

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR



POLITÉCNICA
Instituto de Energía Solar

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ANÁLISIS DE LAS POSIBILIDADES DE
AUTOCONSUMO EN INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS INTEGRADAS EN
EDIFICIOS EN ESPAÑA**

Eduardo Matallanas de Ávila

2011

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR

Reunido el tribunal examinador en el día de la fecha, constituido por

Presidente: Dr/a D./D^a. _____

Vocal: Dr/a D./D^a. _____

Secretario: Dr/a D./D^a. _____

para juzgar el Trabajo Fin de Máster titulado:

**ANÁLISIS DE LAS POSIBILIDADES DE AUTOCONSUMO EN INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS INTEGRADAS EN EDIFICIOS EN ESPAÑA**

del alumno D. Eduardo Matallanas de Ávila
dirigido por D^a. 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 _____

Presidente

Vocal

Secretario

Fdo: _____ Fdo: _____ Fdo: _____

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE LAS POSIBILIDADES DE AUTOCONSUMO EN
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS INTEGRADAS EN EDIFICIOS
EN ESPAÑA

Autor:
Eduardo Matallanas de Ávila

Director:
Estefanía Caamaño Martín

PALABRAS CLAVE: Generación Distribuida Fotovoltaica, Gestión de la Demanda Eléctrica, Autoconsumo, Sistema de Almacenamiento, Tarificación Eléctrica

RESUMEN: En el presente Trabajo Fin de Máster se analizan las posibilidades de autoconsumo de la electricidad generada localmente por un sistema fotovoltaico híbrido de nueva generación conectado a la red eléctrica de baja tensión. En particular, se han realizado estudios teóricos de los flujos e intercambios energéticos que tienen lugar en el sistema descrito anteriormente y la influencia que tienen en ellos la gestión de la demanda eléctrica y los sistemas de almacenamiento. Además, se ha realizado un estudio económico enfocado a la rentabilidad que presenta el sistema desde el punto de vista del autoconsumo.

Madrid, Julio 2011

Agradecimientos

El siguiente Trabajo Fin de Máster, no hubiera sido posible de realizar sin toda aquella gente que me ha ayudado tanto en los problemas técnicos así como en los anímicos, a todos ellos muchas gracias.

En especial me gustaría dar las gracias a Estefanía Caamaño mi tutora, por su dedicación, esfuerzo y ayuda prestada en estos meses tan atareados que hemos tenido de por medio para elaborar este trabajo. Sobre todo su ayuda ha sido clave en el análisis de los resultados y en las soluciones a los problemas que han ido surgiendo durante los experimentos. Además, claro está, de la redacción de la memoria final del Trabajo Fin de Máster.

También quería agradecer a Manuel Castillo Cagigal toda la ayuda prestada para el planteamiento de los análisis realizados así como las innumerables discusiones sobre los problemas encontrados en este Trabajo Fin de Máster.

Gracias a Daniel Masa Bote por su ayuda para modelar partes del simulador implementado y los datos necesarios para ello así como su disponibilidad para resolver cualquier duda cuando lo he necesitado.

Quería agradecer a Álvaro Gutiérrez Martín por su apoyo y disponibilidad para ayudarme en problemas técnicos surgidos durante el desarrollo del Trabajo Fin de Máster así como el apoyo anímico que me ha dado. Gracias también a Félix Monasterio-Huelin por sus conversaciones e ideas aportadas en el planteamiento de determinados conceptos del trabajo desarrollado.

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 Trabajo Fin de Máster.

Índice General

Resumen	III
Agradecimientos	IV
Índice General	V
Índice de Figuras	VII
Índice de Tablas	IX
Lista de Acrónimos	X
1. Introducción y Objetivos	1
1.1. Motivación	1
1.2. Estado del arte	1
1.2.1. Generación fotovoltaica distribuida	3
1.2.2. Gestión de la demanda eléctrica	5
1.2.3. Tarificación eléctrica	8
1.2.3.1. Estructura de las tarifas eléctricas para Baja Tensión	8
1.2.3.2. Evolución de las tarifas eléctricas	15
1.2.4. Incentivos de fomento del autoconsumo	17
1.3. Objetivos y estructura del documento	18
2. Sistema eléctrico	19
2.1. Sistema eléctrico de estudio	19
2.1.1. Sistema fotovoltaico	20
2.1.1.1. Radiación Solar	21
2.1.1.2. Características de la instalación	33
2.1.2. Demanda de usuario	35
2.1.3. Sistema de acumulación	39
2.2. Simulador	43

3. Análisis del autoconsumo	46
3.1. Autoconsumo y carga de red	46
3.2. Estudios de factor autoconsumo y factor de carga	50
3.2.1. Simulaciones del factor de autoconsumo	50
3.2.1.1. Simulación 1: Perfiles REE	50
3.2.1.2. Simulación 2: Perfil usuario doméstico real	55
3.2.2. Simulaciones del factor de carga de red	62
4. Análisis económico	68
4.1. Análisis de precios	68
4.1.1. Resultados	71
4.2. Análisis de la rentabilidad	80
4.2.1. Resultados	81
5. Conclusiones y líneas futuras	85
5.1. Conclusiones	85
5.2. Líneas futuras	87
5.3. Contribuciones	88
Bibliografía	89

Índice de Figuras

1.1. Consumo eléctrico per cápita. Fuente: Banco Mundial, Indicadores del desarrollo mundial.	2
1.2. Topologías de sistemas híbridos: (a) sistema de acoplo AC y (b) sistema de acoplo DC	5
1.3. Periodos horarios en los que se dividen las diferentes modalidades de tarifa con discriminación horaria (a) para 2 periodos y (b) para 3 periodos.	11
1.4. Evolución del término de potencia de las tarifas de suministro, en % respecto al periodo anterior.	15
1.5. Evolución del término de energía de las tarifas de suministro, en % respecto al periodo anterior.	16
2.1. (a) Vista de pájaro y (b) fachada sur de “MagicBox”.	20
2.2. Topología de la instalación híbrida utilizada.	21
2.3. Componentes de la radiación solar.	22
2.4. Movimiento aparente del Sol.	23
2.5. Posición del Sol en la esfera celeste.	25
2.6. Modelo de Perez para la radiación difusa.	29
2.7. Perfil de consumo de Red Eléctrica de España para un usuario doméstico, con un consumo diario de $10 kWh$	36
2.8. Distribución de la demanda de un hogar europeo típico (de Almeida et al., 2011).	37
2.9. Perfil de consumo de un único usuario.	38
2.10. Perfil de consumo de Red Eléctrica de España para un usuario comercial con un consumo diario medio de $50 kWh$	39
2.11. Esquema de funcionamiento del Sunny Backup.	41
2.12. Estados de funcionamiento del controlador.	42
2.13. Estructura simulador.	45
3.1. Potencias fotovoltaica y consumida para un día del año de: (a) un usuario doméstico y (b) un usuario comercial.	51
3.2. Factor de autoconsumo anual: (a) usuario doméstico y (b) usuario comercial.	52
3.3. Potencias fotovoltaica y consumida para un día del año con GDE.	54

3.4. Factor de autoconsumo anual: en negro para autoconsumo natural, en rojo para GDE con 10 % de energía diferible, en azul para GDE con 20 % de energía diferible y en verde para GDE con 30 % de energía diferible.	55
3.5. Distribución de potencias: (a) sin GDE para un día del año, (b) GDE con perfil de predicción RD 661, (c) GDE con perfil de predicción igual al de generación y (d) GDE con desplazamiento al valle de demanda.	57
3.6. Factores de autoconsumo anual para cada uno de los escenarios descritos. . .	58
3.7. Factores de autoconsumo anual natural de los perfiles de usuario de REE y real.	59
3.8. Distribución de potencias con una capacidad de la batería del 50 % al principio del día: (a) sin GDE para un día del año, (b) GDE con perfil de predicción RD 661, (c) GDE con perfil de predicción igual al de generación y (d) GDE con desplazamiento al valle de demanda.	60
3.9. Factores de autoconsumo anual para cada uno de los escenarios descritos con sistema de almacenamiento.	61
3.10. Factor de carga de red anual sin sistema de almacenamiento.	63
3.11. Factor de carga de red anual con sistema de almacenamiento.	66
4.1. Precio: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria. . .	72
4.2. Balance de precios: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.	73
4.3. Descuentos y pérdidas: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.	74
4.4. Precio con sistema de almacenamiento: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.	76
4.5. Balance de precios con sistema de almacenamiento: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.	78
4.6. Descuentos y pérdidas con sistema de almacenamiento: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.	79
4.7. Valor Actual Neto normalizado: (a) sin batería y $p_{ef} \neq p_{et}$, (b) sin batería y $p_{ef} = p_{et}$, (c) con batería y $p_{ef} \neq p_{et}$ y (d) con batería y $p_{ef} = p_{et}$. Para las tarifas T1 (TUR), T2 (2 periodos de tarificación) y T3 (tarificación horaria).	83

Índice de Tablas

1.1. Evolución de las tarifas de suministro en Baja Tensión.	9
1.2. Horas en las que se dividen los diferentes periodos horarios de tarificación. .	11
1.3. Valores de las tarifas reguladas por el Gobierno a 1 de enero de 2011.	12
1.4. Valores de las tarifas de acceso a redes de Baja Tensión reguladas por el Gobierno a 1 de enero de 2011.	12
1.5. Valores de las tarifas en Baja Tensión de la compañía Iberdrola a 20 de enero de 2011.	13
1.6. Potencias contratables para el término fijo de la factura de la electricidad en suministros monofásicos.	14
1.7. Potencias contratables para el término fijo de la factura de la electricidad en suministros trifásicos.	14
2.1. Coeficientes para el modelo de Perez.	30
2.2. Consumo diario típico de un hogar.	38
3.1. Resultados del factor de autoconsumo con sistema de GDE.	54
3.2. Resultados de los factores de autoconsumo de un usuario doméstico con sistema de GDE.	59
3.3. Resultados del factor de autoconsumo con sistema de GDE y sistema de almacenamiento.	62
3.4. Resultados del factor de carga de red con sistema de GDE y sin sistema de almacenamiento.	64
3.5. Resultados del factor de carga de red con sistema de GDE y sin sistema de almacenamiento para dos puntos concretos.	65
3.6. Resultados del factor de carga de red con sistema de GDE y con sistema de almacenamiento.	66
4.1. Precio al que tiende el coste de la electricidad demandada para cada una de las tarifas.	73
4.2. Precio de le electricidad para las distintas tarifas para una $P_{nom,g} = 4 kW_p$	73
4.3. Descuentos y pérdidas máximas para los distintos tipos de tarificación.	76
4.4. Precio al que tiende el coste de la electricidad demandada para cada una de las tarifas con sistema de almacenamiento.	77

Lista de Acrónimos

AC: Alternating Current.

AN: Autoconsumo Natural.

AMT: Año Meteorológico Típico.

BT: Baja Tensión.

BOE: Bolentín Oficial del Estado.

CEM: Condiciones Estándar de Medida.

DC: Direct Current.

FiC: Feed-in Compensation.

FiT: Feed-in Tariff.

FS: Factor de Sombras.

FV: Fotovoltaica.

GD: Generación Distribuida.

GDE: Gestión de la Demanda Eléctrica.

GADE: Gestión Activa de la Demanda Eléctrica.

GDE,RD: Gestión de la Demanda Eléctrica con perfil de predicción el del Real Decreto 661.

GDE,O: Gestión de la Demanda Eléctrica con perfil de predicción Óptimo.

GDE,V: Gestión de la Demanda Eléctrica con desplazamiento al Valle de consumo.

MAI: Modificador del Ángulo de Incidencia.

NPV: Net Present Value.

RD: Real Decreto.

REE: Red Eléctrica de España.

SUR: Suministro de Último Recurso.

TL: Transformer-Less.

TML: Tarifa de Mercado Libre.

TONC: Temperatura de Operación Nominal de Célula

TUR: Tarifa de Último Recurso.

VAN: Valor Actual Neto.

Capítulo 1

Introducción y Objetivos

1.1. Motivación

El presente Trabajo Fin de Máster está motivado por el estudio de las posibilidades de autoconsumo de la electricidad generada localmente por un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión ante variaciones de diferentes parámetros del sistema eléctrico. Además, se realiza un estudio económico enfocado a la rentabilidad de sistemas fotovoltaicos integrados en la vivienda desde el punto de vista del autoconsumo. Dicho estudio se ha realizado mediante pruebas simuladas permitiendo estudiar el comportamiento energético del sistema para periodos de larga duración.

Se ha analizado el autoconsumo con respecto al tamaño de generador fotovoltaico a instalar, pero además se han considerado diversas estrategias para el aumento del autoconsumo como son la gestión de la demanda y un sistema de acumulación capaz de suplir las horas en que no se genera electricidad (Castillo et al., 2011).

En el desarrollo de este Trabajo Fin de Máster se ha implementado un simulador del comportamiento eléctrico de un edificio conectado a la red con generación fotovoltaica y que además dispone de un sistema de acumulación. En cuanto a la demanda se han utilizado los perfiles típicos de consumo de usuarios residenciales y comerciales.

1.2. Estado del arte

En las últimas décadas se ha producido un considerable aumento en la demanda eléctrica a nivel mundial, a pesar de que actualmente se ha producido una reducción en ésta debido a la crisis (ver Figura 1.1), las previsiones apuntan a que seguirá creciendo (EIA, 2010). Sin embargo, los recursos disponibles son limitados. La solución para cubrir las necesidades

eléctricas de la población no pasa únicamente por cambiar las tecnologías de generación eléctrica o mejorar la red de transporte (R.E.E., 2006), sino también por el usuario final, el cual debe ser informado de manera más precisa sobre su consumo eléctrico y la situación del sistema eléctrico de manera que éste pueda actuar sobre su consumo aumentando su eficiencia energética (Pérez et al., 2005).

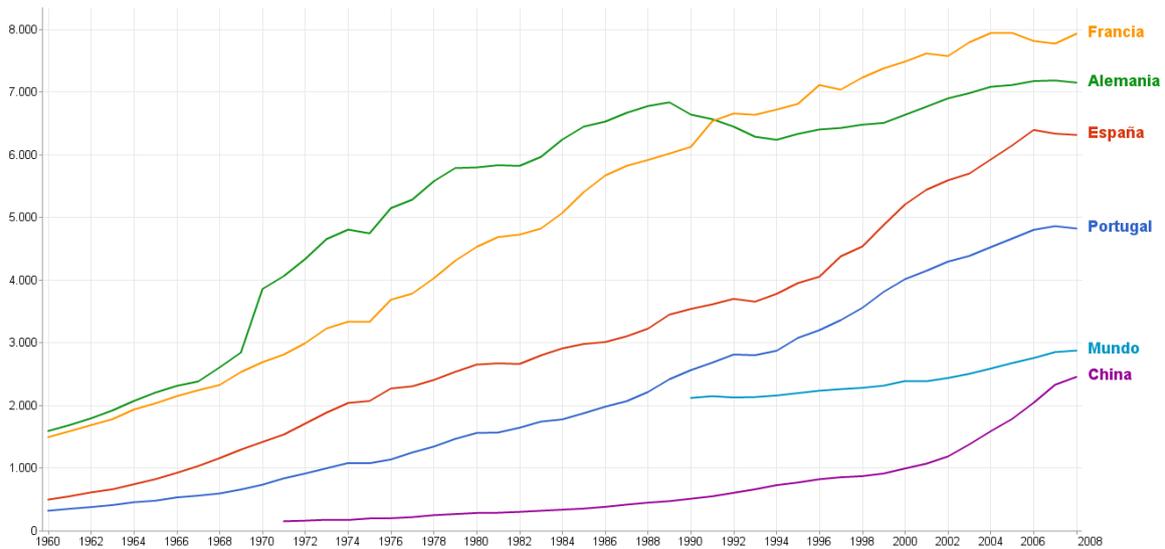


Figura 1.1: Consumo eléctrico per cápita. Fuente: Banco Mundial, Indicadores del desarrollo mundial.

Además, 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 (Pepermans et al., 2005; Tsikalakis and Hatziargyriou, 2007). Estos sistemas hacen más complicada la estructura de la red y aumentan la necesidad de su controlabilidad (Castillo et al., 2009; Caamaño-Martín et al., 2009). 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).

Por otro lado, el incremento de los precios de la electricidad en todo el mundo, unido al descenso de los precios de la tecnología fotovoltaica hace prever que la paridad de la electricidad fotovoltaica con la electricidad convencional procedente de la red eléctrica puede alcanzarse en los próximos diez años en la Unión Europea (KPMG, 2010). Este hecho, unido al progresivo descenso en las primas por inyección a red de la electricidad fotovoltaica y a la aparición de incentivos para promover el autoconsumo, existentes en Alemania desde el año 2009 (SMA Solar Technology, 2010a,b) y actualmente en debate en España (Gobierno

de España, 2011), sugieren que se deben explorar nuevos modos de funcionamiento de la generación fotovoltaica distribuida. Un ejemplo de un modo de funcionamiento alternativo es la integración de la demanda local y el patrón de generación local, de manera que se pueda alcanzar un uso óptimo de la energía fotovoltaica generada localmente. Este aumento del consumo local no sólo tiene ventajas técnicas como puede ser reducir las pérdidas de transporte eléctrico y dar mayor estabilidad al sistema eléctrico local, sino que reduce el efecto económico que tienen las subidas de precios de la tarifa eléctrica en el usuario.

1.2.1. 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 gases 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 propios de lugares remotos a los 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 ésta operando en modo aislado, a modo de “sistemas de alimentación ininterrumpida”.

De especial interés para el presente Trabajo Fin de Máster 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) (ver Figura 1.2). Los sistemas de acoplo en AC son más eficientes energéticamente (utilizan para la conversión de potencia fotovoltaica inversores de conexión a red convencional, más eficientes que los inversores típicos de sistemas aislados), 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. En la actualidad, distintos fabricantes ofrecen soluciones tecnológicas de estas características, tales como SMA Technology o Studer entre otros.

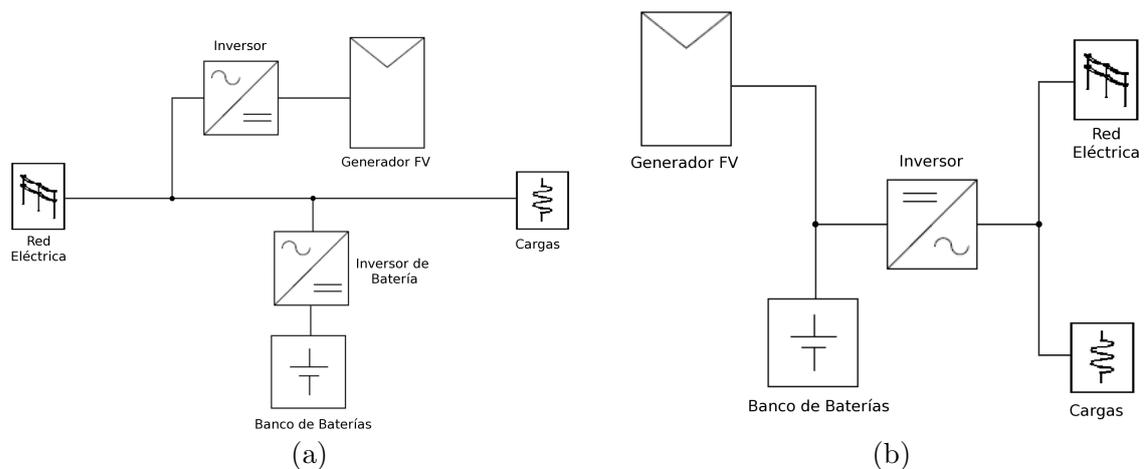


Figura 1.2: Topologías de sistemas híbridos: (a) sistema de acoplo AC y (b) sistema de acoplo DC

1.2.2. 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 y almacenamiento 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 sistemas auxiliares.

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 Trabajo Fin de Máster es la Gestión Activa de la Demanda Eléctrica (GADE), la cual consiste en el control en tiempo real de las cargas del sistema para ser gestionadas de acuerdo con determinados objetivos energéticos (Caamaño-Martín et al., 2009).

En Gellings and Chamberlin (1993) se proponen tres estrategias principales para la implementación de la GADE: (i) reducción del pico de demanda, (ii) rellenado del valle de demanda (consumo por parte de las cargas durante los periodos valle, de mínimo consumo)

y (iii) desplazamiento de cargas (se combinan las dos estrategias anteriores) para desplazar el consumo entre los periodos de valle y pico de la curva de demanda agregada.

Las diferentes técnicas de GDE que se han implementado hasta el momento son las siguientes (Strbac, 2008): desplazamiento de la calefacción a horario nocturno, control directo sobre las cargas (se aplica a electrodomésticos y cargas que se puedan apagar o detener su consumo durante periodos cortos de tiempo), limitadores de carga (se limita la potencia de carga que pueden consumir los distintos usuarios individuales), cargas interrumpibles (apagar cargas que producen picos en su consumo), ofertas de la demanda (se pagan incentivos para reducir el consumo eléctrico), regulación de frecuencia (mantener la frecuencia nominal de red), tarificación con discriminación horaria (buscan incentivar que el usuario consuma cuando el precio de la electricidad es más barato) y contadores y electrodomésticos inteligentes (el usuario decide cuando quiere consumir electricidad al monitorizar su consumo con los contadores).

Sin embargo, son pocos los ejemplos de implementación de estos conceptos en la práctica. Algunas de las soluciones propuestas son las siguientes:

- En El-Amin et al. (1999) se utiliza lógica programable para realizar control directo sobre las cargas.
- En Zribi et al. (2005) se aplica la teoría de control clásica para controlar las fluctuaciones de frecuencia inducidas por las cargas haciendo que éstas converjan en un determinado rango.
- En Chaabene et al. (2007) se utiliza la lógica borrosa para realizar un desplazamiento de las cargas de una casa con generación distribuida. Otra solución realizada con lógica borrosa consiste en realizar un control directo sobre las cargas (Goel et al., 2010).
- En Middelberg et al. (2009) se aplica un control óptimo para manejar los flujos de electricidad de una industria para el abaratamiento de costes.
- En Castillo-Cagigal et al. (2011) se describe un controlador semi-distribuido para llevar a cabo un desplazamiento de las cargas consiguiendo maximizar el autoconsumo de las fuentes locales de generación de energía.
- Por último, en Babu et al. (2007) y Matallanas et al. (2011) se utilizan redes neuronales artificiales en el primero para minimizar los costes de producción en un usuario industrial, mientras que en el segundo se maximiza el autoconsumo de las fuentes locales de generación eléctrica en el sector residencial.

Aunque el concepto de la GDE se maneja desde hace tiempo son pocas las implementaciones que se han llevado a cabo en la práctica, como se ha podido ver anteriormente. Sin

embargo, estas técnicas han sido identificadas como una de las estrategias principales a ser promovidas con el objetivo de garantizar la seguridad del suministro en la Unión Europea (European Commission, 2002). Además la monitorización de múltiples variables energéticas y la gestión de parte de la demanda del sistema adquieren especial relevancia con la llegada de las Smart Grids donde estas técnicas pueden ser llevadas a un escenario a mayor escala (Flick and Morehouse, 2011; Clastres, 2011).

1.2.3. Tarificación eléctrica

El sistema de tarificación español ha evolucionado significativamente desde que en 1997 se produjo el inicio de la liberalización del sector eléctrico (B.O.E., 1997), este hecho supuso modificaciones en las opciones de contratación por parte de los consumidores. Hasta 2009 las opciones de contrato por parte de los consumidores eran las siguientes:

- Suministro de energía eléctrica en el mercado liberalizado. Estos consumidores deben abonar las tarifas de acceso a las redes y adquirir su energía a las empresas comercializadoras al precio que corresponda.
- Suministro de energía eléctrica a tarifa regulada. Estos consumidores compran su energía de empresas distribuidoras a unas tarifas integrales publicadas en el Boletín Oficial del Estado, cuyos precios se actualizan mediante Orden Ministerial.

A partir de julio de 2009 desaparecieron las tarifas reguladas, y se inició el denominado “Suministro de último recurso” (SUR), realizado por las empresas eléctricas comercializadoras que el Gobierno determinó. Con el SUR el Gobierno fija la tarifa denominada “Tarifa de Último Recurso” (TUR) y de aplicación a los consumidores de energía eléctrica en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 10 kW , que no elijan contratar una oferta comercial, ya que los consumidores tienen la posibilidad de elegir libremente a su comercializadora. El calendario de adopción del SUR también quedó fijado entonces, de tal manera que sólo los consumidores de baja tensión podrían suscribirse al SUR a partir de enero de 2010 y en enero de este mismo año sólo accederían los consumidores con potencias inferiores a 50 kW (consumidores domésticos, y pequeñas y medianas empresas). Por último, a partir de enero de 2011 sólo se acogerían al SUR los consumidores con potencias inferiores a 10 kW (consumidores domésticos).

1.2.3.1. Estructura de las tarifas eléctricas para Baja Tensión

La estructura tarifaria española ha sufrido tres cambios desde el año 1995. En el B.O.E. (1995) se estableció la estructura tarifaria del primer periodo que duró hasta finalizar 2006,

y que con el avance de la liberalización fue modificada en diversas ocasiones (progresiva desaparición de tarifas reguladas y ajustes de los límites de potencia entre las que quedaron). Así en enero de 2007 (Jefatura de Estado, 2007a), entró en vigor la siguiente estructura tarifaria que modificaba la anterior. Por último, a partir de julio de 2009 (B.O.E., 2009) entró en vigor el sistema tarifario actual constituido por una única tarifa regulada (TUR), las ofertas ofrecidas por las comercializadoras y aparece el bono social¹ (Jefatura de Estado, 2009). En la Tabla 1.1 se encuentran las distintas tarifas a lo largo del tiempo.

1995–2006	
Tarifa	Potencia Contratada
1.0 General	$\leq 770 W$
2.0 General	$\leq 15 kW$
3.0 General	$\leq 100 kW$
4.0 General	$\leq 100 kW$
B.0 alumbrado público	$\leq 100 kW$
R.0 riego agrícola	$\leq 100 kW$
2007–2008	
Tarifa	Potencia Contratada
Tarifa Social ⁽²⁾	$< 3 kW$
1.0 General	$< 1 kW$
2.0.1 General	1–2,5 kW
2.0.2 General	2,5–5 kW
2.0.3 General	5–10 kW
3.0.1 General	10–15 kW
3.0.2	$> 15 kW$
2009–Actualidad	
Tarifa	Potencia Contratada
Tarifa Social ⁽²⁾	$< 3 kW$
TUR	$\leq 10 kW$
Mercado	$> 10 kW$

(2) Suministros domésticos destinados a vivienda habitual, que tengan instalado Interruptor de Control de Potencia

Tabla 1.1: Evolución de las tarifas de suministro en Baja Tensión.

¹Se trata de una medida de carácter social diseñada para favorecer a los colectivos más vulnerables y se concreta en la congelación de la tarifa vigente en el momento de la puesta en marcha de la TUR hasta 2012. Podrán acogerse al bono social cuatro colectivos: a) los clientes domésticos residencias con una potencia contratada inferior a 3 kW; b) los pensionistas con prestaciones mínimas; c) las familias numerosas y d) los hogares en los que todos sus integrantes se encuentren en situación de desempleo.

La facturación eléctrica para estos consumidores consta actualmente de los siguientes conceptos:

- Facturación básica:
 - Término básico de potencia, resultado de multiplicar la potencia contratada por el precio del término de potencia (precio unitario, por kW).
 - Término básico de energía, resultado de multiplicar de la electricidad consumida por el precio del término de energía (precio unitario del kWh).
- Complementos (recargos o descuentos) que en cada caso resulten aplicables.
- Alquiler (en su caso) de equipos de medida.
- Impuestos.

Las tarifas vigentes en la actualidad son las tres tarifas mencionadas anteriormente:

- Tarifa social para usuarios con potencias contratadas menores de 3 kW y cuya residencia sea habitual con un Interruptor de Control de Potencia (ICP). Los usuarios sólo pagan por el término básico de energía y no por el término de potencia.
- Tarifa de Último Recurso (TUR) para usuarios con potencias contratadas menores de 10 kW que fija el Gobierno tanto en su término de potencia como en su término de energía.
- Tarifa en el Mercado Libre (TML) para usuarios con potencias contratadas mayores de 10 kW . Está compuesta de la tarifa de acceso a las redes fijada por el Gobierno y la compra de energía se realiza a un compañía comercializadora al precio que corresponda.

Existen diferentes modalidades dentro de las tarifas TUR y TML, existiendo la posibilidad de acogerse a una modalidad para cada una de ellas con o sin discriminación horaria. Una tarifa con discriminación horaria varía su valor a lo largo del día en diferentes periodos. El número de periodos a lo largo del día depende de la potencia contratada, se utilizan dos periodos para potencias contratadas menores de 15 kW y 3 periodos para potencias contratadas mayores de 15 kW . En la Tabla 1.2 se encuentran los distintos intervalos horarios. En la Figura 1.3 puede verse de manera gráfica los diferentes periodos horarios que abarcan las tarifas con discriminación horaria.

La generación fotovoltaica esperable en invierno abarca de 8 a.m. a 7 p.m. aproximadamente mientras que en verano abarca de 8 a.m. a 8 p.m. aproximadamente. Por lo que comparando con los rangos horarios de las tarifas con discriminación horaria de la Figura

	2 Periodos	3 Periodos
Periodo temporal	Duración	Duración
Punta	10 horas/día Invierno: 12-22; Verano: 13-23	6 horas/día Invierno: 18-22; Verano: 11-15
Valle	14 horas/día Invierno: 22-12; Verano: 23-13	8 horas/día Invierno: 0-8; Verano: 0-8
Llano	– –	12 horas/día Invierno: 8-18+22-24; Verano: 8-11+15-24

Tabla 1.2: Horas en las que se dividen los diferentes periodos horarios de tarificación.

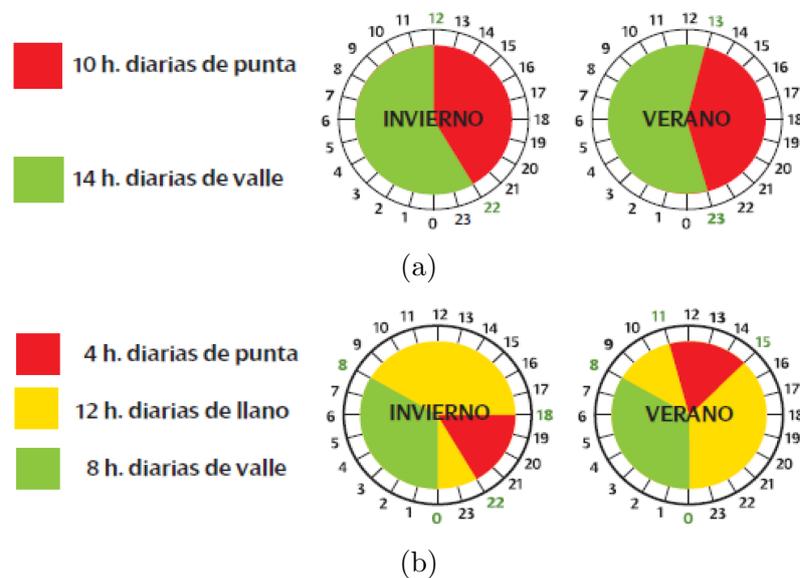


Figura 1.3: Periodos horarios en los que se dividen las diferentes modalidades de tarifa con discriminación horaria (a) para 2 periodos y (b) para 3 periodos.

1.3 la generación fotovoltaica cubre gran parte de los periodos de consumo punta. Como consecuencia si se consumiera la energía generada en las horas puntas se conseguiría un sustancial ahorro al ser las horas en que más cara se vende la electricidad de la red.

El precio de las tarifas social y TUR están reguladas por el Gobierno y el precio de cada una de ellas se encuentra recogido en la Tabla 1.3. Sin embargo, en la TML existe un coste regulado por el Gobierno (tarifa de acceso), que es revisado trimestralmente, y una parte en la que el consumidor contrata la energía de forma competitiva a las empresas comercializadoras y cuyo valor varía en función del precio de la electricidad en el mercado. Las tarifas de acceso según lo establecido por la Ley del Sector Eléctrico (B.O.E., 1997), son los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, únicos en todo el territorio nacional y no incluyen ningún tipo de impuestos. No obstante, tienen en cuenta los distintos niveles de tensión y las características de los consumos, por horario y potencia. Si bien

la estructura de peajes de acceso a las redes eléctricas se definió en 1997 (Jefatura de Estado, 1997), hasta el año 2003 sólo fue de aplicación para consumidores que adquirían su electricidad en alta tensión. A finales de 2001 dicha estructura se modificó para incluir también a los consumidores en baja tensión (Jefatura de Estado, 2001), habiendo sido actualizados los horarios de aplicación a las distintas tarifas en 2007 (B.O.E., 2007a). Las tarifas de acceso actuales a redes de Baja Tensión y sus precios en enero de este año (B.O.E., 2010) se recogen en la Tabla 1.4.

Tipo de tarifa tarifa	Potencia	Término de potencia [€/(<i>kW</i> · <i>mes</i>)]	Término de energía [€/ <i>kWh</i>]
Tarifa Social	$\leq 3 \text{ kW}$	0	0,112480
Tarifa 2.0 A	$\leq 10 \text{ kW}$	1,719427	0,140069
Tarifa 2.0 DHA	$\leq 10 \text{ kW}$	1,719427	Punta = 0,168743 Valle = 0,060896

Tabla 1.3: Valores de las tarifas reguladas por el Gobierno a 1 de enero de 2011.

Tipo de tarifa tarifa	Potencia	Término de potencia [€/(<i>kW</i> · <i>mes</i>)]	Término de energía [€/ <i>kWh</i>]
Tarifa 2.0 A	$\leq 10 \text{ kW}$	1,386094	0,055479
Tarifa 2.1 A	$\leq 15 \text{ kW}$	2,474536	0,052670
Tarifa 2.0 DHA	$\leq 10 \text{ kW}$	1,386094	Punta = 0,072123 Valle = 0,011096
Tarifa 2.1 DHA	$\leq 15 \text{ kW}$	2,474536	Punta = 0,068471 Valle = 0,012114
Tarifa 3.0 A	$\geq 15 \text{ kW}$	Punta = 1,097621 Llano = 0,658572 Valle = 0,115507	Punta = 0,072123 Llano = 0,038228 Valle = 0,014198

Tabla 1.4: Valores de las tarifas de acceso a redes de Baja Tensión reguladas por el Gobierno a 1 de enero de 2011.

Como puede observarse en la Tabla 1.4 hasta 15 kW se puede seleccionar entre tarifas con y sin discriminación horaria. Sin embargo, a partir de 15 kW toda tarifa de acceso tiene discriminación horaria tanto para el término fijo como para el término variable.

La parte no fijada por el Gobierno de la tarifa TML, proveniente del contrato de la comercializadora, puede variar su cuantía de unas empresas a otras. En la actualidad las empresas comercializadoras facilitan ofertas en las que se incluye tanto el término de acceso

como el precio de energía comprada en el mercado. Las comercializadoras han organizado diferentes ofertas según la potencia contratada, en las que se puede revisar el término de energía una vez al año y ajustar el precio con la empresa comercializadora. En la Tabla 1.5 se encuentra un ejemplo de los precios actuales de las distintas tarifas en baja tensión de la compañía Iberdrola.

Tipo de tarifa tarifa	Potencia	Término de potencia [€/(<i>kW</i> · <i>mes</i>)]	Término de energía [€/<i>kWh</i>]
Tarifa Social	$\leq 3 \text{ kW}$	0	0,112480
Tarifa 2.0 A	$\leq 10 \text{ kW}$	1,720354	0,140069
Tarifa 2.1 A	$\leq 15 \text{ kW}$	2,553077	0,136461
Tarifa 2.0 DHA	$\leq 10 \text{ kW}$	1,719427	Punta = 0,168743 Valle = 0,060896
Tarifa 2.1 DHA	$\leq 15 \text{ kW}$	Punta = 1,86576 Valle = 0,765252	Punta = 0,155480 Valle = 0,063771
Tarifa 3.0 A	$\geq 15 \text{ kW}$	Punta = 1,131854 Llano = 0,679112 Valle = 0,452741	Punta = 1,831584 Llano = 1,447476 Valle = 0,957732

Tabla 1.5: Valores de las tarifas en Baja Tensión de la compañía Iberdrola a 20 de enero de 2011.

Por último, en cuanto al término fijo de potencia los usuarios pueden contratar la potencia que mejor se ajuste a sus necesidades, debido a que si ésta se supera las protecciones aseguran que no pueda haber mayor consumo de potencia instantánea. Los diferentes términos de potencia que se pueden contratar en baja tensión se recogen en la Tabla 1.6 para monofásica y en la Tabla 1.7 para trifásica (B.O.E., 2006).

Intensidad (A)	Potencias en kW			
	Monofásica			
	$U = 127 V$	$U = 133 V$	$U = 220 V$	$U = 230 V$
1,5	0,191	0,200	0,330	0,345
3	0,381	0,399	0,660	0,690
3,5	0,445	0,466	0,770	0,805
5	0,635	0,665	1,100	1,150
7,5	0,953	0,998	1,650	1,725
10	1,270	1,330	2,200	2,300
15	1,905	1,995	3,300	3,450
20	2,540	2,660	4,400	4,600
25	3,175	3,325	5,500	5,750
30	3,810	3,990	6,600	6,900
35	4,445	4,655	7,700	8,050
40	5,080	5,320	8,800	9,200
45	5,715	5,985	9,900	10,350
50	6,350	6,650	11,000	11,500
63	8,001	8,379	13,860	14,490

Tabla 1.6: Potencias contratables para el término fijo de la factura de la electricidad en suministros monofásicos.

Intensidad (A)	Potencias en kW			
	Trifásica			
	$U = 3 \times 127/220 V$	$U = 3 \times 133/230 V$	$U = 3 \times 220/380 V$	$U = 3 \times 230/400 V$
1,5	0,572	0,598	0,987	1,039
3	1,143	1,195	1,975	2,078
3,5	1,334	1,394	2,304	2,425
5	1,905	1,992	3,291	3,464
7,5	2,858	2,988	4,936	5,196
10	3,811	3,984	6,582	6,928
15	5,716	5,976	9,873	10,392
20	7,621	7,967	13,164	13,856
25	9,526	9,959	16,454	17,321
30	11,432	11,951	19,745	20,785
35	13,337	13,943	23,036	24,249
40	15,242	15,935	26,327	27,713
45	17,147	17,927	29,618	31,177
50	19,053	19,919	32,909	34,641
63	24,006	25,097	41,465	43,648

Tabla 1.7: Potencias contratables para el término fijo de la factura de la electricidad en suministros trifásicos.

1.2.3.2. Evolución de las tarifas eléctricas

Los precios de la tarifas eléctricas han evolucionado a lo largo de los años de una manera no homogénea y resulta de interés analizar la evolución de los precios de la electricidad para consumidores en baja tensión, que se muestra en las figuras siguientes. En la Figura 1.4 se muestra el incremento experimentado por el término de potencia (precio mensual de cada kW contratado) entre 1999 y julio 2011, en porcentaje respecto del periodo inmediatamente anterior, definidos los periodos por las disposiciones normativas correspondientes al establecimiento de las tarifas eléctricas (en enero de cada año entre 1999 y 2006; en enero y octubre de 2007, en enero y julio de 2008, en enero de 2009, en enero de 2010 y en enero de 2011). Se indica asimismo la variación del Índice de Precios al Consumo (IPC) durante los mismos periodos.

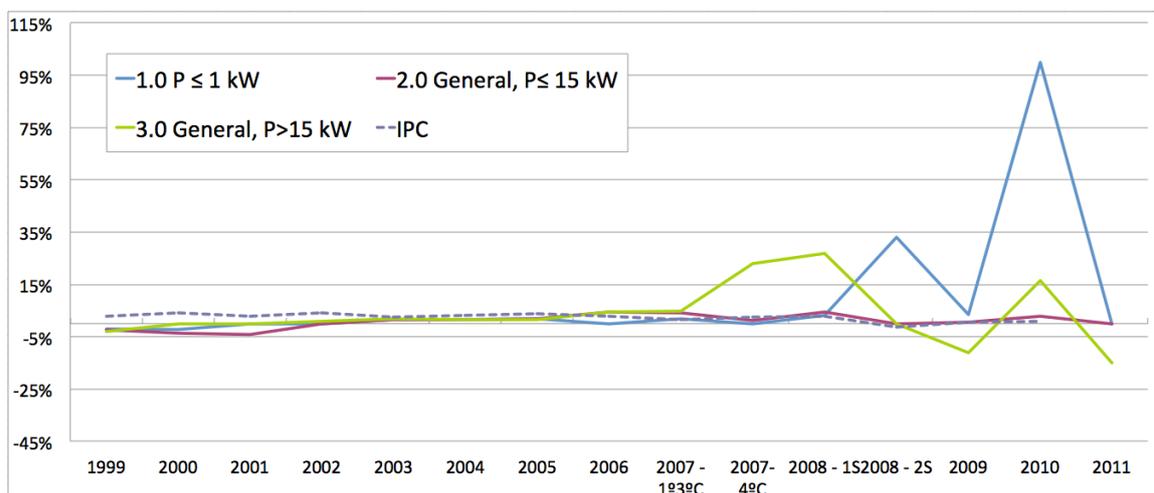


Figura 1.4: Evolución del término de potencia de las tarifas de suministro, en % respecto al periodo anterior.

Con el objeto de poder comparar las tres categorías de tarifas recogidas en la Tabla 1.1, se ha tenido en cuenta las siguientes equivalencias: Tarifa 1.0 (95-06) \Leftrightarrow Tarifa 1.0 General (07-08); Tarifa 2.0 General (95-06) \Leftrightarrow Promedio de Tarifas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 (07-08); Tarifa 3.0 General (95-06) \Leftrightarrow Tarifa 3.0.2 (07-08); Tarifas 1.0, 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 (07-08) \Leftrightarrow TUR actual y Tarifas 3.0.1 y 3.0.2 (07-08) \Leftrightarrow TML actual.

Como puede constatarse, hasta el año 2005 el incremento del término de potencia se mantuvo por debajo de la subida de precios general. Tan sólo a partir de 2006 las tarifas (con la excepción de la 1.0) han experimentado subidas superiores al IPC, especialmente acusadas en los segundos semestres de 2007 y 2008, mientras que en 2009 se produjo un descenso de las mismas. Sin embargo, en 2010 se volvió a experimentar una subida en el

término de potencia mayor que las experimentadas anteriormente pero de nuevo en el 2011 se produjo un descenso de dicho término. La misma tendencia se puede observar en la evolución del incremento experimentado por el término de energía (precio de cada kWh consumido) salvo para el año 2011 donde se han experimentado subidas en los precios en lugar de bajadas como sucede en el término de potencia. Dicha evolución es mostrada en la Figura 1.5.

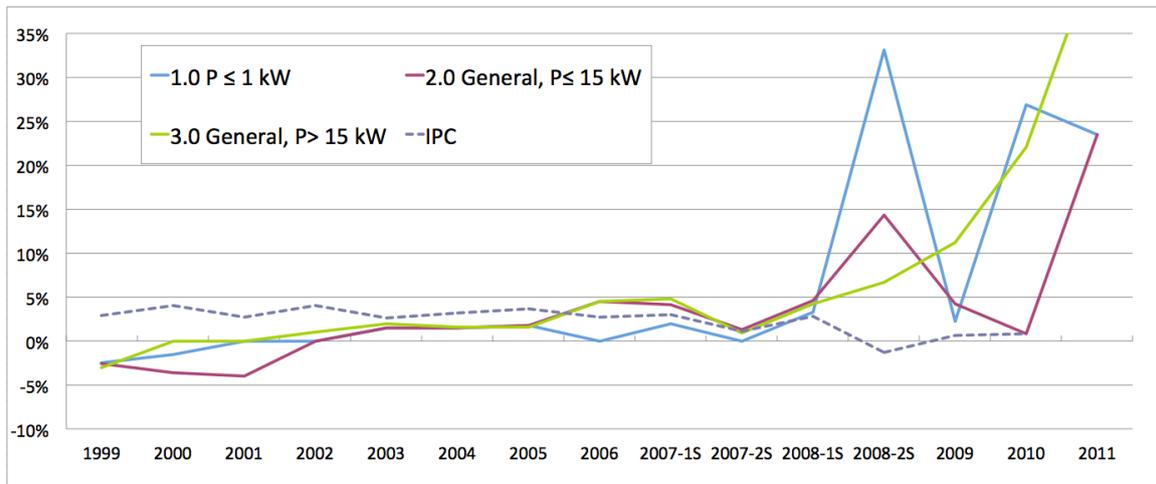


Figura 1.5: Evolución del término de energía de las tarifas de suministro, en % respecto al periodo anterior.

En la Figura 1.5 resultan llamativos los incrementos experimentados durante el segundo semestre de 2008 y en el año 2010, que responde a las intenciones de reducir el denominado “déficit de tarifa”, o diferencia entre el coste de producción de la electricidad por parte de las empresas distribuidoras y los ingresos derivados de la venta de electricidad a las tarifas reguladas establecidas por el Gobierno ². A este respecto cabe mencionar que el establecimiento de tarifas reguladas que reflejen de forma efectiva los costes reales de la electricidad ha sido una demanda reiterada del sector eléctrico (Comisión Nacional de la Energía y empresas distribuidoras en este caso) en los últimos años, por considerar que constituye una señal de precios para los consumidores acogidos a esta modalidad de contratación que podría contribuir a fomentar prácticas de ahorro energético y gestión de la demanda.

Sin embargo, para poder tener una señal de precios, la cual varía su cuantía a lo largo del tiempo, es necesario disponer de la infraestructura necesaria que soporte dicha señal. Con este fin se crearon los “contadores inteligentes” o “smart meters” capaces de telegestionar y

²Para recuperar dicho déficit ya se viene destinando desde 2007 un determinado porcentaje de la facturación eléctrica – en torno al 1,6 % para las tarifas de suministro y entre el 6 y 7 % para las tarifas de acceso –, que ha resultado no obstante insuficiente, ya que el déficit continúa incrementándose.

telemedir. Estos contadores deben sustituir a los anteriores según la orden ITC/3860/2007 (B.O.E., 2007b) y esta sustitución deberá realizarse antes del 31 de diciembre de 2018. Esta medida propicia un escenario en el que los usuarios puedan tener conocimiento sobre su consumo pudiendo llevar a prácticas de ahorro energético y de gestión de la demanda.

1.2.4. Incentivos de fomento del autoconsumo

Ante la inminente llegada de la paridad de red que se producirá a lo largo de esta década (KPMG, 2010), se han propuesto diferentes medidas para que con su llegada el sector fotovoltaico siga creciendo. En el escenario de paridad de red la inyección de la energía generada no tiene sentido puesto que en ese momento el precio de la electricidad es igual al precio por el que se prima la inyección. Ante esta situación deben explorarse nuevas formas de utilización de la energía generada, una de las soluciones propuestas es la de consumir de manera local la energía generada en lugar de exportarla a la red eléctrica. Se han propuesto desde diferentes organismos oficiales incentivos para primar el autoconsumo y poner en marcha esta alternativa a la inyección de energía en la red. Las propuestas que se están llevando a cabo hoy en día son las siguientes:

- En Alemania desde julio de 2010 con la aprobación de la ley de energías renovables (E.E.G., 2009), se ofrece una compensación a los propietarios de las instalaciones fotovoltaicas por cada kilovatio-hora que consumen directamente. La cantidad de la compensación ofrecida son unos céntimos menos que la tarifa de inyección a red. El incentivo depende de la cantidad de electricidad que se consume directamente en el transcurso de un año: si se consume hasta un 30% de la electricidad que se genera, se deducirán $16,38 \text{ c€/kWh}$ consumido. Por encima del 30%, la deducción será solamente 12 c€/kWh . Dado que el usuario ahorra dinero al no tener que importar la electricidad de la red, un incentivo financiero para el autoconsumo se presenta. Para los consumidores de energía comercial que tienen derecho a deducir el IVA soportado en la compra de la electricidad, el incentivo es igual al precio neto del kilovatio hora comprado menos la deducción de la indemnización de 12 o $16,38 \text{ c€/kWh}$.
- El otro lugar donde han comenzado a surgir iniciativas para el autoconsumo es en España. La Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) ha propuesto la creación de un incentivo nuevo, denominado “Compensación por autoconsumo” o FiC (Feed in Compensation) que se pagaría al propietario de la instalación que decidiera autoconsumir. Esta FiC cubriría la diferencia entre la electricidad que el propietario se ahorra y la retribución fotovoltaica que recibiría en caso de acogerse al sistema tradicional de primas o FiT (Feed in Tariff). Mencionar también que el Gobierno español ha realizado una propuesta de Real Decreto (RD) que hace mención explícita del autoconsumo (Jefatura de Estado, 2011). Este RD está actualmente en fase de

evaluación, y se prevé su publicación en este año. En el se menciona que, tras su aprobación, el Gobierno deberá publicar la correspondiente disposición normativa que defina el régimen económico en un plazo no superior a 6 meses.

Aunque estas medidas sean pocas por el momento, el sector fotovoltaico está tomando conciencia de su futuro y está fomentando nuevas alternativas para garantizar el crecimiento del sector. Por tanto, cada vez serán más los distintos países que acojan incentivos como los expuestos anteriormente.

1.3. Objetivos y estructura del documento

El objetivo general del presente Trabajo Fin de Máster es analizar las posibilidades de autoconsumo de la electricidad generada mediante generación fotovoltaica procedente de sistemas híbridos de última generación combinada con diferentes estrategias 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:

- **Sistema eléctrico.** Se expone el sistema utilizado para el estudio así como los elementos que modelan dicho sistema. Se presentará la herramienta que se ha desarrollado para la realización de simulaciones. (Capítulo 2).
- **Análisis del autoconsumo.** Mediante el uso del simulador, se estudia el autoconsumo que se puede conseguir para diferentes perfiles de consumo así como para distintos tamaños de generador con diferentes técnicas de gestión de la demanda y uso de sistemas de almacenamiento (Capítulo 3).
- **Análisis económico.** Mediante el uso del simulador, se estudia el balance económico que conlleva el autoconsumo (Capítulo 4).
- **Conclusiones.** Por último, se resume en el Capítulo 5 las principales conclusiones del Trabajo Fin de Máster y se enuncian líneas de investigación consideradas de interés para profundizar en la temática abordada.

Capítulo 2

Sistema eléctrico

En este Capítulo se expone el sistema eléctrico en que se ha basado el modelo para realizar los posteriores análisis sobre el autoconsumo y su rentabilidad. Se han definido los flujos de potencia de una vivienda tipo, así como su nomenclatura. Estas relaciones se mantienen presentes en el resto del Trabajo Fin de Máster y por tanto es necesario entenderlas antes de poder continuar.

En la Sección 2.1 se presenta el sistema eléctrico, sobre el que se ha basado la construcción del simulador, que está constituido por un sistema fotovoltaico híbrido de última generación cuya demanda es modelada a través de distintos usuarios tipo. Una vez definidos los modelos a utilizar y los flujos de potencia, en la Sección 2.2 se presenta la herramienta implementada para las simulaciones.

2.1. Sistema eléctrico de estudio

El sistema eléctrico utilizado como modelo está formado por una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica, un sistema de almacenamiento de baterías de plomo-ácido y un conjunto de cargas típico de un hogar altamente electrificado. Dicho sistema ha sido desarrollado sobre el prototipo de vivienda solar autosuficiente llamado “MagicBox” (ver Figura 2.1). El sistema fotovoltaico considerado está basado en una topología de bus AC, en la cual todos los equipos realizan el intercambio energético en corriente alterna. Incluso el sistema de almacenamiento recibe y entrega energía en corriente alterna. En la Figura 2.2 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 se muestran en la Figura 2.2, así como también dos limitadores de corriente que



Figura 2.1: (a) Vista de pájaro y (b) fachada sur de “MagicBox”.

incorpora el inversor de batería, lo que permite diversos modos de funcionamiento según la cantidad de corriente que dejen pasar (ver Sección 2.1.3). A continuación se define el criterio de signos y la nomenclatura de dichos flujos, los cuales serán utilizados en el resto del documento:

- P_L : 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.

2.1.1. Sistema fotovoltaico

El generador fotovoltaico que se ha utilizado en el presente Trabajo Fin de Máster está basado en la tecnología de silicio cristalino. Dicho generador está compuesto por módulos de la tecnología citada anteriormente que están interconectados entre sí y la salida del conjunto se transforma en alterna a través de un inversor, como ya se indicó en la Figura 2.2.

En un sistema fotovoltaico la entrada al sistema es la radiación solar que incide sobre el generador. El modelo de radiación solar seguido en este Trabajo Fin de Máster está recogido en la Sección 2.1.1.1. Una vez conocida la radiación incidente sobre un generador con una determinada orientación e inclinación se puede saber cuanta energía produce. Sin embargo, la potencia nominal del sistema no es fija ya que, como se explicará en el Capítulo 3, se quiere

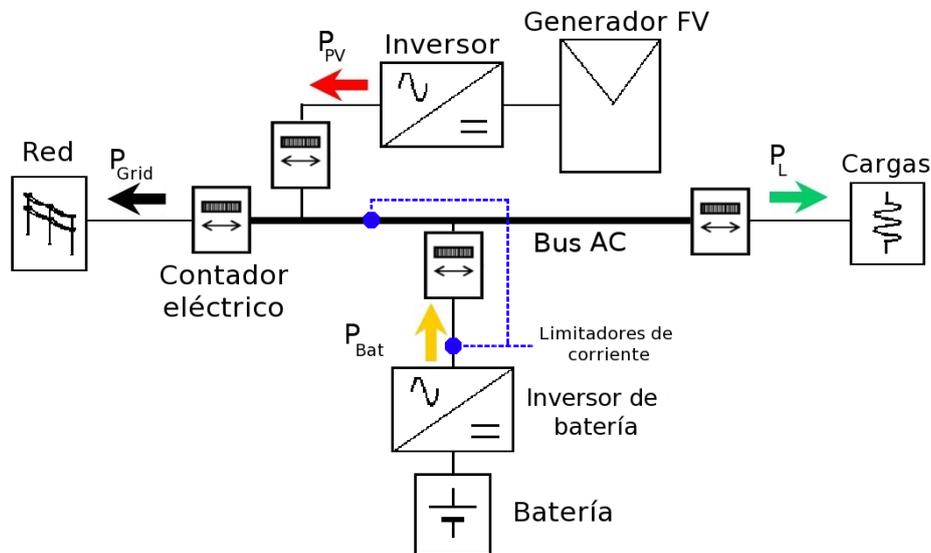


Figura 2.2: Topología de la instalación híbrida utilizada.

estudiar la influencia de los diferentes tamaños de generador en el consumo directo de la electricidad generada. Esto implica que la potencia del inversor también deberá ser variable, sin embargo, conociendo los parámetros característicos del inversor se puede establecer una relación entre la eficiencia del inversor y la potencia del generador. Los elementos que caracterizan este sistema se han descrito en la Sección 2.1.1.2.

2.1.1.1. Radiación Solar

El Sol emite energía de manera continua e isotrópica. Esta energía se propaga en línea recta debido a que en el espacio exterior no existe materia susceptible de dispersar la radiación solar. Una vez que nos situamos en la superficie terrestre la situación se complica. Los gases de la atmósfera terrestre, polvo en suspensión, nubes, etc. van a afectar a la radiación solar de distinta manera. Parte de ella será absorbida o reflejada fuera de la atmósfera, de tal manera que nunca llegará a la superficie. El resto de la energía será transmitida a través de la atmósfera, bien en forma directa o en forma dispersa. Por último, el suelo también reflejará parte de la energía que incide sobre él. Como consecuencia de todos estos fenómenos la radiación solar que llega a un punto de una superficie terrestre con una orientación e inclinación dadas tendrá tres componentes, como se muestra en la Figura 2.3 (Lorenzo et al., 1994).

Las tres componentes de la radiación solar que inciden sobre una superficie terrestre son:

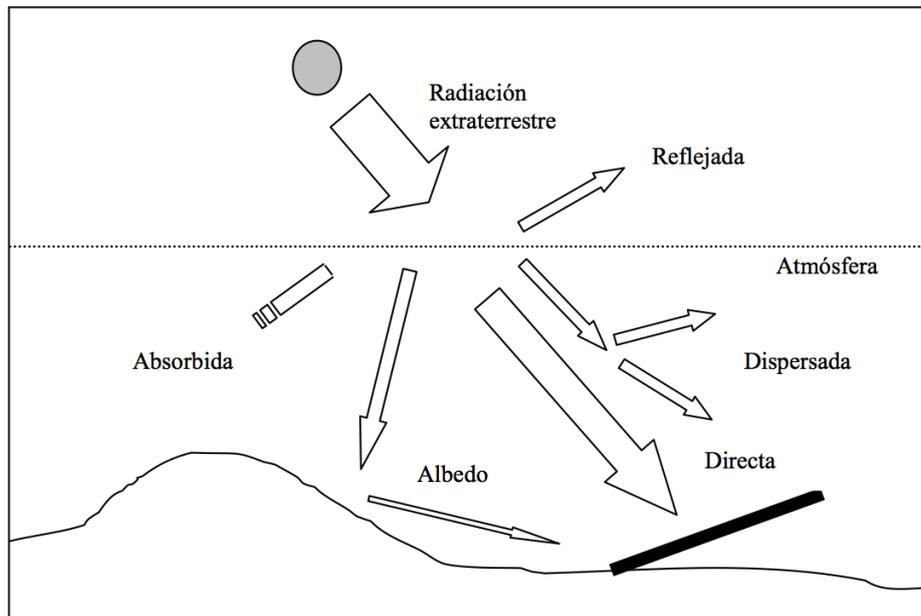


Figura 2.3: Componentes de la radiación solar.

- **Radiación directa (B)**, es la energía que procede en línea recta del Sol.
- **Radiación difusa (D)**, es la energía que ha sido dispersada en la atmósfera, procede de todos los puntos de la esfera celeste, excepto de aquellos correspondientes al disco solar. El origen de la radiación difusa se encuentra en la reflexión y dispersión de la luz por las nubes, los gases de la atmósfera y sustancias en suspensión como polvo o aerosoles.
- **Radiación de albedo (Al)**, radiación procedente de los rayos del Sol reflejados en el suelo.

La suma de las tres componentes anteriores proporciona la radiación global (G) incidente sobre la superficie escogida. Para calcular su valor en primer lugar se calculan las componentes horizontales de la radiación directa y difusa. Sin embargo, los datos disponibles en la mayoría de las fuentes de datos de radiación solar son datos globales de ésta por lo que se pueden calcular las componentes anteriores con la ayuda de la radiación extraterrestre y el uso de modelos disponibles en la literatura. Obtenidos los valores sobre una superficie horizontal se extrapolan a la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos mediante los modelos correspondientes. Los datos iniciales de radiación global utilizados en este Trabajo Fin de Máster son datos horarios correspondientes al Año Meteorológico Típico (AMT) para la localidad de Madrid¹, por lo que las componentes de la radiación que se calculen serán también horarias. Este tipo de datos, estadísticamente representativos de

¹Fuente: Programa “EnergyPlus Energy Simulation software” (Departamento de Energía de los E.E.U.U.)

$$\begin{aligned} \delta(^{\circ}) = & \frac{180}{\pi} \cdot (0,006918 - 0,399912 \cdot \cos(\Gamma) + 0,070257 \cdot \text{sen}(\Gamma) - \\ & - 0,006758 \cdot \cos(2 \cdot \Gamma) + 0,000907 \cdot \text{sen}(2 \cdot \Gamma) - \\ & - 0,002697 \cdot \cos(3 \cdot \Gamma) + 0,000148 \cdot \text{sen}(3 \cdot \Gamma)) \end{aligned} \quad (2.1)$$

donde, Γ , en radianes, viene dado por la expresión:

$$\Gamma = \frac{2 \cdot \pi \cdot (d_n - 1)}{365} \quad (2.2)$$

y d_n es el número de orden del día dentro del año.

Debido a que la eclíptica presenta una ligera excentricidad, la distancia entre el Sol y la Tierra varía a lo largo del año y sigue la Ecuación 2.3.

$$\begin{aligned} \varepsilon_o = \left(\frac{r_o}{r} \right)^2 = & 1,00011 - 0,034221 \cdot \cos(\Gamma) + 0,01280 \cdot \text{sen}(\Gamma) + \\ & + 0,000719 \cdot \cos(2 \cdot \Gamma) + 0,000077 \cdot \text{sen}(2 \cdot \Gamma) \end{aligned} \quad (2.3)$$

donde, Γ es el valor de la Ecuación 2.2, r es la distancia entre el Sol y la Tierra y r_o es el valor medio de la distancia entre ambos y de valor $1,496 \cdot 10^8 \text{ km}$.

Con las Ecuaciones 2.1 y 2.3 queda definida la posición del Sol respecto a la Tierra. El movimiento aparente del Sol, y del resto de astros, se debe a la rotación y traslación de la Tierra. Resulta más sencillo y de mayor utilidad para el estudio de la radiación solar suponer como se ha dicho anteriormente, que la Tierra se encuentra inmóvil y que el resto de astros giran en torno a ella describiendo órbitas sobre la superficie de una esfera centrada en la propia Tierra. Esta esfera se conoce como esfera o bóveda celeste.

Visto desde la Tierra sobre una superficie cualquiera el Sol parece recorrer cada día un arco sobre el horizonte saliendo por el Este y desapareciendo por el Oeste (ver Figura 2.5). La trayectoria que describen estos arcos depende de la latitud del punto de observación y del día del año considerado a través de la declinación solar. Para simplificar la mecánica del movimiento del Sol se supone que la declinación solar es invariable a lo largo de un día. Por tanto para conocer la posición del Sol en la esfera celeste son necesarias: latitud del lugar, declinación correspondiente al día en cuestión y la hora.

La posición de un punto en la esfera celeste queda determinado por dos ángulos que son:

- **Distancia cenital (θ_z)**, es la distancia angular formada entre la vertical del lugar en particular y la recta formada por el centro de la Tierra y un punto en la esfera celeste. Su ángulo complementario es la *elevación* (γ).

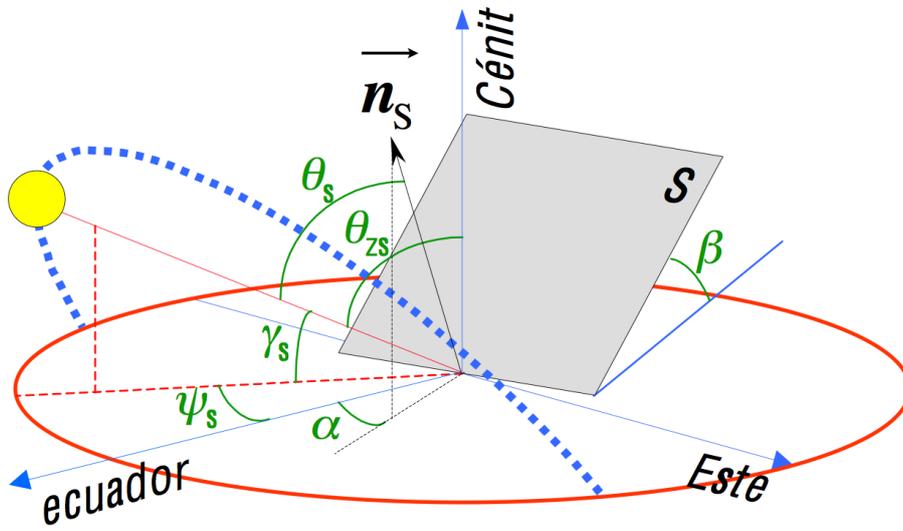


Figura 2.5: Posición del Sol en la esfera celeste.

- **Acimut** (ψ), es el ángulo existente entre dos planos que se cortan en la vertical del lugar y que contienen, respectivamente, al eje polar y al punto en cuestión de la esfera celeste.

Para el caso del Sol la distancia cenital (θ_{zs}) y el acimut (ψ_s) siguen las Ecuaciones 2.4 y 2.5.

$$\text{sen } \theta_{zs} = \text{sen } \delta \cdot \text{sen } \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega = \text{sen } \gamma_s \quad (2.4)$$

$$\cos \psi_s = \frac{\text{sen } \gamma_s \cdot \text{sen } \phi + \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \phi} \quad (2.5)$$

donde, γ_s es la elevación del Sol sobre el horizonte, ϕ es la latitud del lugar, δ es la declinación del día del año cuyo valor se obtiene según la Ecuación 2.1 y ω es la hora solar medida en grados cuyo valor se obtiene de la Ecuación 2.6.

$$\omega(\text{rad}) = \frac{15 \cdot \pi}{180} \cdot \left(TO - 12 + ET - AO - \frac{LH - LL}{15} \right) \quad (2.6)$$

donde, LL y LH son las longitudes local y del meridiano origen del huso horario correspondiente en grados (positivas hacia el este y negativas hacia el oeste del meridiano de Greenwich), AO es el adelanto oficial sobre el huso horario, TO es el tiempo oficial del lugar en horas y ET es la ecuación del tiempo que varía su valor según la Ecuación 2.7.

$$\begin{aligned}
 ET(\text{horas}) = & \left(\frac{229,18}{60} \right) \cdot (-0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(\Gamma) \\
 & - 0,032077 \cdot \text{sen}(\Gamma) - 0,014615 \cdot \cos(2 \cdot \Gamma) - 0,04089 \cdot \text{sen}(2 \cdot \Gamma)
 \end{aligned}
 \tag{2.7}$$

donde, el valor de Γ viene dado por la Ecuación 2.2.

Una vez descrito el movimiento y posición del Sol, ahora se está en condiciones de calcular las diferentes componentes de la radiación solar. En primer lugar, la **radiación extraterrestre** (B_O) se define como la radiación incidente sobre una superficie horizontal situada fuera de la atmósfera. Debido a que el movimiento de la Tierra alrededor del Sol es elíptico, la radiación extraterrestre varía su valor según la posición de la Tierra ya que la distancia entre ambos no es constante. La irradiación extraterrestre a lo largo de una hora (B_{Oh}) se calcula como indica la Ecuación 2.8.

$$B_{Oh}(0) = B_O \cdot \varepsilon_o \cdot \cos \theta_{zs} \tag{2.8}$$

donde, θ_{zs} es la distancia cenital correspondiente al instante central de esa hora, ε_o es la distancia entre el Sol y la Tierra que se calcula como se indica en la Ecuación 2.3 y B_O es la constante solar que se define como la irradiancia extraterrestre sobre una superficie normal a los rayos del Sol y situada en la atmósfera terrestre, su valor es igual a 1367 W/m^2 .

Una vez calculada la radiación extraterrestre se pueden estimar las componentes directa y difusa de la radiación horizontal (Liu and Jordan, 1960). Para hallar ambas componentes se parte de la radiación global y la radiación extraterrestre y se hace uso de dos relaciones: índice de claridad (K_T) y fracción de difusa (K_D). Estas relaciones se definen como indican las Ecuaciones 2.9 y 2.10. Los valores de K_T y K_D se encuentran entre 0 y 1.

$$K_T = \frac{G}{B_O} \tag{2.9}$$

$$K_D = \frac{D}{G} \tag{2.10}$$

A la vista de estas Ecuaciones, conociendo la relación entre K_T y K_D se puede calcular la componente de difusa. La radiación directa se obtiene sustrayendo la difusa a la global. Existen varias relaciones entre K_T y K_D disponibles en la literatura. Aunque, muchas de esas relaciones se han propuesto para varias localidades, presentan errores al comparar las medidas para la localidad en concreto y su valor teórico (Lorenzo et al., 1994). También existen diferentes correlaciones entre ambos índices según el periodo de tiempo que se maneje. En el presente Trabajo Fin de Máster se dispone de datos tipo AMT de valores horarios de irradiación por lo que se utilizarán correlaciones horarias entre ambos índices.

Las correlaciones horarias utilizadas han sido dos, la de Macagnan y la de Erbs. La correlación de Macagnan ha sido diseñada a partir de datos de la ciudad de Madrid y por lo tanto tiene mayor exactitud en esta zona (ver Ecuación 2.11) (Lorenzo et al., 1994). La correlación de Erbs ha sido diseñada a partir de medidas en diferentes puntos del globo y por ello puede ser empleada en un gran número de localidades, aunque su exactitud es menor que las correlaciones desarrolladas para lugares en concreto (ver Ecuación 2.12) (Erbs et al., 1982). Por lo general el problema de la predicción de la componente difusa de la irradiación horaria es difícil de resolver debido a que es de carácter meteorológico, pero aún así las correlaciones anteriormente mencionadas no presentan grandes errores.

$$K_D = \begin{cases} 0,996 + 0,00424 \cdot K_T - 0,586 \cdot K_T^2 & \text{si } K_T < 0,2 \\ 1,11 - 0,203 \cdot K_T - 2,52 \cdot K_T^2 + 0,617 \cdot K_T^3 + 1,063 \cdot K_T^4 & \text{si } 0,2 \leq K_T < 0,7 \\ -0,0169 - 0,99 \cdot K_T + 1,63 \cdot K_T^2 & \text{si } K_T \geq 0,7 \end{cases} \quad (2.11)$$

$$K_D = \begin{cases} 1 - 0,094 \cdot K_T & \text{si } K_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604 \cdot K_T + 4,388 \cdot K_T^2 - 16,638 \cdot K_T^3 + 12,336 \cdot K_T^4 & \text{si } 0,22 < K_T \leq 0,8 \\ 0,165 & \text{si } K_T \geq 0,8 \end{cases} \quad (2.12)$$

donde, K_T y K_D toman el valor que indican las Ecuaciones 2.13 y 2.14.

$$K_T = \frac{G_h(0)}{B_{Oh}(0)} \quad (2.13)$$

$$K_D = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \quad (2.14)$$

Como resultado, las componentes directa y difusa horizontales se calculan como:

$$D_h(0) = G_h(0) \cdot K_D \quad (2.15)$$

$$B_h(0) = G_h(0) - D_h(0) \quad (2.16)$$

Sin embargo, las correlaciones de las Ecuaciones 2.11 y 2.12 requieren de dos correcciones motivadas por valores anómalos de K_T cuando la radiación incidente es muy pequeña. Esta modificación se encuentra descrita en la Ecuación 2.17.

$$G_h(0) = B_h(0) = D_h(0) = 0 \text{ si } \begin{cases} K_T < 0; K_T > 0,9 \\ K_T > 0,7 \text{ y } G_h(0) < 200 \text{ Wh/m}^2 \end{cases} \quad (2.17)$$

Hasta aquí sólo se han hallado las componentes de la radiación solar sobre un plano horizontal. Sin embargo, y como se muestra en la Figura 2.5, los sistemas fotovoltaicos se encuentran en una superficie inclinada β grados respecto de la horizontal y orientada α grados respecto del sur en el hemisferio norte o respecto del norte en el hemisferio sur.

Para el caso de la componente directa el método de cálculo es inmediato a partir de su equivalente sobre una superficie horizontal y se encuentra descrito en la Ecuación 2.18.

$$B_h(\alpha, \beta) = \frac{B_h(0)}{\cos \theta_{zs}} \cdot \max(0, \cos \theta_s) \quad (2.18)$$

donde, $B_h(0)$ es la irradiación directa horaria sobre una superficie horizontal, θ_{zs} es la distancia cenital solar y θ_s es el ángulo de incidencia solar formado por la normal a la superficie y los rayos solares (ver Ecuación 2.19)

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & \text{sen } \delta \cdot \text{sen } \phi \cdot \cos \beta - \text{sen } \delta \cdot \cos \phi \cdot \text{sen } \beta \cdot \cos \alpha + \\ & + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \text{sen } \phi \cdot \text{sen } \beta \cdot \cos \alpha \cdot \cos \omega + \\ & + \cos \delta \cdot \text{sen } \alpha \cdot \text{sen } \omega \cdot \text{sen } \beta \end{aligned} \quad (2.19)$$

Una vez calculada la irradiación directa, se calcula a continuación la irradiación difusa sobre una superficie arbitrariamente orientada. En el presente Trabajo Fin de Máster se ha utilizado el modelo de Pérez (Perez et al., 1986, 1987), que es un método completo aunque también complejo y además está pensado para intervalos cortos de tiempo, de una hora o menos.

El modelo de Perez se basa en dos componentes básicos. El primero de ellos es la división del hemisferio celeste en tres regiones, mostradas en la Figura 2.6. Perez supone que todo el cielo tiene una radiación de fondo que es isotrópica. A esta radiación de fondo le superpone las procedentes de una región circunsolar de forma circular y una banda horizontal. Dentro de cada región la radiación es continua. Esta configuración tiene en cuenta las dos fuentes principales de anisotropía en la radiación difusa: la dispersión de los rayos directos del Sol por aerosoles y la dispersión de la luz cerca del horizonte².

²Estos dos fenómenos no guardan relación alguna con la radiación directa ni la reflejada por el suelo, pese a proceder de las mismas regiones del cielo.

y a y c representan el ángulo sólido de la región circunsolar vista respectivamente desde la superficie inclinada y desde la horizontal.

En la Ecuación 2.21, los tres términos entre corchetes representan por este orden: la radiación de fondo (D_{ISO}), la circunsolar (D_{CS}) y la procedente del horizonte (D_{HOR}). Para calcular los coeficientes k_3 y k_4 según el modelo de Perez (Perez et al., 1987) se utilizan las Ecuaciones 2.22 y 2.23.

$$k_3 = k_{31}(\varepsilon) + k_{31}(\varepsilon) \cdot \Delta + k_{31}(\varepsilon) \cdot \theta_{zs} \quad (2.22)$$

$$k_4 = k_{41}(\varepsilon) + k_{41}(\varepsilon) \cdot \Delta + k_{41}(\varepsilon) \cdot \theta_{zs} \quad (2.23)$$

donde, $\Delta = \frac{D(0)}{B_O \cdot \cos \theta_{zs}}$ y los valores de los distintos k_{ij} dependen de ε y sus valores se encuentran recogidos en la Tabla 2.1

Intervalo de ε	k_{31}	k_{32}	k_{33}	k_{41}	k_{42}	k_{43}
1,000–1,056	−0,011	0,748	−0,080	−0,048	0,073	−0,024
1,056–1,253	−0,038	1,115	−0,109	−0,023	0,106	−0,037
1,253–1,586	0,166	0,909	−0,179	0,062	−0,021	−0,050
1,586–2,134	0,419	0,646	−0,262	0,140	−0,167	−0,042
2,134–3,230	0,710	0,025	−0,290	0,243	−0,511	−0,004
3,230–5,980	0,857	−0,370	−0,279	0,267	−0,792	0,076
5,980–10,080	0,734	−0,073	−0,228	0,231	−1,180	0,199
10,080–∞	0,421	−0,661	0,097	0,119	−2,125	0,446

Tabla 2.1: Coeficientes para el modelo de Perez.

En cuanto a los términos a y c , que representan el ángulo sólido de la región circunsolar vista respectivamente desde la superficie inclinada y desde la horizontal, se calculan según se indica en las Ecuaciones 2.24 y 2.25.

$$a = 2 \cdot (1 - \cos \xi_1) \cdot \chi_c \quad (2.24)$$

$$c = 2 \cdot (1 - \cos \xi_1) \cdot \chi_h \quad (2.25)$$

donde, ξ_1 es el semiángulo de la región circunsolar y χ_c y χ_h son dos funciones auxiliares que se definen como se indican en las Ecuaciones 2.26 y 2.27.

$$\chi_c = \begin{cases} 0 & \text{si } \theta_s > \frac{\pi}{2} + \xi_1 \\ \psi_c \cdot \psi_h \cdot \text{sen}(\psi_c \cdot \xi_1) & \text{si } \frac{\pi}{2} + \xi_1 \geq \theta_s \geq \frac{\pi}{2} - \xi_1 \\ \psi_h \cdot \cos \theta_s & \text{si } \theta_s < \frac{\pi}{2} - \xi_1 \end{cases} \quad (2.26)$$

$$\chi_h = \begin{cases} \psi_h \cdot \text{sen}(\psi_h \cdot \xi_1) & \text{si } \theta_{zs} > \frac{\pi}{2} - \xi_1 \\ \cos \theta_{zs} & \text{si } \theta_{zs} \leq \frac{\pi}{2} - \xi_1 \end{cases} \quad (2.27)$$

donde, θ_s es el ángulo de incidencia sobre la superficie escogida, θ_{zs} es la distancia cenital solar, ξ_1 es el semiángulo de la región circunsolar y ψ_c y ψ_h son otras dos funciones cuyos valores se hallan en las Ecuaciones 2.28 y 2.29.

$$\psi_c = \frac{\frac{\pi}{2} - \theta_s + \xi_1}{2 \cdot \xi_1} \quad (2.28)$$

$$\psi_h = \begin{cases} \frac{\frac{\pi}{2} - \theta_{zs} + \xi_1}{2 \cdot \xi_1} & \text{si } \theta_{zs} > \frac{\pi}{2} - \xi_1 \\ 1 & \text{si } \theta_{zs} \leq \frac{\pi}{2} - \xi_1 \end{cases} \quad (2.29)$$

Por último, para el cálculo de la radiación reflejada o de albedo sobre una superficie arbitrariamente orientada se considera el suelo como una superficie horizontal, lisa, infinita y de reflectividad constante. La reflectividad del suelo depende de su composición, siendo el valor de 0,2 el más frecuente para suelos “normales”. Valores superiores a este corresponderían a superficies de color claro más reflectantes, por ejemplo, una superficie pintada de blanco tiene una reflectividad de aproximadamente 0,8. La radiación de albedo horaria sobre una superficie arbitrariamente orientada se calcula como se indica en la Ecuación 2.30.

$$Al_h(\alpha, \beta) = \frac{1}{2} \cdot G_h(0) \cdot (1 - \cos \beta) \cdot \rho \quad (2.30)$$

donde, $G_h(0)$ es la irradiación global horaria sobre una superficie horizontal, β es el ángulo de inclinación de la superficie y ρ es la reflectividad del suelo.

Finalmente, una vez halladas todas las componentes sobre una superficie arbitrariamente orientada la irradiación global horaria es la suma de cada una de las componentes (ver Ecuación 2.31).

$$\begin{aligned} G_h(\alpha, \beta) &= B_h(\alpha, \beta) + D_h(\alpha, \beta) + Al_h(\alpha, \beta) = \\ &= B_h(\alpha, \beta) + D_{h,ISO}(\alpha, \beta) + D_{h,CS}(\alpha, \beta) + D_{h,HOR}(\alpha, \beta) + Al_h(\alpha, \beta) \end{aligned} \quad (2.31)$$

Sin embargo, hay que realizar unas modificaciones a la radiación solar incidente debido a dos factores principalmente, las sombras que pueda presentar la instalación y a la modificación del ángulo de incidencia debido a la suciedad que presentan los módulos. En cuanto a las pérdidas de radiación por sombras se cuantifican por medio de un factor multiplicativo a cada una de las componentes de la radiación solar denominado factor de sombras (FS), pero en el presente Trabajo Fin de Máster se ha considerado que no hay ninguna sombra que afecte al sistema por lo que el FS será igual a 1 en todos los casos. Las pérdidas angulares (MAI) se cuantifican como otro factor multiplicativo a cada una de las componentes de la radiación. Para modelar estas pérdidas se ha utilizado el modelo descrito en Martin and Ruiz (2001). Finalmente, la Ecuación 2.32 muestra la irradiación solar global horaria corregida con los factores antes mencionados.

$$\begin{aligned}
G_h(\alpha, \beta) = & B_h(\alpha, \beta) \cdot FS_B \cdot MAI_B + D_{h,ISO}(\alpha, \beta) \cdot FS_{D_{ISO}} \cdot MAI_{D_{ISO}} + \\
& + D_{h,CS}(\alpha, \beta) \cdot FS_{D_{CS}} \cdot MAI_{D_{CS}} + D_{h,HOR}(\alpha, \beta) \cdot FS_{D_{HOR}} \cdot MAI_{D_{HOR}} + \\
& A_h(\alpha, \beta) \cdot FS_{Al} \cdot MAI_{Al}
\end{aligned} \tag{2.32}$$

donde, FS_X es el factor de sombras para la componente X de la radiación solar cuyos valores son iguales a 1 por estar libre de sombras, MAI_B y $MAI_{D_{CS}}$ son los modificadores de ángulo de incidencia para las componentes directa y difusa circunsolar de la radiación solar cuyos valores se obtienen según la Ecuación 2.33, $MAI_{D_{ISO}}$ y $MAI_{D_{HOR}}$ son los modificadores de ángulo de incidencia para las componentes difusa isotrópica y difusa del horizonte de la radiación solar cuyos valores se obtienen según la Ecuación 2.34 y MAI_{Al} es el modificador de ángulo de incidencia para la radiación del albedo cuyo valor se obtiene de la Ecuación 2.35.

$$MAI_B = MAI_{D_{CS}} = f_{suc} \cdot \left(1 - \frac{\exp\left(\frac{-\cos\theta_s}{a_r}\right) - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)} \right) \tag{2.33}$$

$$\begin{aligned}
MAI_{D_{ISO}} = MAI_{D_{HOR}} = & f_{suc} \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{c_1}{a_r} \cdot \left(\text{sen}\beta + \frac{\pi - \beta - \text{sen}\beta}{1 + \cos\beta} \right) \right) \right. \\
& \left. - \frac{c_2}{a_r} \cdot \left(\text{sen}\beta + \frac{\pi - \beta - \text{sen}\beta}{1 + \cos\beta} \right)^2 \right)
\end{aligned} \tag{2.34}$$

$$MAI_{DAL} = f_{suc} \cdot \left(1 - \exp \left(-\frac{c_1}{a_r} \cdot \left(\text{sen } \beta + \frac{\beta - \text{sen } \beta}{1 - \cos \beta} \right) - \frac{c_2}{a_r} \cdot \left(\text{sen } \beta + \frac{\beta - \text{sen } \beta}{1 - \cos \beta} \right)^2 \right) \right) \quad (2.35)$$

donde, f_{suc} es el grado de suciedad que tienen los módulos³, θ_s es el ángulo de incidencia, β es el ángulo de inclinación de los módulos, a_r es el coeficiente de pérdidas angulares cuyo valor es $a_r = -1,23 \cdot f_{suc} + 1,403$, y c_1 y c_2 son dos parámetros auxiliares para el ajuste de las ecuaciones cuyos valores son $c_1 = \frac{4}{3\pi}$ y $c_2 = -0,561 \cdot f_{suc} + 0,494$.

2.1.1.2. Características de la instalación

El sistema fotovoltaico que se ha utilizado en este Trabajo Fin de Máster se caracteriza por encontrarse situado en Madrid cuyas coordenadas geográficas concretas son $40,45^\circ$ de latitud y $-3,78^\circ$ de longitud. El emplazamiento de la instalación se encuentra en el hemisferio norte por lo que la orientación óptima es sur ($\alpha = 0^\circ$) y la inclinación con la que se ha dotado a los paneles ha sido de $\beta = 35^\circ$. Dicho emplazamiento se encuentra libre de sombras por lo que el FS es 1.

Los módulos que forman parte de la instalación son de silicio cristalino y su composición es de vidrio-tedlar. Dichos módulos presentan una potencia en Condiciones Estándar de Medida⁴ (CEM) de $P_m^* = 100 W_p$. De esta manera la potencia total del generador varía de $100 W_p$ en $100 W_p$ con añadir o quitar módulos. Estos módulos presentan una Temperatura de Operación Nominal de Célula ($TONC$) de $47^\circ C$ y un coeficiente de variación de la potencia con la temperatura $\gamma = -0,4 \%/^\circ C$. Se ha utilizado la hipótesis de que estos módulos presenten poca suciedad por lo que $f_{suc} = 0,98$.

Sin embargo, las condiciones de trabajo de los módulos rara vez son las CEM por lo tanto la potencia máxima de un módulo en condiciones distintas de las CEM se calcula como indica la Ecuación 2.36.

$$P_m = P_m^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot (1 - \gamma \cdot (T_c - T^*)) \quad (2.36)$$

donde, P_m^* es la potencia en CEM, G es la irradiancia incidente sobre el módulo, G^* es la irradiancia en CEM de valor $1000 W/m^2$, γ es el coeficiente de variación de potencia con la temperatura de valor $-0,4 \%/^\circ C$, T^* es la temperatura en CEM que es igual a $25^\circ C$ y T_c

³Se calcula de forma experimental hallando la reducción de la corriente de cortocircuito del módulo cuando presenta suciedad. Valores típicos de este factor son de 0,98 cuando hay suciedad moderada y 0,92 cuando la suciedad es alta.

⁴Irradiancia incidente de $1000 W/m^2$ y temperatura de $25^\circ C$.

es la temperatura de célula a la cual se encuentran el módulo y se calcula como indica la Ecuación 2.37.

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20^\circ C}{800 W/m^2} \quad (2.37)$$

donde, T_a es la temperatura ambiente, G es la irradiancia incidente sobre el módulo y $TONC$ es la temperatura de operación nominal de célula de valor $47^\circ C$.

Entonces la potencia máxima del generador es la que se indica en la Ecuación 2.38.

$$P_{m,G} = N_p \cdot N_s \cdot P_m \cdot f_{disp} \cdot (1 - V_{l,DC}) \quad (2.38)$$

donde, N_p es el número de módulos en paralelo, N_s es el número de módulos en serie, P_m es la potencia máxima por módulo, f_{disp} es el factor de dispersión de los módulos que indica cuánto se parecen unos a otros, para este caso se considerará que vale 1 siendo todos los módulos iguales y $V_{l,DC}$ son las caídas de tensión de la interconexión de módulos que se supondrán de 1% y engloba todas las pérdidas en DC.

La potencia que suministran los módulos es en continua por lo que es necesario incluir un inversor en la instalación. El inversor seleccionado utiliza la tecnología “transformerless” (TL) o sin transformador consiguiendo mayor eficiencia de conversión. Sin embargo, como la potencia total del generador es variable la potencia que puede suministrar el inversor también debe variar. A efectos del dimensionado del inversor se ha utilizado el factor de dimensionado del inversor (F_{DI}) que relaciona la potencia nominal del generador con la potencia máxima del inversor (ver Ecuación 2.39), de esta manera queda fijada la potencia del inversor según el tamaño del generador. El valor elegido para F_{DI} es de 0,9 de esta manera se sobredimensiona ligeramente el generador con respecto al inversor, lo que optimiza su funcionamiento en términos energéticos anuales (Caamaño-Martín, 1998).

$$P_{max,I} = F_{DI,max} \cdot P_{m,G} = 0,9 \cdot P_{m,G} \quad (2.39)$$

Una vez fijada la potencia del inversor es necesario calcular su eficiencia de conversión para obtener la potencia a su salida. La eficiencia de un inversor se calcula como indica la Ecuación 2.40.

$$\eta(p_o) = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + \text{pérdidas}} = \frac{p_o}{p_o + (k_0 + k_1 \cdot p_o + k_2 \cdot p_o^2)} \quad (2.40)$$

donde, P_{out} es la potencia de salida, P_{in} es la potencia de entrada, p_o es la potencia salida normalizada con respecto de su valor máximo $p_o = \frac{P_{out}}{P_{max,I}}$, k_0 representa las pérdidas denominadas “de autoconsumo”, independientes de la potencia de operación,

cuyo valor representativo para la tecnología TL es de $k_0 = 0,52\%$, k_1 representa las pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación, cuyo valor para la tecnología manejada es de $k_1 = 1,01\%$ y k_2 representa las pérdidas que dependen cuadráticamente de la potencia de operación, de valor $k_2 = 2,10\%$

Conociendo la potencia proveniente del generador, la potencia de salida se calcula entonces como:

$$\eta(p_o) = \frac{\frac{P_{out}}{P_{max,I}}}{\frac{P_{in}}{P_{max,I}}} = \frac{p_o}{p_i}; \quad (2.41)$$

$$p_o = p_i \cdot \eta(p_o) = p_i \cdot \frac{p_o}{p_o + (k_0 + k_1 \cdot p_o + k_2 \cdot p_o^2)}$$

Despejando de la Ecuación 2.41 la potencia de salida normalizada y resolviendo se obtiene en la Ecuación 2.42 la potencia de salida.

$$P_{out} = P_{max,I} \cdot \frac{-(1 + k_1) + \sqrt{(1 + k_1)^2 - 4 \cdot k_2 \cdot (k_0 - p_i)}}{2 \cdot k_2} \quad (2.42)$$

Cabe resaltar que si la potencia de entrada normalizada es menor que el autoconsumo del inversor la salida será cero ($p_i < k_0 \Rightarrow P_{out} = 0$). De esta forma ya se tiene la potencia en alterna que se genera para las características descritas en esta Sección. Por último, falta considerar un factor de caídas de tensión para la parte AC que será de $0,5\%$ en la que se tienen en cuenta pérdidas de toda la parte AC para el sistema fotovoltaico. Entonces el valor final de P_{PV} definido en la Figura 2.2 se obtiene según la Ecuación 2.43.

$$P_{PV} = P_{max,I} \cdot \frac{-(1 + k_1) + \sqrt{(1 + k_1)^2 - 4 \cdot k_2 \cdot (k_0 - \frac{P_{m,G}}{P_{max,I}})}}{2 \cdot k_2} \cdot (1 - V_{l,AC}) \quad (2.43)$$

donde, $P_{m,G}$ es la potencia máxima del generador, que se calcula según la Ecuación 2.38, y $V_{l,AC}$ son las caídas de tensión de la parte AC.

2.1.2. Demanda de usuario

Para modelar la demanda se han utilizado tres tipos distintos de perfiles de carga, que podemos separar en dos clases diferenciadas: doméstico, cuya potencia contratada es menor de $15 kW$, y comercial, cuya potencia contratada es mayor de $15 kW$.

Los perfiles utilizados para modelar el comportamiento de un usuario doméstico han sido dos perfiles de carga distintos: el primero es el proporcionado por Red Eléctrica de España⁵ (ver Figura 2.7) y el segundo es un perfil de carga real formado por los consumos típicos de un hogar español (ver Figura 2.9).

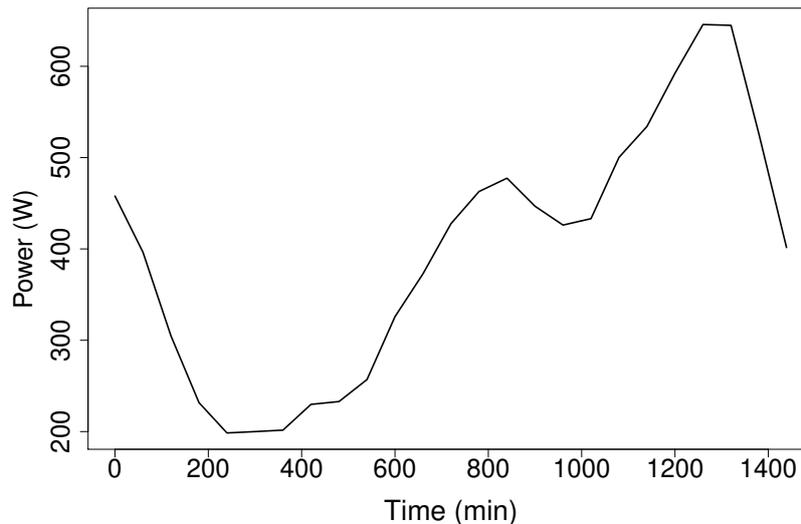


Figura 2.7: Perfil de consumo de Red Eléctrica de España para un usuario doméstico, con un consumo diario de $10 kWh$.

El perfil proporcionado por Red Eléctrica de España es un perfil de demanda agregada de las diferentes cargas que se utilizan en hogares o puntos de medida con un único periodo tarifario. El total de los perfiles se encuentran normalizados con respecto al consumo anual por lo que para obtener el perfil de demanda diario se ha desnormalizado el conjunto de perfiles para que en media por día se tenga un consumo aproximado de $10 kWh$ típico de un hogar con nivel de electrificación medio-elevado (Castillo-Cagigal et al., 2011). El consumo de los diferentes electrodomésticos y demás aparatos que demandan electricidad sigue aproximadamente la distribución presentada en la Figura 2.8, desarrollado en de Almeida et al. (2011), en el que se ha realizado un estudio en diferentes lugares de Europa para determinar la distribución de consumos de un usuario doméstico.

⁵Fuente: http://www.ree.es/operacion/simel_perfil_consumo.asp

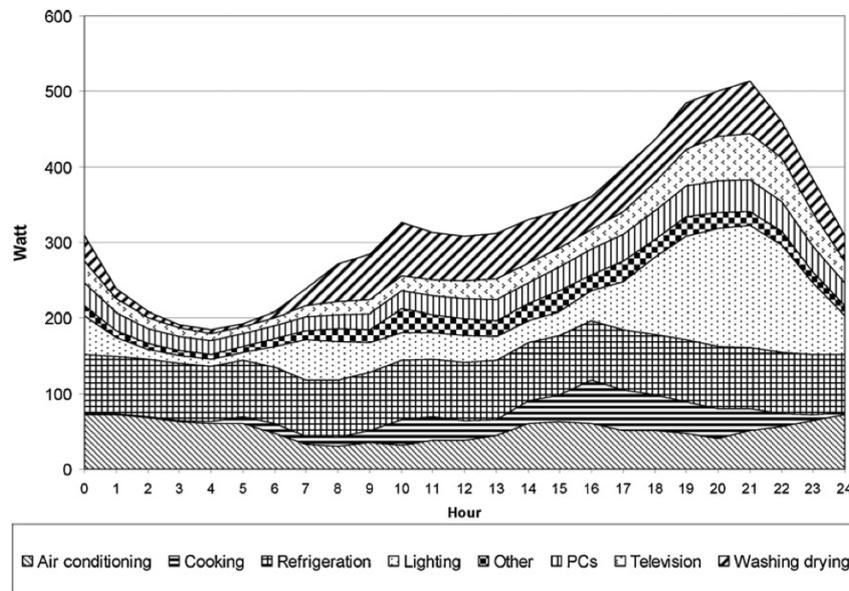


Figura 2.8: Distribución de la demanda de un hogar europeo típico (de Almeida et al., 2011).

El segundo perfil de consumo doméstico considerado es el de un usuario en concreto, no el agregado del conjunto de usuarios. Este perfil está constituido por los electrodomésticos típicos de un hogar con nivel de electrificación medio-elevado (ver Tabla 2.2). Del conjunto de electrodomésticos disponibles se han definido dos tipos principales de consumos debido a la naturaleza de los electrodomésticos y a la capacidad de control por parte de un agente externo al usuario (Castillo et al., 2011):

- **No Diferible:** Son consumos que deben ser ejecutados instantáneamente bajo orden del usuario. Este tipo de órdenes son tales como: encender la luz, encender la vitrocerámica o apagar el televisor.
- **Diferible:** Son consumos los cuales permiten desplazamientos temporales y que por tanto pueden ser objeto de estrategias de gestión de la demanda eléctrica. 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.

En la Figura 2.9 se puede apreciar que al final del día se produce un aumento en la demanda en la que se sitúan los consumos relacionados con la demanda diferible superpuestos a aquellos consumos no diferibles que tienen lugar en el mismo momento.

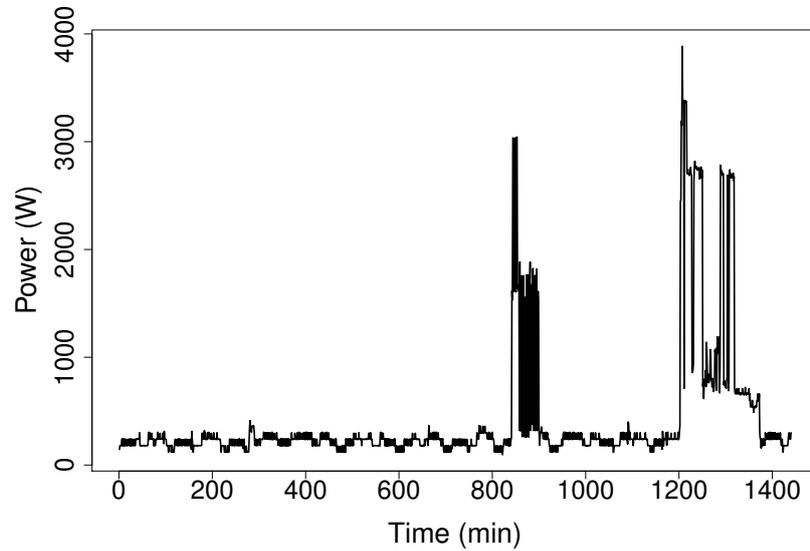


Figura 2.9: Perfil de consumo de un único usuario.

Electrodoméstico	Consumo (Wh/día)	Porcentaje del total (%)
<i>Diferible</i>		
Lavadora	785.92	6.95
Secadora	962.6	8.5
Lavavajillas	693.6	6.13
Total (diferible)	2442.12	21.6
<i>No diferible</i>		
Luces	1302	11.5
Cocina	1255.15	11.1
Frigorífico	616.73	5.4
Ordenadores y electrodomésticos de entretenimiento (TV,DVD,etc.)	5694	50.03
Total (No diferible)	8867.88	78.4
Total	11310	100

Tabla 2.2: Consumo diario típico de un hogar.

Por último, el perfil de demanda de un usuario comercial es un perfil obtenido también de Red Eléctrica de España y por tanto, se trata de un perfil de demanda agregada

de las diferentes cargas que se utilizan en un comercio o puntos de medida con tres periodos tarifarios⁶. El conjunto de perfiles se encuentra también normalizado con respecto al consumo anual por lo que para obtener el perfil de demanda diario se ha desnormalizado el conjunto de perfiles para que en media por día se tenga un consumo aproximado de 50 kWh (SMA Solar Technology, 2010a). En la Figura 2.10 se muestra el perfil de consumo para un usuario comercial de un día del año, como se puede apreciar en dicha Figura se produce un máximo de demanda absoluto por la mañana y un máximo relativo por la tarde. En el caso de un comercio es difícil aplicar cualquier técnica de gestión de la demanda debido a que todos sus consumos son no diferibles ya que se utilizan durante las horas de trabajo, sin embargo, la instalación de un generador fotovoltaico podría cubrir el consumo del usuario comercial desde el máximo absoluto de consumo hasta el máximo relativo que se produce por la tarde coincidiendo con el horario laboral de gran parte del sector comercial.

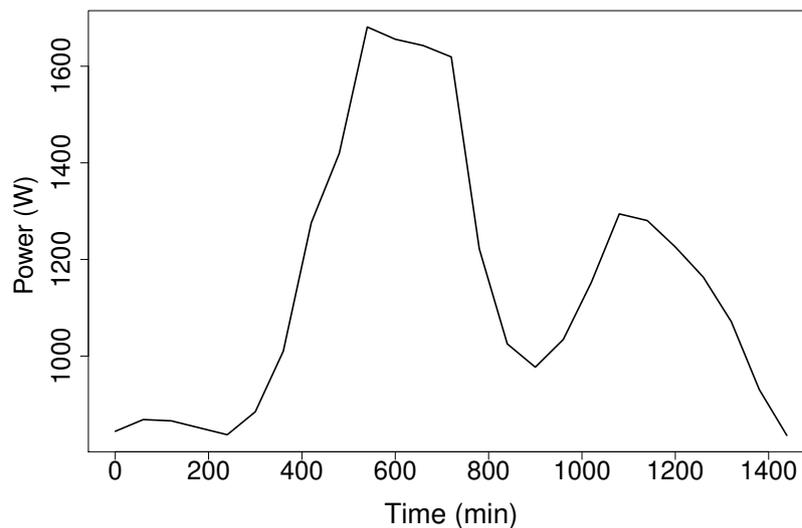


Figura 2.10: Perfil de consumo de Red Eléctrica de España para un usuario comercial con un consumo diario medio de 50 kWh .

2.1.3. Sistema de acumulación

En los sistemas conectados a red 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

⁶Fuente: http://www.ree.es/operacion/simel_perfil_consumo.asp

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 demanda de la red descargando baterías cuando la potencia consumida sobrepasaba un determinado umbral (Wagner, 1997).

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 el presente Trabajo Fin de Máster se ha utilizado como sistema de almacenamiento la combinación de un inversor de batería de 5 kW de potencia nominal (“Sunny Backup 5000”) con una batería de plomo ácido de 6 kWh de capacidad. Para el sistema de estudio se ha utilizado la energía proveniente de la batería como un sistema de apoyo que entrega energía a las cargas cuando la electricidad proveniente del generador fotovoltaico no es suficiente para cubrir el consumo y que únicamente se carga con electricidad excedente del generador, por lo tanto no existe intercambio energético entre el sistema de acumulación y la red eléctrica.

El modelo utilizado para simular el comportamiento de la batería está basado en el cálculo de su estado de carga (*SoC*) contabilizando los amperios hora que entran y salen de la batería. Este modelo es muy conveniente para este Trabajo Fin de Máster debido a que únicamente se quieren analizar los flujos de energía de la batería. Se ha incluido también en el modelo de la batería su rendimiento farádico (η_c , ver Ecuación 2.44) que es la relación entre la cantidad de corriente (Ah) extraída durante un proceso de descarga y la cantidad de corriente necesaria para restablecer el estado de carga previo (Lorenzo et al., 1994).

$$\eta_c = 1 - \exp \left[\frac{20,73 \cdot (SoC - 1)}{\frac{I}{I_{10}} + 0,55} \right] \quad (2.44)$$

donde, *SoC* es el estado de carga de la batería, *I* es la cantidad de corriente extraída en Ah e *I*₁₀ es la cantidad de corriente en Ah para un régimen de descarga de 10 horas. De esta Ecuación puede observarse que $\eta_c = 1$ cuando el *SoC* < 0,7 mientras que a plena carga $\eta_c = 0$.

La potencia que se le suministra a la batería así como la potencia que ésta entrega es de naturaleza continua por lo que con la topología de bus AC mencionada en la Sección 2.1 es necesario la introducción de un inversor para la batería. El inversor utilizado es el Sunny Backup 5000, el cual posee dos limitadores de corriente como se indica en la Figura 2.2, permitiendo aislar la batería del sistema completo o aislando la generación fotovoltaica y la red eléctrica de la batería y las cargas. Estos inversores presentan las opciones que se

muestran en la Figura 2.11.

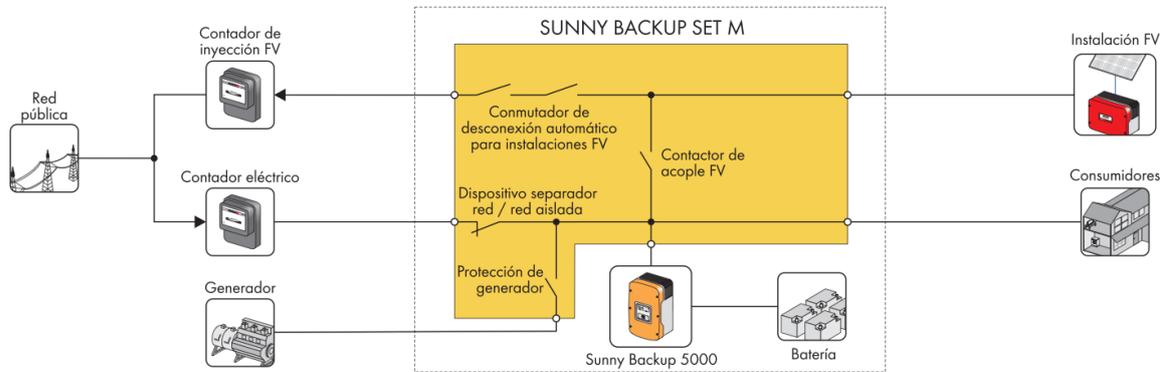


Figura 2.11: Esquema de funcionamiento del Sunny Backup.

El inversor que conecta la batería con el sistema presenta una eficiencia que puede modelarse como la eficiencia de un inversor fotovoltaico aplicando la Ecuación 2.40. Para este caso los valores de los parámetros característicos del inversor cuando se carga la batería son $k_0 = 0,23\%$, $k_1 = 1,03\%$ y $k_2 = 9,08\%$ mientras que para descarga son $k_0 = 0,27\%$, $k_1 = 1,58\%$ y $k_2 = 6,19\%$, todos ellos medidos en Porro (2010).

Sin embargo, para realizar el intercambio de energía con la batería y manejar ambos limitadores de corriente se diseñó un controlador específico para manejar los flujos de potencia de la batería y conseguir el objetivo principal de autoconsumir la energía generada (Castillo, 2010). El controlador realiza un seguimiento de los flujos de potencia de la vivienda y con ellos actúa sobre los limitadores de corriente presentes en el inversor de batería. El controlador utilizado dispone de tres estados: sobrecarga, autónomo y sobredescarga. La transición entre cada uno de los estados depende del SoC .

La Ecuación 2.45 muestra el cambio entre los diferentes estados y de manera gráfica se puede visualizar en la Figura 2.12:

$$\begin{aligned}
 & Si \ SoC \geq 95\% \rightarrow \text{Sobrecarga} \\
 & Si \ 25\% < SoC < 95\% \rightarrow \text{Autónomo} \\
 & Si \ SoC < 20\% \rightarrow \text{Sobredescarga}
 \end{aligned} \tag{2.45}$$

Cada estado se define como:

- En el estado “sobrecarga” la batería muestra un elevado nivel de carga. Se vierte electricidad fotovoltaica excedente generada en la vivienda y las baterías pasan, si es necesario, a suministrar la electricidad necesaria a las cargas provocando su descarga

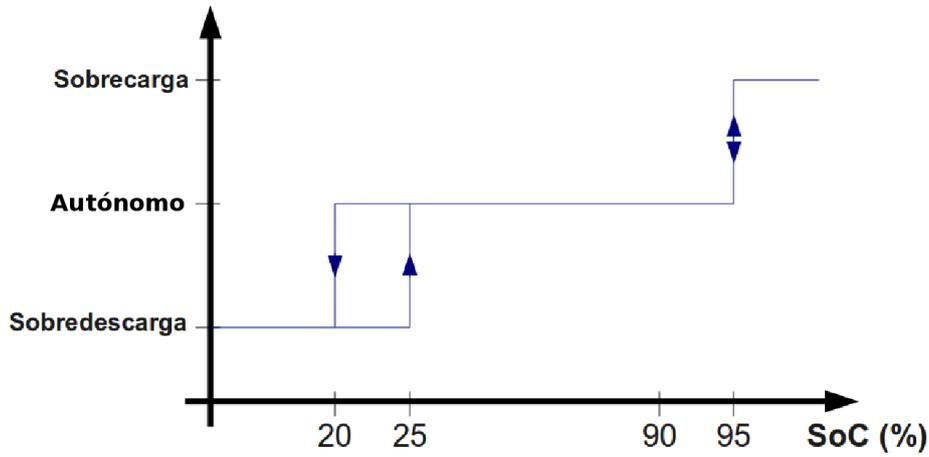


Figura 2.12: Estados de funcionamiento del controlador.

y por tanto se pasa al modo “autónomo”. El comportamiento energético se encuentra descrito en la Ecuación 2.46.

$$\begin{aligned} \text{Si } P_L \leq P_{PV} &\rightarrow P_{Bat} = f(\text{SoC}); P_{Grid} = P_{PV} - P_L - f(\text{SoC}); P_{PV,L} = P_L \\ \text{Si } P_L > P_{PV} &\rightarrow P_{Bat} = P_L - P_{PV}; P_{Grid} = 0; P_{PV,L} = P_{PV} \end{aligned} \quad (2.46)$$

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

$$\begin{aligned} \text{Si } 95\% < \text{SoC} < 96\% &\rightarrow f(\text{SoC}) = (1 - M \times (\text{SoC} - 95)) \times (P_{PV} - P_L) \\ \text{Si } \text{SoC} > 96\% &\rightarrow f(\text{SoC}) = M \times (P_{PV} - P_L) \end{aligned} \quad (2.47)$$

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. $f(\text{SoC})$ permite suavizar la curva de potencia almacenada en batería y por tanto la respuesta del sistema.

- En el modo “autónomo” la vivienda se encuentra conectada a la red pero se comporta como un sistema aislado en el que la batería suministra la energía a las cargas. A continuación se describen las ecuaciones que rigen los flujos de potencia en este estado:

$$\begin{aligned} P_{Grid} &= 0 \\ \text{Si } P_L \leq P_{PV} &\rightarrow P_{Bat} = P_L - P_{PV}; P_{PV,L} = P_L \\ \text{Si } P_L > P_{PV} &\rightarrow P_{Bat} = P_L - P_{PV}; P_{PV,L} = P_{PV} \end{aligned} \quad (2.48)$$

- En el estado “sobredescarga”, la red suministra la electricidad demandada por las cargas en caso de no haber suficiente generación local, además la batería pasa a

recargarse con el excedente de generación fotovoltaica. La Ecuación que describe su comportamiento energético es la siguiente:

$$\begin{aligned} Si P_L \leq P_{PV} &\rightarrow P_{Grid} = 0; P_{Bat} = P_L - P_{PV}; P_{PV,L} = P_L \\ Si P_L > P_{PV} &\rightarrow P_{Grid} = P_{PV} - P_L; P_{Bat} = 0; P_{PV,L} = P_{PV} \end{aligned} \quad (2.49)$$

2.2. Simulador

Para el presente Trabajo Fin de Máster se ha desarrollado una herramienta software que implementa todo el sistema descrito. El simulador se ha realizado en el lenguaje de programación C++, que es un lenguaje orientado a objetos. El programa se ha hecho totalmente modular utilizando clases distintas para cada una de las diferentes partes que lo integran, permitiendo de este modo una escalabilidad total y generar diferentes modos de operación sin más que añadir nuevas clases. Para su compilación se ha utilizado las herramientas proporcionadas por “autotools”⁷. De esta forma y gracias a las herramientas facilitadas por “autotools” se crean librerías de los diferentes módulos siendo accesibles por el programa principal.

El objetivo principal del simulador es poder realizar pruebas de diferente duración (diarias, mensuales, anuales, etc.) con diferentes configuraciones energéticas para distintos usuarios tipo. De esta manera se puede estudiar la evolución del comportamiento energético del sistema ante variaciones de determinados parámetros del mismo.

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 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. Sin embargo, para este Trabajo Fin de Máster se mantendrán constantes los parámetros establecidos en la Sección 2.1.3.

⁷Autotools es un conjunto de herramientas producido por el proyecto GNU. Estas herramientas están diseñadas para ayudar a crear paquetes de código fuente portable a varios sistemas Unix.

La estructura del simulador está compuesta de:

- El experimento (*experiment.cpp*) donde se define el entorno de la simulación mediante un fichero que contiene los parámetros de simulación.
- El simulador (*simulator.cpp*) que crea los elementos necesarios para la simulación y es el encargado de ejecutar en cada tiempo de simulación lo que consiste el experimento.
- La vivienda o edificio (*building.cpp*) formada por todos aquellos elementos que componen el sistema eléctrico descrito en la Sección 2.1.
- El usuario (*userdemand.cpp*) es la clase encargada de establecer la demanda del usuario.
- La red eléctrica (*grid.cpp*), esta clase suministra o recibe potencia según sean los flujos de energía dentro del edificio.
- El sistema de almacenamiento (*storage.cpp*) que está a su vez formado por el inversor de batería (*batinverter.cpp*), el controlador de batería (*batcontrol.cpp*) y la batería (*battery.cpp*) encargados de funcionar como sistema de apoyo.
- El sistema fotovoltaico (*pvsystem.cpp*) en el que se encuentran todos los elementos descritos en la Sección 2.1.1: módulos fotovoltaicos (*module.cpp*) que se conectan entre sí formando un campo o array (*pvfield.cpp*) que a su vez está conectado a un inversor (*pvinverter.cpp*) y en conjunto forman el generador fotovoltaico (*pvgenerator.cpp*). Dentro de esta clase también se encuentra el modelo de radiación solar descrito en la Sección 2.1.1.1 (*solarradiation.cpp*).
- El controlador de la demanda (*demandcontroller.cpp*), que se encarga de aplicar técnicas de gestión de la demanda para el desplazamiento de cargas diferibles.

En la Figura 2.13 se presenta la estructura del simulador mediante un diagrama de bloques, cada bloque representa una clase distinta y la inclusión de un bloque en el interior de otro indica las relaciones de pertenencia de las distintas clases.

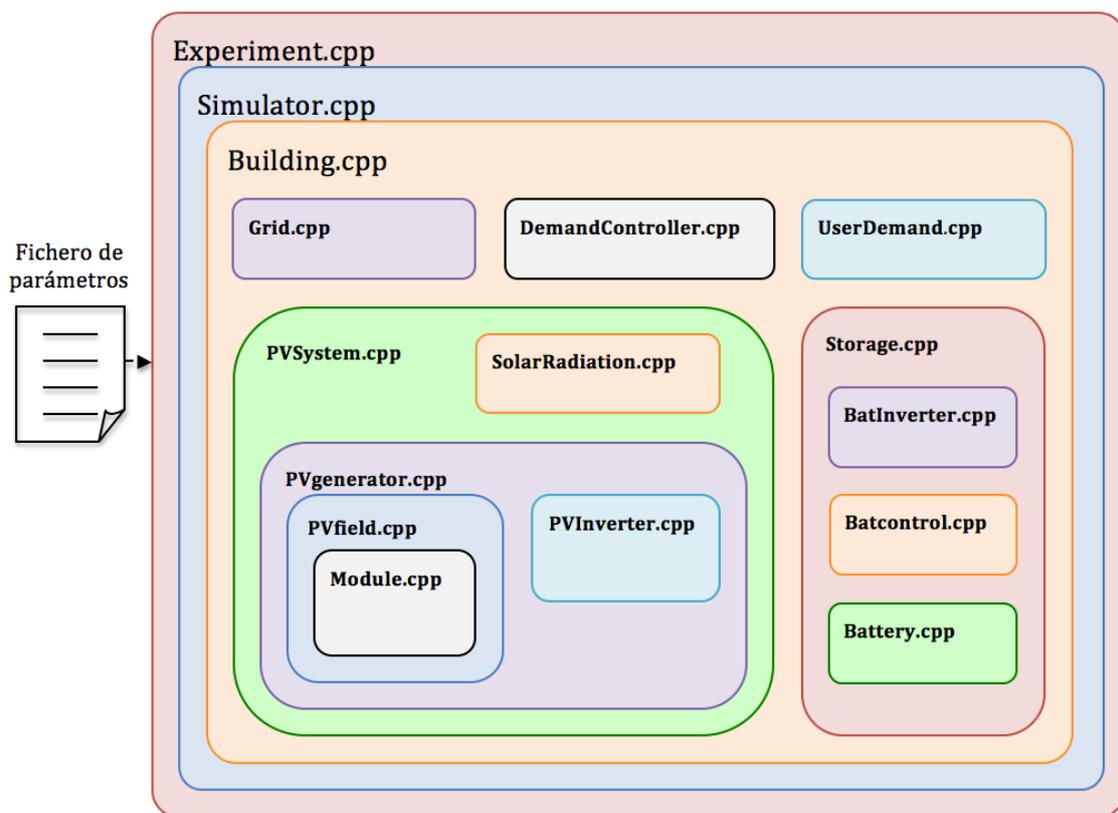


Figura 2.13: Estructura simulador.

Capítulo 3

Análisis del autoconsumo

Si una vivienda consumiera su propia electricidad fotovoltaica, ésta ahorraría la cantidad equivalente que hubiera pagado si hubiese consumido esa electricidad de la red. En este caso la paridad de red esta prevista para el 2013-2014 en varios países europeos (Bhandari and Stadler, 2009). Si esta vivienda intenta vender esta electricidad a la red recibirá el precio de venta en ese momento (que sería el del mercado libre en un escenario sin primas) y por lo tanto la paridad de red esta prevista en el 2023-2024. Por lo tanto aumentando el consumo local de la energía generada podrá ser alcanzada la paridad de red en un menor plazo. Este hecho junto a la bajada de las primas de inyección fotovoltaica a red sugiere que se exploren nuevos modos de funcionamiento, como el autoconsumo de la energía generada localmente, para ampliar la utilización de generación distribuida fotovoltaica y aprovecharse de sus beneficios. Además están surgiendo diferentes incentivos para promocionar el autoconsumo en lugar de la inyección a la red de la energía generada (SMA Solar Technology, 2010a,b; Jefatura de Estado, 2011). Debido a la complejidad del escenario actual es necesario evaluar las posibilidades que ofrece un generador a la hora de autoconsumir su energía.

En este Capítulo se expondrá un criterio para el diseño de una instalación basado en el nivel de autoconsumo que se quiera conseguir. Para ello se definirán en la Sección 3.1 los conceptos de autoconsumo y factor de carga para el estudio de los flujos de potencia definidos en el Capítulo 2.

3.1. Autoconsumo y carga de red

En el desarrollo del Trabajo Fin de Máster se han definido dos factores para evaluar el comportamiento energético del sistema eléctrico bajo estudio descrito en el Capítulo 2 y sus diferentes configuraciones.

El primer factor es el factor de autoconsumo (ξ) que se define 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. De esta manera, se independiza 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. Hay que tener en cuenta que el autoconsumo está definido en términos de energía y no de potencia, por lo tanto las ecuaciones que lo definen se referirán a un periodo de tiempo finito. En la Ecuación 3.1 se presenta la definición del factor de autoconsumo.

$$\xi_x = \frac{E_{PV,L} + E_{Bat,L}}{E_x} \quad (3.1)$$

donde, $E_{Bat,L}$ es la energía extraída de la batería que consumen las cargas, E_x es la energía por la que queremos normalizar, que puede ser la energía generada localmente ($E_G = E_{PV} + E_{Bat,L}$) o la energía consumida (E_L) y $E_{PV,L}$ es la energía generada que consumen directamente la cargas y que se define como indica la Ecuación 3.2.

$$E_{PV,L} = \int_T (\min(P_{PV}(t), P_L(t)))dt \quad (3.2)$$

donde, $P_{PV}(t)$ es la potencia fotovoltaica generada a lo largo del periodo de tiempo T y $P_L(t)$ es la potencia consumida durante el periodo de tiempo T .

El factor de autoconsumo se puede normalizar con respecto a la electricidad generada (ver Ecuación 3.3) o con respecto a la electricidad demandada (ver Ecuación 3.4). En caso de que el sistema completo disponga únicamente de generación fotovoltaica y no de sistema de almacenamiento entonces la energía generada será $E_G = E_{PV}$ y $E_{Bat,L} = 0$. Cada uno de los factores anteriores tienen distintos significados, pero ambos sirven para comparar distintos usuarios que poseen diferentes instalaciones y tengan diferentes consumos.

$$\xi_G = \frac{E_{PV,L} + E_{Bat,L}}{E_G} \quad (3.3)$$

$$\xi_L = \frac{E_{PV,L} + E_{Bat,L}}{E_L} \quad (3.4)$$

El factor de autoconsumo normalizado con respecto a la demanda o autoconsumo de carga (ξ_L) representa el grado de independencia que el usuario dispone con respecto de la red. Puesto que la suma de $E_{PV,L}$ y $E_{Bat,L}$ dependen de la demanda, el numerador nunca puede ser mayor que la energía demandada por lo que el rango de valores que puede tomar ξ_L es $\xi_L \in [0, 1]$. De esta manera un usuario cuya demanda es suplida completamente con fuentes de generación de energía locales tendría un factor de autoconsumo de $\xi_L = 1$ esto

ocurre por ejemplo, con una instalación aislada. Por el contrario cuando $\xi_L = 0$ significa que no hay generación ni sistema de almacenamiento, este es el caso de un vivienda convencional.

En cuanto al factor de autoconsumo normalizado con respecto a la energía generada o autoconsumo de generación (ξ_G) representa el rendimiento del conjunto formado por el sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento para abastecer la demanda de un usuario. Debido a que la suma $E_{PV,L}$ y $E_{Bat,L}$ dependen de la generación, su suma nunca puede ser mayor que el total de energía generada siendo el rango de valores que puede tomar $\xi_G \in [0, 1]$. Así pues, el valor de $\xi_G = 1$ sólo se da cuando la generación suple completamente la demanda (es el caso de una instalación autónoma) o cuando se ajusta la demanda a la generación y no se produce ningún excedente. Mientras que un valor de $\xi_G = 0$ significa que no se autoconsume nada sino que se exporta toda la generación o que no hay ninguna fuente de energía local. Cuanto más cerca a 1 sea el valor de ξ_G indica que generador y sistema de almacenamiento se ajustan más a la demanda, mientras que cuanto más lejos de la unidad se encuentre indica que es mayor el excedente de energía generada, y por tanto que el sistema está sobredimensionado con respecto a la demanda.

El segundo factor utilizado para el análisis energético del sistema es el factor de carga de red (γ) y se define en el punto de conexión entre el usuario y la red eléctrica a la que está conectado dicho usuario. Este factor se define para estudiar el efecto de la potencia instantánea que se puede importar de la red eléctrica, y la energía que se importa y exporta de ésta. Antes de dar la definición de cada uno de los parámetros es necesario definir cómo se calcula la potencia de la red eléctrica ($P_{Grid}(t)$) según el sistema eléctrico descrito en el Capítulo 2. Así pues la potencia de red, $P_{Grid}(t)$, se define como la potencia generada menos la potencia demandada (ver Ecuación 3.5), de esta manera la red queda de sistema de apoyo que proporciona energía cuando las fuentes locales no pueden abastecer a la demanda y recibe energía cuando se produce excedente de la misma.

$$P_{Grid}(t) = P_{PV}(t) - P_L(t) + P_{Bat}(t) = P_G(t) - P_L(t) \quad (3.5)$$

donde, $P_{PV}(t)$ es la potencia fotovoltaica generada por la instalación en un instante de tiempo t , $P_L(t)$ es la potencia demandada por las cargas en un instante de tiempo t y $P_{Bat}(t)$ es la potencia que entrega (signo positivo) o recibe la batería (signo negativo) en un instante de tiempo t .

Definido el flujo de potencia de la red, ahora se puede definir el factor de carga de red con respecto a la potencia como el uso que un usuario realiza de la potencia contratada a la compañía distribuidora eléctrica, es decir, el máximo de la potencia importada de la red en un periodo de tiempo, normalizado con respecto a la potencia contratada (ver Ecuación 3.6).

$$\gamma_P = \left| \frac{P_{Grid,min}}{P_{cont}} \right| \quad (3.6)$$

donde, $P_{Grid,min}$ es el pico de potencia demandada a la red en un intervalo de tiempo determinado y P_{cont} es la potencia contratada a la compañía eléctrica distribuidora.

El parámetro γ_P si se encuentra contenido en $\gamma_P \in [0, 1]$ indica que la potencia que se demanda está por debajo de la contratada y que la red es capaz de suministrar la potencia requerida. Sin embargo, si estuviera por encima de 1 se incumpliría el contrato, actuando las protecciones y dejando sin suministro hasta que desaparezca el consumo excesivo y se puedan rearmar las protecciones. Este parámetro sirve como criterio de dimensionamiento para la potencia contratada para una vivienda con las características del sistema estudiado.

El factor de carga en energía mide los intercambios de energía que se producen entre la red eléctrica y la instalación del usuario. De esta manera se han distinguido entre la energía importada y exportada a la red. El factor de carga de la energía importada se encuentra definido en la Ecuación 3.7 y el factor de carga de la energía exportada se encuentra definido en la Ecuación 3.8. Debido a la definición del sistema eléctrico, realizada en el Capítulo 2, la energía exportada únicamente es la energía generada por el sistema fotovoltaico puesto que entre batería y red no se produce ningún tipo de intercambio de energía.

$$\gamma_{E_{L,Grid}} = \frac{\left| \int_T P_{Grid}(t) dt \right|}{\int_T P_L(t) dt} \quad \text{siendo } P_{Grid}(t) \leq 0 \quad (3.7)$$

$$\gamma_{E_{PV,Grid}} = \frac{\int_T P_{Grid}(t) dt}{\int_T P_{PV}(t) dt} \quad \text{siendo } P_{Grid}(t) > 0 \quad (3.8)$$

Los parámetros $\gamma_{E_{L,Grid}}$ y $\gamma_{E_{PV,Grid}}$ toman valores entre 0 y 1 puesto que la energía de la red puede ser igual a la energía demandada total o a la energía exportada total. En el caso de que $\gamma_{E_{L,Grid}} = 1$ no se produce ningún tipo de autoconsumo de la electricidad generada localmente y todo se importa de la red, mientras que si $\gamma_{E_{PV,Grid}} = 1$ toda la generación local se está exportando a la red. Cuando uno de los factores γ_E es igual a uno o ambos a la vez no se produce ningún tipo de autoconsumo, sin embargo, cuando este valor es distinto de 1 se está produciendo autoconsumo de la energía generada localmente. En caso de que $\gamma_{E_{L,Grid}} = 0$ quiere decir que todo es autoconsumido y si $\gamma_{E_{PV,Grid}} = 0$ significa que no se produce ningún excedente de energía por lo que todo se autoconsume.

3.2. Estudios de factor autoconsumo y factor de carga

En esta Sección se explicarán los estudios llevados a cabo con los factores definidos en la Sección 3.1. Las simulaciones realizadas en este Trabajo Fin de Máster son simulaciones en las que se calcula el valor del factor correspondiente para un periodo de tiempo anual.

Como datos de entrada para todas las simulaciones se ha utilizado un generador fotovoltaico de las características descritas en la Sección 2.1.1 cuya potencia nominal es variable. Cabe resaltar que los datos de radiación global horizontal son datos de un *AMT* para la Comunidad de Madrid. Los perfiles de usuario son los definidos en la Sección 2.1.2. En cuanto al sistema de almacenamiento primeramente se ha realizado un estudio del efecto sin almacenamiento y posteriormente se ha incorporado su utilización, las características del sistema de almacenamiento se encuentran descritas en la Sección 2.1.3.

En la Sección 3.2.1 se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para el cálculo del factor de autoconsumo y en la Sección 3.2.2 se presentan los resultados obtenidos en las simulaciones para el cálculo del factor de carga de red.

3.2.1. Simulaciones del factor de autoconsumo

Las simulaciones realizadas tratan de evaluar el autoconsumo que se puede conseguir para distintos usuarios, con distintos tamaños de generador y con la posibilidad de incluir un sistema de almacenamiento o no. En todas las simulaciones primero se ha estudiado el efecto de un autoconsumo natural, es decir, sin modificar el perfil de demanda de un usuario. Y a continuación mediante técnicas de GDE que consisten en el desplazamiento de determinados porcentajes de la demanda diferible se estudiará el efecto en el autoconsumo. Por último, se ha añadido un sistema de almacenamiento sólo en el caso de disponer del perfil de un único usuario doméstico, por las mayores ventajas que presenta para este tipo de usuarios la posibilidad de aprovechar indirectamente la generación local.

3.2.1.1. Simulación 1: Perfiles REE

En esta Sección se ha llevado a cabo el estudio del factor de autoconsumo para los perfiles de carga de REE, de la Sección 2.1.2, tanto doméstico como comercial sin sistema de almacenamiento sólo con energía proveniente de la generación fotovoltaica. Las simulaciones para cada tamaño de generador tienen como resultado el factor de autoconsumo anual.

En primer lugar se ha estudiado el autoconsumo natural para un usuario doméstico y otro comercial. En la Figura 3.1 se representan las potencias consumidas y generadas por cada tipo usuario de un día del año para ilustrar en qué consiste el autoconsumo natural. El

tamaño del generador empleado ha sido de $P_{nom,g} = 4 kW_p$. Se puede apreciar la diferencia de potencias consumidas de ambos usuarios y la diferencia de los picos de consumo.

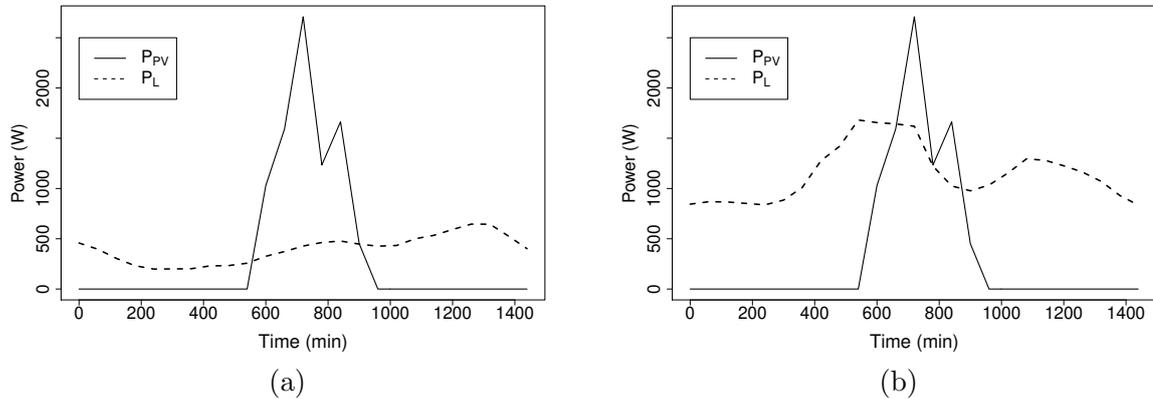
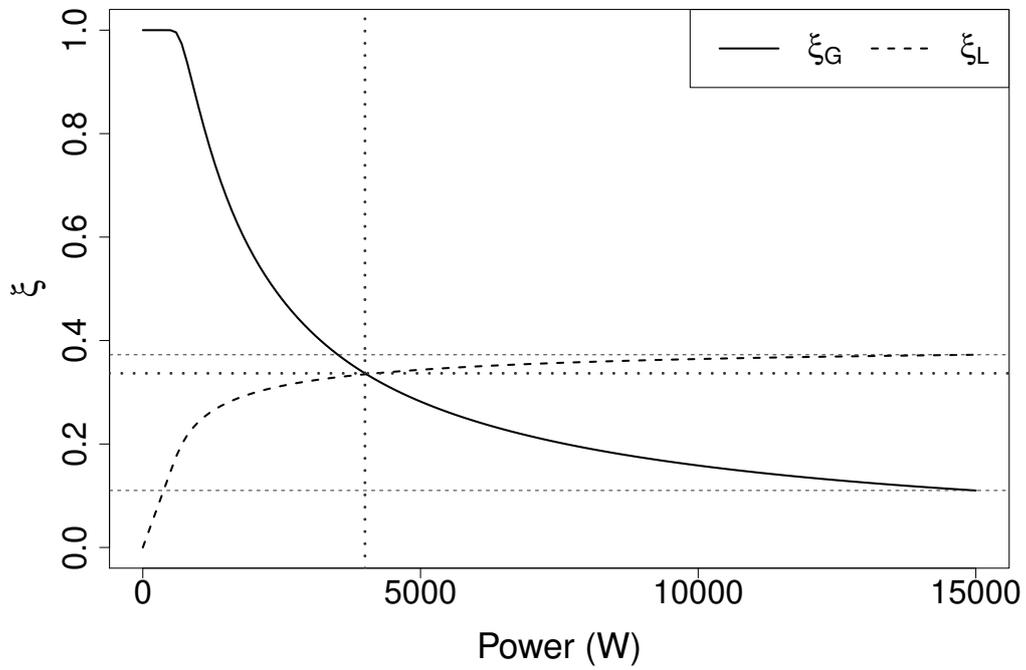
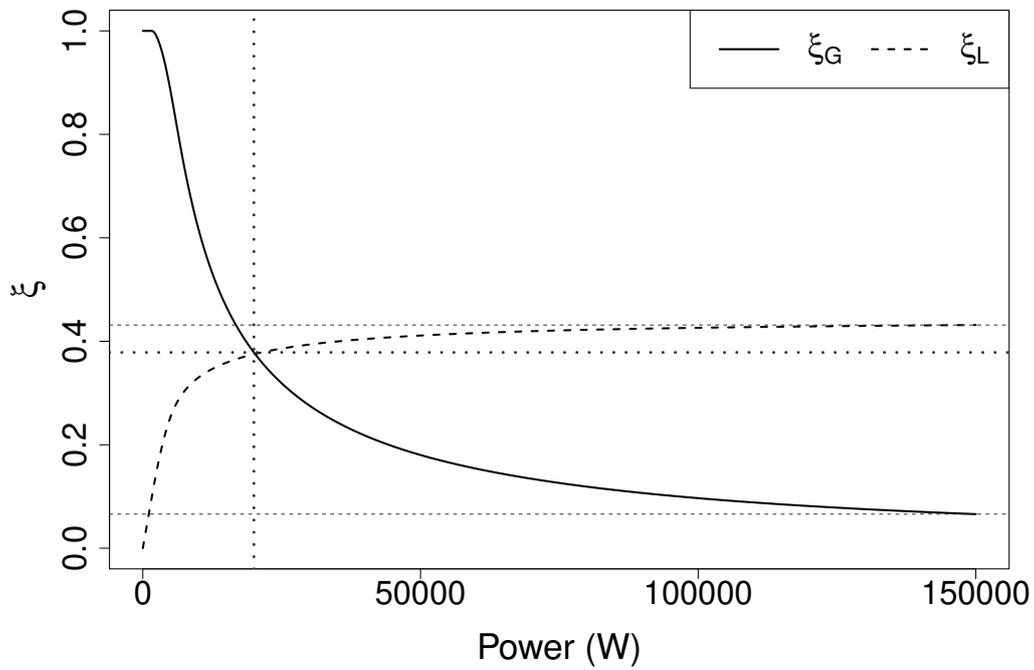


Figura 3.1: Potencias fotovoltaica y consumida para un día del año de: (a) un usuario doméstico y (b) un usuario comercial.

El resultado de las simulaciones del factor de autoconsumo anual tanto de carga como de generación para el usuario doméstico y el usuario comercial se encuentra en la Figura 3.2, donde el eje de abscisas representa la potencia nominal de cada generador y el eje de ordenadas el factor de autoconsumo. La tendencia que se puede apreciar de estas gráficas es que el aumento del tamaño de generador produce un incremento del autoconsumo y mayor es la cantidad de energía exportada, por eso ξ_L crece mientras que ξ_G decrece al estar sobredimensionando el generador con respecto a la demanda.



(a)



(b)

Figura 3.2: Factor de autoconsumo anual: (a) usuario doméstico y (b) usuario comercial.

Se observa también un punto de corte entre el factor de autoconsumo de generación y el factor de autoconsumo de la demanda tanto en la Figura 3.2 (a) como en la Figura 3.2 (b). Interpretando las expresiones matemáticas de ambos factores (ver Ecuaciones 3.3 y 3.4), este punto de corte significa que la energía demandada en términos anuales es igual a la energía generada en términos anuales. Para el caso de un usuario doméstico este punto se alcanza con un tamaño de generador aproximado de $P_{nom,g} = 4 kW_p$ y un factor de autoconsumo de $\xi_L = \xi_G = 0,34$ y para un usuario comercial este punto de corte se produce para una potencia nominal de generador aproximada de $P_{nom,g} = 20 kW_p$ y un factor de autoconsumo de $\xi_L = \xi_G = 0,38$. La relación entre el tamaño de generador para el usuario doméstico considerado con respecto al comercial es de 5 que es la misma proporción que guardan sus consumos eléctricos diarios, el doméstico consume $10 kWh$ mientras que el comercial $50 kWh$.

En la Figura 3.2 para el factor ξ_G se puede ver que para tamaños muy pequeños de generador entrega toda su energía para que sea autoconsumida mientras que cuando el tamaño de generador se hace mayor, también es mayor el excedente de energía. Para tamaños de generador muy grandes ξ_G tiende a un valor de 0,11 para el caso doméstico y de 0,06 para el caso comercial. Mientras que para el factor ξ_L ocurre lo contrario para generadores pequeños aunque se autoconsume toda su energía generada no son capaces de abastecer toda la demanda y se alcanza un límite al que el factor tiende cuando se utilizan potencias de generador mayores, este límite para un usuario doméstico es de 0,37 y para un usuario comercial es de 0,43. De aquí se desprende que sólo con autoconsumir de manera natural la energía generada, ésta no se aprovecha in-situ totalmente ni siquiera llega a cubrir la demanda anual de un usuario, por tanto es necesario utilizar técnicas para mejorar este factor.

Una de las técnicas que ayudan a mejorar el factor de autoconsumo de la demanda es la GDE. El sistema de GDE planteado en el presente Trabajo Fin de Máster consiste en un sistema de Gestión Activa de la Demanda, el cual adapta la curva de consumo al patrón diario de generación fotovoltaica (ver Figura 3.3). El objetivo de la GDE no es tanto reducir el consumo neto de electricidad sino modificar su curva de potencia. Se podrá modificar la curva de consumo siempre que exista algún consumo diferible. En la vivienda de un usuario doméstico existen electrodomésticos que pueden variar su periodo de funcionamiento, pero para un usuario comercial es más difícil debido a que en horario de trabajo existen pocos consumos que se puedan desplazar. Como consecuencia a partir de aquí sólo se utilizará el perfil de usuario doméstico.

Para aplicar la GDE se ha definido un porcentaje de energía consumida diferible, en concreto se han simulado para una GDE con 10 %, 20 % y 30 % de energía diferible. Se ha establecido un porcentaje para desplazar la demanda debido a que no se tiene información precisa de la energía ni la duración concreta de los electrodomésticos que posee un usuario genérico, pero dichos estudios realizados con consumos domésticos típicos muestran que

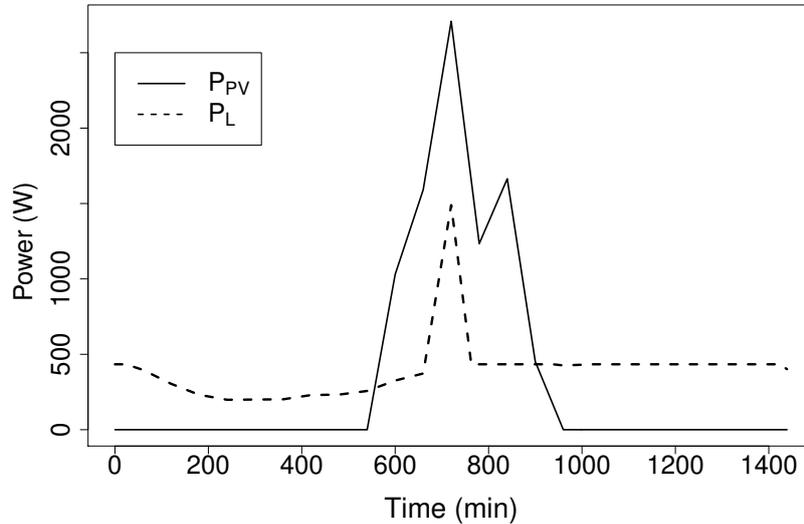


Figura 3.3: Potencias fotovoltaica y consumida para un día del año con GDE.

dichos porcentajes son razonables (Castillo et al., 2011). Estos porcentajes dependen de las características concretas de cada electrodoméstico y la implicación de cada usuario con la eficiencia energética. En la Figura 3.4 se encuentran los resultados de la simulación.

En la Figura 3.4 se puede observar cómo mejoran ambos factores de autoconsumo, ya que al desplazar el consumo al horario de generación hay menos excedente fotovoltaico que verter a la red y mayor es el porcentaje de energía demandada que se satisface mediante fuentes locales. El punto en el que se cortan ambos factores tienen aproximadamente como potencia nominal de generador $4 kW_p$. Los resultados del factor de autoconsumo para este punto en concreto así como el máximo ξ_L que se puede alcanzar y el mínimo ξ_G se encuentran recogidos en la Tabla 3.1. Como puede observarse la GDE mejora la cantidad de energía que puede autoconsumirse llegando en algunos casos a ser de más de la mitad de la energía que genera. De esta manera se podría considerar que la GDE tiene un funcionamiento equivalente a un sistema de almacenamiento capaz de suplir hasta casi un 20 % la demanda en el mejor de los casos.

	$\xi(4 kW_p)$	$\xi_{L,max}$	$\xi_{G,min}$
Autoconsumo natural	0,34	0,37	0,11
GDE 10 %	0,41	0,44	0,13
GDE 20 %	0,46	0,50	0,15
GDE 30 %	0,52	0,55	0,17

Tabla 3.1: Resultados del factor de autoconsumo con sistema de GDE.

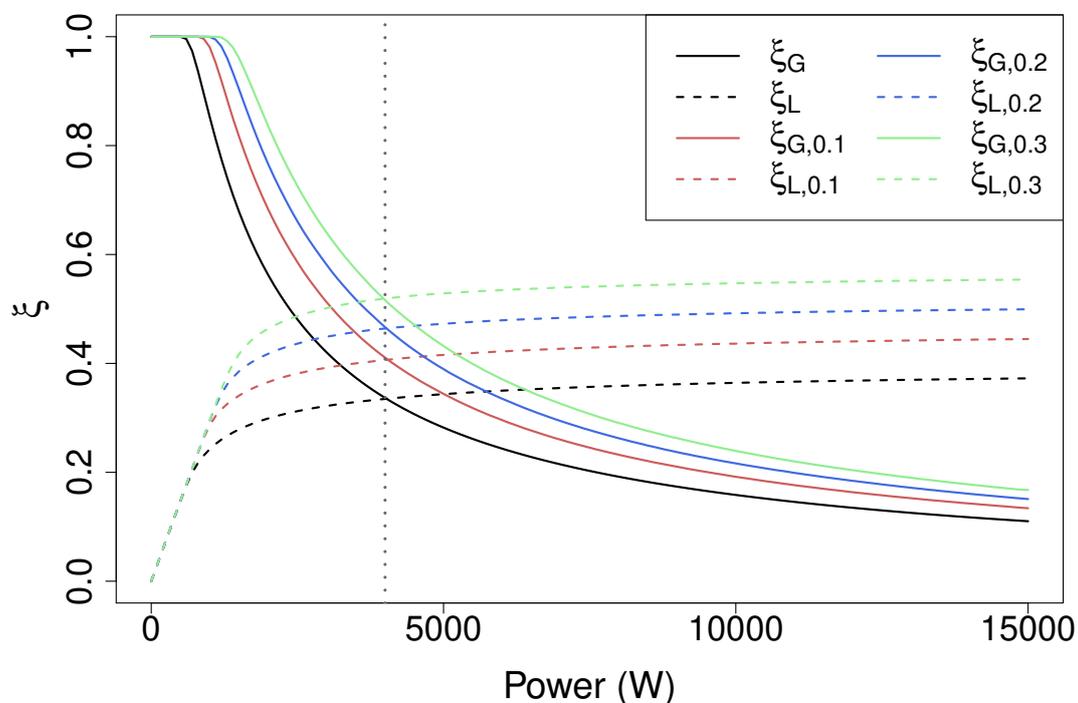


Figura 3.4: Factor de autoconsumo anual: en negro para autoconsumo natural, en rojo para GDE con 10% de energía diferible, en azul para GDE con 20% de energía diferible y en verde para GDE con 30% de energía diferible.

Las simulaciones llevadas a cabo con estos usuarios tipo han proporcionado información general sobre la cantidad de energía que podría autoconsumirse mediante generación local. Sin embargo, los perfiles de usuario utilizados así como la GDE implementada han sido técnicas demasiado genéricas por lo planteado en este estudio se decide continuar con un perfil de usuario doméstico real, presentado en la Sección 2.1.2, para obtener datos concretos para un consumo real de una vivienda particular.

3.2.1.2. Simulación 2: Perfil usuario doméstico real

Las simulaciones llevadas a cabo en esta Sección han utilizado el perfil real de un usuario doméstico (ver Sección 2.1.2), el cual dispone de unos electrodomésticos cuya energía es diferible, mientras que otra parte de su consumo está representada por cargas no diferibles.

Los estudios llevados a cabo con este perfil de usuario han abarcado en una primera fase, una vivienda sin ningún sistema de almacenamiento, evaluando en primer lugar el autoconsumo producido de manera natural y después realizando diversas técnicas de GDE.

El sistema de GDE utilizado en estas simulaciones consiste en un sistema de Gestión Activa de la Demanda que actúa sobre las cargas diferibles desplazándolas en el eje temporal en base a un criterio energético. Se han utilizado dos criterios energéticos, uno consiste en la maximización del autoconsumo y el otro en aplanar el perfil de consumo, rellenando para ello el valle de demanda agregada. Conviene destacar que el sistema de GDE no permite el solapamiento de cargas, de manera que éstas son ejecutadas de manera secuencial.

Para el criterio de maximización del autoconsumo es necesario utilizar una predicción o un indicativo de la generación fotovoltaica del día siguiente, con el objeto de poder desplazar las cargas consiguiendo la maximización del consumo de energía generada por fuentes locales (Castillo-Cagigal et al., 2011). Para este sistema de GDE se han utilizado dos perfiles de predicción, uno es el que puede encontrarse en el Real Decreto 661/2007 (RD 661) (Jefatura de Estado, 2007b) y el otro es la utilización del perfil de generación real como perfil de predicción (equivalente a predecir la generación sin error alguno). De esta manera se pueden evaluar las diferencias en el uso de uno u otro.

El otro criterio de GDE de rellenado del valle de la demanda agregada consiste en consumir energía en los valles de demanda, de manera que aunque no se esté autoconsumiendo la energía local se puede estar consumiendo electricidad de la red eléctrica en un periodo de tiempo en que es más barata, lo que puede suponer una ventaja de garantía de suministro además del consecuente ahorro. Añadir que los periodos valle coinciden en gran medida con los periodos de generación eólica. En este caso para que el sistema de GDE pueda desplazar las cargas diferibles al valle es necesario información de la red eléctrica, de la cual se dispone ya que se tienen perfiles de demanda agregada. El sistema de GDE en este caso localizará el mínimo de consumo de la demanda agregada y colocará las cargas en el mínimo.

En la Figura 3.5 (a) se observan los flujos de potencia en caso de no desplazar la demanda de usuario, es un ejemplo para un caso de la simulación del cálculo de autoconsumo natural. En las Figuras 3.5 (b) y (c) se observa el sistema de GDE con el objetivo de maximización de autoconsumo para este caso se puede observar como varía ligeramente el tiempo al que se ha desplazado la carga por utilizar distintos perfiles de predicción perfiles. Y por último en la Figura 3.5 (d) se encuentra un ejemplo de actuación del sistema de GDE con desplazamiento al valle.

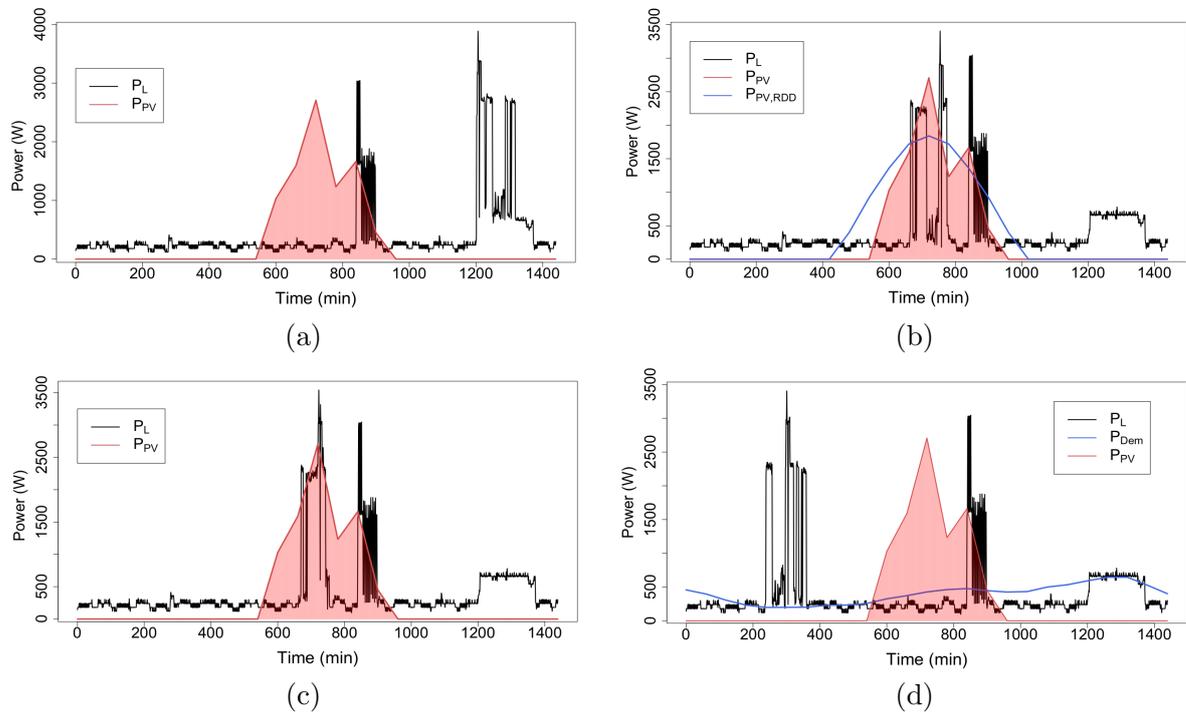


Figura 3.5: Distribución de potencias: (a) sin GDE para un día del año, (b) GDE con perfil de predicción RD 661, (c) GDE con perfil de predicción igual al de generación y (d) GDE con desplazamiento al valle de demanda.

Los resultados de la simulación anual para cada uno de los escenarios se encuentran en la Figura 3.6. En esta Figura se puede observar cómo los factores de autoconsumo calculados para el caso de autoconsumo natural (en negro) se encuentran solapados con los resultados de GDE con desplazamiento al valle (en verde) ya que en ambos casos la demanda diferible se encuentra fuera del horario de generación (ver Figuras 3.5 (a) y 3.5 (d)). Sin embargo, como se ha expuesto anteriormente aunque no sea interesante desde el punto de vista del autoconsumo puede serlo desde el punto de vista de ahorro económico o de mejora del estado de la red eléctrica al consumir en el mínimo de la demanda agregada.

Las técnicas de GDE para la maximización del autoconsumo producen un mejor resultado de los factores de autoconsumo que los dos mencionados anteriormente. En rojo se encuentran los resultados de la GDE con el perfil de predicción del RD 661 mientras que en azul está el resultado de utilizar GDE con perfil de predicción igual al de generación. Se produce una ligera diferencia entre ambos resultados debido al posicionamiento de la energía diferible que en el caso de utilizar el perfil del RD 661 está más dispersa en el eje temporal, mientras que con un perfil de predicción igual al de generación se encuentran localizadas con mayor exactitud en el eje temporal para maximizar el autoconsumo de ese

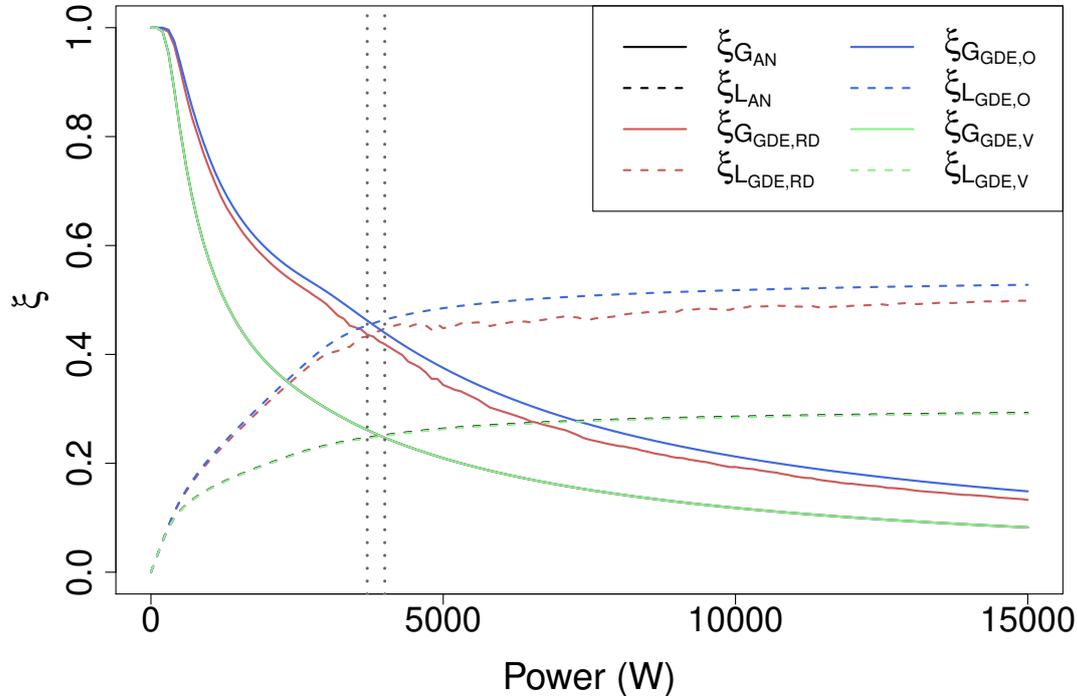


Figura 3.6: Factores de autoconsumo anual para cada uno de los escenarios descritos.

perfil de generación en concreto (ver Figuras 3.5 (b) y 3.5 (c)).

Si se comparan los factores de autoconsumo anual de esta simulación con los de la simulación 1 (ver Figura 3.7), se puede comprobar que son menores en el caso de perfil doméstico real puesto que la energía demandada en ese caso es mayor que la que se demanda en el perfil agregado (ver Sección 2.1.2).

En este caso, si se observa la Figura 3.6 se puede ver dos puntos de corte distintos entre las curvas continuas y discontinuas, uno para GDE de maximización de autoconsumo y otro para el caso de autoconsumo natural y GDE con desplazamiento al valle de demanda. El primero se produce para una potencia nominal de generador de $P_{nom,g} = 3,7 kW_p$ aproximadamente, mientras que el segundo se produce para el mismo punto que la simulación 1, $P_{nom,g} = 4 kW_p$ aproximadamente. Debe recordarse, en este sentido, que el punto de cruce de ambos factores indica el tamaño óptimo del generador ya que equivale a consumir la misma energía que se genera anualmente. De esta manera queda comprobado que las técnicas de GDE no sólo ayudan a aumentar el autoconsumo de una vivienda en aproximadamente un 20% sino que también pueden desempeñar un papel en el diseño de una instalación pudiendo reducir la potencia del generador a instalar, en un 30% para el ejemplo considerado. Los resultados numéricos de esta simulación se encuentran en la Tabla

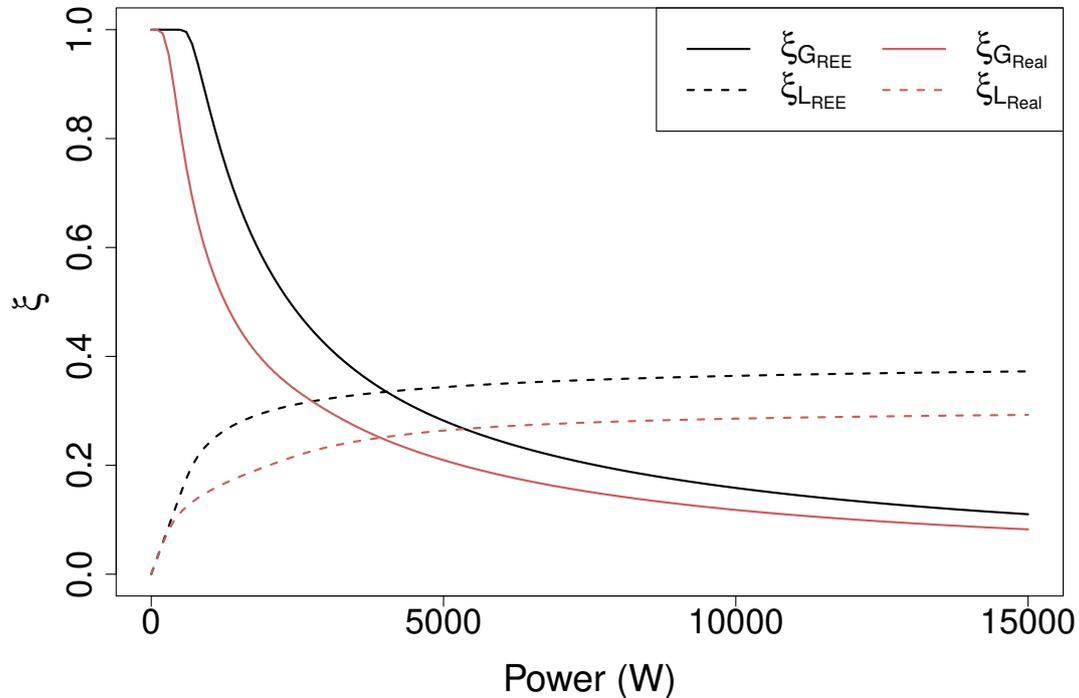


Figura 3.7: Factores de autoconsumo anual natural de los perfiles de usuario de REE y real.

3.2.

	$\xi(3,7 kW_p)$	$\xi(4 kW_p)$	$\xi_{L,max}$	$\xi_{G,min}$
Autoconsumo natural	–	0,25	0,30	0,08
GDE con RD 661	0,43	–	0,50	0,13
GDE perfil generación	0,45	–	0,53	0,15
GDE rellenando valle	–	0,25	0,30	0,08

Tabla 3.2: Resultados de los factores de autoconsumo de un usuario doméstico con sistema de GDE.

Se ha calculado de nuevo el máximo factor de autoconsumo de carga y el mínimo factor de autoconsumo de generación alcanzado al final de la simulación. Se corrobora que con técnicas de GDE de maximización de autoconsumo se puede suplir hasta algo más de la mitad del consumo. En la Tabla 3.2 también se puede observar que para ambos puntos de corte el valor del factor de autoconsumo alcanzado se encuentra alejado del máximo en menos de un 10 %, por lo que a partir de estos puntos debe considerarse si es conveniente el

aumentar el tamaño de la instalación, con su consecuente coste, para llegar a autoconsumir en el mejor de los casos un 8 % más.

Sin embargo, abastecer la demanda con el 50 % de lo generado localmente en el mejor de los casos no es suficiente. Por lo que en este punto se decide estudiar el efecto que presentaría un sistema de almacenamiento, como el descrito en la Sección 2.1.3, en el autoconsumo. Para ello se repite el escenario anterior, en el que se hallarán los factores de autoconsumo de demanda y generación para autoconsumo natural (ver Figura 3.8 (a)), GDE con el objetivo de maximizar el autoconsumo con los perfiles de predicción del RD 661 (ver Figura 3.8 (b)), GDE con el objetivo de maximizar el autoconsumo con los perfiles de predicción óptimos (ver Figura 3.8 (c)) y GDE para rellenar el valle de demanda (ver Figura 3.8 (d)), todos ellos con sistema de almacenamiento.

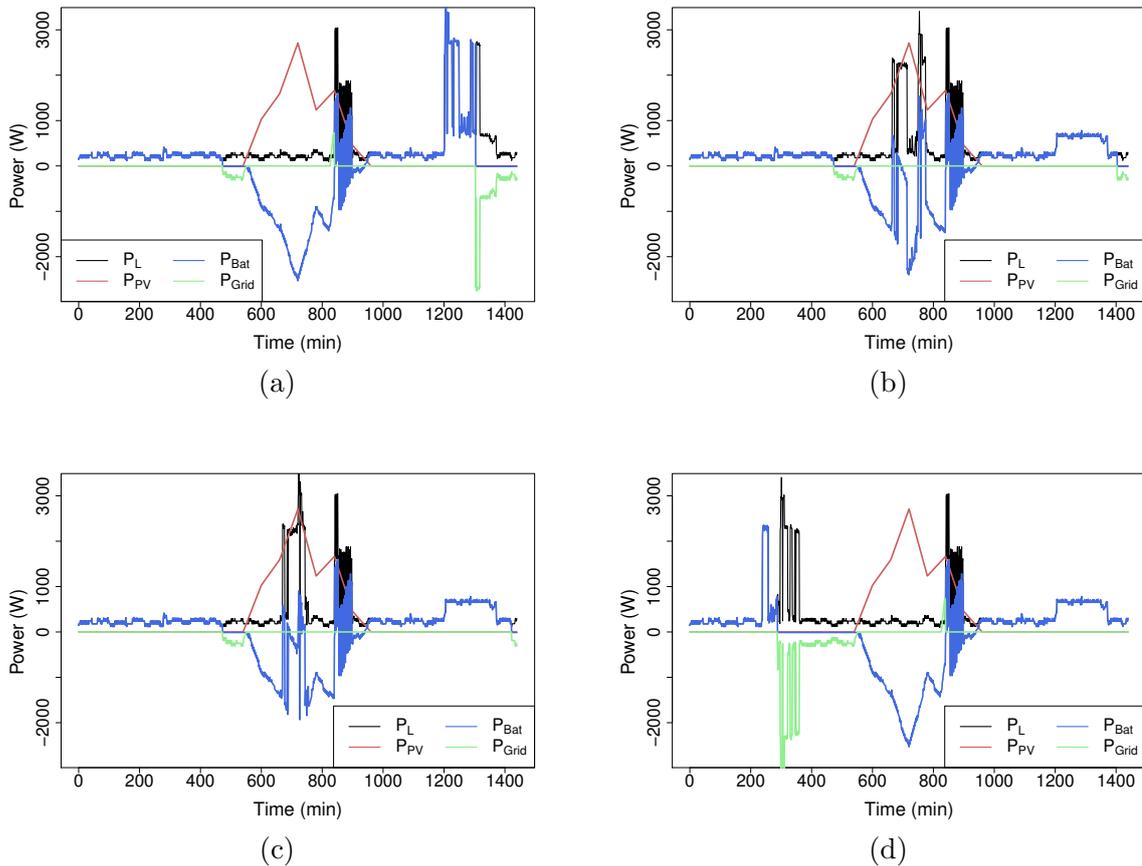


Figura 3.8: Distribución de potencias con una capacidad de la batería del 50 % al principio del día: (a) sin GDE para un día del año, (b) GDE con perfil de predicción RD 661, (c) GDE con perfil de predicción igual al de generación y (d) GDE con desplazamiento al valle de demanda.

En las simulaciones anuales llevadas a cabo la batería posee una capacidad de $6 kWh$ que se traduce en medio día de autonomía aproximadamente, tamaño que ha demostrado ser un valor razonable, en términos energéticos y económicos, para optimizar el autoconsumo de un usuario doméstico como el aquí considerado (Castillo, 2010), e inicia su funcionamiento con el 50% de su capacidad. El resultado obtenido se encuentra en la Figura 3.9.

Se puede apreciar el incremento de los factores de autoconsumo con la introducción del sistema de almacenamiento. De nuevo los factores de autoconsumo para autoconsumo natural (en negro en la Figura 3.9) quedan debajo de los de GDE con desplazamiento al valle debido de nuevo a que no se autoconsume nada en el periodo de generación y se suple el consumo con la batería. También se puede observar como se reduce la diferencia en el uso de la GDE con distintos perfiles de predicción (en rojo GDE con perfil RD 661 y en azul GDE con perfil de predicción igual al de generación) ya que ahora el sistema de almacenamiento cubre las diferencias en el posicionamiento de las cargas.

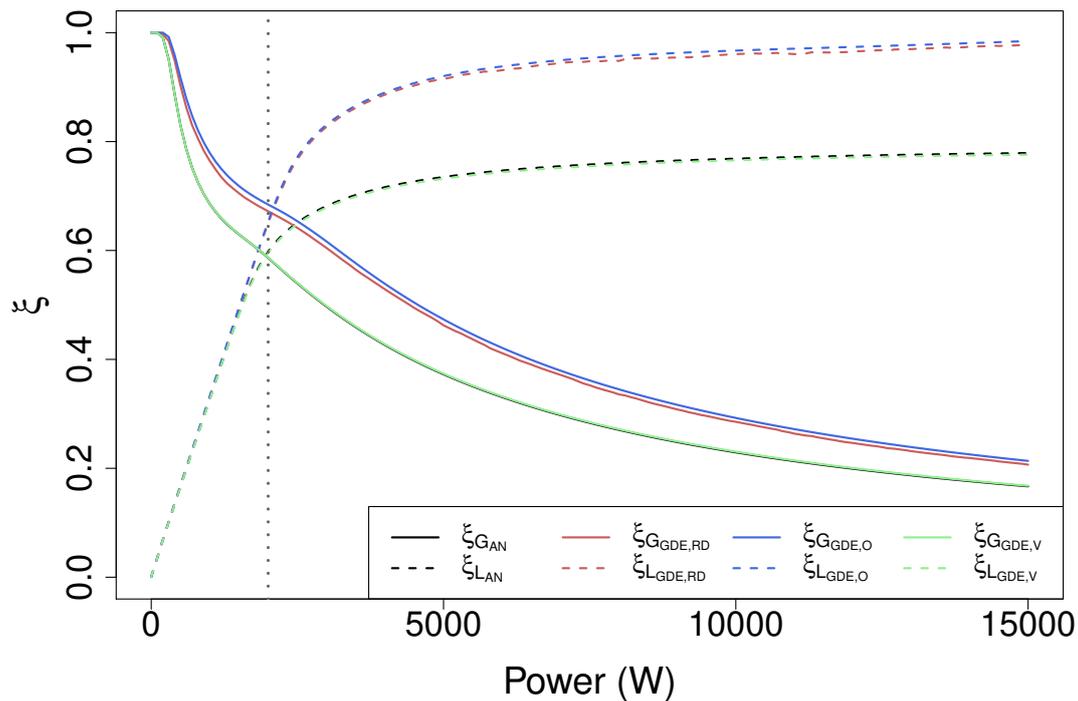


Figura 3.9: Factores de autoconsumo anual para cada uno de los escenarios descritos con sistema de almacenamiento.

Además la introducción de un sistema de almacenamiento, ha hecho que el punto de corte entre ambos factores de autoconsumo descienda a la mitad en este caso dicho punto

de corte se encuentra para una $P_{nom,g} = 2 kW_p$ aproximadamente. Los resultados del factor de autoconsumo para este punto así como el valor máximo del factor de autoconsumo de demanda y el mínimo del factor de autoconsumo de generación se recogen en la Tabla 3.3.

	$\xi(2 kW_p)$	$\xi_{L,max}$	$\xi_{G,min}$
Autoconsumo natural	0,59	0,78	0,16
GDE con RD 661	0,66	0,97	0,20
GDE perfil generación	0,67	0,98	0,21
GDE rellenando valle	0,59	0,78	0,16

Tabla 3.3: Resultados del factor de autoconsumo con sistema de GDE y sistema de almacenamiento.

A la vista de los resultados de la Tabla 3.3, con un sistema de almacenamiento de medio día de autonomía se cubre más de la mitad de la demanda sin hacer GDE pero además utilizando GDE y con tamaños grandes de generador se alcanza que solamente el 2 % de la demanda no se abastece con generación local. Aunque estos tamaños resultan ser excesivos. Para el caso de un generador de $P_{nom,g} = 2 kW_p$ se cubre el 60 % sin la utilización de GDE si se utiliza GDE se aumenta en un 5 %, ambos valores son mayores que los conseguidos con el punto de corte sin sistema de almacenamiento. Si se compara el punto de $4 kW_p$ de potencia de generador de esta simulación con la anterior sin sistema de almacenamiento se puede ver que se autoconsumiría un 30 % más de generación local, por lo que es interesante considerar sistemas de almacenamiento para aumentar el autoconsumo de la vivienda además de la aplicación de técnicas de GDE que hace que alcancen factores de autoconsumo de carga de casi la unidad, lo que permite al usuario independizar funcionalmente su consumo de la red eléctrica y por lo tanto reducir su carga a la red.

3.2.2. Simulaciones del factor de carga de red

Analizado el factor de autoconsumo ahora se plantea la repercusión que puede tener en el punto de conexión entre la red eléctrica y el sistema eléctrico del usuario. Para analizar este comportamiento se ha utilizado únicamente el perfil de usuario real ya que es del único del que se posee la información necesaria para poder estimar las características del contrato de potencia con la empresa comercializadora. Analizando la demanda, el contrato de este usuario es de $P_{cont} = 4,6 kW$. En cuanto a los datos de generación fotovoltaica se ha utilizado los respectivos a un *AMT* para la Comunidad de Madrid.

Las simulaciones realizadas se han dividido en dos partes, una sin sistema de almacenamiento y la otra con sistema de almacenamiento. En ambas se han utilizado los cuatro escenarios planteados en la Sección 3.2.1.2, es decir, se han analizado el autoconsumo

natural, aplicación de GDE para la maximización del autoconsumo con perfil de predicción RD 661, aplicación de GDE para la maximización del autoconsumo con perfil de predicción óptimo y aplicación de GDE con desplazamiento al valle de consumo.

Los resultados obtenidos para las simulaciones sin sistema de almacenamiento están recogidas en la Figura 3.10. A simple vista se puede observar que el factor carga de red en potencia es constante para el autoconsumo natural (en negro en la Figura 3.10). Esto se debe a que los picos de potencia de las cargas no se modifican y, además, si se compara con el de la GDE del rellenado del valle de demanda (en verde en la Figura 3.10) se ve que es menor debido a que a la zona donde se desplaza la demanda tiene menor consumo. En cuanto a los intercambios de energía entre la red y el usuario se ve que al aumentar la potencia del generador decrece la importación de energía pero hasta un punto donde se queda estancada y sin embargo, la exportación de energía crece a medida que aumenta la potencia del generador debido a que una vez cubierta la demanda comienza a ser mayor el excedente de energía.

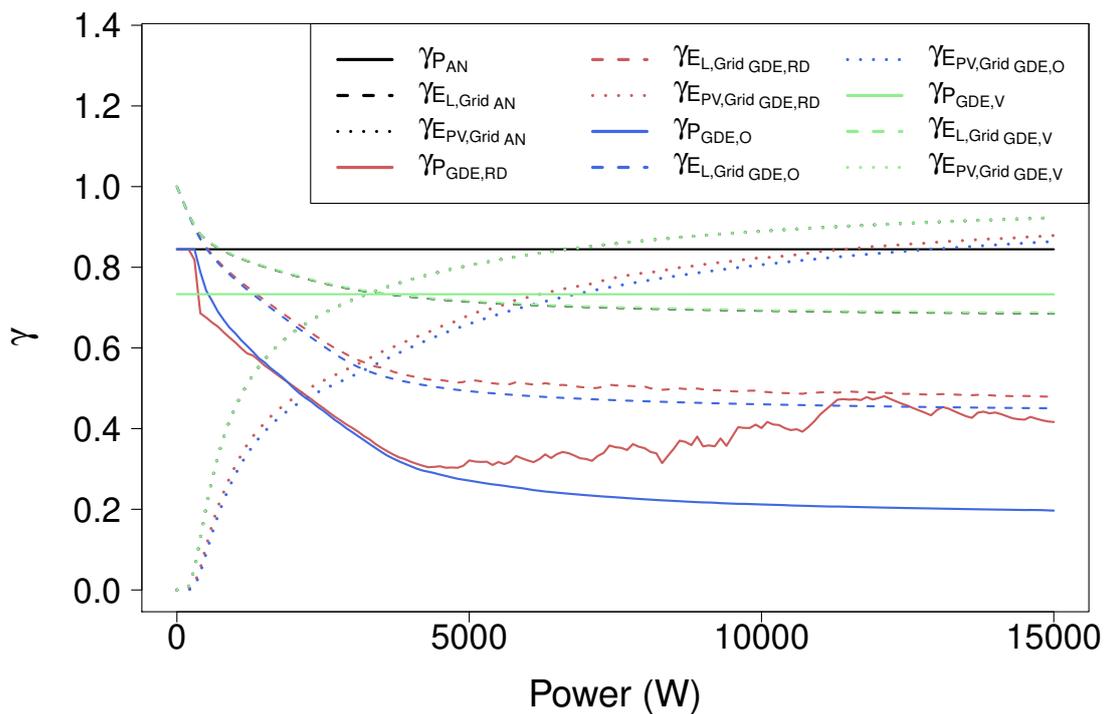


Figura 3.10: Factor de carga de red anual sin sistema de almacenamiento.

Cuando se aplican técnicas de GDE para la maximización del autoconsumo el panorama cambia completamente. El factor de carga en potencia decrece su valor a medida que

aumenta el tamaño del generador. Sin embargo, se produce una diferencia sustancial en el uso del perfil de predicción. Si se utiliza el perfil del RD 661 (en rojo en la Figura 3.10) debido a que la colocación no es la óptima debajo del perfil de generación, siguen apareciendo picos de potencia que la red debe suplir. Mientras que si se utiliza un perfil de predicción (en azul en la Figura 3.10) igual al de generación esto no ocurre sino que los picos son soportados por la generación fotovoltaica ya que las cargas se encuentran todas debajo del perfil de generación. En cuanto a los intercambios de energía en ambos casos las energías importadas y exportadas a la red son menores que para el autoconsumo natural y GDE con desplazamiento al valle, y las tendencias son las mismas, a mayor tamaño de generador menor es la energía importada de la red y mayor la energía exportada.

De nuevo la GDE puede servir como un criterio de diseño para establecer la potencia a contratar por el usuario, además de establecer los flujos de intercambio de energías con la red. En la Tabla 3.4 se encuentran los valores máximos del factor de carga de exportación de energía ($\gamma_{E_{L,Grid,max}}$) y los valores mínimos de los factores de carga de red de potencia e importación de energía ($\gamma_{P,min}$ y $\gamma_{E_{L,Grid,min}}$) puesto que son los valores de tendencia de cada uno de los parámetros.

	$\gamma_{P,min}$	$\gamma_{E_{L,Grid,min}}$	$\gamma_{E_{L,Grid,max}}$
Autoconsumo natural	0,84	0,68	0,92
GDE con RD 661	–	0,48	0,87
GDE perfil generación	0,19	0,45	0,86
GDE rellenando valle	0,73	0,68	0,92

Tabla 3.4: Resultados del factor de carga de red con sistema de GDE y sin sistema de almacenamiento.

Se ha omitido el valor de $\gamma_{P,min}$ GDE con perfil RD 661 debido a que no hay una tendencia clara. Como se observa las predicciones para los sistemas de GDE tienen pocas diferencias en términos de energía pero son notorias en términos de potencia. Los datos de la Tabla 3.4 corroboran las observaciones realizadas anteriormente.

En la Figura 3.10 también se pueden observar dos puntos interesantes para su estudio. El primero es el punto de $P_{nom,g} = 3,3 kW_p$ que resulta ser el punto en el que los factores de carga de red en energía se igualan, es decir, se igualan la fracción de consumo importada de la red y la fracción de generación exportada a la red. Y el segundo punto de interés es el de $P_{nom,g} = 4 kW_p$ debido a que a partir de él los valores de los diferentes factores comienzan a saturarse. Los valores para los factores de carga de red en las distintas situaciones se recogen en la Tabla 3.5.

Como se muestra en la Tabla 3.5 se reducen los factores de carga de red al introducir

	$P_{nom,g} = 3,3 kW_p$		$P_{nom,g} = 4 kW_p$		
	γ_P	$\gamma_{E_L,Grid} = \gamma_{E_L,Grid}$	γ_P	$\gamma_{E_L,Grid}$	$\gamma_{E_L,Grid}$
Autoconsumo natural	0,84	0,73	0,84	0,72	0,76
GDE con RD 661	0,36	0,55	0,31	0,53	0,62
GDE perfil generación	0,36	0,54	0,30	0,51	0,60
GDE rellenando valle	0,73	0,73	0,73	0,72	0,76

Tabla 3.5: Resultados del factor de carga de red con sistema de GDE y sin sistema de almacenamiento para dos puntos concretos.

sistemas de GDE para maximizar el autoconsumo. En los casos de autoconsumo natural y GDE de desplazamiento al valle de demanda el término de potencia contratado de $4,6 kW$ no podría reducir su valor, sin embargo si se usan las técnicas de GDE de maximización del autoconsumo se conseguiría reducir la potencia contratada hasta $1,75 kW$ en ambos casos. Para el caso de $4 kW_p$ salvo en el caso de factor de carga de red de la energía exportada que sigue creciendo, en el resto de factores se aleja de los valores mínimos en menos del 10%.

Si además de GDE se añade un sistema de almacenamiento como el descrito en la Sección 2.1.3 se obtiene el resultado de la Figura 3.11. En el que ahora se ve como decrece el factor de carga de red en potencia cuando aumenta el tamaño de generador para todos los casos ya que ahora el sistema de almacenamiento cubre los picos de demanda.

Sin embargo, para el caso de GDE de desplazamiento al valle de consumo (en verde en la Figura 3.11) no se produce una bajada tan grande como en la de autoconsumo natural (en negro en la Figura 3.11), esto se debe principalmente a la capacidad de batería ya que cuando las cargas se localizan al final del día el sistema de almacenamiento que ha estado cargándose con el excedente fotovoltaico suple la demanda, pero si se mueven al principio del día no tiene suficiente capacidad para poder suplirla completamente. En cuanto a los intercambios de energía con la red eléctrica se obtiene el mismo resultado para ambos ya que consumen la misma energía de la red aunque en diferentes horarios y durante la generación no hay demasiado consumo. Aunque estos intercambios son menores que en el caso de la Figura 3.10.

Aplicando un sistema de GDE basado en la maximización del autoconsumo se tiene la tendencia de que a mayor tamaño de generador menor es la potencia que habría que contratar y menores son los intercambios de energía con la red. Pero también cuanto mayor es el tamaño de generador mayor es la exportación de energía hacia la red puesto que se genera mayor cantidad de excedente. El uso de batería ha hecho que se reduzcan más los factores de carga de red de potencia y de energía importada y ha disminuido el valor del factor de carga de red de exportación de energía si se compara con la Figura 3.10. Además el uso de la batería subsana la anomalía del factor de carga de potencia con GDE y perfil de

predicción RD 661, haciendo que tienda suavemente a un valor concreto. También reduce la diferencia entre el uso de distintos perfiles de predicción.

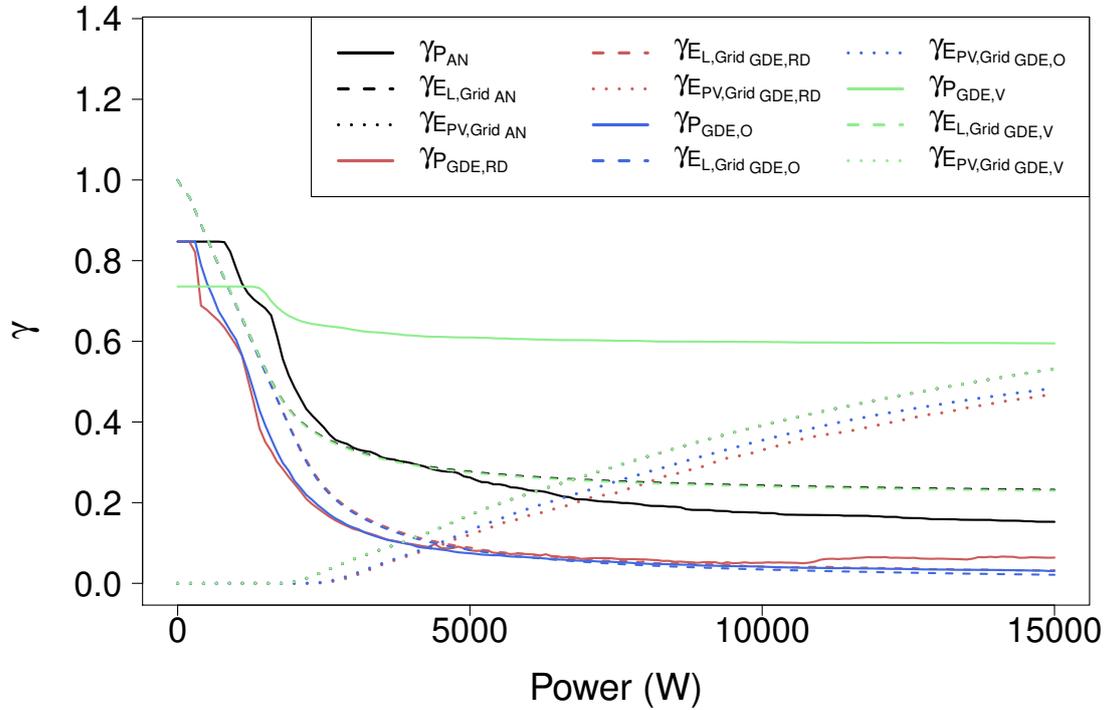


Figura 3.11: Factor de carga de red anual con sistema de almacenamiento.

En la Tabla 3.6 se encuentran los resultados a los que tienden los diferentes factores de carga de red para esta simulación.

	$\gamma_{P,min}$	$\gamma_{E_{L,Grid},min}$	$\gamma_{E_{L,Grid},max}$
Autoconsumo natural	0,15	0,23	0,53
GDE con RD 661	0,06	0,03	0,46
GDE perfil generación	0,03	0,02	0,48
GDE rellenando valle	0,59	0,22	0,53

Tabla 3.6: Resultados del factor de carga de red con sistema de GDE y con sistema de almacenamiento.

Como se muestra en la Figura 3.11, no se comienza a exportar energía hasta que el

tamaño de generador no es suficientemente grande como para cargar la batería y abastecer la demanda. El punto en el que comienza la exportación es de aproximadamente $2 kW_p$. Ahora los puntos de corte de los factores de carga de red de energía se han modificado alcanzándose antes para el caso de GDE de maximización del autoconsumo, aproximadamente $4,5 kW_p$, mientras que para los otros dos escenarios se producen a $7 kW_p$ aproximadamente. Para el caso de $4 kW_p$ de potencia nominal del generador se encuentra ahora alejado de las tendencias máximas o mínimas según corresponda en menos de un 15 %. Las potencias que se podrían contratar en este caso dependen de la técnica utilizada, en caso de autoconsumo natural tendría un valor de $1,75 kW$ que es el mismo valor que sin almacenamiento pero utilizando GDE de maximización de autoconsumo. En el caso de GDE de desplazamiento al valle se queda en el mismo valor que el anterior caso sin almacenamiento. Por último, para GDE de maximización de autoconsumo se podría contratar $0,85 kW$ que es un valor de los más bajos de la tabla de potencias normalizadas que se pueden contratar. Por lo que el sistema de almacenamiento reduce aún más los picos de potencia que demanda el usuario y si se combina con GDE pueden llegar a términos de potencias más bajos.

A la vista de lo expuesto en esta Sección se ve que los sistemas de GDE son eficaces y deben ser tenidos en cuenta para el diseño de instalaciones. Y además si estos sistemas son combinados con sistemas de almacenamiento se puede observar como los intercambios con la red son mucho menores y no se producen grandes fluctuaciones en el punto de conexión de la vivienda con la red debido a que el sistema de almacenamiento las absorbe dando estabilidad al conjunto completo.

Capítulo 4

Análisis económico

Además del análisis energético realizado en el Capítulo 3, es necesario evaluar la rentabilidad de un sistema como el utilizado en el presente Trabajo Fin de Máster desde un punto de vista económico. Esto será realizado mediante la evaluación de las diferentes configuraciones del sistema así como las técnicas empleadas para la mejora del autoconsumo, de esta manera podrá elegirse entre aquellas configuraciones y técnicas que presenten mejores resultados y mayores beneficios tanto económicos como energéticos. El estudio se ha realizado para un usuario doméstico ya que es el que presenta mayores dificultades para conseguir recursos económicos para afrontar la inversión de un sistema fotovoltaico.

Antes de realizar cualquier tipo de estudio de la rentabilidad, se ha analizado en la Sección 4.1 en término económico anual la energía que se exporta y que se importa de la red eléctrica con las distintas configuraciones y técnicas empleadas sobre el sistema de estudio para un usuario doméstico. Se han cuantificado los ahorros en el término de energía de la factura de la electricidad así como las pérdidas de no exportar toda la energía generada a la red. En la Sección 4.2 se ha analizado la rentabilidad del sistema utilizando el Valor Actual Neto (*VAN*) o “Net Present Value” (*NPV*) normalizado con respecto al coste del vatio pico.

4.1. Análisis de precios

Los precios de la electricidad han experimentado diversos cambios en los últimos años (ver Sección 1.2.3), desde cambios en la estructura tarifaria hasta subidas en diferentes parámetros que afectan directamente al precio de la electricidad percibido por el usuario, como pueden ser impuestos, precio del *kW* contratado o precio del *kWh* consumido. Por otro lado el precio de exportación de energía de origen fotovoltaico o primas de producción han experimentado en los últimos años una bajada considerable debido al cambio en

las prioridades económicas del gobierno y el decrecimiento de los costes asociados a la fotovoltaica.

En esta Sección se estudia el término variable de la factura de la electricidad y la exportación de energía generada en términos económicos. Para cuantificar económicamente la energía consumida se han establecido tres tarifas distintas: (i) tarifa única (*TUR*), (ii) tarifa con discriminación horaria de 2 periodos y (iii) tarifa horaria variable en el tiempo. Esta última tarifa es la tarifa de un supuesto escenario futuro en el que la energía eléctrica tiene distinto valor según la hora del día, es similar a una tarifa de discriminación horaria pero con 24 periodos. La tarifa única toma el valor de $14 \text{ c€}/kWh$ y la tarifa con discriminación horaria de 2 periodos toma el valor de $16 \text{ c€}/kWh$ en punta y $6 \text{ c€}/kWh$ en valle (ver Sección 1.2.3.1). Para el caso de una tarifa horaria variable ha sido más difícil de establecer el precio, sin embargo y puesto que se tiene información sobre la evolución de la demanda agregada normalizada anualmente para usuarios domésticos, se ha establecido una señal de precio desnormalizando dicha curva a un valor de media diaria de $14 \text{ c€}/kWh$ al igual que el precio de la *TUR*. Por tanto será más caro el precio de la electricidad en el pico de demanda y más barato en el valle.

Para el cálculo anual en términos económicos de la energía consumida se ha calculado en primera instancia el gasto diario de manera horaria de tal forma que se pueda aplicar la discriminación horaria en aquellas tarifas que presentan variaciones en su precio. A continuación se ha acumulado el valor diario obtenido hasta completar el año para cada una de las tarifas anteriormente mencionadas (ver Ecuaciones 4.1 y 4.2).

$$T_{d,L} = \sum_{t=1}^{24} p_{elec}[t] \cdot E_{Grid,L} \quad (4.1)$$

$$T_L = \sum_{d=1}^{365} T_{d,L} \quad (4.2)$$

donde, p_{elec} es el precio de la electricidad que varía en el tiempo según la tarifa correspondiente, $E_{Grid,L}$ es la energía horaria consumida por el usuario (ver Ecuación 4.3) y $T_{d,L}$ es el consumo en términos económicos para un día del año d .

$$E_{Grid,L} = \left| \int_h P_{Grid}(t) dt \right|; \text{ siendo } P_{Grid}(t) \leq 0 \quad (4.3)$$

Para evaluar los ingresos obtenidos de la exportación del excedente de energía generada se ha utilizado la prima actual de inyección a la red para generadores menores de 20 kW_p de $28 \text{ c€}/kWh$. Sin embargo, se prevé que en el futuro esta prima siga decreciendo su valor, debido al abaratamiento en el coste de una instalación (KPMG, 2010). El cálculo de los ingresos también se ha obtenido de manera anual acumulando los ingresos de las

exportaciones diarias en términos económicos, estas relaciones se encuentran descritas en las Ecuaciones 4.4 y 4.5.

$$FIT_{d,PV} = p_{FIT} \cdot E_{Grid,PV} \quad (4.4)$$

$$FIT_{PV} = \sum_{d=1}^{365} FIT_{d,PV} \quad (4.5)$$

donde, p_{FIT} es la tarifa de venta de energía a la red eléctrica (“Feed In Tariff”), $E_{Grid,PV}$ es la energía exportada a la red (ver Ecuación 4.6) y $FIT_{d,PV}$ es el ingreso obtenido para un día del año d .

$$E_{Grid,PV} = \int_d P_{Grid}(t) dt; \text{ siendo } P_{Grid}(t) > 0 \quad (4.6)$$

Una vez calculados los ingresos y los gastos con la red eléctrica, se ha realizado un balance de gastos netos para cuantificar el dinero que el usuario del sistema debe pagar. Primero se evalúa de manera diaria y después para realizar el balance anual se acumula cada uno de los balances diarios (ver Ecuaciones 4.7 y 4.8). El balance se ha definido como gastos menos ingresos de esta manera si el balance es positivo es la compañía eléctrica quien debe recibir el dinero y si es negativo significa que es el usuario quien debe percibir dinero.

$$Tot_{d,T_L,FIT_{PV}} = T_{d,L} - FIT_{d,PV} \quad (4.7)$$

$$Tot_{T_L,FIT_{PV}} = \sum_{d=1}^{365} Tot_{d,T_L,FIT_{PV}} \quad (4.8)$$

Por último, para evaluar los descuentos en el consumo así como las pérdidas de ingresos asociadas al autoconsumo de la electricidad producida localmente se han definido de manera diaria como se indica en las Ecuaciones 4.9 y 4.10. Después estos valores son acumulados de manera diaria para obtener el total anual (ver Ecuaciones 4.11 y 4.12).

$$Dis_{d,T_L} = T_{d,L} - \sum_{t=1}^{24} p_{elec}[t] \cdot E_L \quad (4.9)$$

$$Los_{d,FIT_{PV}} = FIT_{d,PV} - p_{FIT} \cdot E_{PV} \quad (4.10)$$

donde, E_L es la energía consumida de manera horaria y E_{PV} es la energía fotovoltaica generada diaria.

$$Dis_{T_L} = \sum_{d=1}^{365} Dis_{d_{T_L}} \quad (4.11)$$

$$Los_{FIT_{PV}} = \sum_{d=1}^{365} Los_{d_{FIT_{PV}}} \quad (4.12)$$

Presentadas las herramientas para la realización del análisis se procederá a describir los resultados obtenidos con ellas en la Sección 4.1.1.

4.1.1. Resultados

Para la elaboración de los resultados se han utilizado como datos de partida el perfil de consumo de un usuario único, descrito en la Sección 2.1.2, y como entrada de radiación solar para el generador fotovoltaico se han utilizado los datos de un *AMT* para la Comunidad de Madrid. Los resultados obtenidos se dividen en dos partes, la primera contempla un sistema eléctrico sin sistema de almacenamiento y la segunda incluye dicho sistema de almacenamiento dentro del sistema de estudio. En ambas partes se han cuantificado los diferentes escenarios de autoconsumo presentados en el análisis energético del Capítulo 3, los cuales son autoconsumo natural, aplicación de técnicas de GDE para maximización de autoconsumo con dos tipos de perfiles de predicción y aplicación de técnica de GDE para rellenado del valle de consumo.

En la primera parte de resultados no se incluye sistema de almacenamiento y se utilizan los tres tipos de tarifas de electricidad mencionadas en la Sección anterior. Los resultados han sido obtenidos de simulaciones anuales variando el tamaño de generador y expresando el resultado en euros. En la Figura 4.1 se puede observar el precio anual de la energía consumida para cada una de las tarifas. En negro se encuentra la correspondiente a autoconsumo natural, en rojo la correspondiente a GDE para maximizar el autoconsumo con perfil de predicción RD 661, en azul para GDE con perfil de predicción óptimo y en verde la GDE de desplazamiento al valle. En todos los casos y para todas la tarifas se puede observar que el ahorro en el coste de la energía demanda es mayor a medida que el tamaño de generador crece ya que se autoconsume mayor cantidad de energía. La tendencia que se consigue para cada uno de las tarifas estudiadas en el coste de la energía demandada se recoge en la Tabla 4.1.

Se puede observar para el caso de *TUR* que se superpone la GDE de desplazamiento al valle sobre la de autoconsumo natural. Sin embargo, en el resto de los casos no se superponen al estar discriminado el precio de la electricidad en diferentes momentos del día. En general, las técnicas de GDE aplicadas en todos los casos disminuyen el precio del término de energía de la factura eléctrica, el autoconsumo de la energía se ha transformado en un incremento del ahorro. Se observa que para el caso de tarificación horaria se tiene un gasto mayor debido

a la media utilizada para establecer el precio por kWh. También se mantiene la diferencia entre la utilización de distintos perfiles de predicción debido de nuevo a la colocación de la demanda del usuario debajo del perfil de generación.

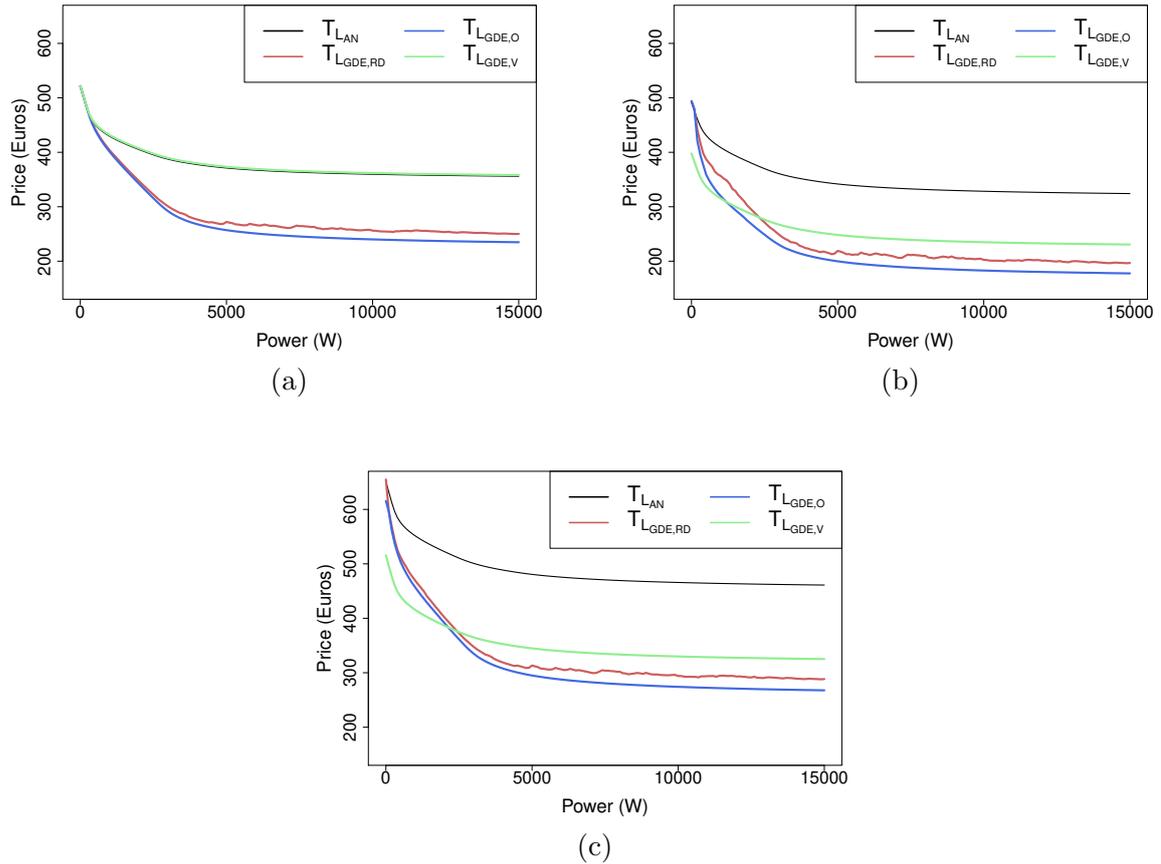


Figura 4.1: Precio: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.

Si para el tamaño del generador obtenido en el cruce de los factores de autoconsumo del Capítulo 3, $P_{nom,g} = 4 kW_p$, se halla el precio de la energía que se ha consumido (ver Tabla 4.2), en todos los casos resulta que se encuentra a menos del 15 % del mínimo gasto posible expuestos en la Tabla 4.1.

	TUR	2 periodos	tarificación horaria
	$T_{L,min}$ (€)	$T_{L,min}$ (€)	$T_{L,min}$ (€)
Autoconsumo natural	355	324	461
GDE con RD 661	250	196	288
GDE perfil generación	234	177	267
GDE rellenando valle	355	230	325

Tabla 4.1: Precio al que tiende el coste de la electricidad demandada para cada una de las tarifas.

	$P_{nom,g} = 4 kW_p$		
	TUR (€)	2 periodos (€)	tarificación horaria (€)
Autoconsumo natural	377	349	488
GDE con RD 661	276	223	319
GDE perfil generación	267	200	294
GDE rellenando valle	379	255	352

Tabla 4.2: Precio de le electricidad para las distintas tarifas para una $P_{nom,g} = 4 kW_p$.

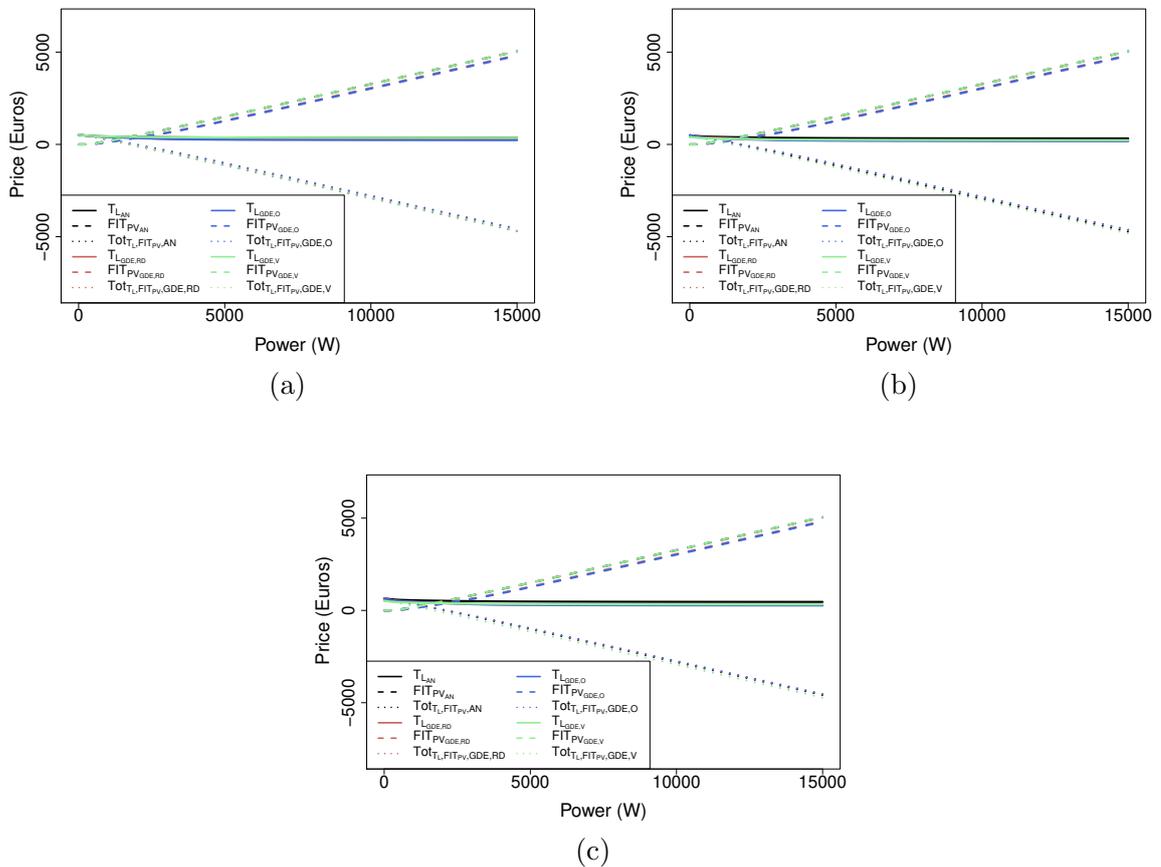


Figura 4.2: Balance de precios: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.

En la Figura 4.2 se muestra un balance de lo que se paga anualmente a la compañía eléctrica (línea continua, con más detalle se puede ver en la Figura 4.1), lo que pagan al propietario de la instalación por exportar su excedente energético (línea discontinua) y el balance de precios como la diferencia de gastos menos ingresos (en línea punteada) o gastos netos del usuario.

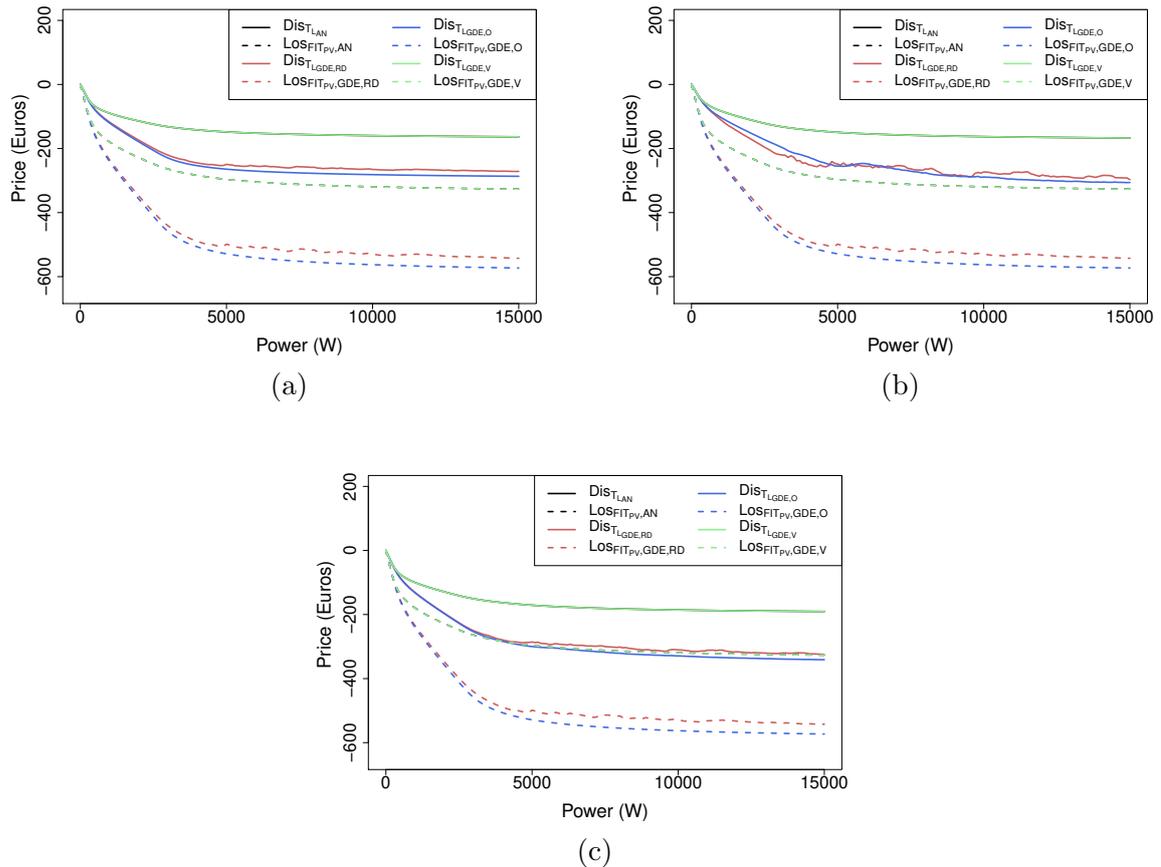


Figura 4.3: Descuentos y pérdidas: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.

En todos los casos el ingreso de la energía exportada y el balance de precios se comporta de manera lineal con respecto a la potencia nominal del generador. En el caso de los ingresos por energía exportada, éstos son mayores cuando no se maximiza el autoconsumo puesto que se exporta menos energía en el caso de maximización del autoconsumo. También se puede ver que los ingresos coinciden para autoconsumo natural y GDE con desplazamiento al valle y por otro lado, también coinciden para los casos de GDE que maximizan el autoconsumo.

Como se ha visto el aumento del autoconsumo conlleva a ahorros en la factura de

la electricidad pero también se tienen pérdidas de los ingresos puesto que la energía autoconsumida no es vendida. Los descuentos en la factura de la electricidad así como las pérdidas en ingresos se han cuantificado por tamaño de generador en la Figura 4.3. En esta Figura en línea continua aparece el descuento de dinero de la factura de la electricidad por autoconsumir energía mientras que en línea discontinua aparece el dinero que se pierde por no vender la energía autoconsumida. Esto pone en evidencia que la prima de venta de energía es mayor que el precio de la electricidad por lo que cuando se reduzca esta prima ya no será tan beneficioso vender sino autoconsumir. La disminución progresiva de tarifas de inyección es un hecho ya que por ejemplo las centrales fotovoltaicas comenzaron con primas de $30 \text{ c€}/kWh$ y ahora se encuentran en torno a los $13 \text{ c€}/kWh$.

Se observa de nuevo que los descuentos y pérdidas de dinero para el autoconsumo natural y la GDE con desplazamiento al valle de consumo coinciden. Sin embargo, el ahorro con la GDE de desplazamiento al valle se produce porque el consumo en el valle es más barato cuando se incorporan tarifas con discriminación horaria. De este modo se incentiva a que se consuma en ese periodo. Por otro lado el aumentar el autoconsumo con técnicas de GDE de maximización de éste conlleva a mayores ahorros en la factura eléctrica pero también mayores pérdidas de dinero puesto que se exporta menos energía. En la Tabla 4.3 se encuentran recogidos los valores a los que tienden los descuentos y pérdidas. En el caso de una potencia nominal de $4 kW_p$ se alcanza aproximadamente el 90 % del descuento y de las pérdidas para todos los casos.

Una vez realizado un análisis sobre los gastos e ingresos en torno a los términos de energía del sistema de estudio sin almacenamiento, se realiza de nuevo el análisis pero introduciendo en dicho sistema la posibilidad de almacenamiento (ver Sección 2.1.3) para cuantificar económicamente sus efectos.

	TUR	
	$Dis_{T_L,max}$ (€)	$Los_{FIT_{PV},max}$ (€)
Autoconsumo natural	-160	-326
GDE con RD 661	-271	-542
GDE perfil generación	-286	-573
GDE rellenando valle	-160	-326
	2 periodos	
	$Dis_{T_L,max}$ (€)	$Los_{FIT_{PV},max}$ (€)
Autoconsumo natural	-167	-326
GDE con RD 661	-297	-542
GDE perfil generación	-306	-573
GDE rellenando valle	-167	-326
	tarificación horaria	
	$Dis_{T_L,min}$ (€)	$Los_{FIT_{PV},max}$ (€)
Autoconsumo natural	-190	-326
GDE con RD 661	-325	-542
GDE perfil generación	-340	-573
GDE rellenando valle	-190	-326

Tabla 4.3: Descuentos y pérdidas máximas para los distintos tipos de tarificación.

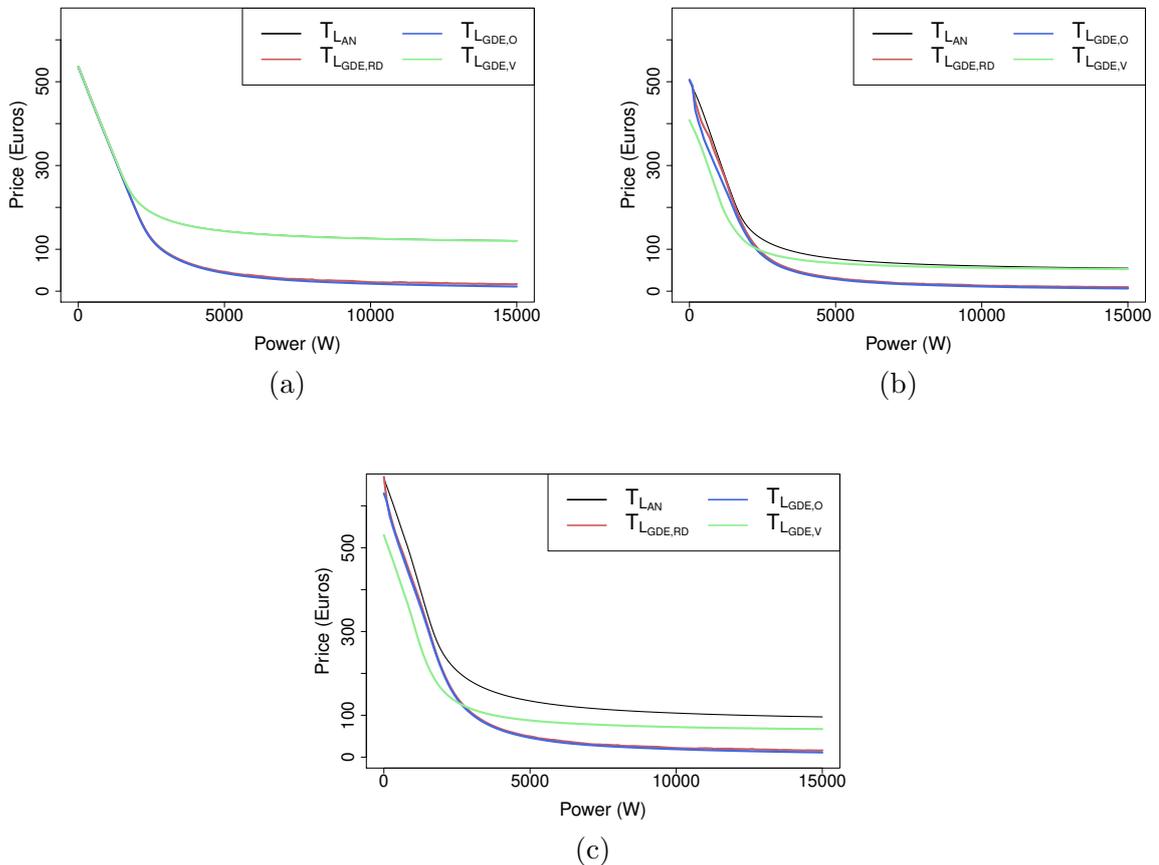


Figura 4.4: Precio con sistema de almacenamiento: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.

La inclusión de un sistema de acumulación provoca un ahorro mayor en el término de energía de la factura de la electricidad para todos los casos. De nuevo se cumple que a mayor potencia de generador mayor es el ahorro. Y además se reducen las diferencias que se encontraban entre la utilización de GDE con perfiles de predicción distintos. También existe menos diferencia entre el gasto mínimo que se puede conseguir con cada una de las técnicas. Los valores máximos de este ahorro se encuentran recogidos en la Tabla 4.4. En esta Tabla si se comparan los valores con los obtenidos en la Tabla 4.1 se observa una gran reducción en el gasto consiguiendo valores muy pequeños. Para el tamaño de generador $P_{nom,g} = 4 kW_p$ se obtiene, para todos los casos, un gasto alejado del gasto mínimo de menos del 8%.

	TUR	2 periodos	tarificación horaria
	$T_{L,min}$ (€)	$T_{L,min}$ (€)	$T_{L,min}$ (€)
Autoconsumo natural	120	54	96
GDE con RD 661	16	9	16
GDE perfil generación	11	6	11
GDE rellenando valle	119	52	67

Tabla 4.4: Precio al que tiende el coste de la electricidad demandada para cada una de las tarifas con sistema de almacenamiento.

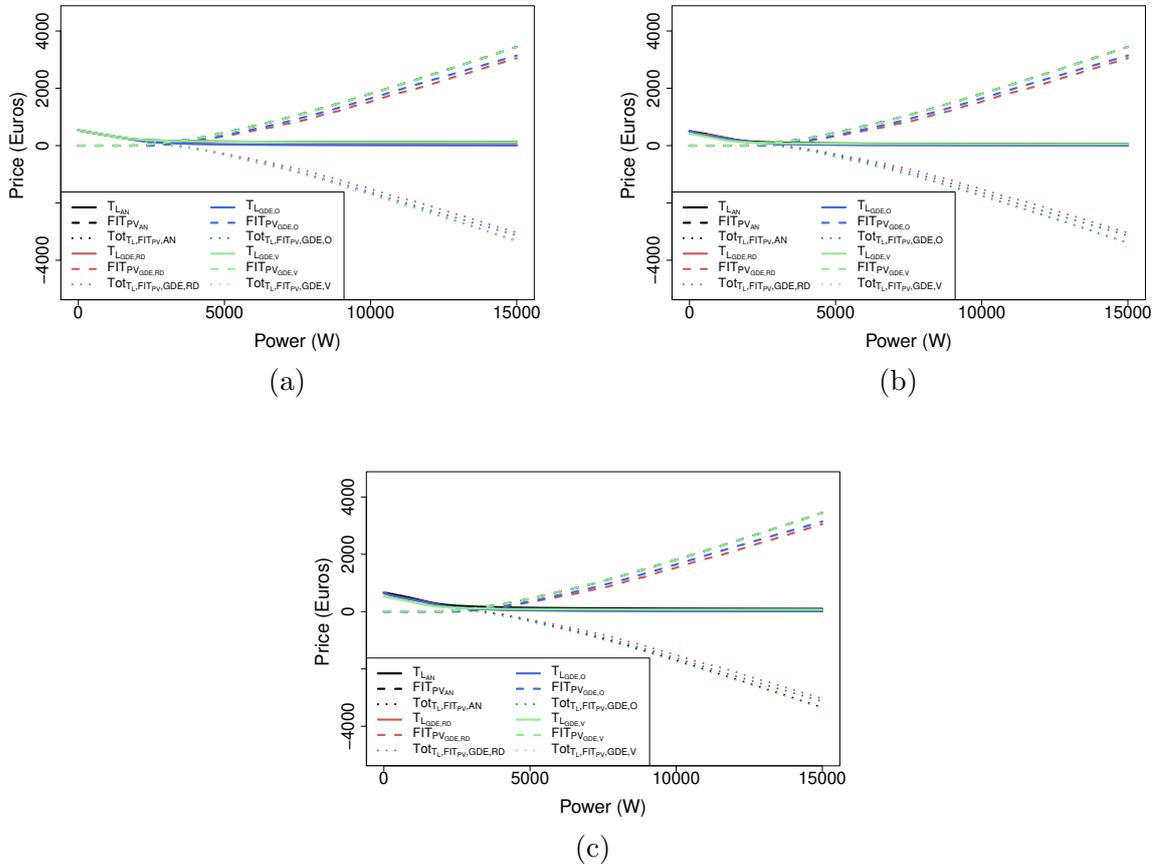


Figura 4.5: Balance de precios con sistema de almacenamiento: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.

Si se observa el balance de precios realizado en la Figura 4.5 se obtiene una relación lineal de nuevo para los ingresos a partir de $2 kW_p$ siendo para potencias de generador menores a esta cero. Y el balance de precio es positivo hasta $2 kW_p$ lo cual indica que los gastos son mayores. A partir de este valor comienza a hacerse negativo. En ambos casos los valores que se consiguen del balance de gastos netos son menores a los conseguidos en la Figura 4.2 debido a que la exportación de energía ahora es menor al utilizarse la batería para cargarse del excedente fotovoltaico. Si se analiza el resultado para una $P_{nom,g} = 4 kW$ se obtiene un balance casi nulo debido a que se exporta muy poca energía.

Por último, si analizamos los descuentos y pérdidas que se producen en la Figura 4.6, puede verse que mientras que los descuentos en el gasto de la electricidad se estabilizan para todos los casos en torno a un valor para el caso de las pérdidas siguen decreciendo conforme aumenta la potencia de generador siendo en ambos casos mayores que las contempladas

en la Figura 4.3. De nuevo el crecimiento de las pérdidas se debe a que la batería toma el excedente fotovoltaico para cargarse, dejando de exportar esa energía y por tanto, el dinero percibido es menor.

En conclusión, del estudio de precios se puede extraer que la GDE con el objetivo de maximización del autoconsumo es beneficiosa ya que produce un ahorro en el término de energía de la factura de la electricidad considerable y a la vez las pérdidas de la exportación de energía no son tan grandes. Sin embargo, lo dicho anteriormente se acrecienta cuando se utiliza un sistema de almacenamiento ya que reduce hasta valores de decenas de euros el gasto anual de la factura pero a la vez se pierden grandes cantidades de ingresos debido a que se exporta menos energía a la red y esto conlleva a balances de precios menores. Por último se ha comprobado el resultado para la potencia nominal de un generador de $4 kW_p$ que es el punto de corte de los factores de autoconsumo para la mayoría de los casos obteniendo resultados cercanos a los máximos o los mínimos según el caso que corresponda.

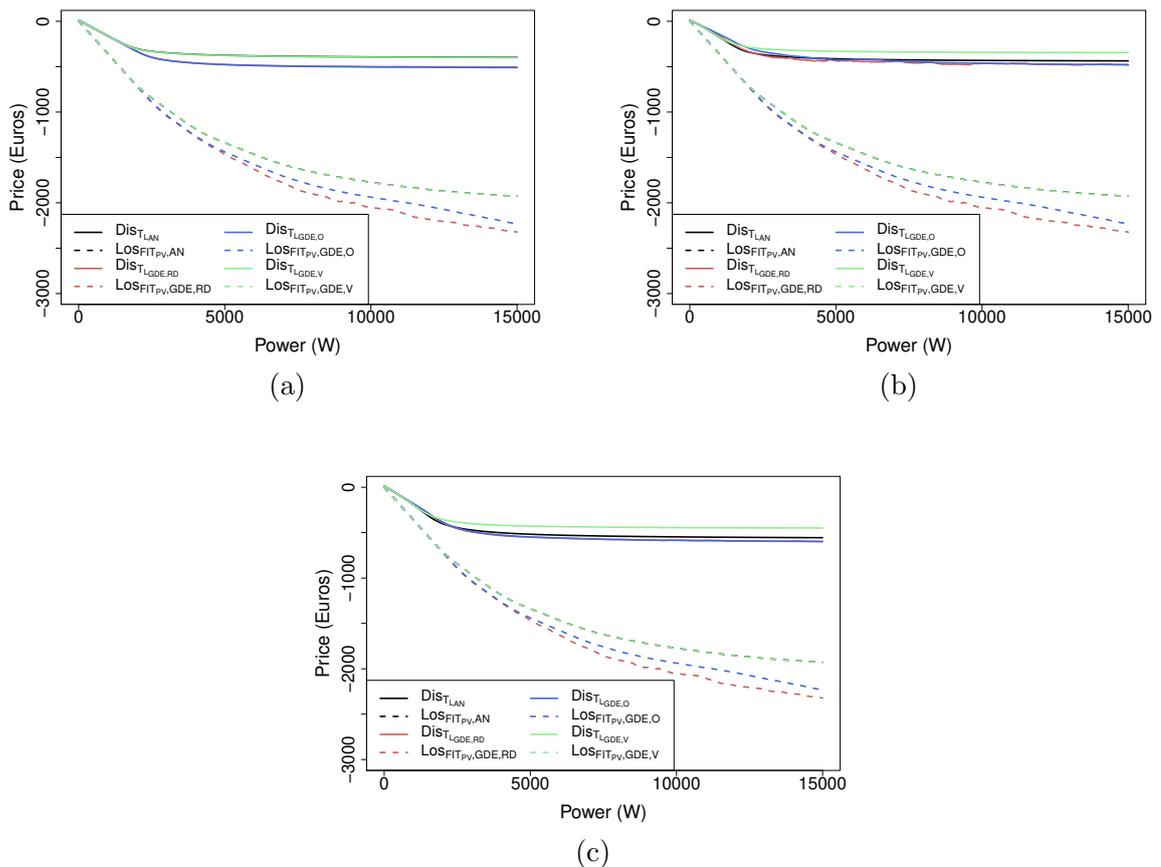


Figura 4.6: Descuentos y pérdidas con sistema de almacenamiento: (a) TUR, (b) 2 periodos de tarificación y (c) tarificación horaria.

4.2. Análisis de la rentabilidad

Finalizado el estudio sobre los términos energéticos cuantificados económicamente, ahora se analizará la rentabilidad. Para la realización de este análisis se ha utilizado el valor actual neto (VAN), o “Net Present Value” (NPV). Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Sin embargo, se ha normalizado la expresión con respecto al coste por vatio pico utilizando el modelo descrito en Caamaño-Martín and Lorenzo (1995), en el que el NPV se calcula como indica la Ecuación 4.13.

$$NPV_{W_p} = [Beneficios - Costes]_{W_p} \quad (4.13)$$

donde, los $[Beneficios]_{W_p}$ se calculan como se indica en la Ecuación 4.14 y los $[Costes]_{W_p}$ como se indica en la Ecuación 4.15.

$$[Beneficios]_{W_p} = \frac{1}{C_{W_p} \cdot P_{nom}} \cdot \frac{p_{ef} \cdot E_{sc} + p_{et} \cdot E_{tg}}{(A/P, r'_e, N)} \quad (4.14)$$

donde, C_{W_p} es la inversión inicial en euros por vatio pico, P_{nom} es la potencia nominal del generador instalado, p_{ef} es el precio de compra de electricidad de la red eléctrica, E_{sc} es la energía autoconsumida, p_{et} es el precio de venta de electricidad, E_{tg} es la cantidad de energía vendida a la red eléctrica, $(A/P, r'_e, N)$ es el factor de recuperación de capital (ver Ecuación 4.16) para la tasa r'_e en un periodo de N años y $r'_e = \frac{r-r_e}{1+r_e}$, donde r es la tasa de descuento y r_e es la tasa de incremento anual del precio de la electricidad.

$$[Costes]_{W_p} = \left[F_{financ} + \frac{f_{OMI}}{(A/P, r'_e, N)} \right] \quad (4.15)$$

$$F_{financ} = f_p + (1 - f_p - \tau_{subv}) \cdot \frac{(A/P, r_1, N_1)}{(A/P, r, N)} - \tau_{inc} \cdot f_{dep}$$

donde, F_{financ} incluye diferentes posibilidades de financiación, f_p es la fracción del capital de recursos propios, τ_{subv} es la tasa de subvención, $(A/P, r, N)$ es el factor de recuperación (ver Ecuación 4.16), r es la tasa de descuento, N los años de vida de la instalación, r_1 es la tasa de interés del préstamo, N_1 son los años de duración del préstamo, τ_{inc} es la tasa incremental de ingresos, $f_{dep} = \frac{1}{N_d \cdot (A/P, r, N_d)}$ es la depreciación lineal en N_d años y f_{OMI} es el factor de gastos de operación anual.

El factor de recuperación de capital se define como:

$$(A/P, r, N) = \begin{cases} \frac{r}{1 - (1 + r)^{-N}} & r \neq 0 \\ \frac{1}{N} & r = 0 \end{cases} \quad (4.16)$$

donde, r es la tasa de descuento aplicada y N es el número de años de aplicación.

Utilizando este modelo, en la Sección 4.2.1 se presentan los resultados obtenidos de simulaciones anuales para las distintas potencias nominales del generador bajo diferentes configuraciones del sistema de estudio y bajo diferentes técnicas aplicadas sobre la demanda en un escenario económico concreto.

4.2.1. Resultados

Para la obtención de resultados se ha utilizado primero una configuración sin sistema de almacenamiento, sólo el generador fotovoltaico, el usuario y la red, y después se ha realizado el mismo estudio añadiendo el uso del sistema de almacenamiento (ver Sección 2.1.3). La entrada de datos de radiación solar global horaria horizontal ha sido la dispuesta por el *AMT* para la Comunidad de Madrid y el consumo eléctrico ha sido el perfil de demanda para un usuario único doméstico (ver Sección 2.1.2).

Se ha analizado la rentabilidad de los diferentes escenarios de autoconsumo presentados en el análisis energético del Capítulo 3, los cuales son autoconsumo natural, aplicación de técnicas de GDE para maximización de autoconsumo con dos tipos de perfiles de predicción y aplicación de técnica de GDE para rellenado del valle de consumo.

Las variables económicas que se han utilizado son valores actuales de cada una de ellas. A continuación se muestran estos valores: un coste por vatio pico de $C_{W_p} = 3\text{€}/W_p$, el precio de la electricidad ha sido el precio del término de energía para cada una de las tarifas descritas en la Sección 4.1, un precio de la prima de inyección de $p_{et} = 28c\text{€}/kWh$, una tasa de descuento de $r = 3\%$, una tasa de incremento anual del precio de la electricidad de $r_e = 2\%$, años de vida de la instalación $N = 25$, fracción de recursos propios $f_p = 0,5$ sin ninguna subvención, un préstamo con un interés de $r_1 = 5\%$ a devolver en $N_1 = 10$ años, con un periodo de depreciación de $N_d = 15$ años y gastos de operación por vatio pico de $f_{OMI} = 0,01 \cdot C_{W_p}$ (Nofuentes et al., 2002).

Primeramente se ha realizado una simulación sin sistema de almacenamiento en la que se ha mantenido constante la producción de energía anual del generador según el tamaño correspondiente durante los años de vida de ésta. El resultado obtenido se encuentra en la Figura 4.7 (a), en la que se puede ver que se alcanza la rentabilidad para el caso de autoconsumo natural y GDE con desplazamiento al valle de consumo (en negro y

en verde respectivamente) para una potencia nominal de generador de $P_{nom,g} = 2 kW_p$ aproximadamente la máxima rentabilidad alcanzada y a la que se tiende es de 0,4. Mientras que para la GDE de maximización del autoconsumo se produce aproximadamente al doble de la potencia nominal anterior $P_{nom,g} = 4 kW_p$ y la máxima rentabilidad alcanzada es de 0,35 menor que para los anteriores. También puede verse que de las tres tarifas seleccionadas las más rentables sería la utilización de una señal de precio horaria ya que al discriminar cada hora se estaría pagando por la cantidad de energía consumida durante ese periodo. Como puede verse las técnicas de GDE de maximización del autoconsumo reducen la rentabilidad debido a que se producen menores ingresos por la exportación de energía.

Sin embargo, en un escenario en el que se alcance la paridad de red (ver Figura 4.7 (b)) ninguna de las opciones resulta ser rentable y además presentan un carácter constante debido a que se mantiene la misma proporción entre los ingresos de la instalación y el tamaño de generador por lo que es necesario establecer algún incentivo, aunque no sea de valor tan grande como la actual prima de inyección a la red, pero debe tener el valor suficiente para alcanzar una rentabilidad mínima para que los usuarios puedan invertir en ella. Añadir que la no rentabilidad es debido fundamentalmente a una prima aún generosa (si no, no se cubrirían los cupos que ha establecido el Gobierno) y a la hipótesis considerada de garantía de prima durante 25 años, situación que se prevé se modifique a corto plazo para las nuevas instalaciones. De nuevo la tarifa más rentable de las tres es la de tarificación horaria con un valor de $-0,8$.

Pero si al sistema además se le añade un sistema de almacenamiento (sistema Sunny Backup más batería está valorado en aproximadamente 6000€, el precio concreto de cada uno de sus elementos es de $0,97 €/W$ para el inversor y de $13,57 €/Ah$ para la batería) se puede observar en la Figuras 4.7 (c) y (d) que el sistema no es rentable independientemente del precio de la prima de inyección a red, que evidentemente es todavía mucho menor si se encuentra en un escenario de paridad de red. En todos los escenarios posibles presentados en la Figura 4.7, la GDE es menos rentable que si no se gestionase la demanda, de nuevo esto es debido a que los ingresos de exportación son menores.

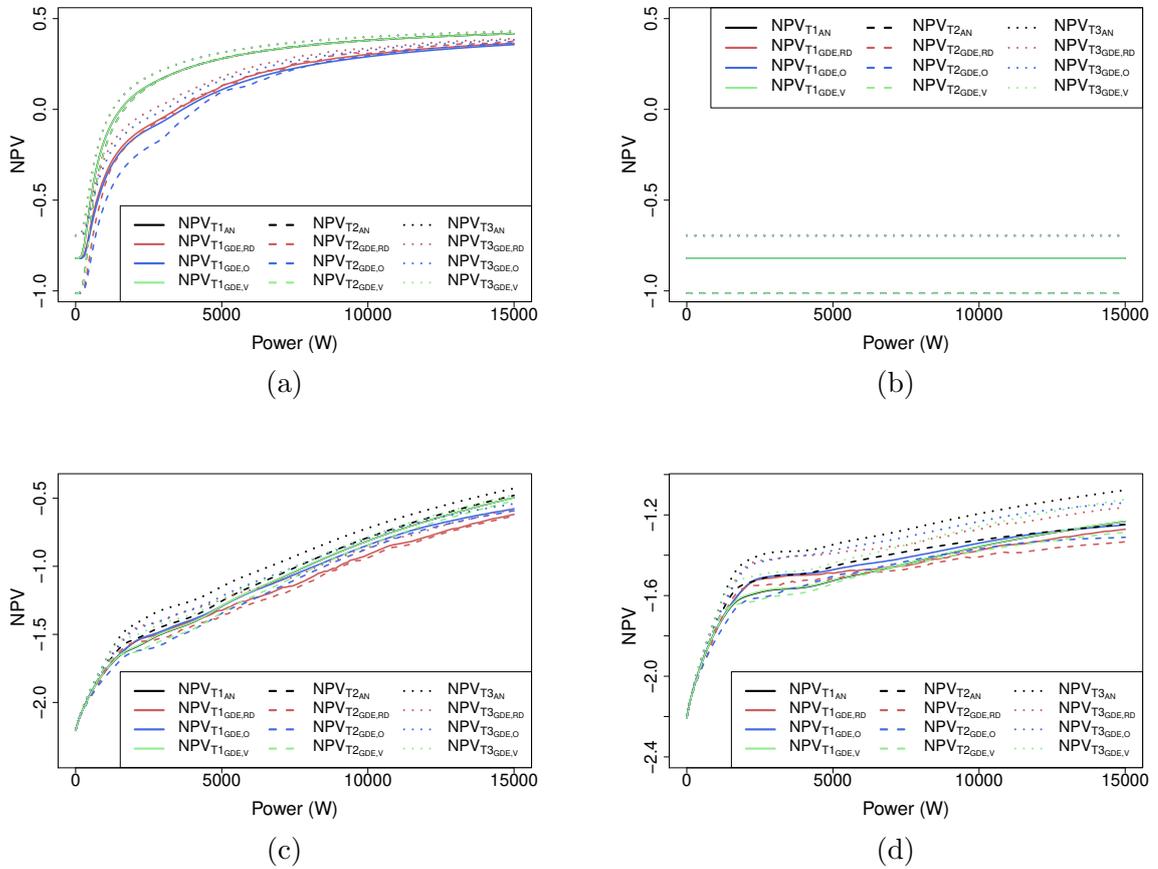


Figura 4.7: Valor Actual Neto normalizado: (a) sin batería y $p_{ef} \neq p_{et}$, (b) sin batería y $p_{ef} = p_{et}$, (c) con batería y $p_{ef} \neq p_{et}$ y (d) con batería y $p_{ef} = p_{et}$. Para las tarifas T1 (TUR), T2 (2 periodos de tarificación) y T3 (tarificación horaria).

Sin embargo, en el caso de la Figura 4.7 (d) se observan como se reducen las diferencias entre el autoconsumo natural y la GDE de maximización del autoconsumo. La máxima rentabilidad alcanzada en el caso de la Figura 4.7 (c) es de $-0,5$ mientras que con el escenario de paridad de red se tiene un máximo de $-1,2$. Esto pone de manifiesto que los sistemas de almacenamiento tienen un precio elevado y hacen que la rentabilidad baje. Sin embargo, la inclusión de un sistema de alimentación tiene otras razones relacionadas con la calidad del sistema (suministro de picos de potencia o garantía de suministro) y el grado de independencia de la red.

Como conclusión después de realizar un análisis de la rentabilidad para los casos descritos, es necesario para que la rentabilidad aumente el incentivar el autoconsumo mediante primas que haga que la diferencia con la inyección en la red no sea tan notoria

o reducir el coste del vatio pico de la instalación. De esta manera se prepararía el sector fotovoltaico para la llegada de la paridad de red. En el presente Trabajo Fin de Máster se proponen dos ejemplos de tarifas al autoconsumo:

- La primera sería la adopción de una prima del autoconsumo basada en la diferencia entre la prima de inyección actual y el precio de la electricidad, en este caso el precio recomendado sería de $14 \text{ c€}/kWh$ autoconsumido aproximadamente. Con esta prima al autoconsumo los usuarios percibirían el total de la prima de inyección a red eléctrica pero dividida en dos partes, una es la de ahorro en el término de energía de la factura y la otra sería la recepción de la prima sugerida. Sin embargo, presenta el inconveniente que la actualización de las primas de autoconsumo está relacionado íntimamente con la actualización de las primas de inyección a red. Para implantar esta medida habría que realizar un cambio en el sistema de medida de las instalaciones para comprobar que realmente se autoconsume, sugiriendo la adopción del “Net-Metering”.
- El otro incentivo propuesto sería la adopción del método alemán de primas al autoconsumo (ver Sección 1.2.4), en el que se establecen dos precios dependiendo del tanto por ciento autoconsumido. Si se traslada el modelo al caso español se obtiene que el valor de la prima en caso de autoconsumir hasta un 30% es de $11,49 \text{ c€}/kWh$ mientras que si se supera ese porcentaje se tendría un valor de $8,42 \text{ c€}/kWh$. Este escenario puede ser más atractivo aunque las primas sean menores ya que la actualización de las primas se realiza sobre el precio de la electricidad por lo que aunque se produzcan bajadas en las primas de inyección las primas de autoconsumo no se verían afectadas en la misma proporción.

La inclusión de un incentivo al autoconsumo complica la estructura de precios y la forma de medir la electricidad consumida por el usuario, pero hace más atractiva la inversión en el sistema fotovoltaico y aumenta su rentabilidad al aumentar los beneficios.

Capítulo 5

Conclusiones y líneas futuras

5.1. Conclusiones

En el presente Trabajo Fin de Máster se ha estudiado desde un punto de vista energético y económico el efecto del autoconsumo de la energía generada localmente mediante un sistema fotovoltaico conectado a red con un sistema de almacenamiento de baterías. Además se han estudiado los efectos de distintas técnicas de gestión de la demanda. El uso del sistema de almacenamiento con baterías de plomo-ácido 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 tanto diferentes mejoras técnicas en el sistema eléctrico como mayores beneficios económicos.

Durante el desarrollo de este trabajo se han adoptado dos criterios para la gestión de la demanda, de los cuales se ha estudiado los efectos de su aplicación. Uno es el de maximizar el autoconsumo y otro el de rellenado del valle de consumo. En términos energéticos la aplicación de técnicas de GDE aumentan el autoconsumo del usuario. Si además se unen a sistemas de almacenamiento, el autoconsumo experimenta un crecimiento mayor. Sin embargo, desde el punto de vista económico es más rentable el uso de un sistema de GDE para aumentar el autoconsumo, que el de almacenamiento ya que en el coste total del sistema no supone grandes variaciones con respecto a no utilizarlo.

A la vista de lo desarrollado en esta memoria se puede concluir que:

- A la vista de los resultados obtenidos el autoconsumo se perfila como un futuro criterio a incorporar en el diseño de instalaciones fotovoltaicas distribuidas debido a que las primas de inyección a red cada vez son menos atractivas.
- Desde un punto de vista energético alcanzar un nivel de autoconsumo alto es posible seleccionando la técnica de GDE adecuada. Sin embargo, sólo con GDE se

podría autoconsumir en el mejor de los casos un 50%. No obstante, el hecho de emplear un sistema de almacenamiento hace aumentar considerablemente el factor de autoconsumo, llegando a doblarlo respecto al caso de existir sólo GDE.

- Los resultados para un tamaño de generador de $P_{nom,g} = 4 kW_p$ (obtenido como punto de corte de los factores de autoconsumo) que se han conseguido, esclarecen las dudas entorno a la utilización del autoconsumo como funcionamiento alternativo a la exportación de energía. Se ha conseguido un 25% de factor de autoconsumo de la demanda para autoconsumo natural, sin embargo al aplicar técnicas de GDE para la maximización del autoconsumo se mejora dicho valor hasta casi el doble. Si además se introduce un sistema de almacenamiento, se produce una mejora aún mayor en dicho sistema alcanzando factores de 0,6 en caso de autoconsumo natural y de hasta casi 0,9 en caso de incluir un sistema de GDE de maximización de autoconsumo.
- Otro aspecto a tener en cuenta es que aumentando el autoconsumo se producen menos intercambios con la red eléctrica y la curva de demanda instantánea para la red eléctrica se reduce con técnicas que influyan sobre la demanda o utilizando un sistema de almacenamiento, siendo especialmente interesante para redes eléctricas débiles o inestables.
- Desde un punto de vista económico el autoconsumo hoy en día no es rentable. Sin embargo, en el futuro con la llegada de la paridad de red será necesario el uso de incentivos o un mayor abaratamiento de los costes de la instalación para que sea rentable.
- Se han propuesto dos incentivos distintos para fomentar el autoconsumo. El primero consiste en la adaptación del modelo alemán al escenario español y consiste en un incentivo de 11,49 €/kWh hasta el 30% de autoconsumo de electricidad generada y 8,42 €/kWh para el resto. El segundo incentivo propuesto se basa en la utilización de la diferencia entre el precio de la electricidad y la prima de inyección, de esta manera se reparte el valor de la prima de inyección y lo que falta por cubrir en el ahorro del autoconsumo lo proporciona el incentivo. Actualmente tal incentivo tendría un valor de 14 €/kWh.
- La llegada en el futuro de una señal tarifaria horaria hace posible plantearse el autoconsumo como una solución para evitar grandes gastos debido a elevados consumos durante el pico de la demanda.
- Las distintas técnicas de GDE aplicadas ilustran diferentes beneficios para los usuarios y se ha demostrado que su uso puede incrementar el autoconsumo siendo su costo mucho menor que cualquier otro dentro del sistema.

En resumen, el autoconsumo es una posible solución alternativa a la inyección en la red debido al decremento de los precios de las primas de inyección y a las subidas de las

tarifas de la electricidad. Además como criterio de diseño se puede alcanzar un buen nivel de autoconsumo para tamaños de generador no excesivamente grandes ($4 kW_p$ para usuarios domésticos con nivel de electrificación medio-elevado). 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.

5.2. Líneas futuras

Durante el desarrollo del presente Trabajo Fin de Máster se han identificado diferentes líneas de investigación que se considera interesante explorar con el objetivo de profundizar en las posibilidades del autoconsumo:

- **Extrapolación al sector industrial:** análisis de las diferentes cargas que componen su consumo y aplicación de las técnicas desarrolladas para el establecimiento de un criterio de diseño según el nivel de autoconsumo.
- **Incentivos al autoconsumo:** analizar diferentes incentivos al autoconsumo para conseguir una rentabilidad determinada mediante el uso de otras herramientas económicas. Se establecerá una tarifa con periodos de discriminación horaria como escenario futuro para la que se analizará su rentabilidad.
- **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.
- **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.
- **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.

5.3. Contribuciones

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

- **Eduardo Matallanas**, Estefanía Caamaño-Martín, Manuel Castillo-Cagigal, Daniel Masa, Álvaro Gutiérrez y Félix Monasterio-Huelin. Analysis of the Self-Consumption Possibilities in Small Grid-Connected Photovoltaic Systems in Spain. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Aceptado.
- **Eduardo Matallanas**, Manuel Castillo-Cagigal, Álvaro Gutiérrez, Félix Monasterio-Huelin, Estefanía Caamaño-Martín, Daniel Masa, Javier Jiménez-Leube. Neural network controller for active demand side management with pv energy in the residential sector. Applied Energy. En revisión.
- Manuel Castillo-Cagigal, Estefanía Caamaño-Martín, **Eduardo Matallanas**, Daniel Masa-Bote, Álvaro Gutiérrez, Félix Monasterio-Huelin y Javier Jiménez-Leube. PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector. Solar Energy. Aceptado.
- 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. 52(7):2659–2666
- 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, September 2010, WIP-Renewable Energies, Munich, Germany, pages 4866-4870. ISBN: 3-936338-26-4.

Bibliografía

- Babu, P. R., Divya, V. P. S., Srikanth, P., Singh, B. D., and Varun, K. (2007). Neural network and dsm techniques applied to a industrial consumer a case study. In *5th IEEE International Conference on Compatibility in Power Electronics*, pages 1–4, Gdansk, Poland. IEEE.
- Bhandari, R. and Stadler, I. (2009). Grid parity analysis of solar photovoltaic system in germany using experience curves. *Solar Energy*, 83(9):1634–1644.
- B.O.E. (1995). *Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas*. Boletín Oficial del Estado núm. 12.
- B.O.E. (1997). *Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico*. Boletín Oficial del Estado núm. 285.
- B.O.E. (2006). *Resolución de 8 de septiembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 14 de marzo de 2006, por la que se establece la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión*. Boletín Oficial del Estado núm. 231.
- B.O.E. (2007a). *Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007*. Boletín Oficial del Estado núm. 234.
- B.O.E. (2007b). *Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008*. Boletín Oficial del Estado núm. 312.
- B.O.E. (2009). *Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado núm. 151.
- B.O.E. (2010). *Resolución de 28 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el primer trimestre de 2011*. Boletín Oficial del Estado núm. 316.

- 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., 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. PV-UP-SCALE project 2007, Deliverable 4.2.
- Caamaño-Martín, E., Masa, D., Gutiérrez, A., Monasterio-Huelin, F., Jiménez-Leube, J., Porro, J., and Castillo, M. (2009). Optimización del uso de un sistema fotovoltaico mediante gestión activa de la demanda. In *I Congreso de Generación Distribuida*, pages 121–126, Madrid, Spain. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- Caamaño-Martín, E. (1998). *Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracterización y Análisis*. PhD thesis, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación.
- Caamaño-Martín, E. and Lorenzo, E. (1995). Photovoltaics in grid-connected buildings: Energy flows and economic aspects. *Progress in Photovoltaics*, 3(2):135–143.
- Castillo, M. (2010). Optimización del uso de tecnología fotovoltaica en entornos residenciales. Master's thesis, IES - Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.
- Castillo, M., Caamaño-Martín, E., Matallanas, E., Masa-Bote, D., Álvaro Gutiérrez, Monasterio-Huelin, F., and Jiménez-Leube, J. (2011). Pv self-consumption optimization with storage and active dsm for the residential sector. *Solar Energy*. Accepted.
- Castillo, M., Gutiérrez, A., Monasterio-Huelin, F., Masa, D., Caamaño-Martín, E., Jiménez-Leube, J., and Porro, J. (2009). Sistema de control distribuido para la gestión de la demanda en el sector residencial. In *I Congreso de Generación Distribuida*, pages 275–280, Madrid, Spain. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- Castillo-Cagigal, M., Gutiérrez, A., Monasterio-Huelin, F., Caamaño-Martín, E., Masa-Bote, D., and Jiménez-Leube, J. (2011). A semi-distributed electric demand-side management system with PV generation for self-consumption enhancement. *Energy Conversion and Management*, 52(7):2659–2666.

- Chaabene, M., Ammar, M. B., and Elhajjaji, A. (2007). Fuzzy approach for optimal energy-management of a domestic photovoltaic panel. *Applied Energy*, 84(10):992–1001.
- Clastres, C. (2011). Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy*, In Press, Corrected Proof.
- de Almeida, A., Fonseca, P., Schlomann, B., and Feilberg, N. (2011). Characterization of the household electricity consumption in the EU, potential energy savings and specific policy recommendations. *Energy and Buildings*, 43(8):1884 – 1894.
- Degner, T., Schmid, J., and Strauss, P. (2006). *Distributed generation with high penetration of renewable energy sources*. DISPOWER, Kassel, Germany.
- E.E.G. (2009). *Ley de refundición del derecho relativo a las energías renovables en el área de la electricidad y de modificación de las disposiciones afines*. Bundestag alemán.
- EIA (2010). International energy outlook 2010. Technical Report EIA-0484(2010), U.S. Department of Energy, Washington, U.S.A.
- El-Amin, I., Al-Ali, A., and Suhail, M. (1999). Direct load control using a programmable logic controller. *Electric Power Systems Research*, 52(3):211–216.
- Erbs, D., Klein, S., and Duffie, J. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28(4):293–302.
- European Commission (2002). Towards a eu strategy for the security of energy supply. Technical Report COM (2002) 321, E.U.
- Flick, T. and Morehouse, J. (2011). Smart grid: What is it? In *Securing the Smart Grid*, pages 1 – 18. Syngress, Boston.
- Gellings, C. W. and Chamberlin, J. H. (1993). *Demand-Side Management: Concepts and Methods*. Fairmont Pr; 2nd edition, USA.
- Gobierno de España (2011). Proyecto de Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Technical report, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, España.
- Goel, L., Wu, Q., and Wang, P. (2010). Fuzzy logic-based direct load control of air conditioning loads considering nodal reliability characteristics in restructured power systems. *Electric Power Systems Research*, 80(1):98–107.
- 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.
- Jefatura de Estado (1997). *Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998*. Boletín Oficial del Estado núm. 310.

- Jefatura de Estado (2001). *Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado núm. 268.
- Jefatura de Estado (2007a). *Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2007*. Boletín Oficial del Estado núm. 312.
- Jefatura de Estado (2007b). *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Boletín Oficial del Estado núm. 126.
- Jefatura de Estado (2009). *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*. Boletín Oficial del Estado núm. 111.
- Jefatura de Estado (2011). Proyecto de Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Kaiser, R. (2007). Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems. *Journal of Power Sources*, 168(1):58–65.
- KPMG (2010). Informe estratégico para el sector fotovoltaico en España: acercándonos a la paridad de red. Technical report, ASIF, España.
- 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.
- Liu, B. Y. H. and Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation. *Solar Energy*, 4(3):1–19.
- Lorenzo, E., Araujo, G. L., Cuevas, A., Egido, M. A., Miñano, J. C., and Zilles, R. (1994). *Electricidad solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. PROGNSA, Sevilla, España.
- Martin, N. and Ruiz, J. M. (2001). Calculation of the pv modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 70(1):25–38.
- Matallanas, E., Castillo-Cagigal, M., Gutiérrez, A., Monasterio-Huelin, F., Caamaño-Martín, E., Masa, D., and Jiménez-Leube, J. (2011). Neural network controller for active demand side management with pv energy in the residential sector. *Applied Energy*. En revisión.

- Middelberg, A., Zhang, J., and Xia, X. (2009). An optimal control model for load shifting – with application in the energy management of a colliery. *Applied Energy*, 86(7-8):1266–1273.
- Muñiz, I. (2007). Sistema fotovoltaico autoconfigurable para microrredes en situación de fallo de red. *Jornadas Internacionales de Equipos Electrónicos: Redes Activas y Consumo Sostenible*.
- Nofuentes, G., Aguilera, J., and Muñoz, F. J. (2002). Tools for the profitability analysis of grid-connected photovoltaics. *Progress in Photovoltaics*, 10(8):555–570.
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., and D’haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 6(33):787–798.
- Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., and Menicucci, D. (1987). A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, 39(3):221–231.
- Perez, R., Stewart, R., Arbogast, C., Seals, R., and Scott, J. (1986). An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation. *Solar Energy*, 36(6):481–497.
- 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.
- Pérez, J. I., Sánchez, L. J., and Pardo, M. (2005). *La gestión de la demanda de electricidad*. Ed. Fundación Alternativas, Madrid, España.
- R.E.E. (2006). *El sistema eléctrico español 2006*. Ed. Red eléctrica de España, 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.
- SMA Solar Technology (2010a). Commercial self-consumption of solar power. *SMA Expert Craftsman Magazine*, 1(2).
- SMA Solar Technology (2010b). The self-consumption bonus. *SMA Expert Craftsman Magazine*, 1(1).
- Strbac, G. (2008). Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy*, 36(12):4419–4426.
- Tsilakakis, A. and Hatziaargyriou, N. (2007). Environmental benefits of distributed generation with and without emissions trading. *Energy Policy*, 35(6):3395–3409.

- 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.
- Zribi, M., Al-Rashed, M., and Alrifai, M. (2005). Adaptive decentralized load frequency control of multi-area power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 27(8):575–583.