una superficie con inclinación óptima y ponderada por la potencia pico del generador (7kWp). Esta información permite valorar las condiciones meteorológicas del día de pruebas.

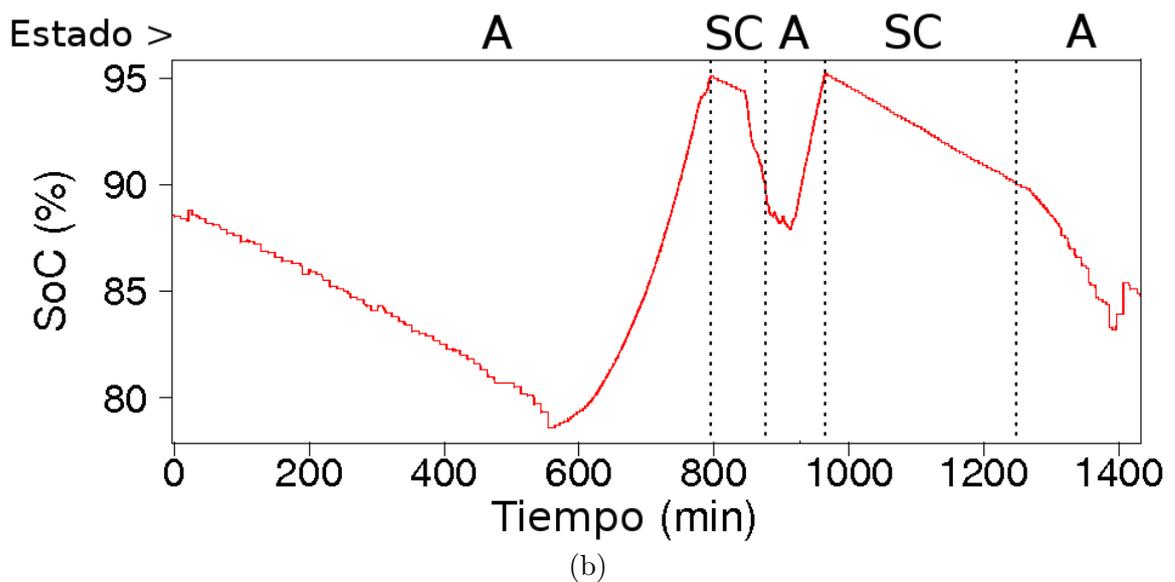
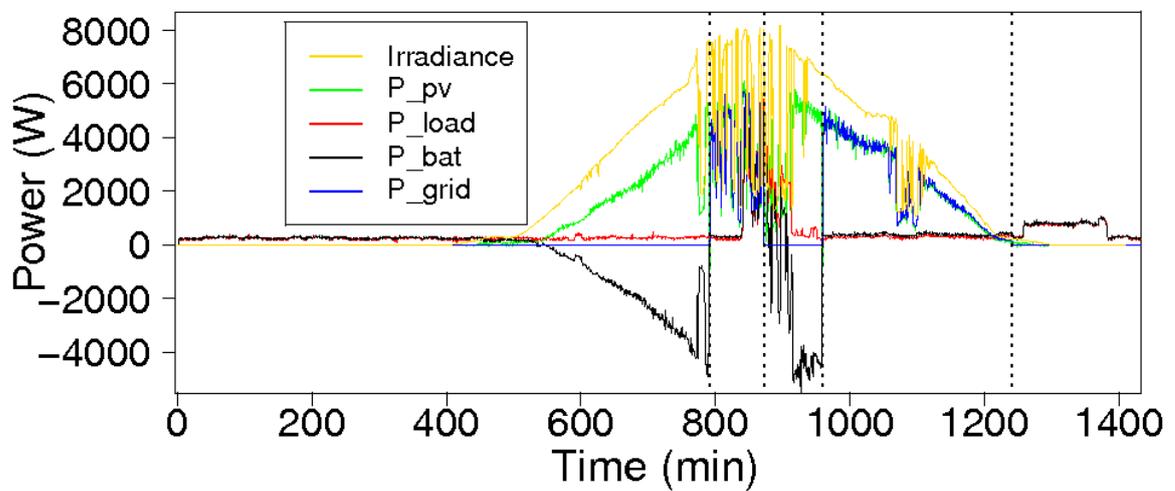


Figura 3.2: Funcionamiento del controlador 1: a) Flujos de potencia y b) SoC.

Ya que el controlador 1 siempre se encuentra en los estados de “sobrecarga” y “aislado” no se toma energía de la red durante todo el día. Como se puede esperar de las ecuaciones 3.2 y 3.3, durante la noche toda la energía demandada por la vivienda es entregada por las baterías provocando la descarga de estas.

En la Figura 3.2(b) las líneas de puntos marcan los momentos en que el controlador cambia de estado de funcionamiento y en la parte superior de la figura se encuentran las siglas de dicho estado. Como se puede observar en la Figura 3.2 al comienzo del día las baterías son cargadas con el excedente de energía. Al llegar al un SoC del 95 % (primera línea de puntos) la vivienda se conecta a la red eléctrica, pasando a entregar toda la energía generada a esta y a suplir toda la energía demandada mediante la energía almacenada en localmente baterías. Durante el resto del día se producen cambios entre los estados de “sobrecarga” y “aislado”.

A continuación se muestra un resumen numérico del balance energético para este día de pruebas. Como se puede observar el índice de autoconsumo es muy elevado pero no llega a ser la unidad, apareciendo una pequeña cantidad de energía consumida de la red eléctrica. Esto se debe principalmente a la respuesta de los equipos en las transiciones entre el estado “aislado” y “sobrecarga” no siendo ideales.

Parámetro	Valor
E_{PV}	28.81 kWh
E_{load}	10.9 kWh
$E_{PV,load}$	2.37 kWh
$E_{PV,bat}$	11.1 kWh
$E_{Bat,load}$	8.53 kWh
$E_{PV,grid}$	15.34 kWh
E_{Grid}	4 Wh
$E_{Bat,SoC,0}$	31.9 kWh
$E_{Bat,SoC}$	30.42 kWh
E_{lost}	4.04 kWh
ξ	99.96 %
ψ	5.2

Tabla 3.1: Resultados energéticos del controlador 1.

En la Tabla 3.2 podemos ver los parámetros característicos de la instalación para el día de pruebas del controlador 1. Para dicho día existen unas pérdidas de captura (L_C) del 34 % debidas principalmente a la nubosidad del día y las presencia de sombras en la instalación. Estos efectos dificultan a los inversores encontrar el punto de máxima potencia.

Parámetro característico	Valor
Y_R	6.68 h
Y_{ReT}	6.16 h
Y_A	4.41 h
Y_F	4 h
L_C	34 %
L_{CO}	0 %
L_{CT}	7.8 %
L_{CE}	26.2 %
L_I	6 %
PR	0.6
PR_C	0.65

Tabla 3.2: Parámetros característicos del controlador 1.

3.1.3. Conclusiones sobre el controlador 1

El controlador 1 tiene un comportamiento ideal durante el estado “aislado”, en el cual todo flujo de energía queda regido por la lógica de comportamiento típica de los sistemas aislados. No ocurre lo mismo en el resto de estados.

Uno de los principales problemas de este controlador es su comportamiento en el estado de “sobrecarga”. Como hemos podido ver en la Figura 3.2(b) la batería sufre grandes descargas en situaciones en las que se dispone de energía generada, provocando continuas oscilaciones entre el SoC del 90 % y el 95 %. Este problema supone un uso excesivo de la batería, aumentando su envejecimiento y experimentado una pérdida de eficiencia global del sistema por la transformación energética. Otro problema de este comportamiento es que al consumirse energía de batería en las supuestas zonas de carga del sistema ($P_{PV} \geq P_{load}$), el SoC al comenzar la etapa principal de descarga puede estar comprendido entre el 95 % y el 90 %, siendo esto importante para sistemas de poca capacidad ya que una variación del 5 % puede ser la diferencia entre emplear o no la red eléctrica.

Un problema relacionado con la conexión y desconexión de la red eléctrica es la pérdida de generación momentánea durante el cambio de estado. El sistema utilizado elimina la generación local durante las operaciones de conexión y desconexión de la red (del orden de decenas de segundos), por lo tanto existe una pérdida de energía. Existen otros problemas relacionados con la red eléctrica los cuales son compartidos con el controlador 2 y que son más fáciles de observar en este último, por lo tanto será explicados en la siguiente sección.

3.2. Controlador 2

Al igual que el anterior controlador, el controlador 2 dispone de tres estados de funcionamiento: “sobrecarga”, “aislado” y “sobredescarga”. La transición entre estos estados depende de nuevo del SoC de la batería.

El funcionamiento del controlador 2 es muy similar al del controlador 1. Durante el estado de funcionamiento “aislado” la vivienda queda desconectada de la red eléctrica, pasando a conectarse a la red durante los otros dos estados. La única diferencia respecto al controlador 1 se encuentra en el estado de “sobrecarga”, en el cual la batería mantiene su SoC sin ser utilizada mientras exista excedente energético, como veremos a continuación.

3.2.1. Modos de funcionamiento

Los límites que rigen los cambios de estado del sistema del controlador 2 son los mismos que los del controlador 1, por lo tanto es válida la ecuación 3.1) y la Figura 3.1. Las ecuaciones que rigen el comportamiento energético en cada uno de los estados:

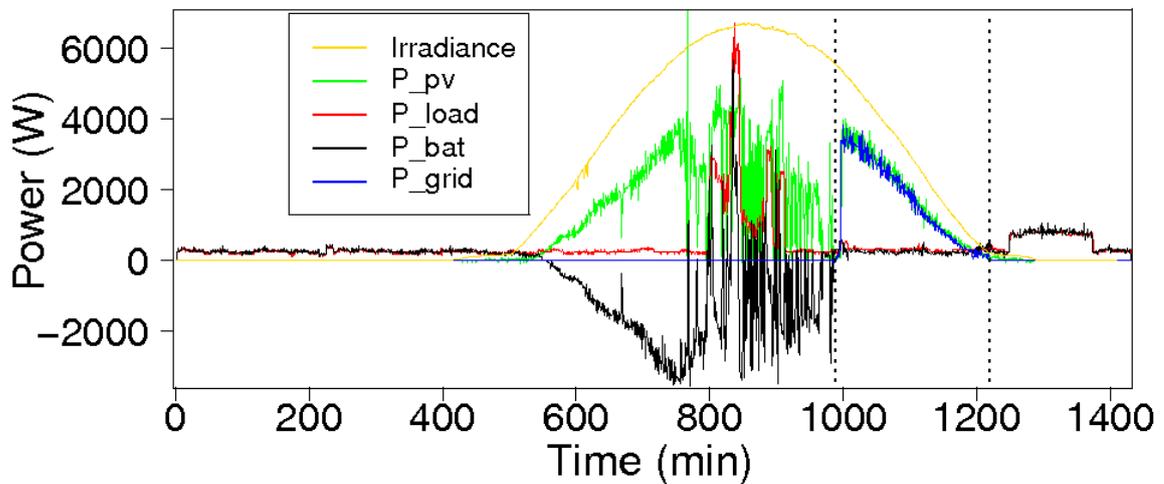
- **Sobrecarga:** Mientras la generación supere la demanda las baterías pasan a mantener su SoC, poniendo a cero los limitadores de corriente de entrada y salida del inversor de batería, además el excedente de generación se entrega a la red. Las baterías se descargan en el caso de que la generación sea inferior a la demanda. A continuación se muestran las ecuaciones que rigen el comportamiento energético de la vivienda en el estado “sobrecarga”:

$$\begin{aligned} Si P_{load} \leq P_{PV} &\rightarrow P_{bat} = 0; P_{grid} = P_{PV} - P_{loads}; P_{PVload} = P_{load} \\ Si P_{load} > P_{PV} &\rightarrow P_{bat} = P_{loads} - P_{PV}; P_{grid} = 0; P_{PVload} = P_{PV} \end{aligned} \quad (3.5)$$

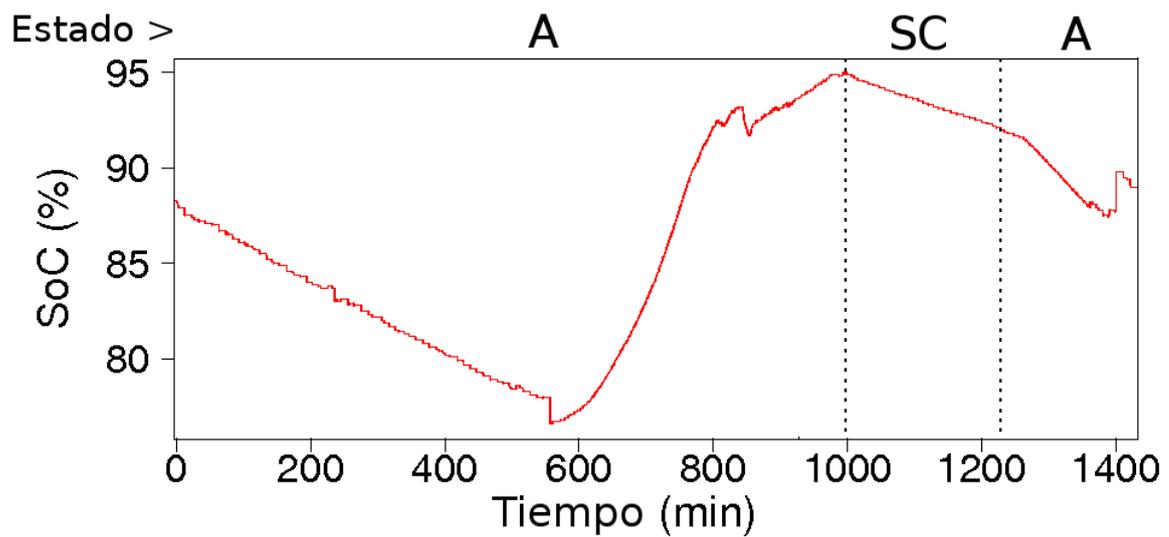
- **Aislado y sobredescarga:** Tienen el mismo comportamiento que en el controlador 1, por lo tanto se usarán las ecuaciones 3.3 y 3.4 respectivamente.

3.2.2. Ejemplo de funcionamiento real

El controlador 2 ha sido probado en experimentos reales. En la Figura 3.3 se puede observar el funcionamiento de dicho controlador durante un día completo de trabajo (22/06/2010).



(a)



(b)

Figura 3.3: Funcionamiento del controlador 2: a) Flujos de potencia y b) SoC.

En la ejecución del controlador 2 se puede apreciar uno de los principales problemas que tienen los controladores que desconectan físicamente la vivienda de la red eléctrica, el desplazamiento del punto de trabajo del generador por falta de carga. Es un problema originado por la ecuación de cálculo de SoC interna del inversor de batería. Al no permitir carga de batería a partir del 95% del SoC las baterías no pueden entrar en el estado de flotación controlada por el inversor (en torno al 100%) esto hace que no pueda reajustar los parámetros que componen la ecuación de cálculo del SoC y este valor no tenga relación con la energía realmente almacenada. Por lo tanto, llega el caso en el que el inversor de

batería fuerza la entrada en flotación con valores de SoC menores del 95%, estando el sistema desconectado de la red eléctrica. Esto provoca que la generación fotovoltaica tenga que mover su punto de trabajo a la potencia marcada por el consumo, dejando de generar el máximo de potencia disponible con la consiguiente pérdida energética.

Parámetro	Cantidad
E_{PV}	21.84 kWh
E_{load}	11.71 kWh
$E_{PV,load}$	4.92 kWh
$E_{PV,bat}$	10.68 kWh
$E_{Bat,load}$	6.78 kWh
$E_{PV,grid}$	6.24 kWh
E_{Grid}	7 Wh
$E_{Bat,SoC,0}$	31.79 kWh
$E_{Bat,SoC}$	31.97 kWh
E_{lost}	3.72 kWh
ξ	99.94 %
η	4.26

Tabla 3.3: Resultados energéticos del controlador 2.

En la Tabla 3.4 podemos ver los parámetros característicos de la instalación para el día de pruebas del controlador 2. Para dicho día encontramos unas pérdidas de captura (L_C) del 53% demasiado elevadas para un día soleado y debidas principalmente al controlador de batería. Como se ha mencionado anteriormente las situaciones indeseadas de aislamiento aumentan excesivamente estas pérdidas haciendo inviable el uso del controlador 2 de batería, dicho efecto también sucede en el controlador 1.

Parámetro característico	Valor
Y_R	7.22 h
Y_{ReT}	6.5 h
Y_A	3.4 h
Y_F	3.04 h
L_C	53 %
L_{CO}	0 %
L_{CT}	10 %
L_{CE}	43 %
L_I	5 %
PR	0.42
PR_C	0.45

Tabla 3.4: Parámetros característicos del controlador 2.

3.2.3. Conclusiones sobre el controlador

El controlador 2 de batería mejora idealmente el comportamiento del sistema al estabilizar el SoC de batería en el estado de “sobrecarga”. Con ello el controlador 2 no produce las oscilaciones del SoC que vimos en el controlador 1.

En el ejemplo de funcionamiento expuesto en la Figura 3.3 hemos podido observar el principal problema de los controladores con desconexión de la red eléctrica, el desplazamiento del punto de trabajo. Este problema, aunque no se contemple en un modelo ideal, sí provoca grandes pérdidas en las pruebas reales haciendo inviables estos controladores. Para poder solucionar esto es necesario mantener siempre la red eléctrica conectada y hacer una regulación de corrientes como veremos en el controlador 3.

3.3. Controlador 3

El controlador 3 dispone de tres estados de funcionamiento: “sobrecarga”, “autónomo” y “sobredescarga”. La transición entre cada uno de los estados depende del SoC, al igual que el resto de controladores desarrollados.

La principal característica del controlador 3 que lo diferencia de los anteriores es que no realiza desconexión de la red eléctrica, salvo en caso de fallo de suministro (ver Capítulo 1). En cambio realiza un seguimiento de los flujos de potencia de la vivienda mediante los contadores instalados y con ellos actúa sobre los limitadores de corriente presentes en el inversor de batería.

Como veremos se consigue un efecto mucho más suave respecto a la interacción con la red eléctrica. Aunque el hecho de tener que ir monitorizando y controlando limitadores de corriente provoca que no siempre los flujos de potencia se comporten de manera ideal como establecen las ecuaciones, debido principalmente a los retardos de comunicación. Por lo tanto aparece una cierta cantidad de energía “incontrolada”.

3.3.1. Modos de funcionamiento

Los límites del SoC que rigen los cambios de estado del controlador 3 son similares a los de los anteriores controladores. La principal diferencia es la desaparición de la histéresis en el cambio entre los estados de “sobrecarga” y “autónomo”, como se muestra en la Figura 3.4. A continuación se muestra la ecuación del cambio de estado:

$$\begin{aligned} Si \text{ SoC} \geq 95\% &\rightarrow \text{Sobrecarga} \\ Si 25\% < \text{SoC} < 95\% &\rightarrow \text{Autonomo} \\ Si \text{ SoC} < 20\% &\rightarrow \text{Sobredescarga} \end{aligned} \quad (3.6)$$

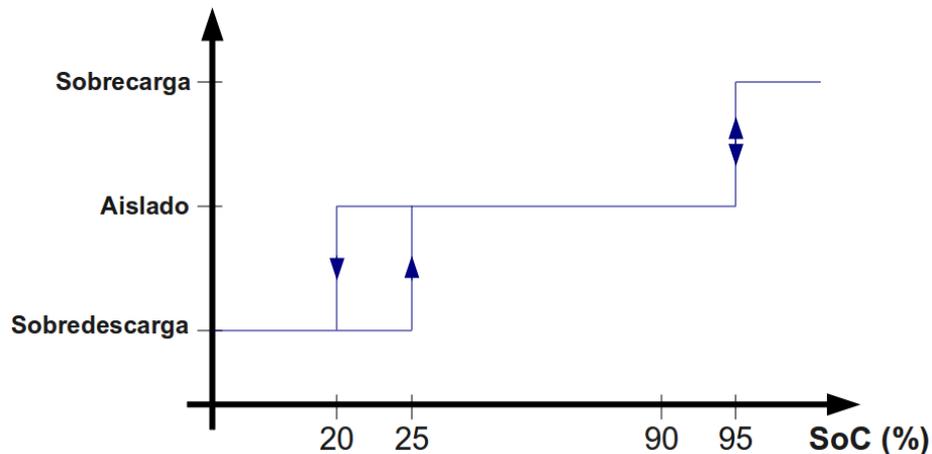


Figura 3.4: Estados de funcionamiento del controlador 3.

Cada estado de funcionamiento aplica unas determinadas ecuaciones que rigen el comportamiento energético de la vivienda:

- **Sobrecarga:** Presenta una diferencia muy importante respecto a los otros controladores, y es que permite que continúe cargándose la batería de manera controlada. Esto lleva a conseguir SoC del 100%, entrando la batería en flotación y permitiendo reajustar los parámetros de las ecuaciones de cálculo del SoC internas del inversor.

$$\begin{aligned}
Si P_{loads} \leq P_{PV} &\rightarrow P_{bat} = f(SoC); P_{Grid} = P_{PV} - P_{loads} - f(SoC); P_{PVload} = P_{load} \\
Si P_{loads} > P_{PV} &\rightarrow P_{bat} = P_{loads} - P_{PV}; P_{grid} = 0; P_{PVload} = P_{PV}
\end{aligned}
\tag{3.7}$$

siendo $f(SoC)$ una ecuación que rige la potencia límite que puede recibir la batería en el estado de “sobrecarga”:

$$\begin{aligned}
Si 95\% < SoC < 96\% &\rightarrow f(SoC) = (1 - M \times (SoC - 95)) \times (P_{PV} - P_{loads}) \\
Si SoC > 96\% &\rightarrow f(SoC) = M \times (P_{PV} - P_{loads})
\end{aligned}
\tag{3.8}$$

siendo M un parámetro que define el porcentaje de energía excedente límite que se entrega a la batería, M tomará el valor de 0.5 durante el desarrollo de este proyecto, para tener un equilibrio entre la energía disponible para la batería y la inyectada en la red. $f(SoC)$ permite suavizar la curva de potencia almacenada en batería y por tanto las respuesta del sistema.

- **Autonomo:** Similar al de los otros modos pero sin desconectar la red. A continuación se describen las ecuaciones que rigen los flujos de potencia en este estado:

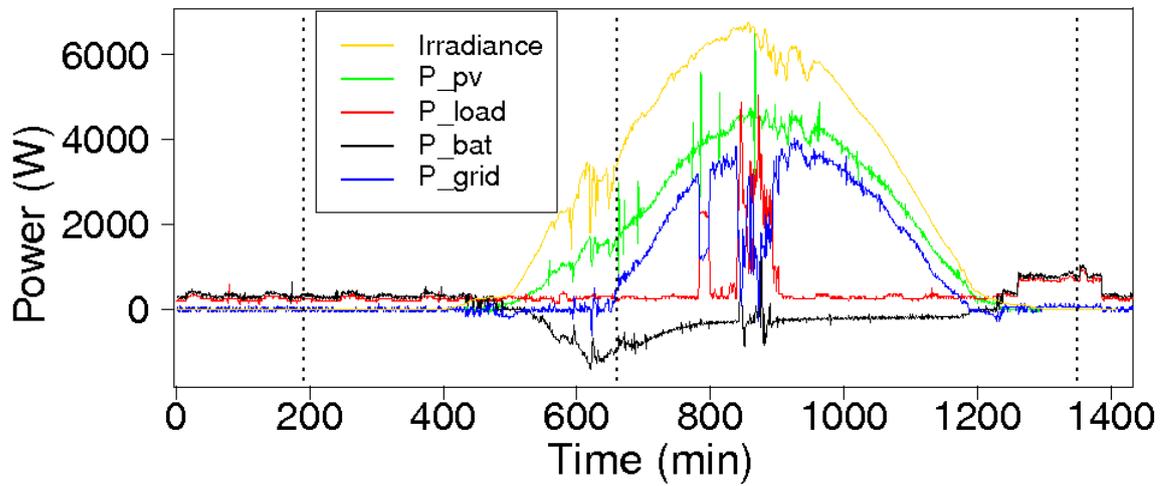
$$\begin{aligned}
P_{grid} &= 0 \\
Si P_{load} \leq P_{PV} &\rightarrow P_{bat} = P_{load} - P_{PV}; P_{PVload} = P_{load} \\
Si P_{load} > P_{PV} &\rightarrow P_{bat} = P_{load} - P_{PV}; P_{PVload} = P_{PV}
\end{aligned}
\tag{3.9}$$

- **Sobredescarga:** La respuesta de este estado es la misma que en los anteriores controladores:

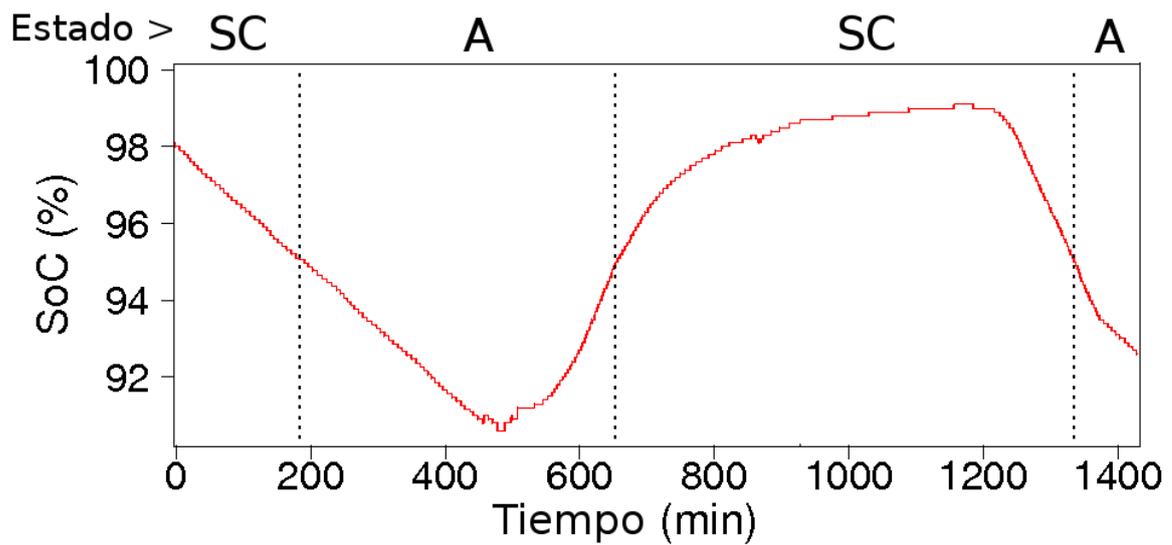
$$\begin{aligned}
Si P_{load} \leq P_{PV} &\rightarrow P_{grid} = 0; P_{bat} = P_{load} - P_{PV}; P_{PVload} = P_{load} \\
Si P_{load} > P_{PV} &\rightarrow P_{grid} = P_{PV} - P_{loads}; P_{bat} = 0; P_{PVload} = P_{PV}
\end{aligned}
\tag{3.10}$$

3.3.2. Ejemplo de funcionamiento real

El controlador 3 ha sido probado en experimentos reales. En la Figura 3.5 se puede observar el funcionamiento de dicho controlador durante un día completo de trabajo (28/06/2010).



(a)



(b)

Figura 3.5: Funcionamiento del controlador 3: a) Flujos de potencia y b) SoC.

En la ejecución del controlador 3 se observa una descarga de batería típica de la noche. Al comenzar el día la batería pasa a ser cargada hasta llegar a un 95% del SoC. Una vez alcanzado este estado no pasa a descargarse, sino que sigue cargándose a menor potencia, inyectando parte del excedente energético en la red eléctrica. La demanda energética es cubierta con energía fotovoltaica generada localmente mientras $P_{PV} \geq P_{load}$. Cuando $P_{PV} < P_{load}$ la batería vuelve a alimentar el consumo energético, descargándose la batería durante la noche.

A continuación se muestra un resumen numérico del balance energético para este día de pruebas. Como se puede observar la energía consumida de la red es mayor que en el resto de controladores y por lo tanto disminuye su ξ . A pesar de esto han desaparecidos los problemas originados por la desconexión de la red eléctrica y por tanto la energía generada es la máxima que puede entregar nuestro sistema de generación.

Parámetro	Cantidad
E_{PV}	30.6 kWh
E_{load}	11.45 kWh
$E_{PV,load}$	6.2 kWh
$E_{PV,bat}$	4.59 kWh
$E_{Bat,load}$	4.74 kWh
$E_{PV,grid}$	19.8 kWh
E_{Grid}	503 Wh
$E_{Bat,SoC,0}$	35.28 kWh
$E_{Bat,SoC}$	33.35 kWh
E_{lost}	1.79 kWh
ξ	95.6 %
η	5.6

Tabla 3.5: Resultados energéticos del controlador 3.

En la Tabla 3.6 podemos ver los parámetros característicos de la instalación para el día de pruebas del controlador 3. Para dicho día existen unas pérdidas de captura (L_C) del 33% estas son debidas a las sombras y algo de nubosidad, ya que el controlador 3 no afecta al funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Parámetro característico	Valor
Y_R	6.92 h
Y_{ReT}	6.25 h
Y_A	4.64 h
Y_F	4.26 h
L_C	33 %
L_{CO}	0 %
L_{CT}	9.7 %
L_{CE}	23.3 %
L_I	5.5 %
PR	0.62
PR_C	0.68

Tabla 3.6: Parámetros característicos del controlador 3.

3.3.3. Conclusiones sobre el controlador 3

Como se puede observar la red eléctrica siempre está presente en este controlador. En la Figura 3.5 se puede apreciar como la energía intercambiada con la red siempre está presente, aún cuando en el caso ideal esta debería ser cero. Este efecto da lugar a una especie de “ruido” en los estados de “sobrecarga” y “autónomo”, aumentando la energía intercambiada de la red como hemos visto en la Tabla 3.5. También en las zonas de cambios bruscos aparecen flujos de potencia no marcados por las ecuaciones, normalmente debidos a la retardo entre la lectura de los flujos y la reacción del inversor de batería. Aún así estos flujos no ideales son de corta duración y no representan energéticamente una fracción significativa.

Una de las principales ventajas del controlador es permitir que la batería se cargue al 100 % de su capacidad, permitiendo aprovechar más espacio de almacenamiento y un mejor funcionamiento de las ecuaciones internas de cálculo del SoC del inversor. Otra ventaja es una respuesta más suave en el intercambio energético con la red.

3.4. Resumen

En el presente capítulo se ha mostrado el funcionamiento de los tres controladores desarrollados en el presente proyecto. El correcto funcionamiento de los controladores de batería es de suma importancia para el correcto funcionamiento de la instalación. Como vimos en el controlador 2, situaciones inesperadas de estos controladores pueden provocar graves pérdidas energéticas.

Aún siendo el comportamiento de los controladores 1 y 2 más parecido en teoría al caso ideal, presentan una serie de problemas que los hacen difíciles de implementar en la realidad. Por otro lado el controlador 3, aunque presente problemas a la hora de controlar los flujos de potencia, es mucho más estable en su funcionamiento y por tanto es capaz de reproducir el comportamiento energético que buscábamos.

Finalmente se ha tomado el controlador 3 para continuar con el resto de experimentos debido a su mayor robustez. En los siguientes capítulos veremos como evoluciona dicho controlador ante capacidades de batería diferentes y ante la presencia de estrategias de gestión de la demanda.

Capítulo 4

Estudio de capacidad

El dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento no es una tarea trivial. Para los sistemas aislados es una de las partes del diseño más importante y de ella depende en gran medida el correcto funcionamiento de la instalación en término de servicio (suministro a las cargas). En los sistemas conectados a red también están comenzando a aparecer sistemas de almacenamiento con diferentes objetivos. A diferencia de los sistemas aislados, los sistemas conectados a red no necesitan el almacenamiento para conseguir un funcionamiento ininterrumpido de la instalación. Por lo tanto los objetivos que estos buscan dependen principalmente del tipo de instalación y de las condiciones tanto técnicas como económicas de la red que alimenta estos sistemas. Por ejemplo, existen sistemas de almacenamiento en hospitales para asegurar la continuidad del suministro en caso de caída de la red. En otras instalaciones se ha hecho uso de sistemas de almacenamiento para evitar picos de red descargando baterías cuando la potencia consumida sobrepasaba un determinado umbral (Wagner, 1997).

Por lo general, conforme mayor es la capacidad del sistema de almacenamiento mayores son las posibilidades de aislamiento respecto a la red eléctrica, entendido en términos funcionales más que físicos (desconexión de la red). Este aislamiento se contempla tanto desde el punto de vista de energía importada de la red eléctrica ($E_{Grid,I}$) como de energía exportada a la red ($E_{Grid,E}$). Pero la relación entre capacidad y energía intercambiada con la red dista de ser lineal. Por lo tanto el estudio del efecto de la capacidad de baterías en los balances energéticos de una vivienda fotovoltaica nos permite comprender y dimensionar mejor nuestra instalación.

4.1. Efecto anual de la capacidad

La capacidad de batería se define como la cantidad total de energía eléctrica que tiene lugar en la reacción electro-química, esta se define en culombios o amperios hora (Linden and Reddy, 2001). En nuestro caso, al conocer la tensión de trabajo, podemos convertir los amperios hora en kilovatios hora para facilitar el trabajo con los balances de energía. El aumento de la capacidad de batería tiene efectos directos en la interacción del sistema fotovoltaico con la red eléctrica. A lo largo del año estos efectos son diferentes, por ello inicialmente comenzaremos con un estudio de los efectos anuales de las variaciones de capacidad. Los principales efectos que vamos a estudiar son la energía importada de la red eléctrica ($E_{Grid,I}$), la energía exportada a la red eléctrica ($E_{Grid,E}$) y el almacenamiento de energía en baterías $E_{PV,Bat}$.

Para la realización del estudio de capacidad se ha hecho uso del simulador de la vivienda descrito en el Capítulo 1. Las simulaciones se han realizado teniendo en cuenta las ecuaciones del controlador 3 de batería. Los perfiles de generación fotovoltaica son perfiles reales medidos durante un año (del 14-7-2009 al 13-7-2010). Se ha estipulado un consumo típico de día laborable, en el que gran parte de las cargas están situadas durante las últimas horas del día, siendo este de 11.31 kWh (más adelante entraremos en detalle en el estudio de la demanda). Las capacidades de batería son normalizadas respecto al consumo diario con el objetivo de poder comparar consumos de diferente magnitud (Cap_n). La simulación del año completo con las condiciones de la vivienda anteriormente explicadas fija un consumo anual de 4116 kWh y una generación local de 5712 kWh, por lo tanto se dispone de más energía generada que consumida.

En la Figura 5.3(a) se puede observar la relación de los balances energéticos anuales con la capacidad de batería normalizada con respecto al consumo diario. Como se puede apreciar dicha relación evoluciona rápidamente para valores de capacidad comprendidos entre 0 y 2 días de autonomía. Posteriormente pasa a un estado de evolución prácticamente lineal y de baja pendiente. Por lo general, conforme mayor sea la capacidad de batería menor uso se hará de la red eléctrica (siempre que tengamos suficiente generación local) pero puede que la capacidad necesaria sea excesiva tanto desde el punto de vista técnico como económico, por lo tanto es necesario llegar a un compromiso entre el tamaño de batería y la mejora en el autoconsumo del sistema.

En la Figura 5.3(b) podemos observar la evolución del coeficiente de autoconsumo (ξ) y de su derivada con la capacidad. Como es de esperar, esta curva es inversamente proporcional a la curva de la energía tomada de la red y por tanto responde al mismo comportamiento. Para valores de ξ superiores a 0.9 el aumento de capacidad de batería prácticamente no influye en la variación del índice de autoconsumo, zona donde su derivada toma un valor próximo a cero.

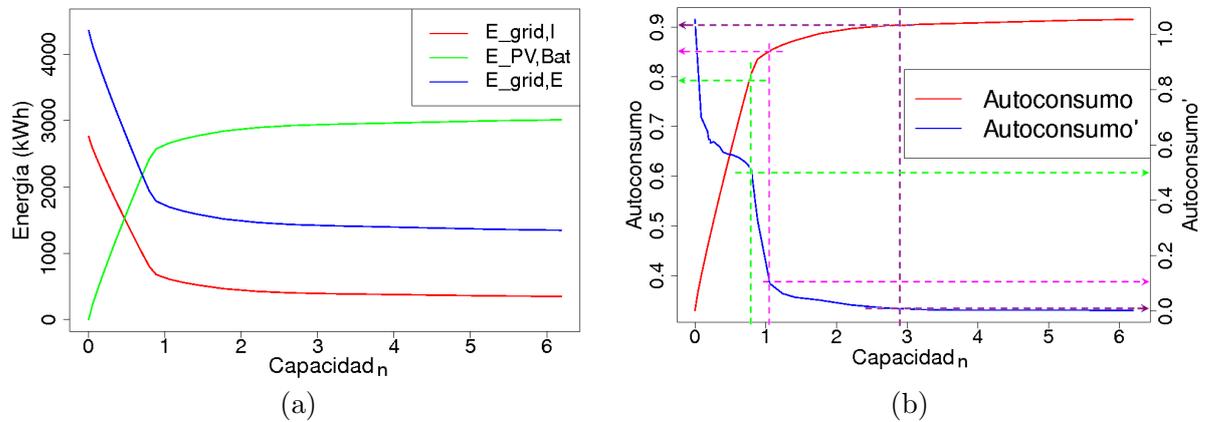


Figura 4.1: Estudio de anual de capacidad: a) Balance energético y b) Autoconsumo

Este efecto de saturación que aparece en la relación entre la capacidad y los balances energéticos de la vivienda y el factor de autoconsumo tiene su origen en las épocas de poca generación. En estas épocas la generación es inferior a la demanda y por tanto es necesario hacer uso del almacenamiento de la batería o de la red. Pero cuando estas épocas se prolongan durante varios días se hace uso de energía almacenada de días o meses anteriores, por lo tanto es necesario una capacidad mucho mayor. Ya que en nuestro experimento la generación supera a la demanda en términos anuales se puede alcanzar un autoconsumo medio anual de la unidad, en términos funcionales.

En la Tabla 4.1 se encuentran los resultados del simulador para diferentes capacidades de batería. Además se presentan los resultados para capacidad infinita, en este punto se alcanza un ξ de la unidad como se ha comentado anteriormente y un aislamiento total de la red eléctrica.

Cap_n	ξ	ξ'	$E_{Grid,I}$ (kWh)	$E_{Grid,E}$ (kWh)	$E_{PV,Bat}$ (kWh)
0	0.32947	1.053	2760.06	4355.94	0.0
0.1768	0.45657	0.6496	2236.9	3709.98	646.1
0.1945	0.46753	0.6198	2191.79	3654.3	702.035
0.3536	0.56369	0.5919	1795.97	3166.44	1189.58
0.481	0.63923	0.565	1485.02	2783.13	1572.82
0.5305	0.66416	0.564	1382.39	2656.35	1699.59
0.7073	0.76082	0.5387	984.51	2164.12	2191.83
0.7958	0.80630	0.5143	797.31	1932.44	2423.51
0.8842	0.83546	0.3298	677.3	1783.75	2572.2
1.061	0.85302	0.0993	605.01	1693.43	2662.53
1.4147	0.87315	0.0501	522.14	1588.93	2767.07
2.2104	0.89706	0.0223	423.71	1462.48	2893.52
3.183	0.90558	0.0058	388.65	1413.36	2942.65
4.7745	0.91160	0.0038	363.87	1373.47	2982.53
∞	1	0	0.0	0.0	4356.0

Tabla 4.1: Resultados de autoconsumo (ξ) y relación de energías para diferentes capacidades sin GDE.

4.1.1. Cálculo de capacidad máxima

Mediante el uso del simulador se ha desarrollado un método para el cálculo de la capacidad máxima necesaria para conseguir un autoconsumo de la unidad. El hecho de alcanzar este nivel de autoconsumo permite no demandar energía a la red eléctrica y un aumento de la capacidad no mejoraría la independencia energética de la vivienda. Esto no implica no entregar energía a la red, en cuyo caso el valor de capacidad de batería sería diferente.

Este método se basa en el estudio de la evolución del coeficiente de autoconsumo para diferentes capacidades de batería. Como se observa en la Figura 5.3(b) la curva de ξ con respecto a la capacidad tiene una zona de evolución lineal para altas capacidades de batería. Realizando una aproximación de Taylor de primer orden en esta zona podemos estimar la evolución del coeficiente de autoconsumo. Por lo tanto nos quedan las siguientes ecuaciones:

$$\xi(Cap) \approx \xi(Cap_a) + \xi'(Cap_a) \cdot (Cap - Cap_a) \quad (4.1)$$

donde Cap es la capacidad en cualquier punto y Cap_a la capacidad en la zona lineal.

Por lo tanto la capacidad máxima se calcula igualando la ecuación 4.1 a la unidad

quedando:

$$Cap_{max} \approx Cap_a + \frac{1 - \xi(Cap_a)}{\xi'(Cap_a)} \quad (4.2)$$

Para el cálculo de la capacidad máxima se han realizado previamente simulaciones para 26.525 (300 kWh) y 35.367 (400 kWh) de capacidad. En la Tabla 4.2 se encuentran los datos necesarios obtenidos de las simulaciones.

Cap_n	ξ	ξ'
26.525	0.953643	$18.68525 \cdot 10^{-4}$
35.367	0.970164	$18.68525 \cdot 10^{-4}$

Tabla 4.2: Valores necesarios para el cálculo de la capacidad máxima.

Finalmente se obtiene una capacidad máxima de 51.334 (580,59 kWh). En la Tabla 4.3 se muestra el resultado de la simulación para esta capacidad.

Cap_n	ξ	$E_{Grid,I}$	$E_{Grid,E}$	$E_{PV,Bat}$
51.334	1	0 kWh	3698.39 kWh	657.61 kWh

Tabla 4.3: Resultados de autoconsumo y relación de energías para capacidad máxima.

Como se puede observar dicha capacidad es excesivamente grande para cualquier instalación siendo muy difícil de implementar y prohibitiva a nivel de costes. Por lo tanto es necesario estimar un valor de capacidad máximo que sea implementable en una instalación de estas características.

En la Figura 5.3(b) esta representada la derivada de la relación capacidad-autoconsumo. La curva de la derivada de ξ permite determinar una zona a partir de la cual el incremento de ξ es prácticamente constante con la capacidad y de un valor pequeño. Se pueden definir diferentes criterios a la hora de elegir un valor de capacidad óptimo, en este trabajo se propone tomar tres puntos de la curva a modo de valores óptimos de diseño: $\xi' = 0,01$, $\xi' = 0,1$ y $\xi' = 0,5$. Estos valores indican que un aumento de capacidad de un día de autoconsumo provoca una mejora en el factor de autoconsumo del 1% , del 10% y del 50% respectivamente. En la Tabla 4.4

ξ'	Cap_n	ξ
0.01	2.8	0.9
0.1	1.06	0.85
0.5	0.8	0.79

Tabla 4.4: Resultados de autoconsumo y capacidad óptima para diferentes valores de ξ' .

4.2. Efecto mensual de la capacidad

Los efectos de la capacidad varían a lo largo del año debido principalmente a la variación de la generación, tanto en potencia máxima como en número de horas diarias. Esto provoca que no sea necesaria la misma capacidad de batería a lo largo de todo el año. Se han estudiado un mes representativo de cada época del año con el objetivo de poder comparar los efectos de la capacidad a nivel mensual. En la Figura 4.2 se puede observar la relación de los flujos energéticos y el coeficiente de autoconsumo respecto a la capacidad para los meses estudiados.

Al realizar el estudio para meses en concreto las capacidades con las que se trabajan son menores que las referentes a estudios anuales. Esto se debe principalmente a que en el estudio mensual la propagación energética es tan sólo de algunos días y no entre diferentes épocas del año como en la anual. Dependiendo de cada mes dispondremos de una cantidad de energía fotovoltaica, esta energía junto a la demanda mensual nos indica el ξ máximo alcanzable, ya que no todos los meses tendremos energía necesaria como para conseguir un ξ de la unidad. En la Tabla 4.5 se muestran las cantidades energéticas, ξ_{max} y capacidad normalizada máxima y recomendada para los meses estudiados.

Mes	E_{load}	E_{PV}	ξ_{max}	$Cap_{n,max}$	$Cap_{n,0,01}$
Enero	350.558 kWh	259.833 kWh	0.7412	19.45	1.6799
Abril	339.249 kWh	560.702 kWh	1	3.18	2.5636
Julio	350.557 kWh	579.903 kWh	1	1.77	1.656
Octubre	350.557 kWh	537.73 kWh	1	2.65	2.139

Tabla 4.5: Cantidades energética, ξ_{max} y capacidad máxima y recomendada para el estudio mensual.

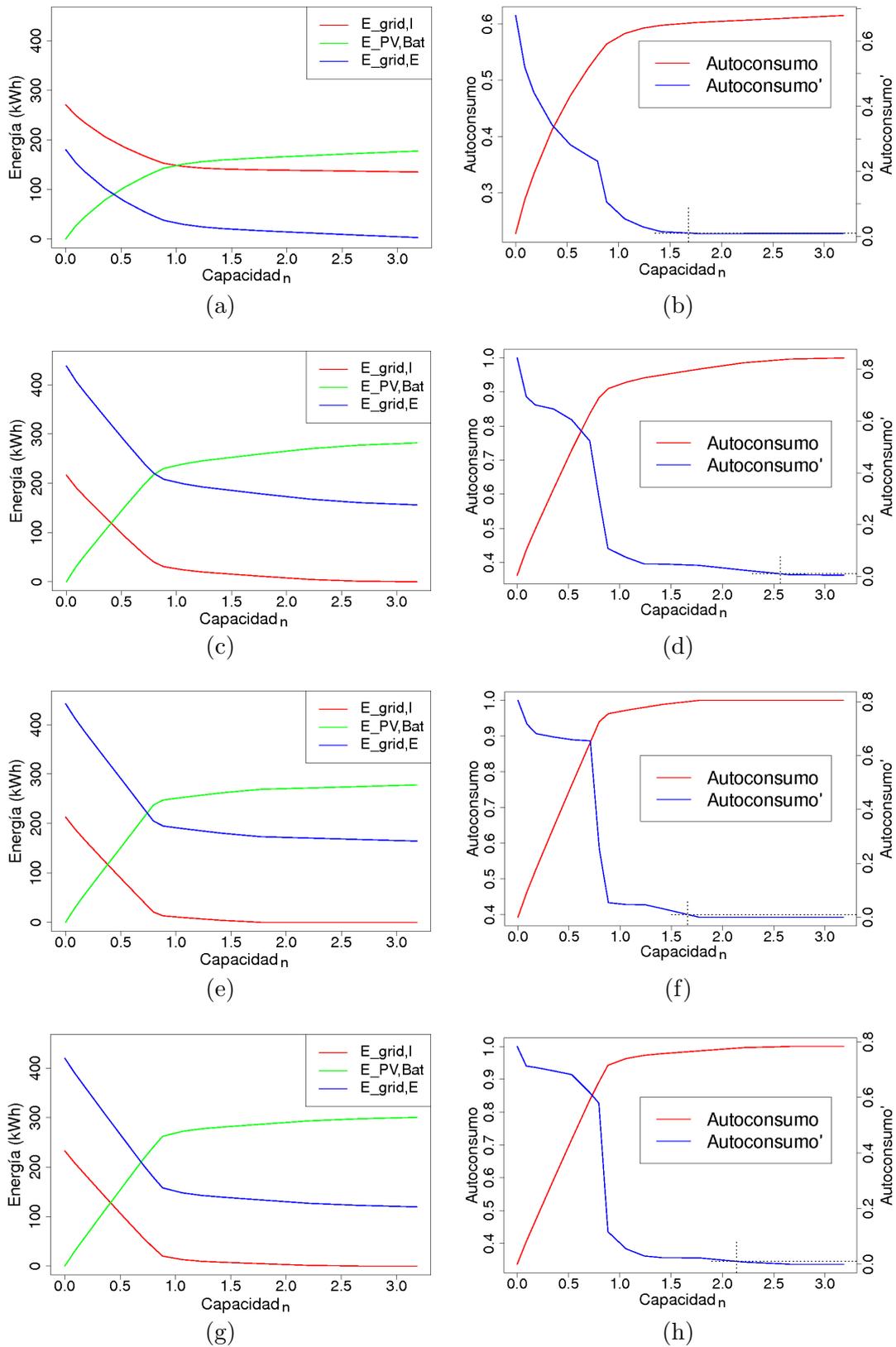


Figura 4.2: Flujos energéticos y autoconsumo para los diferentes meses estudiados: a,b) enero, c,d) abril, e,f) julio, g,h) octubre.

Estudiando los datos de la tabla podemos ver como tan solo tenemos un mes con ξ menor que la unidad. Para cada mes podemos encontrar una capacidad máxima que nos permite alcanzar su ξ_{max} . En los casos de los meses con gran excedente de energía podemos alcanzar ξ_{max} con capacidades relativamente pequeñas, esto se debe a que no tenemos en cuenta una propagación energética a largo plazo como comentamos anteriormente. Realizando un estudio mensual concreto podemos dimensionar nuestra instalación para determinadas épocas del año, sin importarnos los balances energéticos para el resto de meses.

4.3. Experimentos reales

Con el objetivo de estudiar los efectos de las variaciones de capacidad en situaciones reales se han realizado dos experimentos en la vivienda “MagicBox”. Dichos experimentos se han realizado en dos semanas de julio del año 2010. Para la realización de los experimentos se ha hecho uso del controlador 3 de batería y los equipos descritos en la Sección 1.2.

Debido a que no se podía variar la capacidad real de la batería se ha limitado su uso mediante software. La forma de limitarla ha sido aumentar el límite inferior del controlador de batería para el cual el considera que esta en sobredescarga y deja de utilizar la batería para suplir la demanda energética. El límite superior no se ha modificado debido a la necesidad de entrar en el estado de flotación para correcto funcionamiento del inversor de batería.

Las capacidades de batería elegidas para los experimentos son de 1.78 (20 kWh) y 0.48 (5.4 kWh) días de autoconsumo. Se han elegido estas capacidades porque representan dos puntos de interés en las curvas extraídas de los estudios simulados de capacidad para el mes de julio, una en la zona de $\xi = 1$ y otra en la zona de máxima pendiente de ξ . Los límites inferiores del controlador de batería han sido del 55 % del SoC para 20 kWh y del 88 % del SoC para 5.4 kWh.

4.3.1. Semana con capacidad de 1.78 días de autoconsumo (20 kWh)

La semana en la que se ha realizado este experimento comprende desde el lunes 19/07/2010 al domingo 25/07/2010. Han sido medidos los flujos de potencias de la vivienda al igual que en el estudio de los diferentes controladores (Capítulo 3), además del SoC indicado por el inversor de batería. Para esta capacidad no es necesaria la red eléctrica a la hora de suplir la demanda de la vivienda y tan sólo será utilizada para inyectar energía sobrante por parte de los generadores fotovoltaicos. En la Figura 4.3 se pueden observar los flujos de potencia de toda la semana, los colores de las curvas son los mismos que los empleados en las gráficas del estudio de controladores.

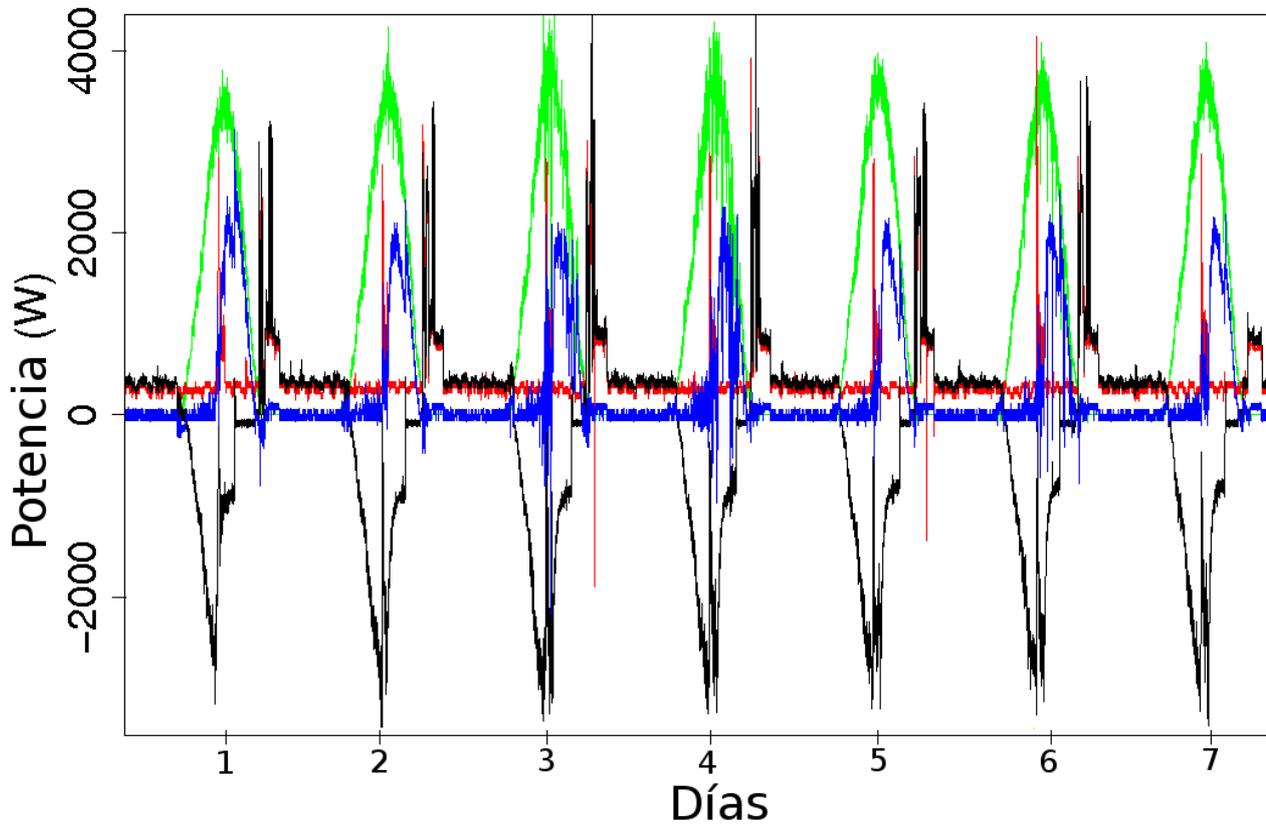


Figura 4.3: Flujos de potencia de la semana estudiada con capacidad de 20 kWh. FV: verde, cargas: rojo, batería: negro y red: azul

En la Tabla 4.6 se muestran los balances energéticos diarios y los factores de autoconsumo y energético para toda la semana de pruebas. Esta información ha sido extraída de los contadores instalados en la vivienda y del inversor de batería.

Parámetro	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7
E_{PV}	22154 Wh	22863	23377	22514	23191	22789	23140
E_{load}	11554 Wh	12238	12367	12258	12206	12361	10141
$E_{PV,load}$	4374 Wh	4182	3633	3976	4208	4111	4227
$E_{PV,bat}$	9166 Wh	11590	12798	12702	12479	11941	12304
$E_{Bat,load}$	6464 Wh	7630	7967	7716	7577	7714	5561
$E_{PV,grid}$	8614 Wh	7091	6946	5836	6504	6737	6609
E_{Grid}	716 Wh	426	767	566	421	536	353
$E_{Bat,SoC,0}$	17600	15860	15140	15032	14888	15176	14852
$E_{Bat,SoC}$	15860	15140	15032	14888	15176	14852	17552
$E_{lost,batinv}$	1400	1700	1900	1800	1700	1800	1700
E_{lost}	4442	4680	4939	5130	4614	4551	4043
ξ	93.8 %	96.5 %	93.8 %	95.4 %	96.5 %	95.7 %	96.5 %
ψ	3.06	2.78	2.71	2.64	2.74	2.71	3.35

Tabla 4.6: Balances energéticos diarios de la semana estudiada con capacidad de 1.78 (20 kWh).

Para este valor de capacidad se ha obtenido un factor de autoconsumo diario elevado teniendo un ξ medio semanal del 95.46 %. Según los estudio de capacidad el factor de autoconsumo debería de ser la unidad, pero como pudimos ver en el estudio del controlador 3 de batería (Sección 3.3) la continua conexión a la red eléctrica unido a los retardos de comunicaciones provoca consumos indeseados de la red.

4.3.2. Semana con capacidad de 0.48 días de autoconsumo (5.4 kWh)

La semana en la que se ha realizado este experimento comprende desde el lunes 26/07/2010 al domingo 1/08/2010. Para este valor de capacidad encontramos necesario el consumo de la red eléctrica en las horas en las que no tenemos generación, además será necesario inyectar energía a la red cuando la batería entra en sobrecarga. En la Figura 4.4 se pueden observar los flujos de potencia en la vivienda para la semana de pruebas.

En la Tabla 4.7 se muestran los balances energéticos diarios y los factores de autoconsumo y energético para toda la semana de pruebas. Esta información ha sido extraída de los contadores instalados en la vivienda y del inversor de batería.

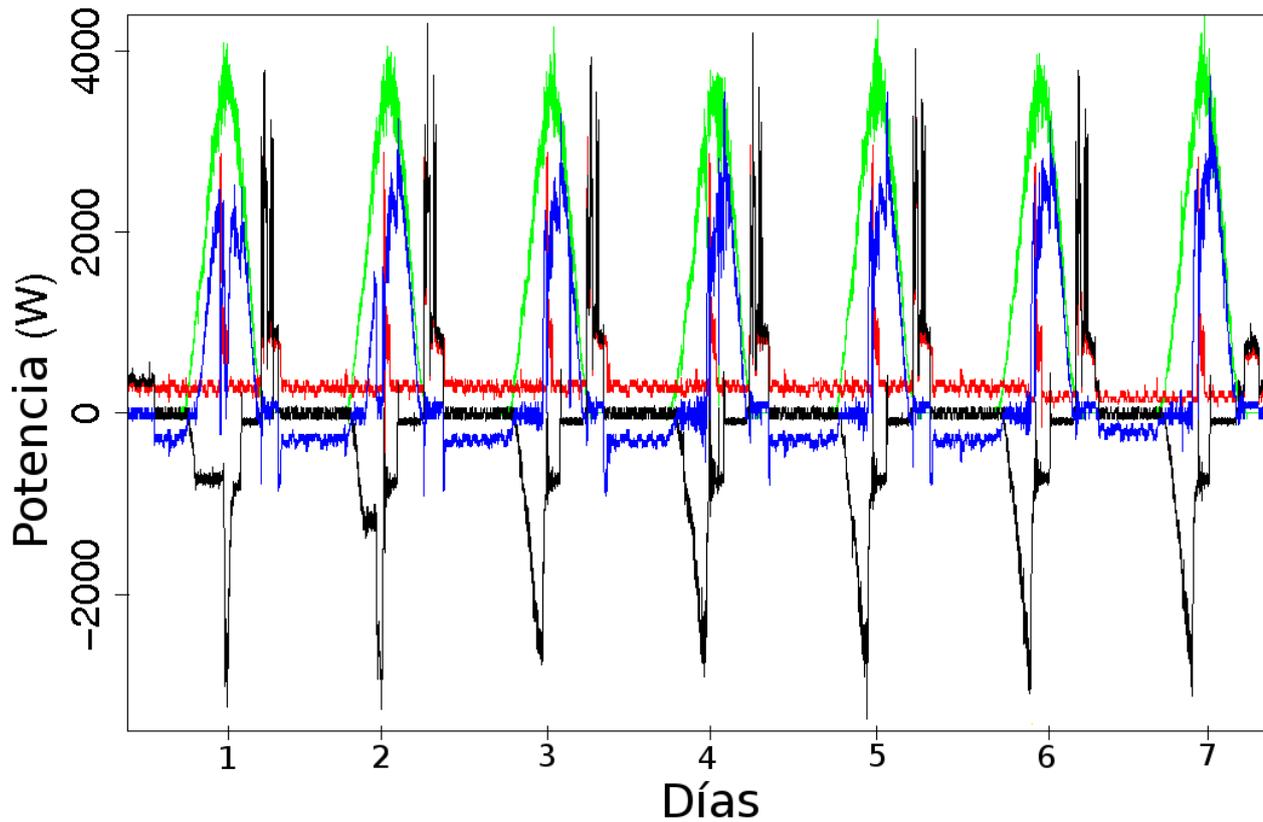


Figura 4.4: Flujos de potencia de la semana estudiada con capacidad de 5.4 kWh. FV: verde, cargas: rojo, batería: negro y red: azul

Parámetro	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7
E_{PV}	23344 Wh	22937	22392 kWh	22550	23111	22887	23450
E_{load}	12021	11725	11974 kWh	11788	11791	10618	7014
$E_{PV,load}$	4160	4208	4161 kWh	4107	4051	3331	3042
$E_{PV,bat}$	7144	7845	8211 kWh	8258	8457	8359	8255
$E_{Bat,load}$	5503	4154	4139 kWh	4231	4164	4160	2066
$E_{PV,grid}$	12040	10884	10020 kWh	10185	10603	11197	12153
E_{Grid}	2358	3363	3674 kWh	3450	3576	3127	1906
$E_{Bat,SoC,0}$	2880	900	972	970	967	936	975
$E_{Bat,SoC}$	900	972	970	967	936	975	3312
$E_{lost,batinv}$	500	600	700	800	600	600	1000
E_{lost}	3621	3619	4074	4030	4324	4160	3852
ξ	80.4 %	71.3 %	69.3 %	70.7 %	69.6 %	70.5 %	72.8 %
ψ	1.88	1.72	1.61	1.65	1.67	1.85	2.93

Tabla 4.7: Balances energéticos diarios de la semana estudiada con capacidad de 0.48 (5.4 kWh).

Para este valor de capacidad se ha visto una reducción del factor de autoconsumo diario obteniéndose un ξ medio semanal del 70.7%. Este valor de ξ es ligeramente inferior al representado en el estudio de capacidades para el mes de julio, esto es debido principalmente a la continua interacción con la red del controlador 3 de batería. Para el cálculo de la media semanal no se ha tenido en cuenta el primer día de pruebas debido a por problemas en las condiciones iniciales del experimento dicho valor no es representativo ($E_{Bat,SoC,0}$ muy elevado).

4.4. Resumen

En el presente capítulo se ha realizado un estudio del efecto de la capacidad en los balances energéticos del sistema. El estudio anual se han mostrado las curvas que relacionan los balances energéticos y el índice de autoconsumo con la capacidad. Dichas curvas no siguen una tendencia puramente lineal, sino que disponen de diferentes zonas con distintas tendencias. Existe un punto donde la derivada de la curva pasa a ser prácticamente cero y a partir del cual es necesario grandes cambios en la capacidad para conseguir mejoras en los balances energéticos. Se puede estimar que para el sistema estudiado a partir de 36 kWh no merece la pena la ampliación de la capacidad del sistema de almacenamiento.

En el estudio mensual se han mostrado los mismos balances para periodos de un mes. Dependiendo de la época del año serán necesarias diferentes capacidades para conseguir efectos en el coeficiente de autoconsumo similares. Estos estudios nos permiten adecuar el sistema para determinadas épocas del año sin tener en cuenta el resto de meses. Conseguir grandes mejoras para todo el año implica grandes capacidades debido a que necesitamos que la energía generada en épocas de mucha generación se propague hasta los meses donde la demanda supera la generación.

Los experimentos reales han verificado los resultados obtenidos en el estudio de capacidades. Los valores reales de ξ tienden a ser inferiores a los valores simulados debido principalmente a la continua interacción con al red del controlador 3 de batería. Además el estudio simulado se ha realizado con datos del año anterior, por lo que puede haber dispersión en los datos. Sería necesario ampliar el estudio a varios años de medida para ver el efecto que tienen las variaciones a anuales en el estudio de capacidad. Aún así se ha podido observar que las tendencias observadas en las simulaciones se cumplen en la realidad y por lo tanto deben de ser tenidas en cuenta en el diseño de instalaciones.

Capítulo 5

Estudio del control de cargas

La Gestión de la Demanda Eléctrica (GDE) se perfila como una de las principales herramientas para paliar parte de los problemas existentes en la red eléctrica, como pueden ser los picos instantáneos de potencia o las grandes diferencias de consumo entre diferentes horas del día. El objetivo de la GDE no es tanto reducir el consumo neto de electricidad sino modificar su curva de potencia. Con esto se puede conseguir aplanar la curva de demanda de la red eléctrica reduciendo los picos de demanda y aumentando la energía demandada en los periodos de menor consumo.

El sistema de GDE planteado en el presente TFM consiste en un sistema de Gestión Activa de la Demanda, el cual actúa sobre las cargas diferibles de la vivienda con el objetivo de adaptar la curva de consumo al patrón diario de generación fotovoltaica. Para poder implementar dicha función es necesario hacer uso de un sistema de control que monitorice el estado del sistema y actúe sobre las cargas (Castillo et al., 2009). En el presente capítulo se estudian las mejoras producidas por la implementación de un sistema de estas características y distintos valores de capacidad en batería.

5.1. Sistema de GDE

El sistema de GDE es un sistema de control encargado de realizar la gestión activa de la demanda eléctrica. Su principal objetivo es planificar las tareas a realizar a lo largo del día. Dicha planificación responde a un criterio de optimización energética elegido por el usuario. Para ello, y con el objetivo de responder a las necesidades del usuario, el sistema recoge la información de las tareas que debe realizar y las predicciones de generación eléctrica. Con todo esto optimiza la ejecución temporal de cada una de las tareas en función de los balances energéticos estimados.

5.1.1. Arquitectura de control

Para implementar el sistema GDE se ha desarrollado una arquitectura modular (ver Figura 5.1). La arquitectura de control esta dividida en dos partes principales, una distribuida y otra centralizada.

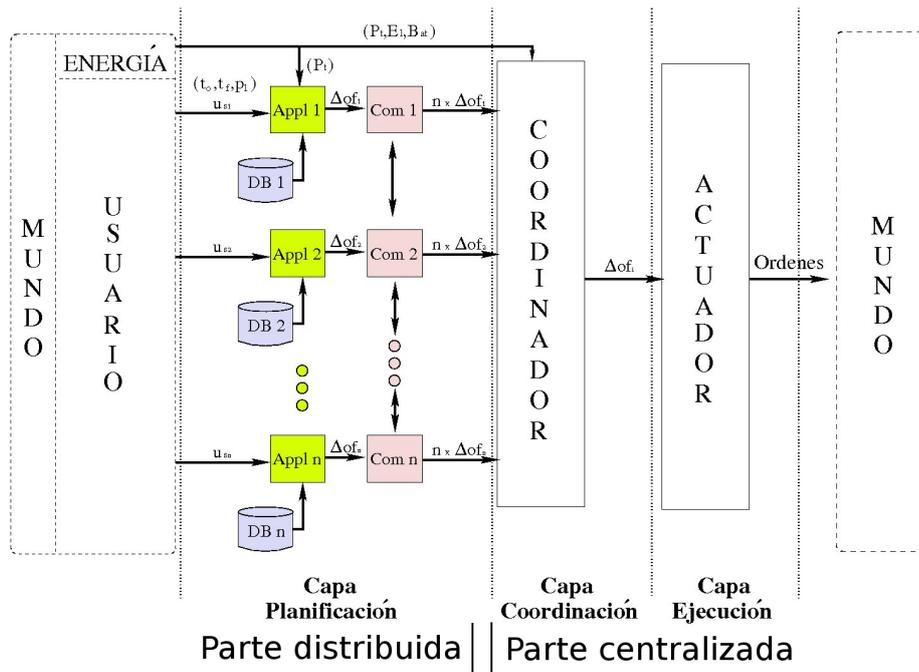


Figura 5.1: Arquitectura del sistema de control.

La parte distribuida esta dividida en diferentes subsistemas. Cada subsistema esta compuesto por un electrodoméstico, un módulo de comunicaciones y una base de datos con información sobre el comportamiento eléctrico de dicho electrodoméstico. El usuario transmite información a cada subsistema sobre la tarea a realizar en las próximas 24 horas. En caso de que un electrodoméstico tenga que ejecutarse en este plazo le serán transmitidos los parámetros de la tarea a realizar y los límites temporales dentro de los cuales debe ejecutarla (por ejemplo conectar la lavadora entre las 10:00 h y las 15:00 h).

Tras conocer cada subsistema la tarea a realizar, estos reciben la predicción de generación fotovoltaica (Sección 1.2.3). Posteriormente los subsistemas pasan a comunicarse entre ellos y conocer las tareas que deben realizar los demás. De esta manera cada subsistema puede realizar una planificación de todas las tareas a realizar según un criterio energético definido. Para el presente proyecto se ha tomado como criterio las búsqueda de las zonas con mayor presencia de energía fotovoltaica con el objetivo de alcanzar un mayor nivel de autoconsumo.

La parte centralizada recibe las planificaciones generadas por los diferentes subsistemas. Simulando el comportamiento energético de la vivienda, el coordinador realiza un balance de potencia y energía de cada una de las planificaciones. Una vez conocido el comportamiento energético, el coordinador elige la planificación según un criterio energético. En nuestro caso elige la planificación con mayor factor de autoconsumo. Finalmente la planificación elegida pasa a ser ejecutada por el actuador.

5.1.2. Efectos del sistema de GDE

Como se ha mencionado con anterioridad, el sistema de GDE desplaza las cargas a lo largo del día. El criterio a la hora de desplazar la demanda es maximizar el autoconsumo y con ello aprovechar todo lo posible la energía fotovoltaica. Para poder valorar los efectos del sistema de GDE deben de compararse las ejecuciones de diferentes tareas respecto a la presencia o ausencia del sistema de GDE. En la Figura 5.2 se pueden observar dos ejecuciones de un mismo día sin GDE y con GDE.

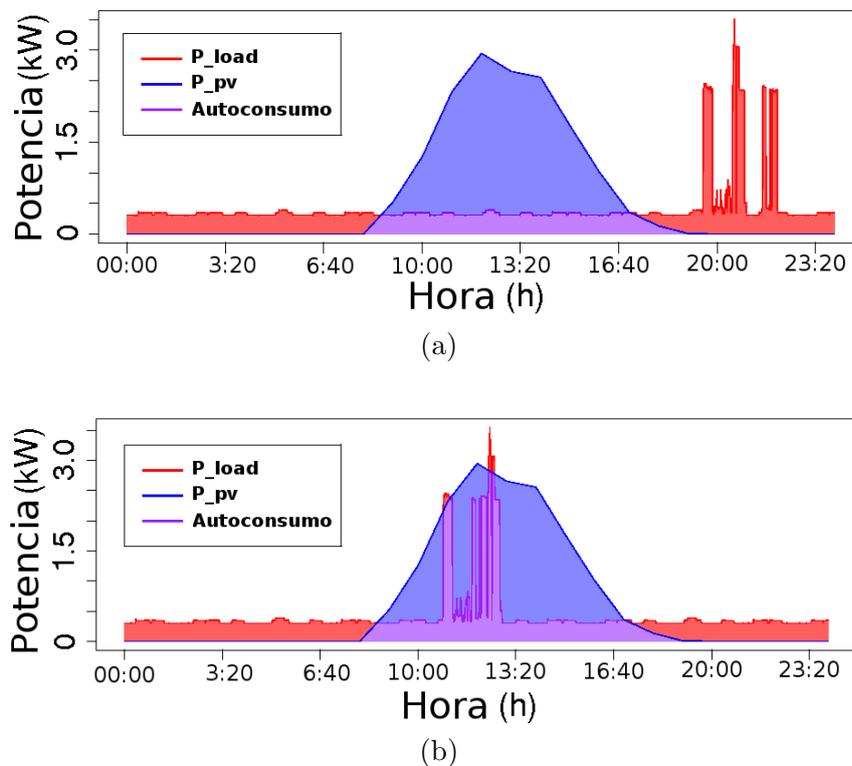


Figura 5.2: Relación de potencias para 24 horas: a) sin GDE y b) con GDE.

El uso del sistema de GDE aumenta la cantidad de energía generada aprovechada directamente por las cargas (área púrpura). De esta manera se reduce la cantidad de energía demandada sin presencia de generación local (área roja) y el excedente de generación local (área azul). La energía correspondiente a esta última situación será almacenada en baterías y/o entregada a la red, por lo tanto se puede deducir que la presencia de GDE reducirá la necesidad de uso de las baterías.

En este ejemplo hemos visto el uso de la GDE para aumentar el autoconsumo. Por otra parte el uso de esta técnica orientada a la mejora de la red eléctrica produce localmente desplazamientos de la energía consumida en los picos a las horas de menor demanda eléctrica. A su vez la combinación con la generación local puede combinarse con la monitorización del estado de la red, permitiendo que nuestro sistema exporte energía a las horas que la red lo necesita e importe a las horas de menor demanda, consiguiendo un efecto doblemente beneficioso para la red.

5.2. Efecto de la GDE en relación a la capacidad

La gestión de la demanda eléctrica modifica el comportamiento energético del sistema local. Para el estudio de los efectos de la GDE se han desarrollado simulaciones con el sistema de GDE y con diferentes capacidades de batería. El año simulado es el mismo que el empleado en el estudio de capacidad de batería (Capítulo 4). La demanda empleada es de 11.31 kWh de energía total diaria, de la cual el 21.5 % (2.44 kWh) es diferible (lavadora, lavavajillas y secadora). El perfil de demanda no diferible es el mismo que el empleado en el estudio de capacidades de batería.

Por lo tanto se ha simulado la misma situación que en el estudio de capacidades de batería con la diferencia de introducir el sistema de GDE con capacidad para desplazar el 21.5 % de la demanda. En la Figura 5.3 se puede observar la relación entre el índice de autoconsumo y la capacidad con presencia del sistema de GDE.

Como se puede observar la forma de las curvas resultantes del sistema con GDE es similar a las que se obtienen en ausencia de este (ver Capítulo 4). La principal variación reside en la magnitud de las variables energéticas utilizadas, en particular en la cantidad de energía generada consumida simultáneamente ($E_{PV,load}$). En concreto en las simulaciones sin GDE se tiene una $E_{PV,load}$ anual de 1356 kWh y con GDE de 1923 kWh sin presencia de baterías (capacidad de 0 días de autonomía), por lo tanto se ha experimentado un aumento del 41.8 %. En la Tabla 5.1 se pueden observar el factor de autoconsumo (ξ) y la relación de energías para los valores mostrados en el estudio de capacidades de batería.

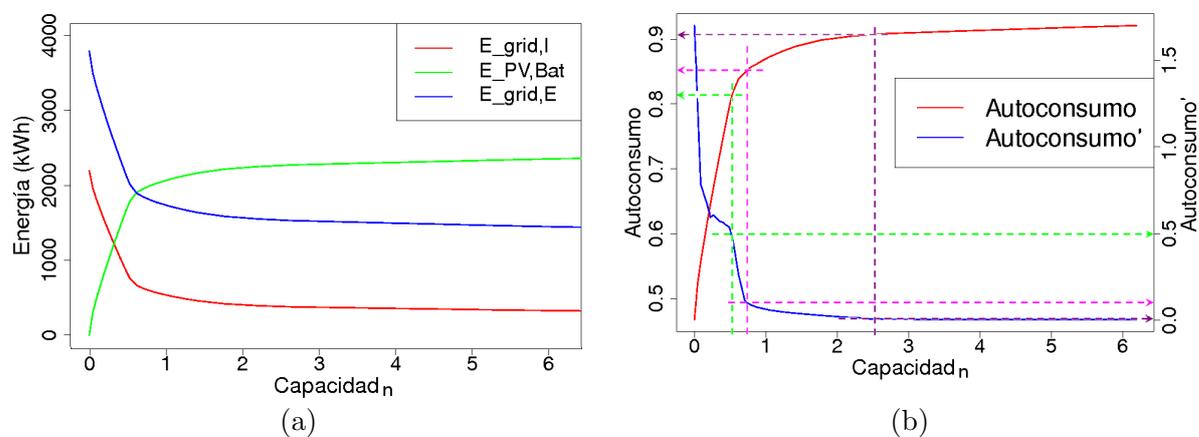


Figura 5.3: Estudio de anual de capacidad con GDE: a) Balance energético y b) autoconsumo (ξ)

Capacidad	ξ	ξ'	$E_{Grid,I}$ (kWh)	$E_{Grid,E}$ (kWh)	$E_{PV,Bat}$ (kWh)
0	0.46721	1.7009	2193.1	3788.98	0.0
0.1768	0.61603	0.6704	1580.5	3029.09	773.45
0.1945	0.62735	0.6399	1533.91	2971.86	829.95
0.3536	0.72159	0.5707	1145.98	2492.16	1310.23
0.481	0.79463	0.5383	845.35	2120.67	1680.71
0.5305	0.81603	0.484	757.27	2012.15	1787.32
0.7073	0.84887	0.1106	622.08	1844.21	1955.21
0.7958	0.85656	0.087	590.41	1804.6	1994.79
0.8842	0.86309	0.0738	563.56	1770.89	2028.54
1.061	0.87331	0.0578	521.51	1717.72	2082.36
1.4147	0.88883	0.0402	522.14	1636.49	2164.34
2.2104	0.90485	0.0142	457.59	1550.16	2250.49
3.183	0.91055	0.0037	368.21	1515.36	2285.34
4.7745	0.91642	0.0036	344.02	1476.37	2323.38
∞	1	0	0.0	0.0	3799.6

Tabla 5.1: Resultados de autoconsumo (ξ) y relación de energías para distintas capacidades con GDE

Por lo general el uso del sistema de GDE aumenta la $E_{PV,load}$ y el ξ en detrimento del uso de energía de la red eléctrica. Pero este aumento no es constante para todas las capacidades de batería. En la Figura 5.4(a) se muestran las dos curvas que relacionan el autoconsumo con la capacidad de batería con y sin sistema de GDE. Es de especial interés

el comienzo de ambas curvas, es decir en el caso de no existir sistema de almacenamiento. Para este punto $\Delta\xi$ será igual a $\Delta E_{PV,load}$ con un incremento del 41.8% que coincide con el incremento de $E_{PV,load}$ ya que en el caso de no haber almacenamiento ξ es directamente proporcional a $E_{PV,load}$ (ver Ecuación 2.4).

En las curvas de la Figura 5.4(b), también esta representada la derivada de ξ respecto a la capacidad y los puntos recomendados (ver Sección 4.1.1). En la Tabla 5.2 podemos observar los valores de capacidad normalizada y autoconsumo para estos puntos.

ξ'	Cap_n	ξ
0.01	2.55	0.91
0.1	0.74	0.85
0.5	0.51	0.81

Tabla 5.2: Resultados de autoconsumo y capacidad óptima para diferentes valores de ξ' .

Un punto interesante de estudio es en el cual se cumple $\xi_{conGDE}(0) = \xi_{sinGDE}(Cn)$, este valor de capacidad representa la capacidad equivalente que produce la introducción del sistema de GDE en el sistema energético estudiado sin sistema de almacenamiento (ver Figura 5.4(a)). En nuestra simulación la capacidad equivalente de batería es de 2.2 kWh, lo que equivale a 0.1945 días de autoconsumo con la capacidad normalizada. En las tablas 4.1 y 5.1 podemos comparar con más detalle los valores numéricos que toman el ξ y las relaciones de energías para el caso del sistema sin GDE y con capacidad normalizada de 0.1945 y el sistema con GDE y sin sistema de almacenamiento.

Otro aspecto a tener en cuenta en el efecto del sistema de GDE es la diferencia entre ambas curvas $\xi(Cn)$ (ver Figura 5.4(b)). La diferencia porcentual entre la ξ_{conGDE} y la ξ_{sinGDE} es siempre decreciente. Esto indica que conforme aumenta la capacidad el efecto del sistema de GDE disminuye, hasta el punto de desaparecer para capacidades muy grandes. Esto es de esperar ya que para altos valores de capacidad ξ es prácticamente la unidad, siendo este su máximo teórico.

Aun siendo la mejora del autoconsumo de forma porcentual siempre decreciente respecto a la capacidad, no es así para la medida absoluta. Como se puede observar en la Figura 5.4(b), la evolución del incremento del autoconsumo en valor absoluto en función de la capacidad no es siempre decreciente. Esta curva es inicialmente creciente para posteriormente llegar a una zona de máximo incremento del autoconsumo. Esta zona comprendida entre 0.044 y 0.53 días de autonomía presenta el mayor aumento de

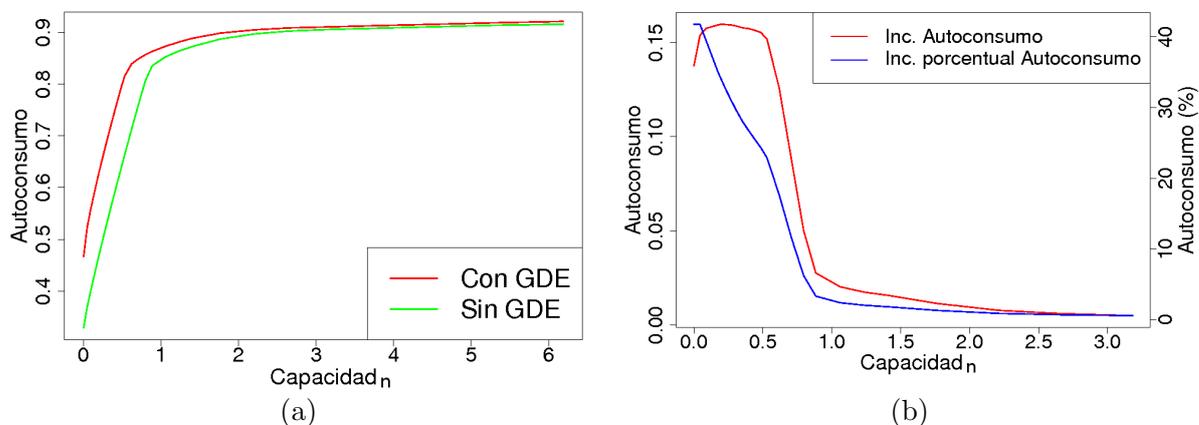


Figura 5.4: Comparativa con y sin GDE: a) Autoconsumo vs capacidad y b) Incremento autoconsumo absoluto y porcentual vs capacidad.

autoconsumo por el hecho de emplear el sistema de GDE. Por lo tanto esto debe de tenerse en cuenta a la hora de dimensionar sistemas fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento.

5.3. Semana de pruebas reales con capacidad 0.48 días de autoconsumo (5.4 kWh)

La semana en la que se ha realizado este experimento comprende desde el sábado 28/08/2010 al viernes 03/09/2010. En esta semana de experimentos se puede observar como la demanda principal es desplazada respecto a las semanas del estudio sin GDE (figuras 4.3 y 4.4). En la Figura 5.5 se pueden observar los flujos de potencia en la vivienda para la semana de pruebas.

En la Tabla 5.3 se muestran los balances energéticos diarios y los factores de autoconsumo y energético para toda la semana de pruebas. Esta información ha sido extraída de los contadores instalados en la vivienda y del inversor de batería.

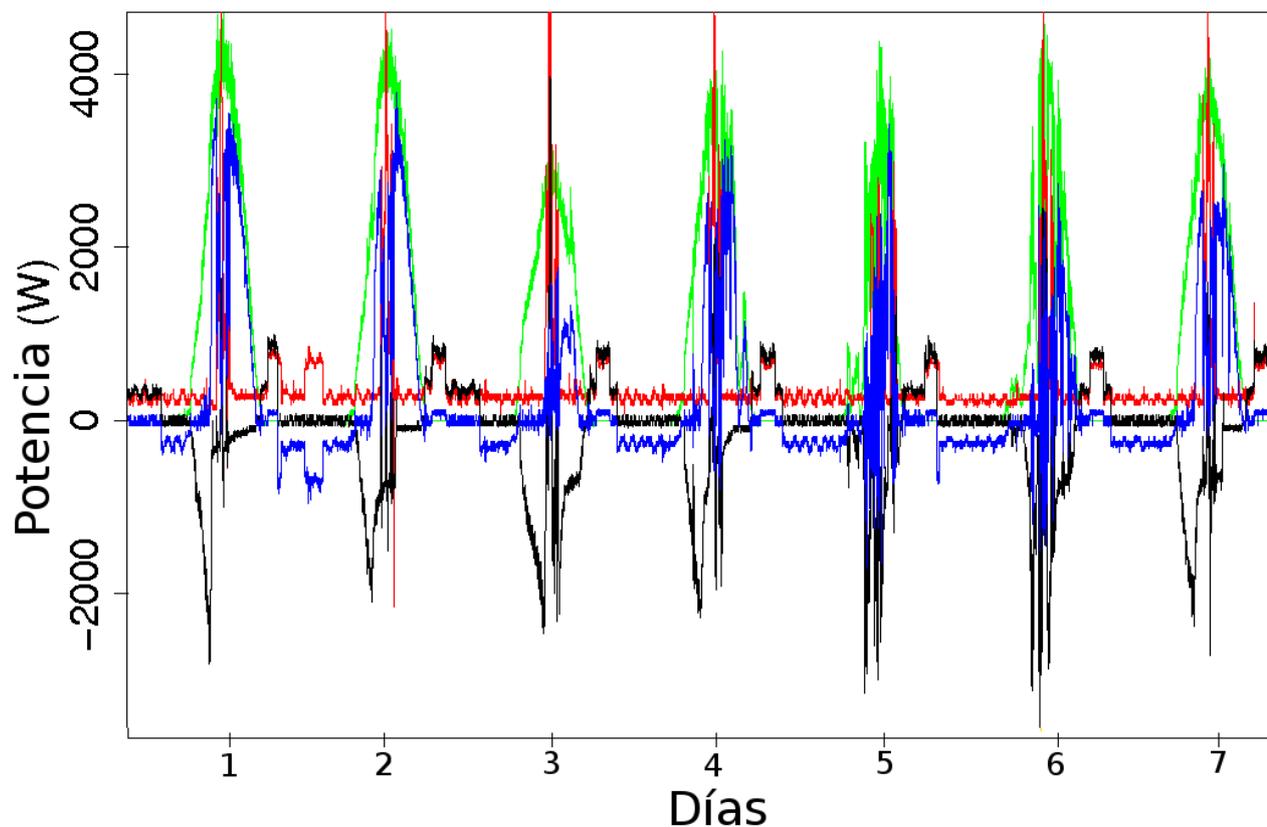


Figura 5.5: Flujos de potencia de la semana estudiada con capacidad de 5.4 kWh. FV: verde, cargas: rojo, batería: negro y red: azul

Parámetro	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7
E_{PV}	25479	25136	18684	20788	13030	16660	23215
E_{load}	11960	12103	12569	11630	11095	11218	11564
$E_{PV,load}$	6326	6398	5854	5769	3941	4767	6270
$E_{PV,bat}$	5338	5682	9284	5884	5068	7271	6695
$E_{Bat,load}$	3569	2721	4790	3163	3040	3197	2658
$E_{PV,grid}$	13815	13056	3546	9135	4021	4622	10250
E_{Grid}	2065	2984	1925	2698	4114	3254	2636
$E_{Bat,SoC,0}$	3852	1008	2808	900	1404	1008	1008
$E_{Bat,SoC}$	1008	2808	900	1404	1008	1008	1476
$E_{lost,batinv}$	400	700	1200	600	700	980	700
E_{lost}	4613	1161	6402	2217	2424	4074	3569
ξ	83 %	75.3 %	84.7 %	77 %	63 %	71 %	77 %
ψ	2.07	2.06	1.2	1.67	1.08	1.21	1.79

Tabla 5.3: Balances energéticos diarios de la semana estudiada con capacidad de 0.48 (5.4 kWh).

Como podemos observar, el sistema de GDE aumenta el autoconsumo para todos los días (comparar tablas 4.7 y 5.3). Tan solo no se ha visto aumento de ξ en los días de poca generación, en los que ha habido elevada nubosidad, aún así en estos días se han conseguido valores de autoconsumo comparables a los de días soleados con no hay presencia del sistema de GDE. Se ha obtenido un valor ξ medio semanal del 79.4%, despreciando los días 5 y 6 por ser días de escasa generación. Este valor es similar a las simulaciones anuales, aún siendo un mes de verano la presencia de nubes ha hecho que la media semanal se acerque a la media anual.

5.4. Resumen

El sistema de GDE provoca efectos en el sistema global similares al uso de sistemas de almacenamiento. Esto se debe a que aunque no se esté almacenando literalmente energía, el hecho de desplazar parte de la energía demandada se puede considerar un almacenamiento virtual. La sincronización del consumo con la generación reduce la carga de la red tanto a la hora de entregar como de recibir energía, esto puede ayudar a paliar los efectos negativos de la aleatoriedad de la generación renovable.

Los sistemas de GDE son más eficientes que los sistemas de almacenamiento debido a que no son un componente físico del sistema energético, sino que lo controlan desde un nivel superior. El principal problema que tienen es la cantidad de energía diferible. Esta energía depende de las características del sistema energético donde son implementados y de hasta qué punto el usuario permite entregar ese control energético al sistema de GDE. En cambio los sistemas de almacenamiento no dependen de este límite y pueden controlar toda la energía en el sistema mientras tengan suficiente capacidad, a pesar de introducir pérdidas debido a la transformación energética.

Capítulo 6

Conclusiones y líneas futuras de investigación

6.1. Conclusiones

En el presente TFM se ha estudiado, tanto mediante experimentos simulados como reales, los efectos de un sistema de almacenamiento y de GDE en una vivienda dotada de generación fotovoltaica y conexión a la red eléctrica. El uso de ambas técnicas permite variar el comportamiento energético de un edificio fotovoltaico y estableciendo diferentes criterios se puede moldear la curva de energía intercambiada con la red eléctrica con el objetivo de producir diferentes mejoras en el sistema eléctrico.

Durante el desarrollo de este proyecto se ha adoptado el criterio de maximización del autoconsumo. Las variaciones en el autoconsumo que resultan de distintas capacidades no muestran un comportamiento lineal. En las simulaciones anuales de los balances energéticos se puede observar un valor de capacidad a partir del cual las variaciones en el balance energético provocadas por cambios de capacidad decrecen considerablemente, hecho que aconseja definir una capacidad máxima recomendable a efectos de dimensionar razonablemente el sistema fotovoltaico. Igualmente dependiendo de la instalación se pueden buscar criterios de dimensionado anuales o mensuales, teniendo en cuenta que dependiendo de la energía fotovoltaica recibida y la demanda no siempre se podrá llegar a un coeficiente de autoconsumo de la unidad.

En el estudio de la GDE hemos vistos sus efectos en los balances de energía en función de la capacidad del sistema de almacenamiento. De especial interés es el caso en el cual no existe sistema de almacenamiento. En este caso se han visto los efectos de la GDE respecto a una vivienda con un sistema fotovoltaico conectado a la red convencional. La GDE tiene un efecto similar al del almacenamiento eléctrico, siendo en nuestro caso comparable a 0.19

días de autonomía. Hay que tener en cuenta que la capacidad del sistema de GDE para modificar los balances energéticos, y por tanto el autoconsumo, depende principalmente del porcentaje de energía diferible en el sistema (del 21.5 % en nuestro caso).

Comparando ambas técnicas podemos concluir:

- Los sistemas de almacenamiento no tienen **límite teórico** a la hora de gestionar la energía ya que tratan por igual energía diferible y no diferible. Aunque la capacidad necesaria para conseguir un nivel de autoconsumo de la unidad en estos sistemas puede llegar a ser excesiva.
- En los sistemas de GDE no existen **pérdidas** asociadas a su uso ya que no afectan a la parte física de la instalación. En cambio los sistemas de almacenamiento provocan pérdidas debido a la transformación energética y en algunas tecnologías pueden llegar a representar un porcentaje muy elevado de la energía manejada por el sistema.
- En relación a los **costes**, la implementación de sistemas de almacenamiento en corriente alterna suele ser bastante costosa (inversores, vasos de batería, etc), en cambio los sistemas de GDE tan sólo necesitan tener cargas controlables (mediante relés o cargas controlables por ordenador) y equipos que realicen los cálculos necesarios como puede ser un ordenador empotrado.
- Otra mejora de los sistemas de GDE respecto a los sistemas de almacenamiento es su **escalabilidad**. Ya que estos sistemas se basan en controladores software las magnitudes de la energía con las que trabajan no afectan prácticamente al sistema, siendo para un controlador software lo mismo trabajar con potencias del orden de centenas de vatios que de cientos de kilovatios. En cambio los sistemas de almacenamiento tienen que ser proporcionalmente similares a la energía que maneja el sistema para poder producir los mismos efectos.

En resumen, el uso de ambas tecnologías permiten un alto nivel de control tanto de la energía generada como consumida. Para una mayor integración de las energías renovables en la red eléctrica es necesario hacer un mayor uso de estas técnicas, consiguiendo reducir los efectos perjudiciales que tiene el uso de un recurso energético aleatorio.

6.2. Líneas futuras

Durante el desarrollo del presente TFM se han identificado diferentes líneas de investigación que se considera interesante explorar con el objetivo de profundizar en las posibilidades de los sistemas fotovoltaicos híbridos combinados con mecanismos de GDE:

- **Estudio de la GDE con diferentes cantidades de energía diferible:** al igual que con el estudio de cargas se pretende desarrollar los efectos en los balances energéticos del sistema para diferentes porcentajes de energía diferible.
- **Desarrollo de GDE orientado a picos de potencia:** se pretende modificar el criterio de actuación del sistema de GDE y el controlador de batería de manera que su objetivo no sea energético (aumento del autoconsumo) sino en potencia, evitando o reduciendo demandas puntuales de manera que la instalación nunca supere un determinado umbral de potencia demandada de la red.
- **Coordinación del controlador de batería y el sistema de GDE con la red eléctrica:** hasta ahora se ha tenido en cuenta exclusivamente la generación local para actuar sobre las cargas o el sistema de almacenamiento. En un contexto de sistemas eléctricos con elevados niveles de penetración de tecnologías de generación distribuida, cobra sentido una verdadera interacción entre dichas tecnologías y las redes eléctricas con el objetivo de contribuir a optimizar el comportamiento de los sistemas eléctricos desde un punto de vista técnico y económico. Así se plantea la posibilidad de que un sistema fotovoltaico reciba señales de la red eléctrica (estados, precios, etc.) y actúe en beneficio de un objetivo energético determinado.
- **Complementariedad de sistemas de almacenamiento y GDE:** análisis de las posibilidades que ofrece la combinación de sistemas de almacenamiento y GDE para reducir errores de predicción de la generación local, así como mejorar las posibilidades de interacción con la red eléctrica.
- **Sistemas colectivos:** ampliación del simulador actual y estudios de los efectos energéticos de varios sistemas conectados simultáneamente en una red local así como en redes eléctricas de mayor envergadura.

6.3. Contribuciones

Este TFM describe investigaciones originales llevadas a cabo por el autor. Parte del contenido de este TFM está basado en artículos que, durante el desarrollo del proyecto, al autor junto a un número de colaboradores han publicado. Dichas publicaciones se detallan a continuación:

- **Manuel Castillo-Cagigal, Álvaro Gutiérrez, Félix Monasterio-Huelin, Estefanía Caamaño, Daniel Masa, Javier Jiménez-Leube.** A Semi-Distributed Electric Demand-Side Management System with PV Generation for Self-Consumption Enhancement. *Energy Conversion and Management*. Bajo revisión.

-
- **Manuel Castillo-Cagigal**, Estefanía Caamaño-Martín, Daniel Masa, Álvaro Gutiérrez, Jorge Porro, Eduardo Matallanas , Félix Monasterio-Huelin, Javier Jiménez-Leube. Self-Consumption of PV Electricity with Active Demand Side Management: the GeDELOS-PV System. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Publicado.

Bibliografía

- Bopp, G., Gabler, H., Preiser, K., Sauer, D. U., and Schmidt, H. (1998). Energy storage in photovoltaic stand-alone energy supply systems. *Progress in Photovoltaics*, 6(6):271–291.
- Bruendlinger, R., Bletterie, B., and Mayr, C. (2007). *PV-Wechselrichter als aktive Filter zur Vermessung der Netzqualität - Was Können moderne Geräte leisten?* Proceeding 22 Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, Germany.
- Caamaño-Martín, E., Egido, M., Neila, J., Bedoya, C., Santos, A., Jiménez, F., and Magdalena, L. (2005). Spanish participation in the “solar decathlon 2005”: new proposal for zero-energy houses. *Proceedings 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pages 2587–2590.
- Caamaño-Martín, E., Laupkamp, H., Jantsch, M., Erge, T., Thornycroft, J., Moor, H. D., Cobben, S., Suna, D., and Gaiddon, B. (2008). Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks. *Progress in Photovoltaics*, 16(7):629–643.
- Caamaño-Martín, E., Masa, D., Álvaro Gutiérrez, Monasterio-Huelin, F., Castillo, M., Leube, J. J., and Porro, J. (2009). Optimizing pv use through active demand side management. *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1(1):3149–3155.
- Caamaño-Martín, E., Suna, D., Thornycroft, J., Cobben, S., Elswijk, M., Gaiddon, B., Erge, T., and Laupkamp, H. (2007). *Utilities experience and perception of PV distributed generation*. E.U.
- Calvo-Fernández, M., Vega, J., Egido, M., and Caamaño-Martín, E. (2005). Spanish participation in the “solar decathlon 2005”: design and simulation of the photovoltaic system. *Proceedings 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.
- Castillo, M., Álvaro Gutiérrez, Monasterio-Huelin, F., Masa, D., Caamaño-Martín, E., Leube, J. J., and Porro, J. (2009). Sistema de control distribuido para la gestión de la demanda en el sector residencial. *I Congreso de Generación Distribuida*, 1(1):275–280.
- Castillo-Cagigal, M. (2009). *Diseño e implementación de un sistema de gestión de la demanda eléctrica en viviendas inteligentes, Proyecto Fin de Carrera*. ETSIT - Universidad de Málaga, Málaga, España.

- Degner, T., Schmid, J., and Strauss, P. (2006). *Distributed generation with high penetration of renewable energy sources*. DISPOWER, Kassel, Germany.
- Groppi, F. (2002). Grid connected photovoltaic power systems: power value and capacity value of pv systems. Technical Report IEA PVPS T5-11: 2002, CESI, Italy.
- Kaiser, R. (2007). Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems. *Journal of Power Sources*, 168(1):58–65.
- Kiessling, R. (1987). Large lead/acid batteries for load-levelling applications. *Journal of Power Sources*, 19(2-3):227–230.
- Koepple, G. and Korpas, M. (2008). Improving the network infeed accuracy of non-dispatchable generators with energy storage devices. *Electric Power Systems Research*, 78(12):2024–2036.
- Lambert, D., Manders, J., Nelson, R., K.Peters, Rand, D., and Stevenson, M. (2000). Strategies for enhancing lead-acid battery production and performance. *Journal of Power Sources*, 88(1):130–147.
- Linden, D. and Reddy, T. (2001). *Handbook of batteries*. McGraw-Hill, U.S.A.
- Linder, S. (2007). *Solar Urban Planning - PV in Urban Environment: Germany*. Jornadas Aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica desde el Urbanismo, E.T.S. Arquitectura U.P.M., Madrid, España.
- Moon, S., Nahan, R., Warner, C., and Wassmer, M. (2005). Solar decathlon 2005: The event in review. Technical Report DOE/GO-102006-2328, National Renewable Energy Laboratory, U.S.A.
- Muñiz, I. (2007). Sistema fotovoltaico autoconfigurable para microrredes en situación de fallo de red. *Jornadas Internacionales de Equipos Electrónicos: Redes Activas y Consumo Sostenible*.
- Pérez, J. I., Sánchez, L. J., and Pardo, M. (2005). *La gestión de la demanda de electricidad*. Ed. Fundación Alternativas, Madrid, España.
- Porro, J. (2010). *Desarrollo de un sistema de monitorización y gestión de la demanda eléctrica en sistemas fotovoltaicos conectados a la red, Proyecto Fin de Carrera*. ETSIT - Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.
- Schiffer, J., Sauer, D. U., Bindner, H., Cronin, T., Lundsager, P., and Kaiser, R. (2007). Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. *Journal of Power Sources*, 168(1):66–78.

Wagner, R. (1997). Large lead/acid batteries for frequency regulation, load levelling and solar power application. *Journal of Power Sources*, 67(1-2):163–172.

Wakao, S., Mikami, T., and Tamura, F. (2005). *Voltage control in small-scale dispersed PV power generation system of networked composition*. Proceedings 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona, España.