

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Gestión de Almacenamiento para Integrar
Eficientemente Paneles Fotovoltaicos y
Vehículos Eléctricos en Núcleos Residen-
ciales

Autor: Darío Gavira Pero

Tutor: Manuel Barragán Villarejo,

Alejandro Marano Marcolini

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Gestión de Almacenamiento para Integrar Eficientemente Paneles Fotovoltaicos y Vehículos Eléctricos en Núcleos Residenciales

Autor:

Darío Gavira Pero

Tutor:

Manuel Barragán Villarejo,
Alejandro Marano Marcolini

Profesor Ayudante Doctor,
Profesor Contratado Doctor

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Grado: Gestión de Almacenamiento para Integrar Eficientemente Paneles
Fotovoltaicos y Vehículos Eléctricos en Núcleos Residenciales

Autor: Darío Gavira Pero
Tutor: Manuel Barragán Villarejo,
Alejandro Marano Marcolini

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Dedicado a los que están, a los que estuvieron y a los que estarán.

*Darío Gavira Pero
Sevilla, 2019*

Resumen

El objeto del presente trabajo es analizar la viabilidad de integrar la generación renovable mediante autoconsumo y el vehículo eléctrico en la red, desde una perspectiva residencial. Para ello, es primordial gestionar un sistema de almacenamiento de energía que les de soporte de forma eficiente. Por tanto, favorece un doble propósito: descarbonizar el parque de generación y los nodos urbanos disminuyendo las emisiones del sector transporte.

Para este estudio, se evalúa la alimentación eléctrica de un estacionamiento relativo a un total de 100 viviendas que disponen de una plaza de aparcamiento adaptadas para la recarga de un vehículo eléctrico. Este escenario podría suponer una vicisitud en el futuro tras una penetración masiva de los VE, dado que provocaría un incremento en la potencia consumida, que a gran escala podría comprometer la red de distribución eléctrica en horas de elevado consumo.

La propuesta de este trabajo consiste en emplear una instalación fotovoltaica que, apoyada por un sistema de almacenamiento de energía gestionado eficientemente, consiga mitigar este efecto, favoreciendo la homogeneización de la curva de la demanda, beneficiando al sistema eléctrico y económicamente al propio consumidor.

Actualmente, la curva de demanda diaria se caracteriza por disponer de dos picos de consumo a lo largo del día, y un periodo valle nocturno. Esta desviación entre las horas pico y las horas valle hace necesario disponer de un sistema eléctrico sobredimensionado, por lo que el uso de un sistema de almacenamiento que permita optimizar el uso de la potencia podría dar indirectamente soporte a la red, dado que el principal aliciente para esta gestión sería de índole económico.

Para el usuario final, este estudio significa una forma de ahorrar en la factura eléctrica mediante la optimización del uso de la energía. Este ahorro se abarca disminuyendo el coste de la energía al consumirla de la red en periodos con tarifas valle y, a su vez, minimizando la potencia contratada necesaria, ahorrando en el término de potencia, todo ello apoyado por la gestión eficiente de un sistema de almacenamiento de energía junto a una instalación fotovoltaica. El beneficio económico se expondrá en los resultados obtenidos en este trabajo mediante el ahorro anual.

Abstract

The objective of this project is to analyze the viability of integrating the renewable generation by self-supply and the electric vehicle (EV) to the grid, from a residential perspective. To that end, it is essential to manage efficiently an energy storage system which supports it. Therefore, it supports a double purpose: the decarbonization of the power generation park and the urban nodes by reducing the emissions from the transport sector.

For this study, it is been evaluated the power supply of a car park which belongs to 100 houses with a parking lot for EV at its disposal. This scenario could mean a vicissitude after a massive penetration of EVs, because it would cause an increase in the power demanded which on a large scale could compromise the distribution grid in hours of high demand.

The proposal of this project consists of utilizing a photovoltaic installation supported by an energy storage system to relieve this effect. Furthermore, it favours the homogenisation of the demand curve, which benefits the electrical system and the consumer in an economical way.

Nowadays, the demand curves is characterised by adopting two peaks of demanded power throughout the day and demand during nighttime trough demand hours. This deviation between this periods of time claims an oversized electrical system, thus, the usage of an energy storage system which optimise the power use during this could assist the grid while getting an economic benefit for the prosumer.

For the final user, this study shows a way to save money in their electricity bill while optimising their use of energy. This saving comes from getting the energy from periods with lower prices and by minimizing the contracted power rating. All of this is supported by an efficiently managed energy storage system with a photovoltaic system. The economic benefit will show the results obtained from this project by the annual savings.

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Notación</i>	IX
1 Introducción	1
1.1 Generación Distribuida	1
1.1.1 Introducción a la Generación Distribuida	1
1.1.2 Concepto de Generación Distribuida	2
1.1.3 Autoconsumo	3
1.1.4 Ventajas e Inconvenientes del Autoconsumo	4
Ventajas	4
Inconvenientes	4
1.2 Integración del Vehículo Eléctrico	4
1.2.1 Contexto actual del VE	5
1.2.2 Impacto del Vehículo Eléctrico en la red eléctrica	6
1.3 Sistemas de Almacenamiento	8
1.4 Previsiones Futuras VE, PV y Almacenamiento	10
1.4.1 Propagación del Vehículo Eléctrico: Objetivo 2050	10
Ayudas a la integración de los vehículos eléctricos	11
1.4.2 Evolución esperada de las instalaciones fotovoltaicas	12
1.4.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía en el futuro	13
1.5 Objetivos del Trabajo	14
2 Caracterización de la Curva de Consumo Doméstico y del Vehículo Eléctrico	15
2.1 Demanda Doméstica	15
2.2 Carga Lenta del VE	16
2.3 Carga Rápida del VE	17
3 Caracterización de la Curva de Generación Fotovoltaica	19
4 Dimensionamiento del núcleo residencial con Vehículo Eléctrico, Parque Fotovoltaico y Sistema de Almacenamiento de Energía	21
4.1 Dimensionamiento del Consumo Doméstico y Vehículos Eléctricos	21
4.2 Dimensionamiento del Parque Fotovoltaico	24
4.3 Dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía	25

5	Modelo de Optimización	27
6	Resultados	31
6.1	Situación Inicial	31
6.2	Situación Inicial con PV	32
6.3	Situación Base con PV y Batería	33
6.4	Venta del Excedente de Energía a la Red Eléctrica	35
6.5	Optimización por Potencia Contratada	38
	Optimización de la Potencia Contratada Conjunta	39
6.6	Optimización del Tamaño de la Instalación Fotovoltaica	41
6.7	Optimización del Sistema de Almacenamiento de Energía	43
	Sin Venta a la Red	43
	Con Venta a la Red	44
	Resumen económico	46
6.8	Búsqueda del Escenario Óptimo	46
	Intervalo Noviembre-Abril	47
	Intervalo Anual	48
	Análisis económico	49
6.9	Instalación Fotovoltaica dedicada a la carga de los VE	51
7	Conclusión y posibles trabajos futuros	53
	Apéndice A Código GAMS	57
	<i>Índice de Figuras</i>	61
	<i>Índice de Tablas</i>	63
	<i>Bibliografía</i>	65

Notación

<i>CNMC</i>	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
<i>E</i>	Capacidad del SAE
<i>n</i>	Número de paneles fotovoltaicos instalados
η_c	Rendimiento de carga del SAE
η_d	Rendimiento de descarga del SAE
p_{Bat}	Precio de adquisición de las baterías en su periodo correspondiente
P_c	Potencia de carga del SAE
P_d	Potencia de descarga del SAE
P_{dem}	Potencia demandada por el sistema
P_{dom}	Potencia doméstica demandada
P_{gC}	Potencia generada de la red a comprar
P_{gV}	Potencia generada hacia la red a vender
P_{lenta}	Potencia demandada por la carga lenta de los VE
P_{panel}	Potencia por panel fotovoltaico
P_{rapida}	Potencia demandada por la carga rápida de los VE
$precio_c$	Precio de compra de energía a la red
$precio_v$	Precio de venta de energía a la red
$precio_{WPV}$	Precio por vatio de la instalación fotovoltaica
P_{cmax}	Potencia contratada máxima
<i>PV</i>	Energía solar fotovoltaica
<i>SAE</i>	Sistema de Almacenamiento de Energía
<i>SOC</i>	Estado de carga (State of Charge)
<i>TP</i>	Término de Potencia
<i>VCI</i>	Vehículo Combustión Interna
<i>VE</i>	Vehículo Eléctrico

1 Introducción

El motor de la idea desarrollada en este trabajo parte de la necesidad actual de dar soporte a la integración de las energías renovables y su correcta gestión para favorecer la implantación de los vehículos eléctricos en la red.

El análisis realizado en el proyecto se basa en estudiar el impacto de instalar paneles fotovoltaicos en un sistema en el que existe una demanda doméstica, así como un consumo relacionado a la carga de los vehículos eléctricos. Asimismo, se analiza incluir un sistema de almacenamiento de energía observando las ventajas económicas que supone por la oportunidad de trasvasar energía entre los distintos intervalos y se estudiará su rentabilidad a largo plazo.

1.1 Generación Distribuida

Por parte de la situación de las energías renovables, en España no representan un porcentaje tan elevado del parque eléctrico de generación en la actualidad en comparación con otros países. Para el año 2010, el objetivo según el Plan de Fomento de las Energías Renovables era generar hasta el 30 % de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cifra que se logró mediante la energía eólica principalmente y, adicionalmente, mediante energía hidráulica, aunque la idea de utilizar la energía solar para abastecer gran parte de la demanda de toda la península resultaba remota.

En términos generales, según datos extraídos del IDAE [11], para finales del año 2016 prácticamente el 16 % de toda la energía consumida en España provenía de energías renovables, y casi el 40 % de la generación de electricidad, cifras similares a las que se pueden obtener al revisar el uso de energías renovables en España en 2018. No obstante, se han fijado unos determinados objetivos energéticos para mejorar la situación de las energías renovables en Europa y, por tanto, en España, a cumplir antes de 2020. Estos objetivos implican la reducción de las emisiones de gases en un 20 %, el aumento hasta el 20 % del uso de energías renovables, y la mejora de la eficiencia energética en un 20 %. Este plan es denominado el 'triple 20' o '20-20-20'.

En este trabajo, se profundizará en la generación solar, dada su mayor capacidad de producción a pequeñas escalas, requisito fundamental de la generación distribuida a la que se hará referencia durante el transcurso de esta memoria.

1.1.1 Introducción a la Generación Distribuida

Frente al esquema de generación centralizada desarrollado durante las últimas décadas, surge una progresiva implantación de generación de energía mediante la generación renovable y cogeneración, cerca de los puntos de consumo o en las mismas instalaciones del consumidor. Se considera que la energía eléctrica producida mediante cogeneración es generación distribuida porque se consume en las inmediaciones de donde se produce, evitando pérdidas por transporte y distribución.

Surge así el concepto de generación distribuida. La irrupción de nuevos conceptos, desarrollos y sistemas de generación y control van a permitir la evolución gradual del modelo actual hacia otros donde la generación de electricidad distribuida, generalmente de pequeña potencia, se integre en la red como un elemento de eficiencia, de producción y de gestión, y no tan sólo como una simple conexión para la entrega de la energía eléctrica producida.

La complementariedad entre ambos modelos de generación, centralizado convencional y distribuido, será la base para el desarrollo de los futuros sistemas eléctricos. De hecho, uno de los objetivos que plantea la propuesta de Real Decreto de autoconsumo, es avanzar hacia un sistema de generación distribuida mediante mecanismos de venta de excedentes y autoconsumo instantáneo para potenciar la producción individual de energía en instalaciones de pequeña potencia para el consumo en la misma ubicación, en aquellos casos que sean eficientes para el conjunto del sistema eléctrico.

La experiencia obtenida a partir del aumento significativo de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que comprendía el anteriormente denominado régimen especial, junto con la modularidad y la reducción de costes que ofrecen algunas de estas tecnologías, especialmente la fotovoltaica, ha propiciado la extensión de la generación distribuida en España y el debate en torno a un nuevo modelo de suministro eléctrico: el autoconsumo.

1.1.2 Concepto de Generación Distribuida

De forma general, la generación distribuida se define, según el anuario fotovoltaico de 2018 del proyecto de transición energética [15], como una modalidad de generación eléctrica compuesta por un conjunto de unidades de generación eléctrica de pequeña potencia, ubicados cerca del lugar de consumo y conectadas directamente a la red de distribución, de forma que la energía puede ser inyectada directamente en la red ya que ésta se genera a la tensión de distribución. Aunque abarca muchos tipos de recursos y tecnologías, está íntimamente ligada a las energías renovables, con mención especial a la fotovoltaica, con lo que con su implantación se reducen las emisiones de CO_2 y se establece como una parte fundamental en las futuras Smart Grids.

Algunos autores (David Treballe, 2006; Nicholas Jenkins et al., 2000) mencionan que se tratan de una red no planificada, lo que es discutible, al menos en el contexto de generación español. En primer lugar, debido a que las instalaciones de generación conectadas a red siempre van a estar comprendidas dentro de una planificación de red con objeto de poder garantizar una interconexión con capacidad. Y en segundo lugar, porque cabría esperar que su despacho sea controlado de forma centralizada, aun pudiendo no ser manejado por un único operador de red. Esto se debe, a la disparidad de definiciones existentes sobre la generación distribuida [23].

Estas definiciones se asemejan entre sí, pero difieren en aspectos como son las tecnologías de generación consideradas, el límite de potencia nominal y el tramo de tensión de red al que se conectan entre otros. Adicionalmente, se emplean distintas denominaciones para designar el concepto de generación distribuida. Generación dispersa y generación descentralizada son algunos de los términos más utilizados para ello.

Este concepto redundante en un conjunto de beneficios, como son la reducción de inversiones en grandes infraestructuras de transporte, distribución y generación, una mayor eficiencia de la red y una mayor fiabilidad y solidez de la misma, en general, reduce pérdidas en la red y descarga la red de transporte.

A pesar de las ventajas brindadas por esta nueva estrategia, esta puede plantear desafíos en la planificación por parte de los operadores de red, fundamentalmente en la gestión de fuentes renovables. Sin embargo, las nuevas tendencias de digitalización del sector, con grandes avances en herramientas de control y operación en los últimos años en la gestión de energías renovables con fuentes variables, hacen que este esquema de generación se incluya en los nuevos modelos energéticos.

1.1.3 Autoconsumo

El concepto de autoconsumo es anterior a la idea de autoconsumir con energías renovables, debido a que era común el uso de instalaciones de cogeneración dentro del anteriormente denominado régimen especial de producción de energía eléctrica. Actualmente, existen otras tecnologías económicamente viables de permitir el autoconsumo.

El concepto de autoconsumo abarca un completo abanico de modalidades de consumo de energía generada a nivel local procedente de instalaciones de generación conectadas en el interior de la red del consumidor o a través de una línea directa, con consumo total o con “excedentes” de la instalación de generación que pudieran verterse al sistema.

Arraigado al concepto de generación distribuida, el autoconsumo ocurre cuando los propios consumidores producen, mediante pequeños generadores, parte o toda la electricidad que precisan para sus consumos. De esta forma, la generación y consumo se encuentran íntimamente ligados, abogando por una minimización de pérdidas en el transporte y distribución de la energía, e incorporándose al ya complejo sistema eléctrico multitud de pequeños productores de electricidad. Además, estos consumidores, serán proclives a realizar tanto actuaciones de eficiencia energética como control activo de la demanda, lo que redundará en un sistema eléctrico más eficaz.

Para fomentar el autoconsumo, el Real Decreto-Ley 15/2018 ha establecido medidas que facilitan su impulso, las medidas a instaurar, se resumen en la figura 1.1.

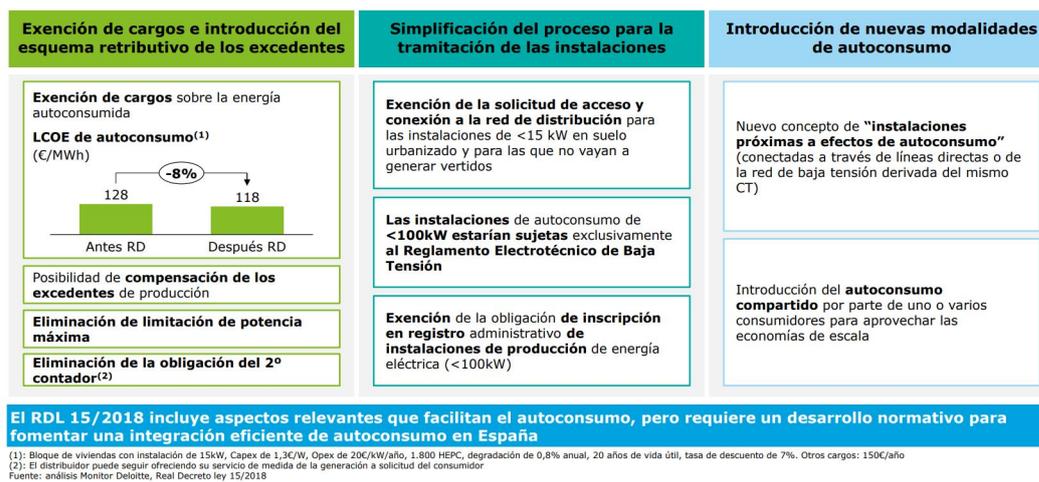


Figura 1.1 Medidas del RDL 15/2018 [23].

Para ello, la competitividad de los costes que presenta la tecnología fotovoltaica, la convierte en la tecnología con mayor potencial de desarrollo en la modalidad de autoconsumo, especialmente en el sector residencial, por ello ha sido seleccionada esta modalidad para el estudio propuesto en este proyecto. Tanto es así, que en países con alto potencial solar, como España, incluso se habla directamente de autoconsumo fotovoltaico.

En este sentido, según el análisis regulatorio realizado por el Instituto Vasco de Competitividad [23], cabe señalar que se estima una penetración inicial de unos 50 MW anuales de energía fotovoltaica, creciendo de forma ordenada, hasta 1.459 MW acumulados en 2016. Desde 2017 y hasta 2020 se instalaría una potencia anual prácticamente constante, para decrecer después gradualmente y estabilizarse en 2025 a unos 400 MW anuales (Plataforma para el impulso de la generación distribuida y el autoconsumo energético, 2012).

En la figura 1.2 se ilustra una instalación de autoconsumo fotovoltaico, que abastece su demanda a partir de la generación de la instalación fotovoltaica, en la franja horaria en la que esta se produce. En este caso, se cubre el 100% de la demanda con la energía fotovoltaica durante las horas de

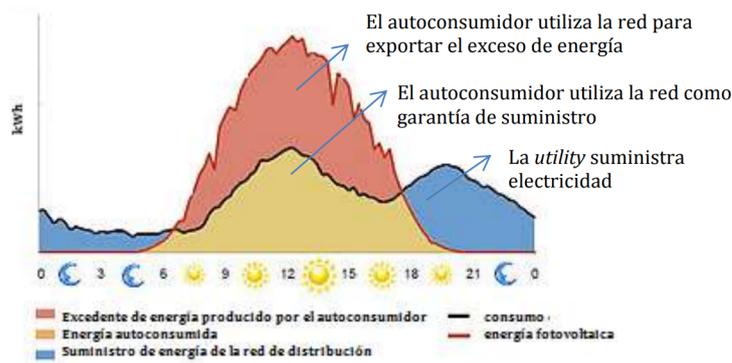


Figura 1.2 Autoconsumo Fotovoltaico [23].

irradiancia, empleando la red como garantía de suministro en periodos con generación nula o insuficiente.

1.1.4 Ventajas e Inconvenientes del Autoconsumo

Ventajas

El autoconsumo con fuentes renovables resulta beneficioso para el sistema debido a la disminución de importaciones energéticas (ahorro de energía primaria), de pagos por emisiones de CO_2 y de pérdidas de energía en las redes, lo que está alineado con el cumplimiento de los objetivos de la política energética europea. Además, al no requerir de grandes inversiones, puede ser realizado por pequeños consumidores.

La generación distribuida con fuentes renovables aporta estas mismas ventajas si bien cabe reflexionar sobre su impacto en las pérdidas de red y los costes de redes evitados. La incorporación de este tipo de generación en la red debe ser analizada, ya que debido al carácter local de la distribución y la circulación de excedentes de generación concentradas en determinadas zonas, es necesario valorar la reducción de costes que realmente se produce.

Inconvenientes

El principal inconveniente del autoconsumo es que al tratarse de una generación cuyo control no está centralizado en el operador del sistema, sino que depende de las circunstancias de sus titulares, se complica la operación del sistema en su conjunto afectando tanto a distribuidores como a comercializadores.

El distribuidor es responsable de efectuar el suministro bajo unas condiciones fijadas previamente. La conexión de generación distribuida a la red de distribución aumenta el número de variables que éste ha de controlar para saber cómo, cuándo y dónde se inyecta y consume la energía, lo cual requiere que el distribuidor efectúe inversiones para adaptar la red a los flujos bidireccionales, redimensionar los centros de transformación e incrementar su gestión comercial. En definitiva, el principal inconveniente de la generación distribuida para el distribuidor es que éste debe acometer una serie de inversiones para modernizar la red.

1.2 Integración del Vehículo Eléctrico

La introducción del vehículo eléctrico (VE) va a suponer un cambio sustancial en los modelos de movilidad de la sociedad. Además, el vehículo eléctrico supone una gran oportunidad para mejorar la eficiencia global del sistema eléctrico, reducir las emisiones de CO_2 y disminuir la dependencia energética del exterior, beneficio importante dada la situación actual energética en la que se encuentra España.

Para ello, en la presente sección, se analizará el contexto actual del parque automovilístico y la previsión futura de la instauración de los VE. Adicionalmente, se realizará una comparación frente a los vehículos convencionales, así como de su impacto en la red eléctrica si no se planificase un plan de actuación ante una recarga masiva indiscriminada de los vehículos.

1.2.1 Contexto actual del VE

Según el Real Automóvil Club de España (RACE) [16], el vehículo eléctrico se encuentra lejos de consolidarse como una alternativa real y equipararse en volumen de ventas con sus homólogos de combustión interna, los propulsados por mecánicas gasolina o diésel. No obstante, apoyado por el compromiso europeo a descarbonizar el sector y las ayudas a su adquisición, en Europa se habla de un crecimiento superior al 47% en venta, consiguiendo en 2018 matricular más de 195.000 unidades contabilizadas de turismos eléctricos.

España es uno de los países europeos con menor representación de vehículos eléctricos en cuanto ventas se refiere, sin embargo, como se aprecia en la figura 1.3, durante el año 2018 se matricularon hasta 13.176 vehículos, suponiendo esto un incremento con respecto a 2017 de un 65%. Aun así, según datos del Observatorio Europeo de Energías Alternativas, España sigue por debajo de la media europea. El país con mayor volumen de ventas con una diferencia holgada es Noruega, con una cuota de mercado del 20.82%.

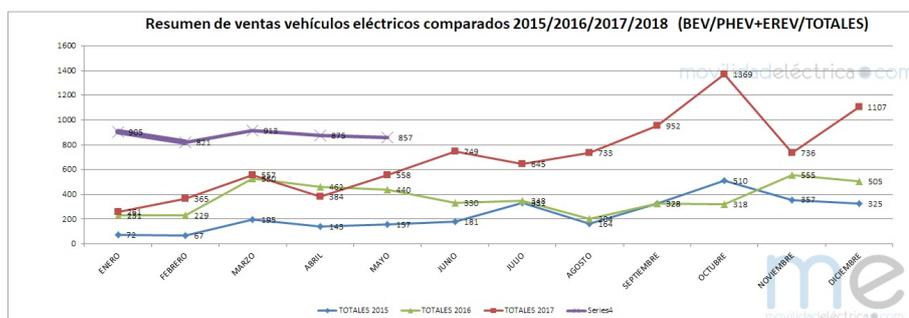


Figura 1.3 Evolución del volumen de ventas de VEs [7].

En cuanto al panorama internacional, en la figura 1.4 extraída del Monitor Deloitte de 2018 [14], se puede observar la evolución de la penetración del VE (incluyendo los híbridos enchufables, también considerados vehículos cero emisiones) desde los inicios de su comercialización. Se aprecia en la misma, el gran crecimiento que ha experimentado en el mercado automovilístico.

Causado por los objetivos de descarbonización actuales, se están implantando políticas restrictivas de contaminación que limitan las emisiones permitidas por los vehículos convencionales, lo que provoca que los fabricantes electrifiquen su gama de vehículos, ya sea con 100% eléctricos o mediante la hibridación. Por tanto, la oferta de modelos comienza a expandirse, con marcas de primer nivel -como Mercedes Benz o Audi- garantizando un porcentaje elevado de vehículos electrificados de cara a 2025.

En la actualidad, el Renault Zoe, con una cuota del 22.7%, ha destronado al anterior líder de ventas en Europa, al Nissan Leaf (12.7%) [16]. Debido a esta razón, han sido escogidos como modelos base para este estudio, dado a su similitud en cuanto a capacidad de la batería (40 kWh), y sus velocidades respectivas de carga.

A pesar de contar con similares capacidades de batería, el Renault Zoe homologa mayor autonomía, 400 km frente a los 378 del Nissan Leaf, lo que pone en valor una mayor eficiencia del mismo. Este ha sido siempre el mayor temor de los consumidores, la autonomía para viajes de larga distancia. Adicionalmente, otros modelos como el BMW i3 y el Volkswagen e-Golf homologan según el ciclo WLTP unos 300 km, mientras que los modelos de Tesla (Model S y Model 3) presentan una autonomía mayor de 500 km.

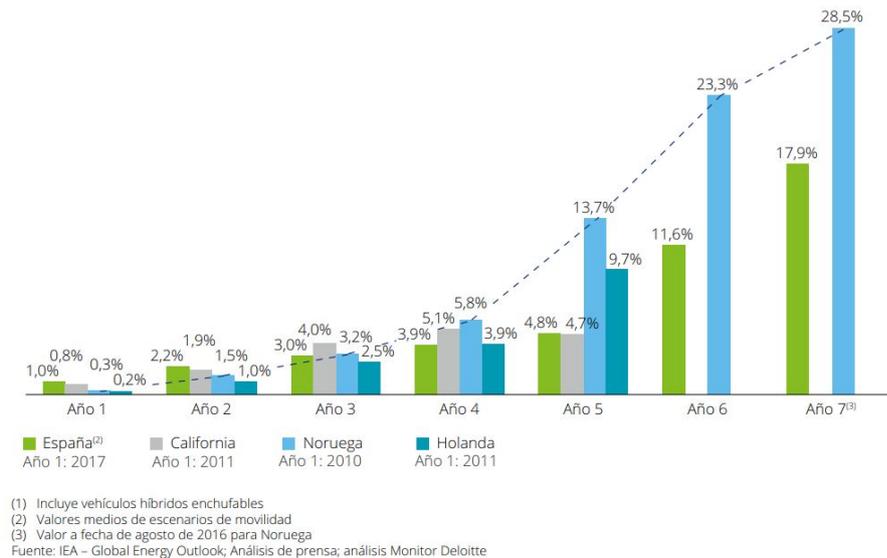


Figura 1.4 Comparativa internacional de penetración del vehículo eléctrico [14].

1.2.2 Impacto del Vehículo Eléctrico en la red eléctrica

Dentro de la incertidumbre para pronosticar cuál será la penetración de los vehículos eléctricos en el futuro, existen diversos estudios científicos que plantean un crecimiento exponencial. Los escenarios de penetración para España estiman que, según datos extraídos de la Universidad Pontificia Comillas [19], en 2020 podrían existir cerca de 250.000 VE y aproximadamente 2,5 millones en el año 2030. Los VE puros dispondrán de una batería eléctrica de un considerable tamaño, en función de la autonomía del VE, que necesitará ser recargada a través de la red eléctrica.

La recarga masiva de las baterías de los VE tendrá un impacto técnico y económico en el sistema eléctrico, tanto en la operación del sistema eléctrico como en los posibles refuerzos necesarios de la actual infraestructura eléctrica. Distintos proyectos de investigación a nivel nacional e internacional tratan de evaluar este impacto y proponer soluciones, como por ejemplo el proyecto Europeo MERGE. La magnitud de este impacto dependerá de cuándo, dónde y cómo se realice la carga de los VE. A priori, la carga de las baterías se realizará cuando el VE no se utiliza y necesita ser recargado para un próximo ciclo de transporte. Esta situación coincidirá típicamente con la llegada al lugar de trabajo o bien al finalizar la jornada laboral.

A continuación se presenta un caso ejemplo extraído del artículo "Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica" [19], que trata de ser representativo del impacto de los VE en las redes de distribución, y que podría ser utilizado para valorar otras redes a nivel nacional e internacional. El objetivo del análisis del caso ejemplo es cuantificar el impacto que distintas estrategias de recarga del VE tienen en las inversiones de las redes de distribución eléctrica. Se considera la red de distribución eléctrica de una zona costera del Mediterráneo español, de aproximadamente 400 km², con 170.000 consumidores domésticos e industriales.

Sobre esta red se ha estudiado un escenario asociado a un elevado grado de penetración del VE, correspondiente a las previsiones para el año 2030, con una flota de 30.000 VE en esta zona. Se han considerado distintos tipos de VE con diversas características, como la capacidad de las baterías, el consumo medio y el recorrido diario. En promedio, la potencia consumida en la recarga de la batería del VE es de 3 kW y el tiempo de la recarga oscila entre 1 y 8 horas al día.

Para evaluar el efecto de cuándo se realiza la recarga, se han considerado tres estrategias de gestión de la recarga del VE:

- Recarga en horas punta, en el tramo horario comprendido entre las 8 y las 10 de la noche. Correspondería a una recarga no controlada, donde cada usuario del VE lo recargaría a la vuelta del trabajo a casa en un día laborable.
- Recarga en horas valle, de 4 a 6 de la mañana. Para ello se supone que existe cierto control de la recarga de los VE, por ejemplo usando un temporizador. Este esquema podría estar ligado a tarifas reducidas para la recarga del VE en horas de poco consumo, como por ejemplo la nueva tarifa supervalle establecida recientemente en España.
- Recarga inteligente. Este esquema requiere un control coordinado de la recarga de los VE, de forma que la curva del consumo eléctrico en la red de distribución en horas valle sea lo más homogénea posible. Para ello, se debería implantar un sistema de control coordinado, capaz de distribuir las órdenes de recarga entre los VE para garantizar el óptimo uso de la red, sin picos y permitiendo conseguir el nivel de carga del VE deseado a la hora determinada previamente por el usuario.

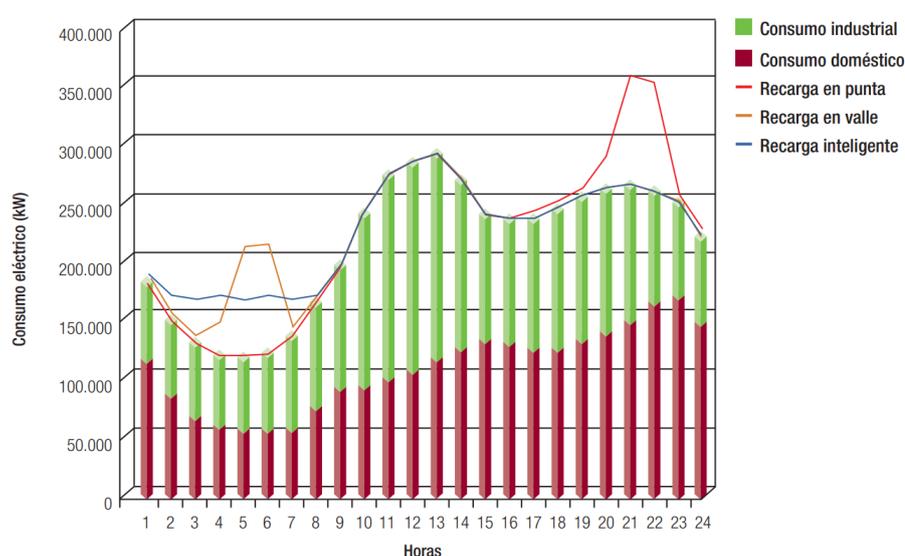


Figura 1.5 Curva agregada de la demanda eléctrica diaria para 3 tipos de recarga: sin control en horas punta, sin control en horas valle y recarga inteligente en horas valle [19].

El consumo agregado en la red de distribución analizada se presenta en la figura 1.5, que incluye el consumo doméstico e industrial, junto a las tres estrategias de recarga del VE definidas anteriormente. Se puede observar que la recarga en horas punta y valle da lugar a sendos picos de consumo. La recarga en horas punta supone un aumento considerable de la punta diaria, superior a la existente en la punta del mediodía. Finalmente, la recarga inteligente da lugar a una curva plana de consumo en horas valle, lo que permite una gestión más eficiente de la operación del sistema eléctrico.

Inicialmente se ha calculado el coste total de construir la red de distribución eléctrica en la zona de estudio, sin considerar los VE. A continuación, se localizan puntos de recarga en la red de distribución de baja tensión, donde ya existen consumidores domésticos, y se calculan los costes de los refuerzos necesarios para las tres estrategias de recarga. En la figura 1.6 se representa el incremento de los costes de la red de distribución para cada estrategia, referidos al coste de la red de distribución sin VE. Este coste se distribuye en costes de la red de media tensión, centro de transformación media/baja tensión, y red de baja tensión. Bajo la estrategia de recarga no controlada en horas pico los costes de los refuerzos en la red de baja tensión se pueden valorar en un 13% del coste de la propia red. Por su parte, los refuerzos necesarios si se adopta una estrategia de recarga controlada serían mucho menores, inferiores al 2% en cualquier caso. Además no se aprecia mucha

diferencia entre ambos esquemas de recarga.

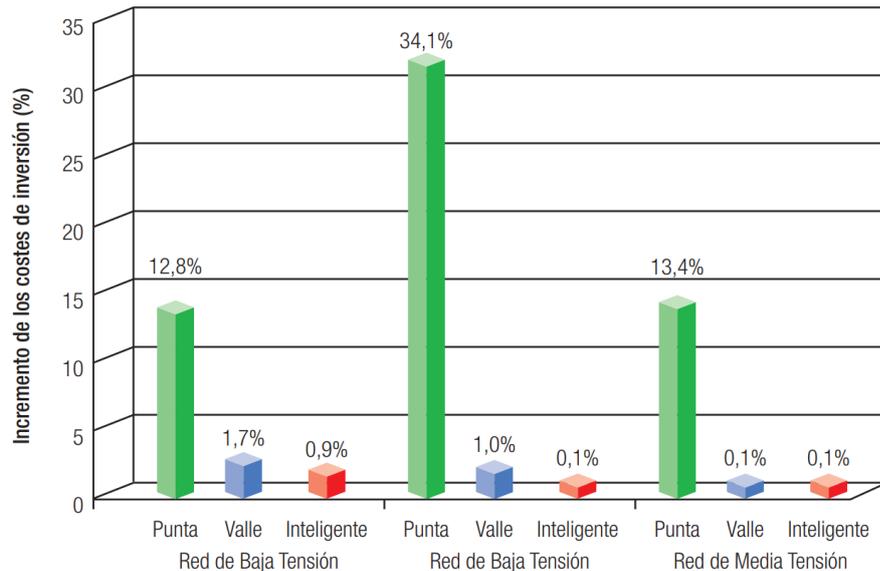


Figura 1.6 Incremento de los costes de inversión debido a la penetración de VE en la red de distribución ejemplo [19].

Los resultados extraídos del artículo mencionado previamente, junto con lo indicado por Redes Eléctricas, permiten afirmar que la red de transporte y la operación del sistema están preparadas para la incorporación masiva de los vehículos eléctricos. Considerando siempre que a largo plazo, Redes Eléctricas [6] tendrá que desarrollar nuevas herramientas para la integración de los vehículos eléctricos, en escenarios más complejos, por la variabilidad de las energías renovables y la participación en la operación de múltiples nuevos actores de generación y demanda.

Aun permitiendo la recarga de los vehículos en los centros de trabajo, así como una recarga en ocasiones en las que fuese necesario por recorrer trayectos de larga distancia, es impenable que el grueso de la recarga se realice mediante un sistema inteligente capaz de homogeneizar la curva de demanda, siendo beneficioso tanto para la infraestructura como para la gestión del sistema eléctrico, además de extraer el máximo potencial de la generación eólica nocturna, fomentando una mayor integración de las energías renovables.

1.3 Sistemas de Almacenamiento

La instalación de sistemas de almacenamiento de gran capacidad e integrados en red ponen de relieve el surgimiento de un nuevo segmento de mercado en el cual es necesario contar con soluciones específicas apropiadas para gestionar y controlar estos sistemas de forma optimizada para cada una de las funcionalidades requeridas [18]. Por tanto, se espera un fuerte incremento de la instalación de sistemas de almacenamiento de energía integrados a escala de red.

A escala de red, las principales funcionalidades requeridas de los sistemas de almacenamiento en este tipo de aplicaciones son:

- Regulación primaria: contribuyendo al balance de flujos de potencia activa en una determinada zona para el mantenimiento de la estabilidad y los compromisos de producción, y un equilibrio entre generación y demanda. Los sistemas térmicos tradicionales pueden tener un desgaste acusado si tienen que responder ante variaciones muy frecuentes de la demanda.

- Reserva de energía para el caso de contingencias inesperadas: El margen de reserva estaría entre un 15 % y un 20 % de la capacidad total instalada, que normalmente se mantiene mediante generadores en rotación pero sin producción de potencia. Esta reserva se suele denominar reserva rotante, de manera que los generadores se mantienen girando y sincronizados con la red para intervenir en caso necesario. Esta reserva podría sustituirse de forma local en algunos nodos mediante sistemas de almacenamiento de energía.
- Regulación de tensión: Gracias a los sistemas de electrónica de potencia empleados para la conexión del almacenamiento con la red existe la capacidad de gestionar de forma simultánea potencia activa y reactiva, de forma que, junto a la inyección de energía a la red, se puede realizar una regulación de tensión de forma local mediante el control de la potencia reactiva.

Por otra parte, mirando a las aplicaciones en microrredes y redes PV-Diesel, los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar:

- Desplazamiento de energía: almacenando el excedente de producción energética renovable para alimentar las cargas en horas nocturnas o de picos de demanda.
- Estabilización de red: proporcionando funciones de regulación de frecuencia y tensión de la misma.
- Suavización de perfiles de producción de energía, en aquellas instalaciones donde se produzcan cambios bruscos en la generación debido al empleo de fuentes renovables. Esto presenta importancia en sistemas eléctricos protagonizados por sistemas de energías renovables, como ocurre en Puerto Rico, donde la normativa es estricta en cuanto a la energía erogada a la red. Es en este mercado donde se desarrollan sistemas de almacenamiento de gran capacidad, siendo esta superior a los 10 MW.

Focalizando en los VE, las tecnología con mayor implantación en cuanto a almacenamiento de energía en la actualidad se basa en baterías Ion-Litio: ($LiCoO_2$, electrólito líquido), baterías vanguardistas formadas por un electrolito de sal de litio y electrodos de litio, cobalto y óxido. La introducción de materiales como el litio han proporcionado la capacidad de mejorar la energía específica en el almacenamiento de electricidad en forma de energía química, consiguiendo aligerar y disminuir en volumen el sistema de almacenamiento por su alta eficiencia. Adicionalmente, ha permitido erradicar el efecto memoria que poseían las antiguas baterías de níquel, así como disminuir su mantenimiento y eliminación como residuo final. La densidad energética duplica a las baterías de níquel-cadmio que las preceden, reduciendo su tamaño en una tercera parte.

Las vicisitudes en la aplicación de este sistema de almacenamiento de energía son varias, como resulta ser su alto coste de producción (reduciéndose conforme se avanza en la tecnología a lo largo de los años) y son volátiles e inflamables ante un sobrecalentamiento o colisión. Además, las altas temperaturas disminuyen su vida útil y capacidad de carga considerablemente, y, para almacenarlas, ha de realizarse con aproximadamente la mitad de carga para su óptimo cuidado.

No obstante, las baterías de Ion-Litio, aun sin ser una tecnología completamente madura y contar con margen de mejora, se posicionan en la actualidad como la opción principal a incluir en un VE, sobretodo hasta que la implantación de los Vehículos Eléctricos basados en hidrógeno alcancen un TRL elevado (Technology Readiness Level) y, junto con una infraestructura asociada, puedan coexistir con los VE de baterías.

La gran ventaja de acumular la energía mediante elementos electroquímicos es la alta eficiencia con la que cuenta el proceso, suponiendo esto unas pérdidas mínimas con rendimientos en torno al 99 %. Todo esto, mientras eroga la potencia a un voltaje determinado en un rango limitado proporcional a la capacidad de carga. Las baterías, en contraposición, soportan un número finito de ciclos de carga y descarga completos, conocido como ciclo de vida.

La base científica en la que se sustenta el funcionamiento de las baterías químicas reside en las reacciones redox (oxidación-reducción), en la que existe un intercambio de electrones entre sus

componentes, produciendo así una corriente eléctrica. Este proceso es reversible, por lo que el concepto es extrapolable tanto a la carga como a la descarga de la batería.

Por parte de los sistemas de carga, fue considerado el intercambio de baterías en los vehículos para disminuir el tiempo de "repostaje", pero se desestimó debido a la dificultad técnica que supone desmontar y volver a equipar una batería de gran tamaño junto al amplio espectro existente en los modelos y tamaños de las mismas que emplean los distintos VE. El intercambio podría implantarse, por ejemplo, en una flota de autobuses, que compartiesen una batería universal, pero queda descartado para vehículos de particulares sin estandarizar una batería. Por tanto, para estos casos se establece un sistema de carga directa, evitando a los propietarios de VE cambiar la batería original de su vehículo, por otra de la que se desconoce su procedencia y estado.

1.4 Previsiones Futuras VE, PV y Almacenamiento

1.4.1 Propagación del Vehículo Eléctrico: Objetivo 2050

Como objetivo a favor de la descarbonización, se observa en la figura 1.7 cómo se espera una implantación cercana al 30% de vehículos completamente eléctricos. Según la ilustración extraída de la Agencia Internacional de la Energía (IEA: International Energy Agency) [21], además de la expansión de los vehículos puramente eléctricos, acontecerá a finales de la década de los años 2020s la propagación de los vehículos mediante pila de hidrógeno, una vez que madure completamente esta tecnología cohabitarán en el parque automovilístico del futuro, complementándose en el panorama futuro para ofrecer vehículos que se adapten a todos los tipos de usuarios.

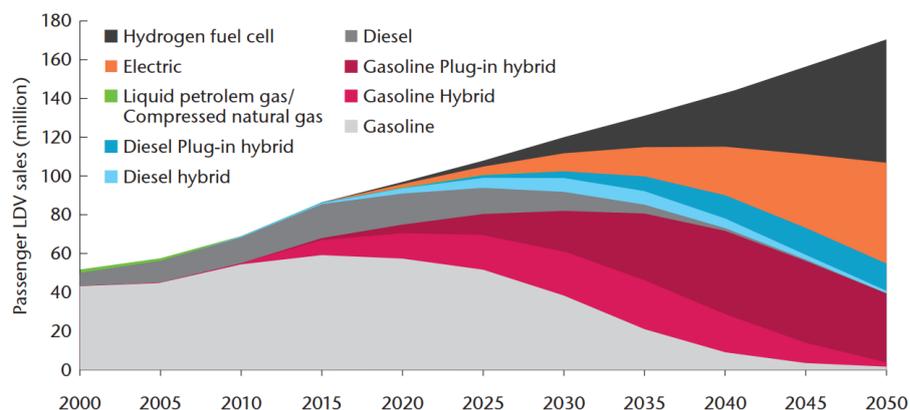


Figura 1.7 Previsión de ventas del parque automovilístico en 2050 [21].

Dentro de este escenario de objetivos, la perspectiva tecnológica de la energía (ETP: Energy Technology Perspectives) marca un objetivo general del 50% de reducción global en cuanto a las emisiones de CO_2 relacionadas con la energía respecto de los niveles de 2005. En este BLUE Map escenario, el transporte contribuye recortando las emisiones de CO_2 hasta un 30% en 2050. Esta reducción será conseguida logrando unas ventas anuales de aproximadamente 50 millones de vehículos eléctricos ligeros y 50 millones de PHEVs (vehículos híbridos enchufables) para el año 2050, siendo esto más de la mitad de todos los vehículos ligeros matriculados ese año.

Conseguir que este panorama requerirá que las tecnologías comprometidas en los VE/PHEV evolucionen aceleradamente en el tiempo, con ratios agresivos de ventas como se expone en la figura 1.7. Estos vehículos comenzaron a penetrar en el mercado en 2010, con los VE llegando a cifras de ventas de 2.5 millones para 2020 y 5 millones de PHEV para ese mismo año, como se observa en la tabla de la figura 1.8. A partir de 2040, se espera que la venta de vehículos híbridos enchufables se

reduzca a favor de que los vehículos eléctricos y de pila de hidrógeno alcancen mayores cuotas de mercado.

(millions per year)

	2012	2015	2020	2025	2030	2040	2050
PHEV	0.05	0.7	4.7	12.0	24.6	54.8	49.1
EV	0.03	0.5	2.5	4.4	9.3	25.1	52.2

Figura 1.8 Tabla de evolución de ventas de vehículos eléctricos e híbridos [21].

En raíz a esto, Europa ha establecido un plan (Europa 2050) cuyo colofón final consiste en el veto definitivo a la circulación de los vehículos de combustión interna en 2050. Para ello, países como Francia y Reino Unido proponen censurar su venta para 2040, mientras que otros países más ambiciosos lo proyectan en torno a 2025, como Holanda y Noruega. En España, lo mostrado son cifras a nivel local, por ejemplo, a partir de 2025, sólo vehículos electrificados podrán acceder al centro de Madrid.

Según datos del MAPAMA, el sector del transporte genera en torno al 25% de la emisión de CO_2 de España. Por ello, en este contexto, la implantación del vehículo eléctrico podría reducir significativamente este dato, aun con los valores de emisiones de la generación eléctrica actual mostrado anteriormente, más si cabe, si se consagra la generación renovable en el panorama eléctrico en los próximos años, dado que reduciría drásticamente la emisión por este concepto. Recientes informes publicados por la Agencia Europea del Medio Ambiente y la Estrategia Andaluza de la Calidad del Aire [10] revelan que los gases y partículas nocivas han ocasionado hasta 30.000 muertes prematuras en España. Esto explica la importancia de disminuir la polución atmosférica, como el objetivo de reducir un 40% para el 2030 por parte de la Comisión Europea en el transporte.

No obstante, siendo posible alcanzar los objetivos de emisiones de CO_2 por otros caminos, si los hitos de expansión de vehículos eléctricos e híbridos confiando en electricidad producida con bajos niveles de carbono emitido no se producen, entonces serán necesarias otras soluciones que emitan bajos niveles de CO_2 . Alterar la estrategia del BLUE Map mostrada anteriormente, probablemente resultará en un desafío equivalente o incluso de mayor dificultad para lograr la descarbonización deseada.

Ayudas a la integración de los vehículos eléctricos

Un hándicap que ralentiza actualmente la confianza en los VE por parte de los consumidores, es la falta de una expansión en lo que a estructura de recarga se refiere. Por ello, Europa está impulsando ayudas para poder ampliar y mejorar dicha infraestructura para acomodarla a la demanda actual y futura. Actualmente, existen más de 4200 cargadores de alta velocidad en Europa, cifra que se expande cada año. Impulsar la solidez de la infraestructura de recarga está demostrado que favorece más a las ventas de los vehículos eléctricos que incentivar económicamente la adquisición de uno, es decir, se exprime más lo invertido en infraestructura para favorecer la compra que incentivando la propia venta.

En cuanto a los incentivos a la movilidad eléctrica, la ley de los Presupuestos Generales del Estado publicada en julio de 2018 en el BOE, incluye entre sus partidas hasta 50 millones de euros para el Plan VEA 2018, en concepto de ayudas para la movilidad alternativa.

Para este año, tras la incorporación del nuevo gobierno, se espera el futuro Plan VEA 2019, con una dotación de en torno a 55 millones de euros, que junto con el antiguo incentivo, ya supone una cantidad apreciable, dado que el de 2018 fue criticado por ser escaso. Esta subvención otorgará hasta 5.500 euros según el tipo de vehículo a adquirir, incluyendo además una disminución de entre 50 y 75% en el impuesto de circulación como principales medidas.

Actualmente, la Comisión Europea aboga para que las instituciones nacionales implanten sistemas de cableado en las plazas públicas de aparcamiento con el objetivo de mejorar la infraestructura

con la instalación de estaciones de recarga en ellas en un futuro cercano. Como se indica en el IDAE, en España se ha instaurado para este fin el Plan MOVALT Infraestructura [13], que prevé además, ayudas económicas a los compradores de vehículos eléctricos o de combustibles alternativos. Las matriculaciones de automóviles movidos por energías alternativas a las tradicionales, se han incrementado un 51.4% en Europa en el tercer trimestre del año, comparándolo respecto al mismo periodo del año anterior. Destacar el crecimiento de España en ese periodo, con un 90.7% más de matriculaciones, encabezando la lista en este concepto respecto al resto de Europa. Aunque, esto es debido al partir de una situación en la que la expansión del VE era escasa, por ello en términos relativos de crecimiento se supera al resto de integrantes de la Unión Europea.

1.4.2 Evolución esperada de las instalaciones fotovoltaicas

Por parte de las perspectivas mundiales de las energías renovables, según la UNEF (Unión Española Fotovoltaica [25]), tras analizar las expectativas de desarrollo de los mercados de combustibles y electricidad hasta 2040, Bloomberg afirma que la energía renovable se está desarrollando a un ritmo muy superior al que los expertos vaticinaban y que previsiblemente eliminará al carbón como fuente de energía antes de lo esperado. Se estima que la energía solar ya compite en términos de coste con las nuevas plantas de carbón en países altamente desarrollados, como Alemania o EE.UU. y previsiblemente sucederá lo mismo en 2021 en mercados de gran potencial y crecimiento como China e India. En este escenario, las emisiones de CO_2 mundiales provenientes de combustibles fósiles podrían empezar a caer a partir del 2027.

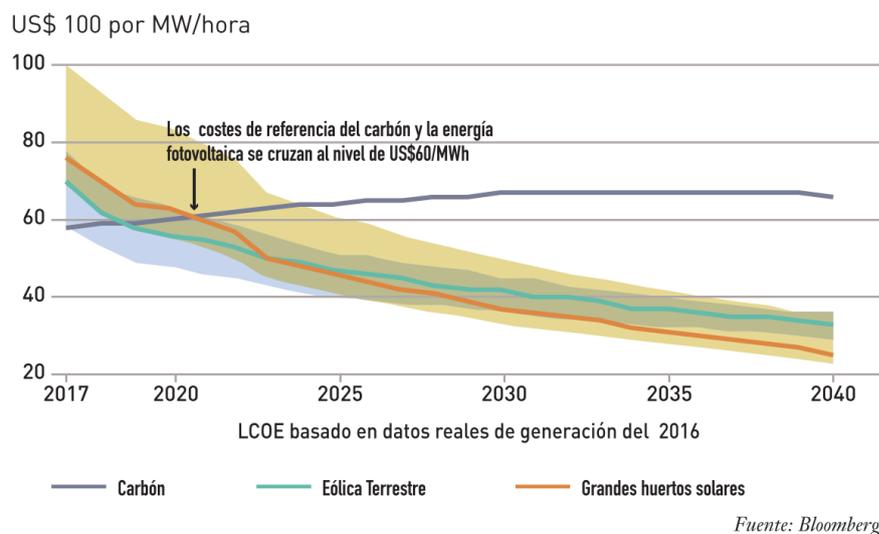


Figura 1.9 Evolución precios de las tecnologías de generación [25].

Como se puede observar en la figura 1.9, el precio del MWh de las energías renovables serán menores al de las centrales de carbón para 2021, y poco después, los grandes huertos solares presentarán incluso mayor rentabilidad que la eólica, posicionándose en primer lugar para su implantación en el parque de generación del futuro.

Según la UNEF, se espera que en 2040 la generación eólica y solar representen el 50% de la capacidad de generación mundial, creciendo la energía renovable de forma exponencial, aumentando de un 12% actual a un previsto 50%.

Finalmente, como se recalca en la figura 1.10, los costes de la instalación descenderán según madure y avance la tecnología. En cuanto a renovables se refiere, según Deloitte [14], la generación eólica y solar fotovoltaica han tenido una evolución tecnológica significativa en los últimos 10 años, en los que han reducido sus costes de inversión un 20 y un 80%, respectivamente. Esta progresión les

ha permitido ser competitivas, alcanzando niveles de LCOE (coste medio de producción de una planta a lo largo de su vida útil) similares, o incluso menores, a las tecnologías de generación convencional, y esperándose reducciones adicionales en los próximos años como se ha indicado previamente. Existen estimaciones que apuntan a una relevante reducción de costes de otras tecnologías de generación renovable (eólica off-shore, geotérmica, termosolar, etc.), aunque no se prevé que sean competitivas antes de 2030.

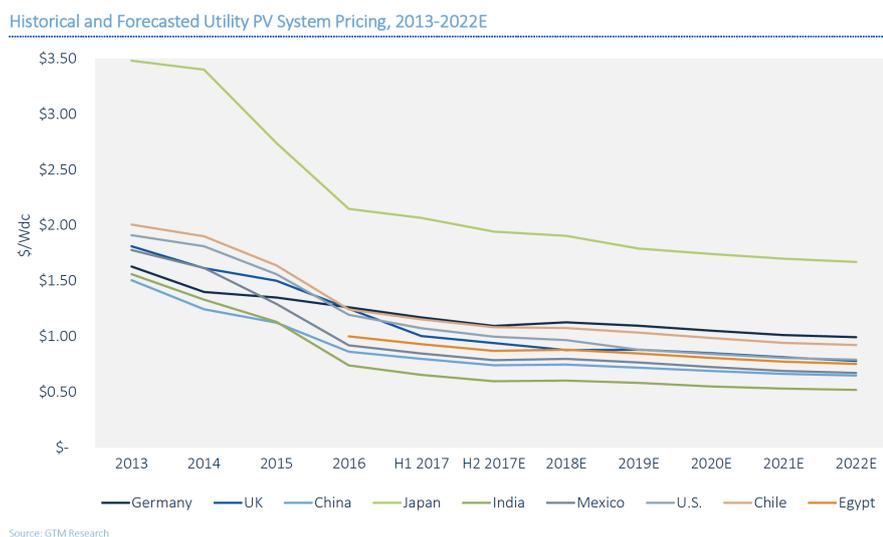


Figura 1.10 Evolución y previsión de costes de una instalación fotovoltaica.

1.4.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía en el futuro

El motivo de este apartado radica en la importancia de los estudios que se realizan en la actualidad cuyo objetivo es desarrollar nuevas tecnologías de baterías, capaces de dotar a los VE de mayor autonomía, menores tiempos de recarga y mayor seguridad de funcionamiento (disminuir riesgos por posibles reacciones químicas), así como tratan de aligerarlas y disminuirlas en tamaño.

- Baterías de Aluminio-aire: consideradas “pilas de combustible” por la necesidad de sustituir los electrodos del metal gastados periódicamente. Presenta una capacidad de almacenamiento hasta diez veces superior que las de tipo Ion-litio y una densidad energética fuera del alcance del resto. Sin embargo, este tipo de batería no ha tenido una buena aceptación comercial debido a sus problemas de recarga y de fiabilidad. Se encuentran en fase experimental.
- Batería Zinc-Aire: desarrolladas principalmente por una compañía suiza, y en fase experimental, pero en una fase más avanzada que las de Aluminio-Aire anteriores. Como característica principal, estas baterías necesitan obtener el oxígeno de la atmósfera con el que generar una corriente. Presentan un alto potencial energético, fiabilidad y son capaces de almacenar el triple de energía que las de Ion-litio convencionales en el mismo volumen y con la mitad del coste, y, por tanto, con menor peso para igualdad de capacidad.

Por parte de las baterías de litio actuales, una importante evolución consistiría en pasar a emplear el litio metal en sustitución a los iones de litio utilizados convencionalmente, protegido contra la corrosión.

Otra posibilidad del litio sería su uso en baterías de ion litio en estado sólido. Sin embargo, su adopción en el mercado aun se atisba en un horizonte lejano, debido a la temprana fase de desarrollo en la que se encuentra. Dichas baterías serán de menor tamaño, de mayor capacidad y

más baratas que las baterías líquidas actuales, además de inflamables y, en teoría, de mayor vida útil, prometiendo ser el futuro de la carga rápida.

Por tanto, se espera que la tecnología encargada del almacenamiento de la energía, ya sea de forma eléctrica o química principalmente, evolucione y madure con el transcurso de los años para dar lugar a sistemas más livianos de introducir en vehículos móviles, con menor tiempo de recarga, con una mayor autonomía asociada a cada kilogramo de peso y minuto de carga, al mismo tiempo que se garantiza una mayor seguridad durante su uso, minimizando la posibilidad de incendio y otros posibles fallos catastróficos.

1.5 Objetivos del Trabajo

El objetivo principal del proyecto es favorecer la integración del vehículo eléctrico en núcleos residenciales mediante instalación de generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía que consigna reducir el impacto sobre las redes de distribución y gestionarse eficientemente desde un punto de vista económico. El estudio se ha realizado con una perspectiva actual, valorando la rentabilidad del mismo en un horizonte temporal de 20 años, dado que la vida útil de una instalación fotovoltaica se considera de en torno a 20-25 años.

Con el fin de optimizar la potencia erogada por la instalación fotovoltaica e integrar eficientemente la carga de los vehículos eléctricos, se analizará la gestión de un sistema de almacenamiento de energía que permita desplazar los consumos de la totalidad del edificio y el empleo del PV instalado de la forma más eficiente para disminuir los costes de energía y potencia asociados al término de potencia y la facturación de energía según el precio horario discriminado del mercado eléctrico.

A modo de síntesis del trabajo, los objetivos en los que se basará el estudio serán los siguientes:

- Gestión eficiente del sistema de almacenamiento de energía: a lo largo de los distintos análisis presentados en el capítulo correspondiente a los resultados, se expondrá cómo actúa una batería para dar soporte a la demanda a cumplir en el escenario propuesto.
- Amenizar la demanda de energía a la red eléctrica: De esta forma se logran dos beneficios, el primero consiste en evitar saturar la red de distribución del sistema eléctrico, dado que se optimizaría su uso y facilitaría la integración de los vehículos eléctricos sin necesidad de ampliar la actual red. Y el segundo se basa en disminuir el coste por término de potencia contratada, directamente relacionado con una menor necesidad de potencia instantánea absorbida de la red.
- Factor económico: junto con el término de potencia del punto anterior, el coste de la energía también puede optimizarse mediante la compra de energía en periodos valle (desplazando consumos) y empleando la energía de la instalación fotovoltaica (coste variable nulo de generación) en momentos de máxima demanda.

El estudio será realizado mediante una optimización individual de las distintas variables que subyacen del escenario expuesto, buscando la minimización del coste. Una vez observado el impacto de los distintos casos sobre una situación base, se unificará la optimización de todas las variables en conjunto, proporcionando una solución global al problema propuesto.

2 Caracterización de la Curva de Consumo Doméstico y del Vehículo Eléctrico

El sector residencial es un sector clave en el contexto energético actual, tanto nacional como comunitario, debido a la importancia que reviste sus necesidades energéticas, que en España, y en términos de energía final, significan el 17% del consumo final total y el 25% de la demanda de energía eléctrica. Diversos factores explican la representatividad y la tendencia al alza de sus consumos energéticos, tales como el incremento del número de hogares, el mayor confort requerido por los mismos y, consecuentemente, el aumento de equipamiento. Todo ello, propiciado por los incrementos de la capacidad de poder adquisitivo y una mejora del nivel de vida, hacen prever unas tendencias futuras al alza en cuanto a la representatividad del sector residencial en la demanda energética.

En el análisis realizado en este estudio, ha sido considerada la demanda relativa a un domicilio medio presente en los núcleos residenciales, incluyendo a esta curva la demanda energética de los vehículos eléctricos del estacionamiento. Se han considerado dos tipos de carga de los VE: la carga lenta (mayor volumen), y la carga rápida.

2.1 Demanda Doméstica

La demanda doméstica está compuesta por los consumos presentes en las propias viviendas, siendo la energía consumida promedio de 3.487 kWh según el IDAE ([8] y [9]). Estos consumos están protagonizados por los distintos sistemas de calefacción y refrigeración, los electrodomésticos presentes y la iluminación empleada en el hogar como se muestra en la figura 2.1, donde además, se muestra el peso en el consumo energético de cada servicio.

Con el fin de estudiar un escenario realista que considere los distintos consumos propios de las viviendas, la curva de la demanda correspondiente al consumo doméstico ha sido obtenida según los datos reales extraídos de Endesa con su herramienta que permite obtener los consumos horarios del contrato que se desee que tenga contador con posibilidad de discriminación horaria. En un primer lugar, se disponía únicamente de la demanda correspondientes a dos facturas anteriores y la actual, obteniendo para un primer intervalo de estudio el periodo que abarca del 16 de noviembre al 22 de abril (datos correspondientes a la duración del TFG), con la desventaja que supone que sean los meses de menor producción de energía solar.

Adicionalmente, una vez actualizado el intervalo con los consumos de mayo una vez disponibles, se ha considerado análogo el consumo de mayo con el de los meses correspondientes con el periodo

Calefacción:	47,0%
ACS:	18,9%
Cocina:	7,4%
Refrigeración:	0,8%
Iluminación:	4,1%
Electrodomésticos:	19,4%
Standby:	2,3%

Figura 2.1 Estructura del Consumo Total (%) según Servicios [8].

estival, y el mes de octubre se ha emulado con los consumos de un mes de invierno. De esta forma, se ha logrado que la simulación pueda tener carácter anual, exprimiendo el rendimiento de los paneles solares en todo el año, dando así la oportunidad de analizar un escenario realista completo para el estudio económico. Con esto, se evitará la necesidad de reescalar los resultados obtenidos para calcular el ahorro anual, tal y como sí ocurre con el primer intervalo estudiado (Noviembre-Abril).

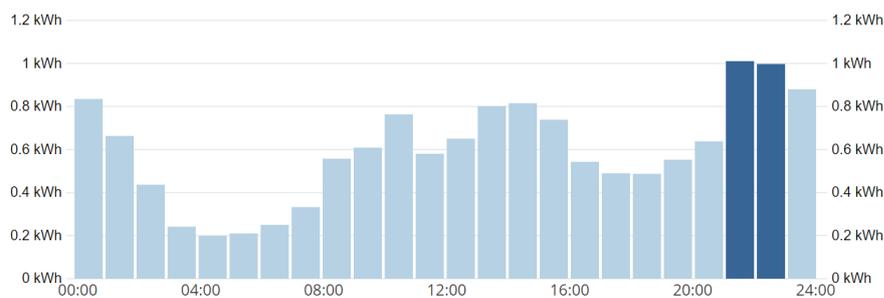


Figura 2.2 Consumo Medio de la vivienda de diseño según Endesa.

En la figura 2.2, se expone el consumo medio diario para la vivienda tipo de la que se han extraído los datos de consumo empleados para el proyecto.

2.2 Carga Lenta del VE

La carga lenta de los VE será la protagonista en el escenario del trabajo propuesto, debido que al tratarse de un bloque de viviendas, la recarga sería de carácter nocturno tras volver al hogar. La carga lenta, por su parte, presenta potencias de entre 2.3 y 7.3 kW, y su duración abarca un amplio abanico de posibilidades según la capacidad de la batería de cada vehículo y el estado de carga en el momento de conexión, pero suele estar comprendido entre 4 y 12 horas.

En el modelo, la carga lenta se realizará en los puntos de recarga situados en los propios aparcamientos del edificio y será estimada en las horas nocturnas, cuando el VE no se encuentra en uso con carácter general.

La figura 2.3 ha sido incluida para mostrar cómo la potencia de la recarga (no se corresponde con el valores propios de la carga lenta, sino con valores de una carga media/rápida, pero de curva análoga a las recargas lentas) disminuye conforme se aproxima al máximo de carga de la batería. Adicionalmente, puede apreciarse en ambas curvas cómo este efecto también es variable según el tamaño de la propia batería y las condiciones de la misma.

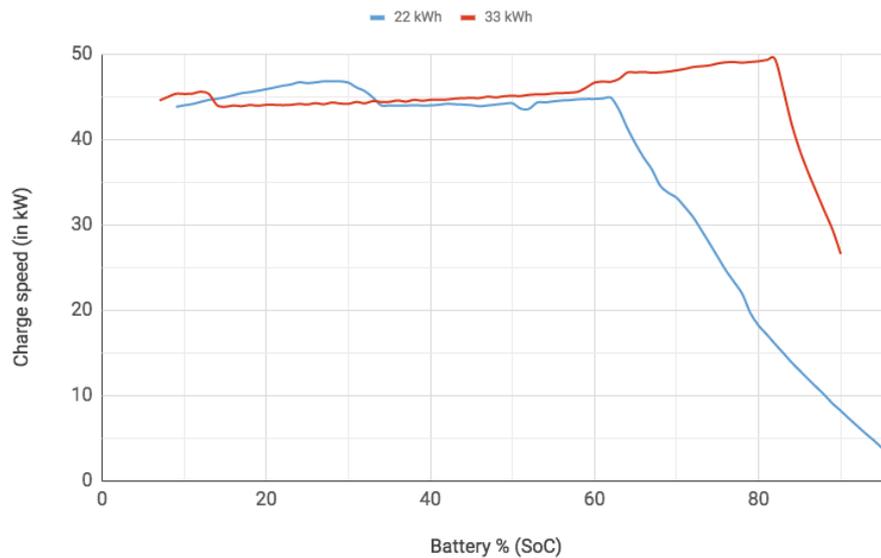


Figura 2.3 Curvas de carga de un VE.

Sin embargo, para este estudio, la potencia de carga ha sido aproximada a un valor constante, debido al gran volumen de vehículos existente que mitigará este efecto. Al igual que cada VE comenzará su recarga con un porcentaje inicial de carga distinto, por lo que se compensan ambas causas. En un estudio económico de carácter anual como es el caso, el error puede suponerse despreciable. Si el estudio contase con un reducido número de VE, sí sería interesante quizás matizar este efecto.

2.3 Carga Rápida del VE

La carga rápida o de oportunidad que suele instalarse actualmente demanda una potencia elevada de entre 44 y 50 kW, que considerando un estado de carga medio con el que se conectan los VE [22], determina que la carga rápida presentará una duración aproximable a la media hora. Esto es debido, además, a que este tipo de cargas suelen realizarse hasta el 80-90% de capacidad, porque como se mostró anteriormente (Figura 2.3) la velocidad de carga disminuye considerablemente a partir de este valor.

El modelo de carga se ha extraído de la curva mostrada en la figura 2.4. Esta curva corresponde al Nissan Leaf, que junto con el Renault Zoe, son los vehículos eléctricos con mayor peso en el parque automovilístico actual. Ambos emplean una carga rápida de potencia similar, por lo que puede considerarse de forma análoga la recarga de los dos modelos en este estudio.

Como la carga se ha planteado para un máximo del 90%, la potencia de carga puede decirse que es constante y en el estudio empleado de 50 kW y tendrán una duración de 30 minutos. De esta forma, la carga se realizará de forma lineal, y su conexión o desconexión se dará de forma inmediata.

Brindar la oportunidad de la carga rápida cumple con dos objetivos: por una parte, proporcionar realismo al escenario estudiado, dado que no sería lógico considerar que ningún usuario necesitara de una carga de oportunidad rápida en el día, por cualquier eventualidad que se le presentase, y por otro lado, incidir en un pico de potencia demandada en periodos inoportunos por el mayor precio de la energía (se optará por considerar la carga rápida en las situaciones más desfavorables), de esta forma, se justifica la necesidad de un sistema de almacenamiento de energía capaz de dar soporte al sistema en estas situaciones.

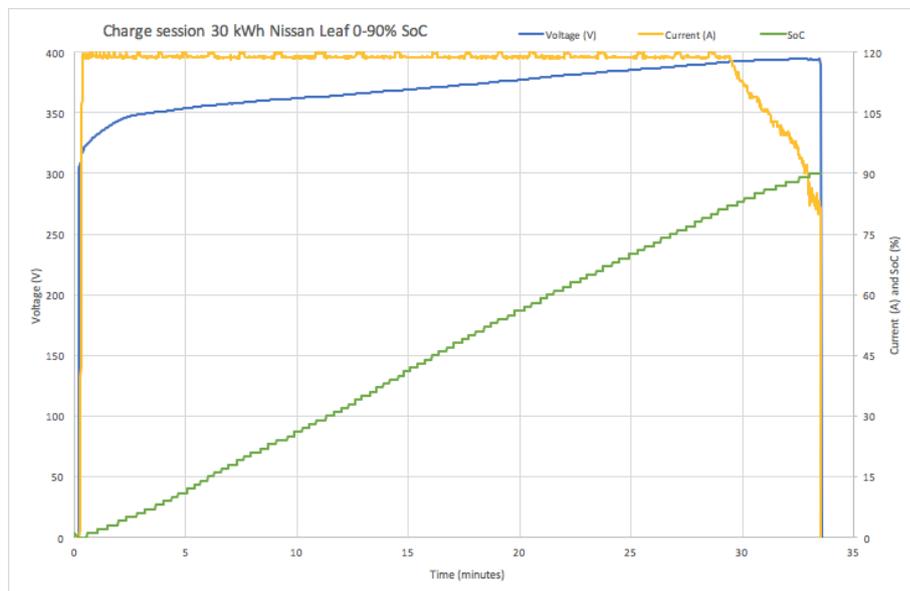


Figura 2.4 Curvas de carga rápida de los VE.

3 Caracterización de la Curva de Generación Fotovoltaica

La energía solar es producida por la luz diurna procedente del sol, y es una imperecedera fuente renovable de energía, su aprovechamiento e irrupción en el panorama de la generación eléctrica, supone un beneficioso impacto para el medio ambiente.

Para caracterizar el perfil de potencia producido por los distintos paneles es necesario en primer lugar obtener datos acerca de la irradiación incidente en un punto geográfico concreto, correspondiente con el emplazamiento de la instalación fotovoltaica a considerar. Para obtener estos datos, se ha recurrido a la Agencia Andaluza de la Energía [5]. En un día de junio, la radiación incidente en la instalación fotovoltaica en un plano horizontal se puede observar en la figura 3.1.

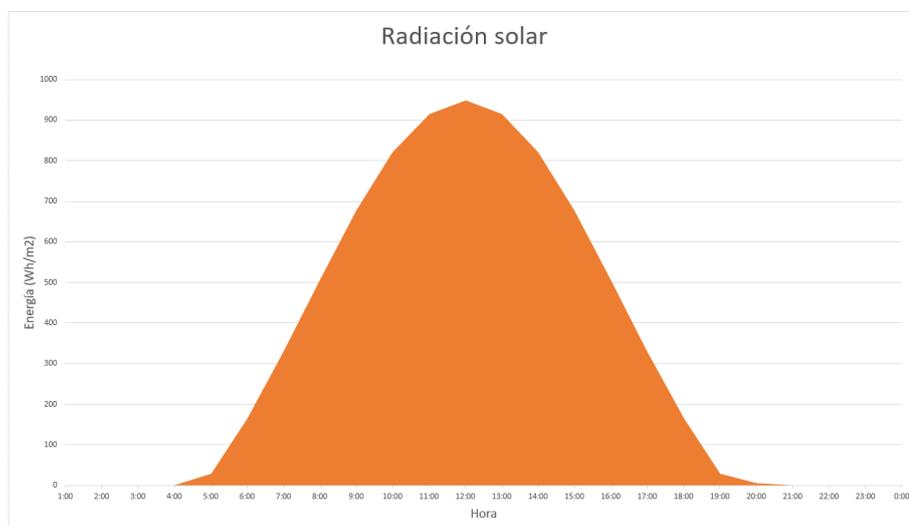


Figura 3.1 Radiación solar incidente en la instalación fotovoltaica .

El siguiente paso consiste en la elección del panel solar óptimo para capturar esta radiación incidente. Con este fin, se selecciona un panel de 275 W con tecnología monocristalina, dado que esta tecnología es la más eficiente (15-18%) de las distintas disponibles (monocristalina, policristalina y amorfa). Esta mayor eficiencia permite optimizar el espacio disponible, ya que para una misma potencia erogada por la instalación fotovoltaica, es necesaria una menor superficie útil. Adicionalmente, como ventaja a favor de la tecnología monocristalina, se consigue con estos paneles que la temperatura de servicio de los mismos sea inferior al resto de las tecnologías existentes, lo

que además favorece a un mayor rendimiento de producción energética debido a que los paneles solares disminuyen su eficiencia de conversión a medida que aumentan su temperatura.

Para la colocación óptima de los paneles solares, hay que considerar que la radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la misma es siempre mayor que cuando se coloca a cualquier otro ángulo, como se percibe en el ejemplo de la figura 3.2. Tanto el acimut, como la altura solar varía a lo largo del día y año, no existiendo un ángulo de incidencia de radiación óptimo constante.

Observando el ejemplo de la figura 3.2, se aprecia la irradiación que recibirán unas determinadas placas solares en función de su ángulo de inclinación y su orientación según la dirección sur.

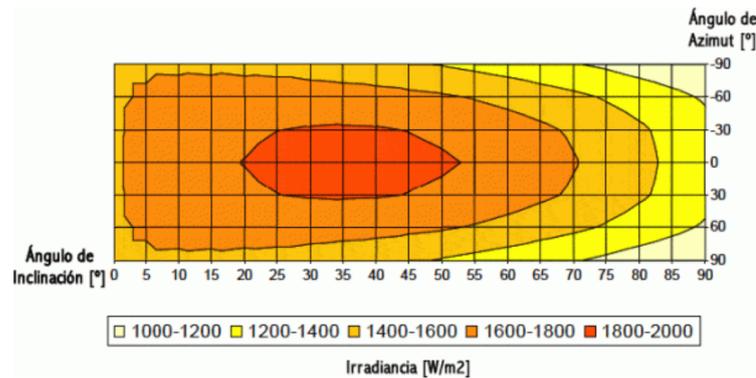


Figura 3.2 Irradiancia sobre una placa solar en función de su inclinación y acimut para un determinado lugar.

Para lograr un ángulo óptimo en cada situación, se requeriría de un sistema con seguidor solar, capaz de variar la inclinación y la orientación constantemente. Sin embargo, en este trabajo no se dispone de un sistema similar, dado que presentaría un sobre coste en su implantación, así como en su mantenimiento. Los seguidores solares, se emplean en grandes huertos solares sobre suelo, donde sí justificarían su inversión.

Los valores óptimos de estos parámetros mencionados, se corresponden con un acimut de 0° (dirección sur), y una inclinación en torno a los 30° con carácter general, que serán los empleados a lo largo del trabajo dado que se dispone de una superficie plana en el tejado, que permitirá situar la instalación fotovoltaica según estos parámetros.

Finalmente, la potencia conseguida por la instalación fotovoltaica se obtendrá considerando estos parámetros de irradiación solar incidente, posicionamiento y ángulo de los paneles solares, así como el número total de estos en la instalación, que se indicarán en la sección venidera correspondiente con el dimensionamiento de la instalación. A su vez, para considerar los cambios de temperatura durante el funcionamiento de los paneles solares, se empleará el software PVWatts@[4], que tras indicar los datos de irradiación, seleccionar la ubicación geográfica y el número de paneles junto con la potencia de cada uno, proporciona los datos de potencia inyectada considerando factores más específicos como la temperatura ambiente media en cada hora y su afectación a la temperatura final del panel.

4 Dimensionamiento del núcleo residencial con Vehículo Eléctrico, Parque Fotovoltaico y Sistema de Almacenamiento de Energía

En el presente capítulo, se realizará el dimensionamiento del sistema que se estudiará en este trabajo. El sistema considerado se compone de un edificio de cien viviendas con un estacionamiento asociado a las mismas. Para el caso a estudiar, se considera que cada plaza de aparcamiento estará adaptada para la recarga de un vehículo eléctrico, donde se ha supuesto que existe una plaza por vivienda.

4.1 Dimensionamiento del Consumo Doméstico y Vehículos Eléctricos

Con los datos obtenidos del capítulo 2 el siguiente paso es aplicarlos al problema global, para lo que se ha empleado el factor de simultaneidad relativo a 100 domicilios según la Guía ITC-BT-10 [1], que puede calcularse según la fórmula de la figura 4.1, dando el valor de 0.548. De esta forma, se considera que las distintas viviendas no consumirán la misma energía en el mismo periodo, dado que no sería un escenario realista.

Aplicando el coeficiente a la potencia demandada por las cien viviendas, el resultado puede observarse en la figura 4.2, en la que al haberse tomado los consumos de un hogar y haberse extrapolado de forma discreta para el global del edificio se observan picos de consumo pronunciados. Igualmente, pueden observarse los picos de consumos existentes al inicio del día, así como en las horas propias del almuerzo y la cena.

La potencia contratada base se obtendrá del conjunto de las 100 viviendas, en las que según el IDAE [8], existirá una potencia media contratada de 4.4 kW, que junto con una potencia contratada por la comunidad de 50 kW, dará una potencia contratada total del edificio de 490 kW. Esta será una variable propensa a optimizar en el estudio en la sección 6.5.

Como el modelo del núcleo residencial constará de 100 vehículos, se supondrá que cada uno dispondrá con una batería de unos 40 kWh y con una potencia de carga del cargador de 3 kW en el caso de la recarga lenta. La capacidad de la batería ha sido elegida de acorde a los modelos más vendidos del mercado: el Renault Zoe y el Nissan Leaf [2], ambos con un SOC dividido en 12 niveles o unidades de carga.

Para analizar la curva de la demanda perteneciente a carga lenta, se ha empleado un estudio de Luis Ochoa, "Model Validation and Data Analysis" [22], en el que se partió de una gran base de

Nº Viviendas (n)	Coefficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$

Figura 4.1 Coeficiente de simultaneidad según el número de viviendas [1].

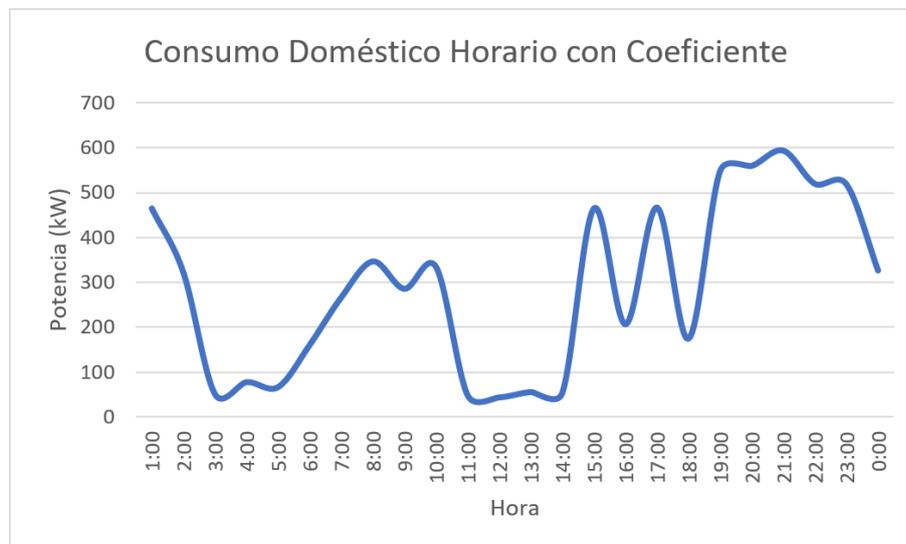


Figura 4.2 Consumo doméstico del edificio tras aplicar el coeficiente de la norma.

datos referidos a la carga de los VE. Su estudio se basó en lograr datos estadísticos relativos a la probabilidad con la que un VE se conectaría a la red según su nivel de carga. Sus datos fueron obtenidos del Reino Unido, pero los resultados obtenidos pueden considerarse válidos a nivel global.

La información extraída indica que, por ejemplo, el usuario medio conecta su VE cuando el SOC se sitúa entre 3 y 8 unidades de carga del total de 12 que se indicó anteriormente. Además, el 60% de los usuarios carga los vehículos hasta el 100% de su capacidad, y que la mayoría de ellos tan solo realizaba una carga diaria.

La gráfica de la figura 4.3 muestra el porcentaje probabilístico de conexión del total de los vehículos a la red según su nivel de carga inicial. Es interesante matizar su similitud a la famosa

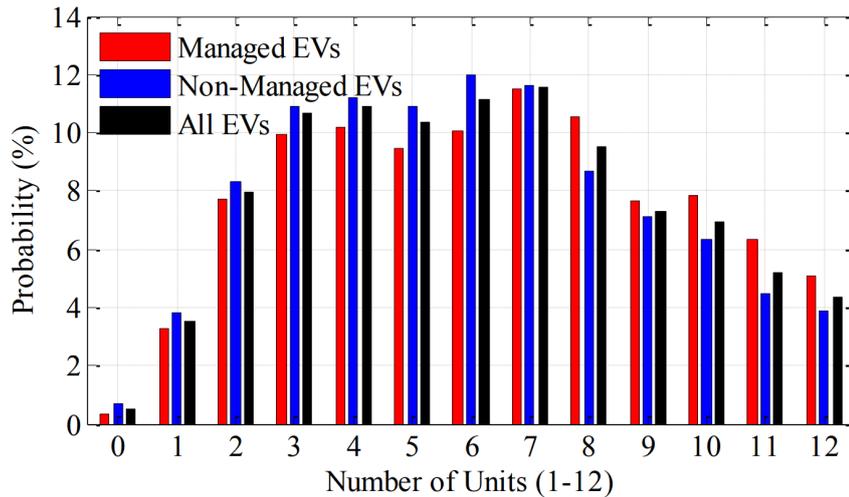


Figura 4.3 Probabilidad de conexión de un VE a red según su estado de carga [22].

campana de Gauss, teniendo lógica al tratarse de una estadística en la que se indica que el mayor volumen de vehículos conectados a red lo hace con una estado de carga en torno a la mitad de su capacidad.

Para el estudio realizado, se han escogido los datos referidos a los "Non-Managed EVs", que supone que su conexión a la red ha sido de forma arbitraria dando libertad al usuario de comenzar la recarga de su VE al llegar a su domicilio. Al comenzar la carga de los VE de forma progresiva conforme se conectan a red, así como que los niveles de carga de la batería en el instante de su conexión son diversos, se propone la curva de carga de la figura 4.4 como monótona para el transcurrir diario del estacionamiento a lo largo del año.

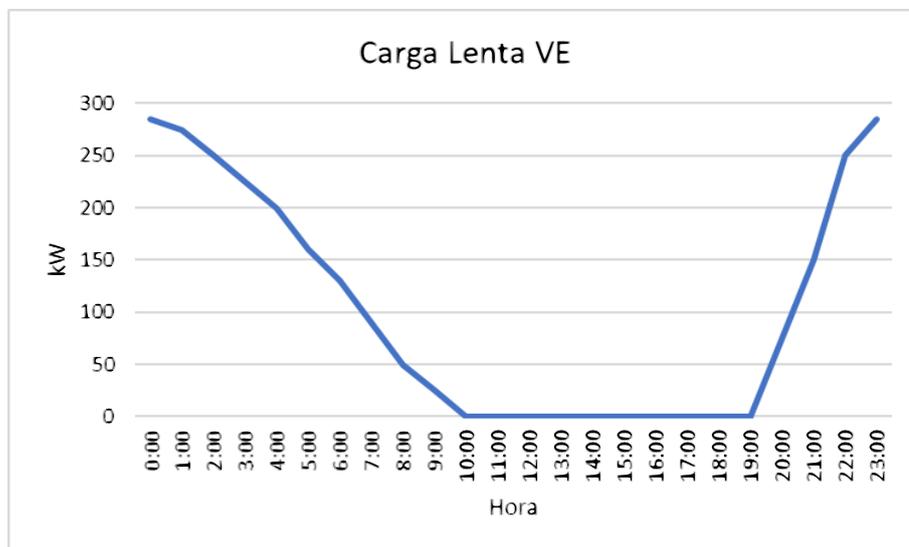


Figura 4.4 Curva de la demanda correspondiente a la carga lenta de los VE.

Por parte de la carga rápida de los vehículos eléctricos, con el fin de analizar una situación desfavorable, se ha supuesto que se realizarán un total de 5 cargas rápidas al día, dividiéndose en 2 en el pico de consumo de la mañana (9h), y 3 en el pico de la tarde-noche (21h), con lo que el incremento en la potencia demandada será destacable, dando razón de ser al sistema de almacenamiento para subsanar este efecto.

Finalmente, en la figura 4.5 se exponen los distintos tipos de consumo que se encuentran en el núcleo residencial estudiado, compuesto por la demanda doméstica de un día tipo, así como las cargas lentas y rápidas de los vehículos eléctricos. En ella se puede observar con claridad los picos de consumo de potencia debidos a la carga rápida hacia las 9:00 y 22:00. Al encontrarse una extensa flota de vehículos eléctricos mediante la carga lenta realizada durante la noche, la demanda en este periodo es muy alta, siendo positivo debido al precio inferior de la energía por ser hora valle.

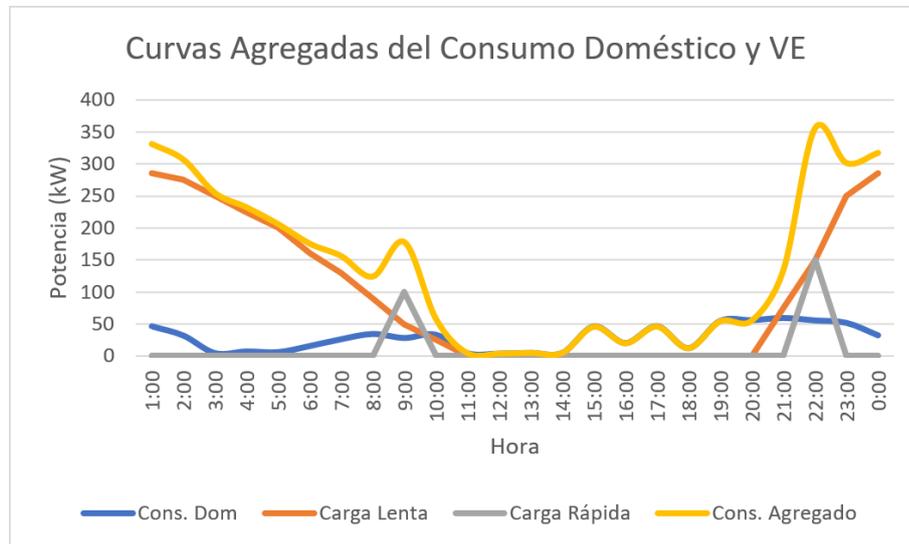


Figura 4.5 Consumos domésticos y de los VE agregados .

4.2 Dimensionamiento del Parque Fotovoltaico

Como se ha ido antecediendo en los anteriores capítulos, para este análisis de optimización de coste se ha propuesto el uso de una instalación fotovoltaica con el apoyo de un sistema de almacenamiento de energía.

Para el dimensionamiento de la instalación PV, se ha analizado el espacio disponible en la superficie superior del edificio y, por tanto, la potencia máxima posible. La superficie total se sitúa en torno a los 1900 m^2 , que aplicando un factor de utilización agresivo para estar del lado de la seguridad en cuanto al espacio útil real considerando ángulos de la superficie, posibles huecos y zonas de tránsito, se toma un valor estimado de 950 m^2 útiles para la instalación. Una vez introducido el dato de superficie útil en el software de PVsyst [3], se determina una instalación PV de 150 kW.

Los propietarios españoles pagaron entre 0.90€ y 1.45€ por vatio por una instalación de placas solares en 2016, con un costo promedio de 1.2€ por vatio [12]. Sin embargo, en aquellas provincias o comunidades donde se encuentran vigentes incentivos o subvenciones, ese coste disminuye alrededor de un 35% a un total de 0,8€ por vatio. Si tomamos 275 W como un panel con una eficiencia media, se puede afirmar que el coste promedio para un panel instalado sería aproximadamente de 330€ sin el 35% de subvención (220€ empleando el precio de 0,8€ con subvención). Para conocer la previsión de costes de una instalación fotovoltaica, remitirse a la figura 1.10.

A lo largo de la exposición de los resultados, se diferenciarán los casos en los que se han empleado la subvención mencionada y en los que se ha considerado el precio medio de mercado. Por tanto, se analizará la viabilidad de la instalación fotovoltaica en ambos casos.

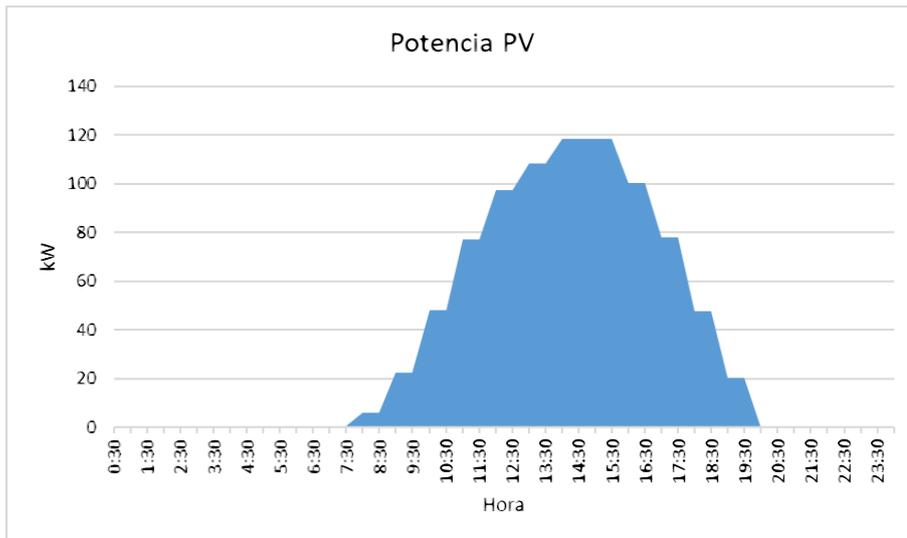


Figura 4.6 Potencia fotovoltaica para un día tipo.

4.3 Dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía

Por parte del dimensionamiento de la batería, en un primer lugar se supondrá una batería de 300 kWh de capacidad, que será empleada para gestionar la energía que circulará por el edificio.

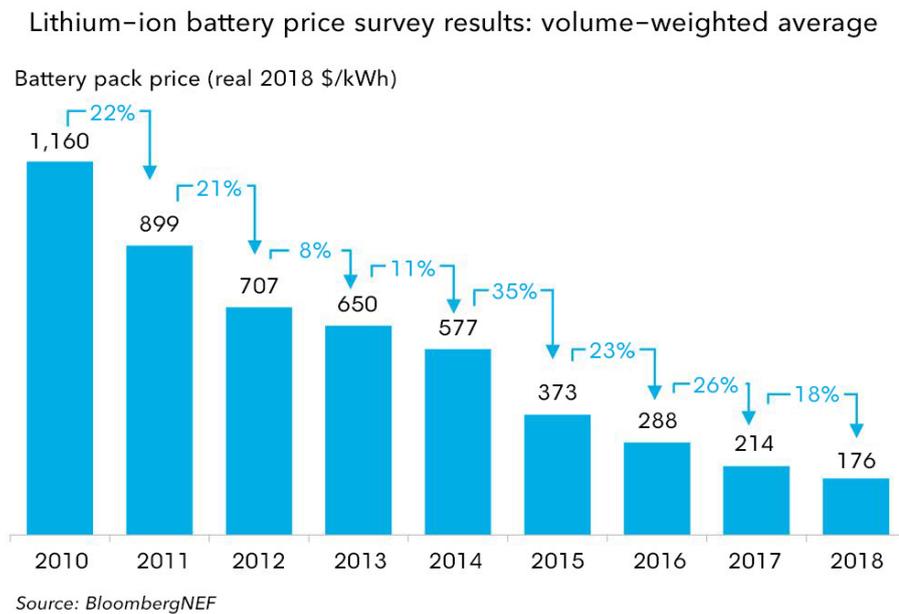


Figura 4.7 Evolución del precio de las baterías por kWh según BNEF [17].

Para considerar el precio de la batería (SAE), se han extraído datos del artículo realizado por BloombergNEF [17] acerca de la evolución y previsión del coste de adquisición de las baterías por kWh. De la figura 4.7 se extrae cómo en 2018 el precio de las baterías promedia los 176 \$/kWh, unos 155.47€/kWh al cambio. Sin embargo, en este trabajo se considera la necesidad de sustituir la batería en el tramo medio de la vida útil de la instalación fotovoltaica, por lo que se emplearán los precios de las baterías en el futuro. Adicionalmente, se considerarán en determinados apartados los precios de 94\$/kWh y 62\$/kWh (83 y 55 €, al cambio) correspondientes a los años 2024 y 2030

respectivamente, mostrados en la figura 4.8.

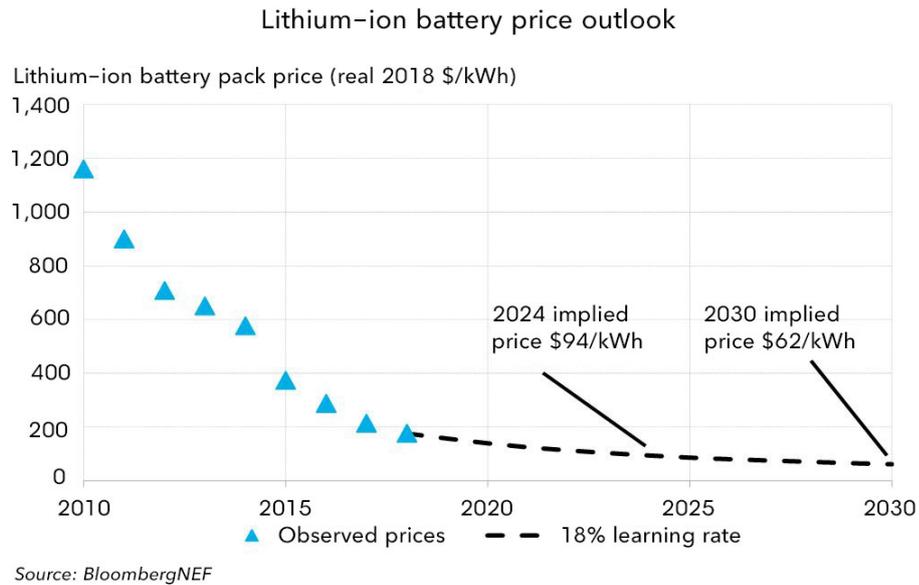


Figura 4.8 Previsión del precio de las baterías por kWh según BNEF [17].

Observando el mercado actual de baterías y los principales modelos en la tabla 4.1, por parte de LG Chem, existe una gran variedad de capacidades, pero indica que a máxima potencia de descarga permite trabajar hasta 3 horas, por lo que se estima la relación $\frac{E}{P}$ en 3.

Tabla 4.1 Análisis de las baterías del mercado según capacidad y potencia.

	Capacidad(E) [kWh]	Potencia(P) [kW]	$\frac{E}{P}$
Tesla	200	50	4
SonnenBatterie	5 – 15	max.5.5	3
LG Chem	[5, > 100)	Indet.	~ 3
Pika-Energy Harbor	10.1 13.5 16.9 20.3	3.4 4.5 5.6 6.7	3

Finalmente, a la vista del estudio del mercado de baterías, se ha decidido imponer una relación de capacidad-potencia de 3 ($P = \frac{E}{3}$), dado que es la relación frecuente entre las distintas opciones, empleando para estimar el coste los valores previamente definidos para la capacidad (kWh) de la batería. Con esto, la potencia de la batería en la situación inicial será de 100 kW.

5 Modelo de Optimización

Los diferentes algoritmos de optimización se han resuelto utilizando el software GAMS [24], debido a su pragmatismo ante modelos como el que definen el análisis propuesto en este trabajo. GAMS ha sido el primer software en combinar el álgebra matemática con conceptos tradicionales de programación, creando un entorno óptimo para lograr una descripción y resolución eficiente de problemas de optimización. En la actualidad, el modelado algebraico está considerado como una de las formas más productivas a la hora de implementar modelos de optimización y métodos de descomposición para problemas de optimización.

El modelo empleado tiene la finalidad de minimizar costes, para lo que se han incluido las diversas ecuaciones que caracterizan y definen el escenario propuesto, incluyendo las determinadas restricciones de las diversas variables y parámetros del problema, así como la función objetivo a minimizar.

La función objetivo mencionada, corresponderá al coste asociado al uso (y generación) de la energía consumida en un periodo de tiempo determinado, incluyendo los costes asociados por término de potencia y de energía, y la disposición de la batería e instalación fotovoltaica. En cuanto a los datos de entrada, mencionar que se han tomado datos reales definidos en cada instante de tiempo cuando ha sido posible, siendo estos datos:

- Demanda doméstica: Para extraer los datos reales de consumo, se ha empleado el servicio que ofrece Endesa para consultar los consumos horarios de una vivienda en un periodo determinado¹. Esto fue detallado en la sección 2.1.
- Precio de la Energía: Extraídos de CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) como el precio mayorista de compra del periodo estudiado en el año 2017.
- Inyección de potencia por la instalación fotovoltaica: Con el apoyo del software de PVsyst se ha determinado la potencia erogada por el PV en el periodo diurno para una instalación de las dimensiones especificadas en el apartado 4.2.
- Demanda carga lenta de los VE: El grueso del estudio de carga por VE corresponderá a este apartado al ser un escenario residencial y su obtención se detalló en la sección 2.2.
- Demanda carga rápida de los VE: Se ha añadido la posibilidad de incluir una recarga ocasional a elevada potencia como se indicó en el apartado 2.3
- Precio asociado al coste de adquisición del sistema de almacenamiento de energía y la instalación fotovoltaica. La información detallada se definió en el capítulo 2.

¹ Se ha estudiado en un primer momento el periodo del 16 de Noviembre al 22 de Abril, ampliándose al año completo una vez actualizados los datos de consumo en Mayo, que ha sido asemejado al consumo del periodo estival para el estudio anual final.

En cuanto a la simulación, se ha optado por un periodo de simulación en intervalos de 30 minutos, para así tener una mayor precisión al considerar la carga rápida de los VE, que se corresponde con la demanda más sensible al intervalo de estudio, dado que es interesante considerar los picos de potencia producidos por este método de carga para matizar la necesidad de la batería (SAE²), que de otra forma su efecto quedaría diluido en un intervalo horario.

A continuación se presenta la tabla 5.1 con la notación empleada en las ecuaciones para facilitar la comprensión.

Tabla 5.1 Notación empleada en las ecuaciones.

Notación	
E	Capacidad del SAE (kWh)
n	Número de paneles fotovoltaicos instalados
η_c	Rendimiento de carga del SAE
η_d	Rendimiento de descarga del SAE
p_{Bat}	Precio de adquisición de las baterías en su periodo correspondiente (€ / kWh)
P_c	Potencia de carga del SAE (kW)
P_d	Potencia de descarga del SAE (kW)
P_{dem}	Potencia demandada por el sistema (kW)
P_{dom}	Potencia doméstica demandada (kW)
P_{gc}	Potencia generada de la red a comprar (kW)
P_{gv}	Potencia generada hacia la red a vender (kW)
P_{lenta}	Potencia demandada por la carga lenta de los VE (kW)
P_{panel}	Potencia por panel fotovoltaico (kW)
P_{rapida}	Potencia demandada por la carga rápida de los VE (kW)
$precio_c$	Precio de compra de energía a la red (€ / MWh)
$precio_v$	Precio de venta de energía a la red (€ / MWh)
$precio_{W_{pv}}$	Precio por vatio de la instalación fotovoltaica (€ / W)
P_{cmax}	Potencia contratada máxima (kW)
PV	Energía solar fotovoltaica
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SOC	Estado de carga (State of Charge)

El código final del modelo se localiza en el apéndice A, siendo la ecuaciones que definen el sistema matemático las siguientes:

- **Ecuación Costes:** Función objetivo a minimizar, se definen en ella los costes por energía, término de potencia, y coste relativo de adquisición del SAE y PV al periodo asociado.

$$\begin{aligned}
 Coste = & \frac{\sum_t (precio_c(t) * P_{gc}(t)) - precio_v(t) * P_{gv}(t)}{1000 * 2} + \frac{P_{cmax} * d * 3.429702}{(365/12)} \\
 & + \frac{E * (p_{Bat2020} + p_{Bat2030}) * d}{(365 * 20)} + \frac{n * P_{panel} * precio_{W_{pv}} * d}{(365 * 20)} \quad (5.1)
 \end{aligned}$$

Los parámetros $precio_c$ y $precio_v$ caracterizan los distintos precios de compra y venta existentes asociados a la potencia generada de compra y de venta respectivamente. El precio horario se obtiene de CNMC para cada MWh, por lo que se divide por 1000 para referirlo a kWh, así como se dividen en dos los precios para adecuarlos a los intervalos de 30 minutos.

² Sistema de Almacenamiento de Energía.

P_{cmax} registra la potencia máxima generada de la red para calcular el coste por potencia de la factura en el periodo de simulación (d=días). El término de potencia $3.429702 \frac{e}{kW * mes}$ ha sido extraído del TP de Endesa, siendo un valor representativo del mercado actual.

Para el coste de amortización de la batería, se ha incluido en p_{Bat} el precio de adquisición por kWh de dos baterías según su precio estimado en cada instante (la segunda batería se compra tras los diez años de vida útil de la primera). La amortización se ha calculado con el coste de la batería en el periodo simulado, la vida útil de la instalación considerando las dos baterías es de 20 años.

A su vez, el precio de la instalación fotovoltaica se ha calculado según el número de paneles (n), con la potencia asociada a cada panel (P_{panel}) y finalmente el coste por vatio de potencia ($precio_{WpV}$). La amortización se calculado de la misma forma que la de la batería.

- **Ecuación Balance:** Se concreta que la potencia demandada en todo momento ha de ser menor que la potencia neta consumida de la red, la potencia generada por el PV y la potencia de descarga menos la de carga de la batería. Con ello se persigue cubrir la demanda en todo momento.

$$P_{dem}(t) \leq P_{gc}(t) - P_{gv}(t) + P_{PV}(t) + P_d(t) - P_c(t) \quad \forall t \quad (5.2)$$

- **Ecuación Potencia Demandada:** Se compone de la demanda doméstica adaptada a las 100 viviendas, incluyendo la recarga lenta y rápida de los VE.

$$P_{dem}(t) = P_{dom}(t) + P_{lenta}(t) + P_{rapida}(t) \quad \forall t \quad (5.3)$$

- **Ecuación SoC³:** Actualiza el estado de carga de la batería durante la simulación, para ello considera el rendimiento de carga y descarga de la misma. Se divide entre dos dado que el intervalo de simulación es de 30 minutos.

$$SoC(t) = SoC(t-1) + \frac{P_c(t) * \eta_c}{2} - \frac{P_d(t)}{2 * \eta_d} \quad \forall t \quad (5.4)$$

- **Ecuación Potencia contratada de la red máxima:** su función es limitar el consumo máximo de la red según la potencia contratada. Esta a su vez se compone de la doméstica individual de cada hogar (potencia fija), y la comunitaria orientada a la carga de VE, que es la que puede variar para optimizar el coste por potencia. Esta potencia máxima marcará el límite superior de las potencias generadas de la red (ya sea para comprar o vender energía).

$$P_{cmax} = P_{cdom} + P_{ccom} \quad (5.5)$$

El solver por el que ha optado GAMS para la resolución del modelo de simulación propuesto ha sido CONOPT con la función minimizing. A la función minimizing se le ha marcado el objetivo de minimizar la función de costes según las variables propias de cada caso de simulación, como se verá en el capítulo referente a los resultados.

A partir de este modelo, se analizará el impacto sobre el coste de la optimización individual de cada una de las variables que componen el trabajo. Finalmente, se realizará un estudio unificado en el que se buscará una solución óptima global. Una vez con los resultados obtenidos, se analizarán desde un punto de vista económico.

³ State of Charge: Estado de carga del SAE

6 Resultados

En el presente capítulo se realizará el análisis del problema planteado mediante la optimización de las diversas variables, observando su contribución al componente económico. Finalmente, se unificará todo el proceso de optimización para hallar la solución óptima global que minimice el coste de explotación del conjunto VE + PV + SAE.

La simulación ha sido realizada en el análisis por variable inicial en el periodo que abarca del 16 de Noviembre al 22 de Abril, debido a ser el intervalo del que se disponían de datos reales de consumo de un hogar. Es digno de mencionar, que en el intervalo estudiado la generación fotovoltaica no se sitúa en su punto álgido, y aun así presenta resultados favorables como se mostrará en las secciones venideras. Para matizar el efecto global de un año, se actualizará el intervalo con los recientes datos de consumo del mes de mayo, al que se supondrá análogo al consumo de la época estival para poder simular un año completo y estudiar así realmente los beneficios de incorporar una instalación fotovoltaica.

Adicionalmente, se incluirán secciones en las que se propone que la instalación fotovoltaica abastezca exclusivamente a la carga de los vehículos eléctricos con apoyo de un sistema de almacenamiento de energía. Para ello, se verterá a la red el excedente de energía producida que no se emplee para la carga de los VE, para lo que se disfrutará de la nueva normativa que permite la venta de energía excedente del autoconsumo sin pagar peajes de transporte por localizarse en los nodos de consumo generalmente.

6.1 Situación Inicial

Tabla 6.1 Parámetros en la sección 6.1.

Venta de Energía	Potencia Contratada	Instalación PV	SAE
No	Fijo	No	No

Para la situación inicial (Tabla 6.1) se consideran los perfiles diarios de consumo doméstico, de carga lenta y de carga rápida presentados en el capítulo 4 y resumidos en la figura 4.5 correspondiente a las curvas de consumo agregadas, sin considerar la instalación fotovoltaica y del SAE en el edificio. El coste asociado a la facturación se calcula aplicando el precio de la energía según el mercado mayorista indicado por la CNMC por cada kWh de consumo energético en el edificio, y el coste de potencia según la potencia máxima contratada multiplicada por su TP correspondiente.

Se muestra en la figura 6.1 la evolución del precio para un día tipo en abril. Cabe matizar los dos periodos en los que el coste de la energía es mayor, que se corresponden con los picos de consumo

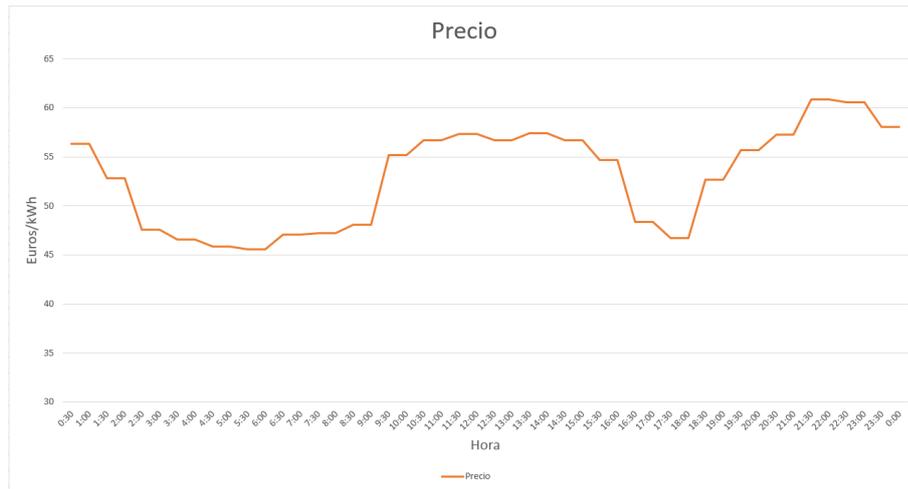


Figura 6.1 Precio de un día de Abril.

de la mañana y hacia el final del día. A su vez, el precio alcanza mínimos durante la noche y en el breve periodo tras el almuerzo.

En la tabla 6.2 se expone los resultados obtenidos en este apartado en relación a los costes de facturación en el periodo estudiado (Nov-Abril). Por parte del periodo que abarca desde noviembre hasta abril, será empleado para analizar la repercusión económica de la optimización de las distintas variables que definen al sistema y que se indicarán en los apartados venideros.

Tabla 6.2 Resumen costes situación inicial Nov-Abril.

	<i>Coste Energia</i> [€]	<i>Coste Potencia</i> [€]	<i>Coste Factura</i> [€]
Coste Periodo Nov-Abril	32336.43	8729.67	41066.1

6.2 Situación Inicial con PV

Tabla 6.3 Parámetros en la sección 6.2.

Venta de Energía	Potencia Contratada	Instalación PV	SAE
No	Fijo	Fijo	No

A continuación se estudia el coste de añadir una instalación fotovoltaica (Tabla 6.4) como la definida en la sección 4.2 para dar soporte a la carga del vehículo eléctrico. Debido a que las horas de máxima generación fotovoltaica coinciden con las de menor consumo doméstico y de coches eléctricos, parte de la energía generada por las paneles se vierte a la red sin ninguna remuneración. Este efecto se observa en el balance neto de energía mostrado en la figura 6.2

Al contar con una instalación fotovoltaica de gran tamaño, como se aprecia en la figura 6.2, en el periodo del día en el que inyecta potencia, supone un balance negativo de demanda, lo que significa que no se está consumiendo energía de la red, sino que se inyectaría en la misma a coste cero al existir un excedente. Es en este momento en el que la demanda se abastece completamente con energía renovable.

En posteriores apartados, se analizará el efecto de vender el exceso de la energía producida, en lugar de evacuarla sin ninguna retribución, simplemente anulando el consumo de la red. De esta

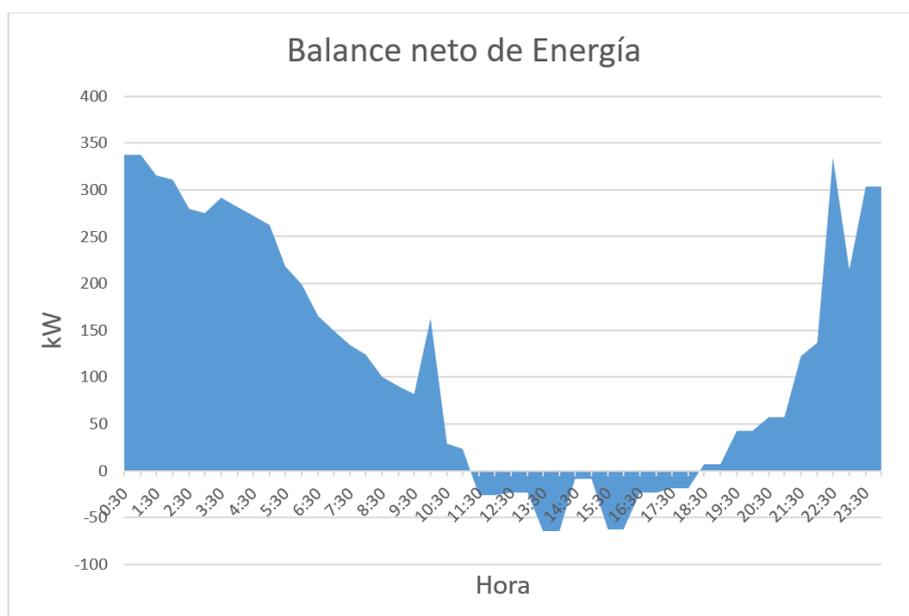


Figura 6.2 Balance neto de energía con PV.

forma, se obtendrá un beneficio adicional de los paneles fotovoltaicos que favorecerá la rentabilidad de la inversión.

Tabla 6.4 Resumen costes situación inicial con PV.

	<i>Coste Energía</i> [€]	<i>Coste Potencia</i> [€]	<i>Coste Factura</i> [€]	<i>Coste Amort.</i>
C. Nov-Abril	29426.3	8729.67	38155.97	3892.64

A modo de conclusión de este apartado, la disminución de la factura final es digna de mención, pero deja de manifiesto la necesidad de estudiar la posibilidad de incluir una batería gestionada de forma eficiente que permita desplazar la generación fotovoltaica y aprovecharla óptimamente en todo el intervalo.

6.3 Situación Base con PV y Batería

Tabla 6.5 Parámetros base en la sección 6.3.

Venta de Energía	Potencia Contratada	Instalación PV	SAE
No	Fijo	Fijo	Fijo

A modo de situación base (Tabla 6.5) a la que posteriormente optimizar para obtener el resultado más favorable posible, se simula el modelo base propuesto anteriormente en los capítulos 4 y 5, con una batería de 300 kWh de capacidad y 100 kW de potencia, dando el siguiente comportamiento del sistema.

En primer lugar, en las figuras 6.3 y 6.4 se puede apreciar cómo se comporta la batería según el transcurso del día según la potencia inyectada por la instalación PV y el precio de la energía. Cabe mencionar cómo cuando existe un excedente de generación fotovoltaica (potencia PV en la figura 6.3) y en las horas donde el precio de la energía es menor, carga la batería tanto con la energía sobrante como con la energía de la red a menor precio (existe un pico de carga a las 17:30 por un bajo precio de la energía) sin saturar la potencia absorbida de la red (potencia contratada como

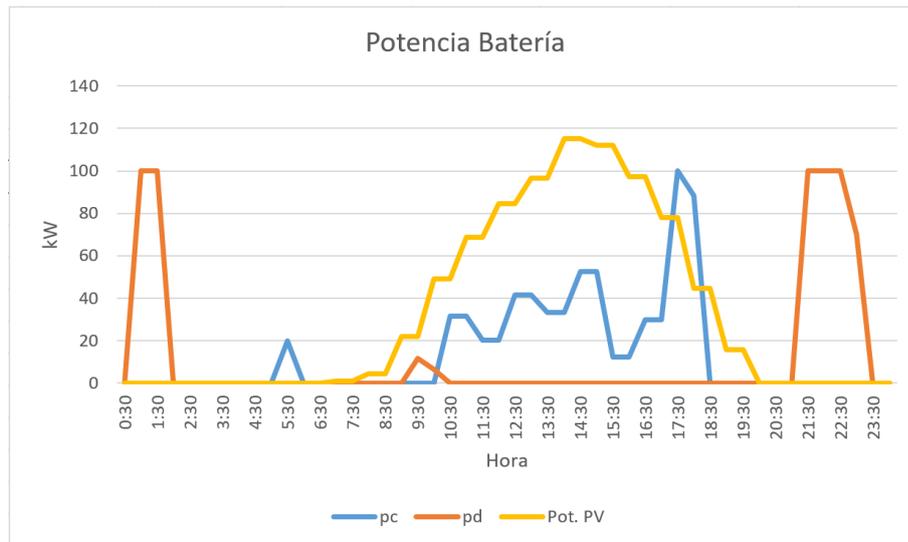


Figura 6.3 Curva Carga y Descarga Batería junto con PV de un día.

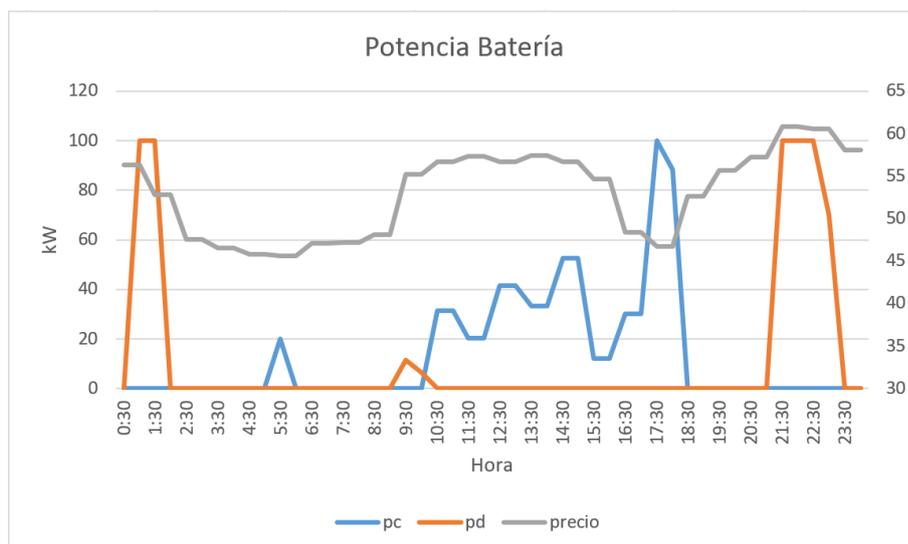


Figura 6.4 Curva Carga y Descarga Batería junto con el precio de la energía de un día.

límite superior) por la carga de los VE. De esta forma, busca desplazar la energía almacenada al periodo donde el coste de la electricidad es mayor, concentrándose en las horas punta donde no hay inyección de PV, como de 21:00 a 00:00, tal y como se pudo ver anteriormente en la gráfica de precios en la figura 6.1.

Matizar según la curva 6.5 cómo la batería se carga del exceso de energía producida por el autoconsumo. De esta forma, el exceso de energía generada por los paneles solares podrá trasvasarse a otros periodos para evitar tanto desperdiciar la energía como recurrir del mercado eléctrico para abastecerse en otros periodos, disminuyendo los costes por energía en la factura.

Finalmente, se muestra en la tabla 6.6 el resumen económico del apartado. Inicialmente, se puede observar cómo el objeto de análisis del trabajo avanza prósperamente, dado que el coste de la factura ha disminuido conforme se han introducido los equipos propuestos.

Con esto, a continuación, se realizarán estudios de análisis por variable para poder optimizar el uso de la instalación, con el objetivo final de disminuir los costes totales de la factura (términos de energía y potencia), proporcionando un mayor ahorro y rentabilidad de la inversión.

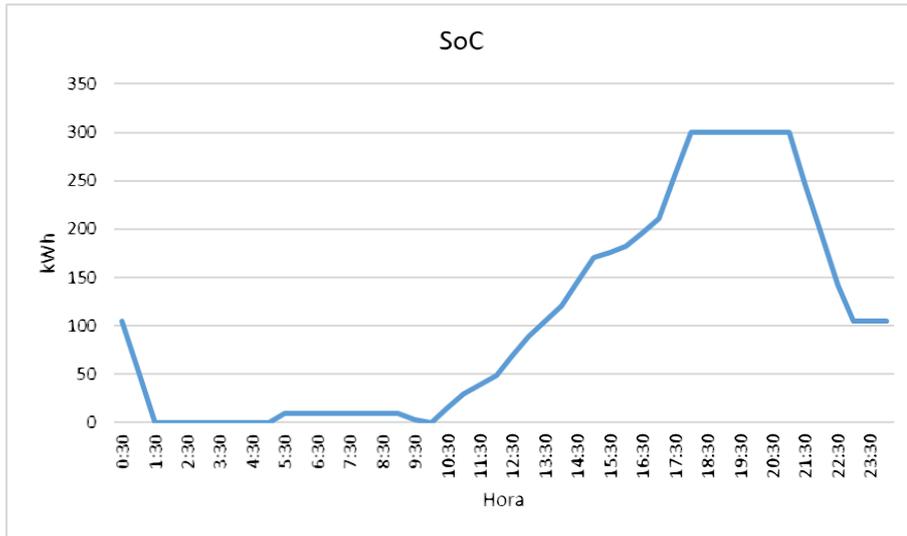


Figura 6.5 Estado de Carga de la Batería.

Tabla 6.6 Resumen costes situación base con PV y batería.

[€]	Coste Energía	Coste Potencia	Coste Factura	Coste Amort.
Coste Nov-Abril	28789.36	8729.67	37519.03	4785.78

6.4 Venta del Excedente de Energía a la Red Eléctrica

Tabla 6.7 Parámetros a optimizar en la sección 6.4.

Venta de Energía	Potencia Contratada	Instalación PV	SAE
Sí	Fijo	Fijo	Fijo

Recientemente, el gobierno ha realizado por decreto una nueva normativa que posibilita el recibir una compensación por los excedentes de energía autoproducidos desde este mes de abril, dado que anteriormente no era posible esto (Seminario Endesa [20]).

Los precios a los que se retribuirán esta generación serán publicados por Red Eléctrica de España (REE). Este precio será inferior al de adquisición de energía del mercado, dado que no incluye las tasas por peajes, sino que coincide con el precio de la energía en el mercado mayorista. Los peajes por distribución pueden evitarse debido a que la generación distribuida está repartida en los principales nodos de consumo por definición, por lo que, al contrario que con la generación centralizada, no resulta necesario transportar la energía producida a largas distancias.

Como resultado de la novedad de la normativa, no existe un amplio registro de los precios de venta de energía excedente, por lo que para emplear este concepto en el trabajo, se ha analizado la diferencia entre el precio de compra y de venta de un día tipo:

Observando la relación que existe entre ambos precios en la figura 6.6, se ha optado por extraer un coeficiente que relacione ambos precios según cada hora del día, dado que se ha supuesto que las tasas de peaje son variables según la saturación de la red, dando lugar a un valor distinto del coeficiente mencionado para cada hora. A continuación, se ha aplicado la relación horaria anterior a cada hora del precio de compra de energía real, logrando así un valor simulado próximo a la realidad para el periodo a estudiar.

A modo de representación de lo explicado anteriormente, se ha optado por exponer en la figura 6.7 la potencia neta generada de la red. En este gráfico, cuando la potencia generada es positiva, hace

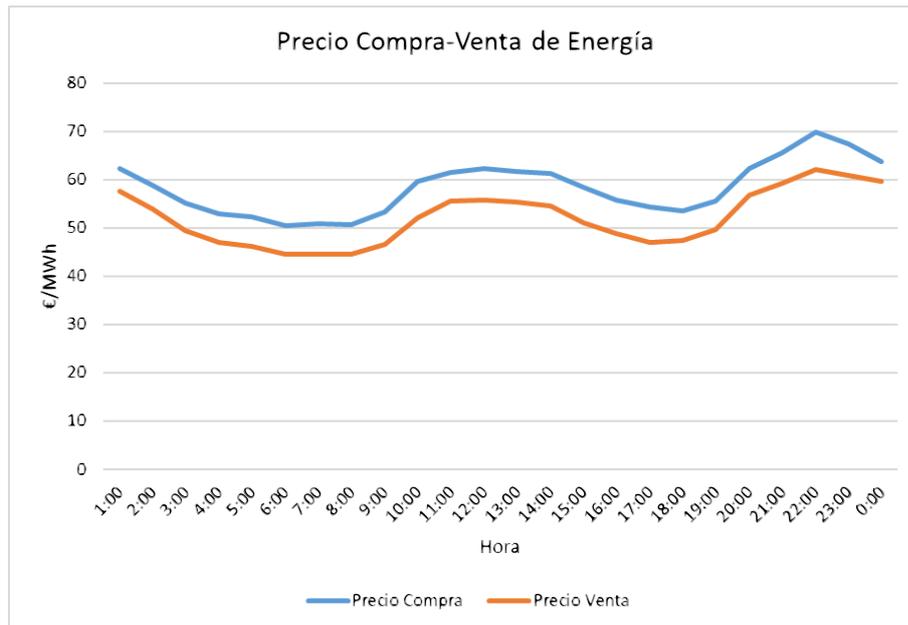


Figura 6.6 Precio de compra y de venta de energía de la red.

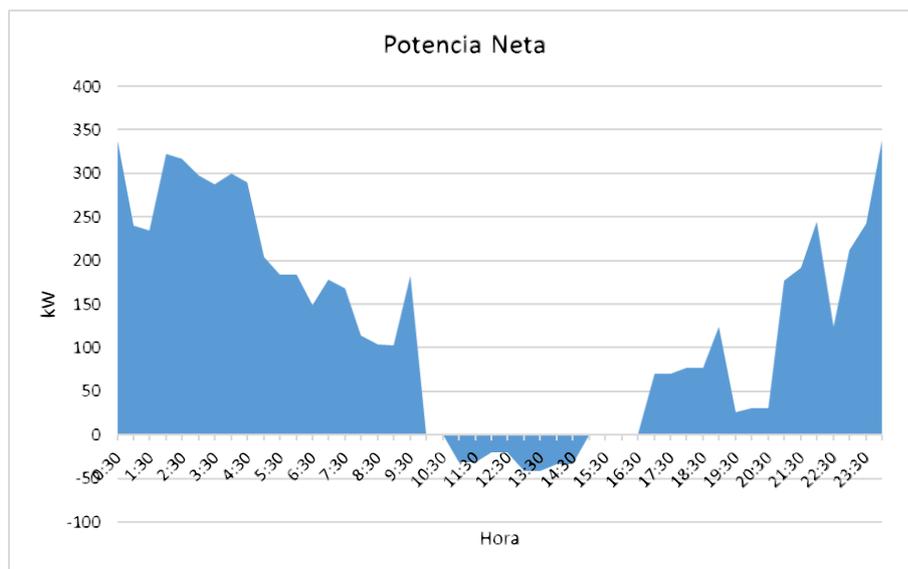


Figura 6.7 Potencia neta de la red.

referencia a que se está absorbiendo energía de la red, y, por tanto, comprando, mientras que cuando la potencia neta se muestra con signo negativo indica el efecto contrario, que se está vendiendo energía a la red al precio correspondiente.

Al incluir el nuevo posible comportamiento del sistema de la venta de energía excedente, se ha considerado interesante mostrar la evolución del estado de carga de la batería ante este concepto de negocio para disminuir costes, así como las figuras 6.8 y 6.9 en las que se muestra la potencia de carga y descarga de la batería según la inyección de energía solar y el coste de la energía en el mercado respectivamente. El estado de carga de la batería queda reflejado en la figura 6.10.

Siguiendo con el esquema expuesto en las anteriores secciones, a continuación se expone la tabla 6.8 en la que se detallan los costes relacionados con este concepto.

En vista de los resultados obtenidos, existe diferencia nada desdeñable al incluir el concepto de

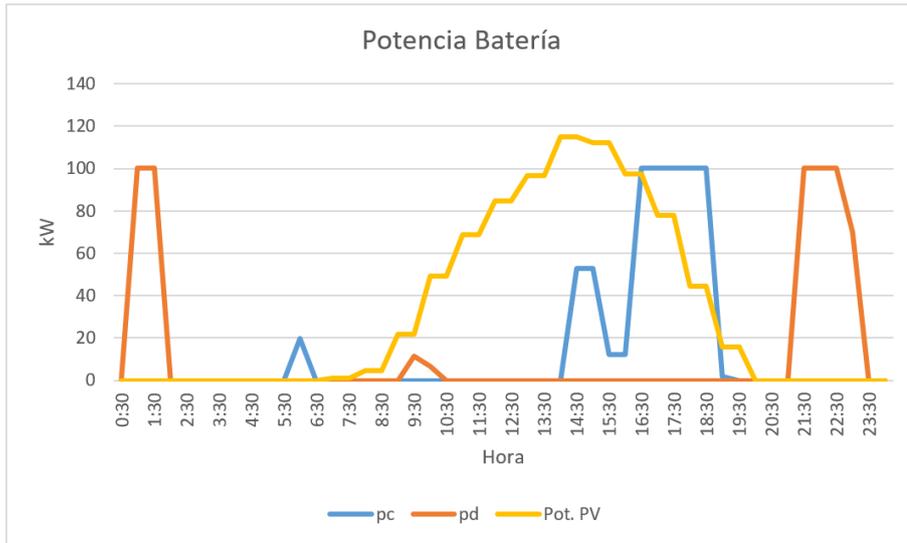


Figura 6.8 Curva Carga y Descarga Batería junto con PV de un día con venta de excedente.

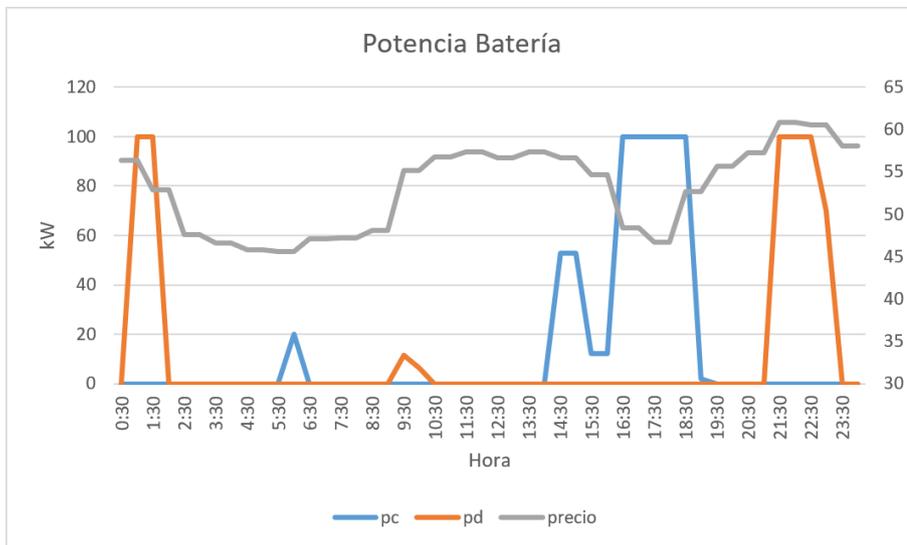


Figura 6.9 Curva Carga y Descarga Batería junto con el precio de la energía de un día con venta de excedente.

Tabla 6.8 Resumen costes con venta de energía.

[€]	Coste Energía	Coste Potencia	Coste Factura	Coste Amort.
Coste Nov-Abril	28674.74	8729.67	37404.41	4785.78

venta del excedente a la red con los parámetros del escenario base, dado que entre vender a menor precio que el de compra, o emplear la batería para usar ese excedente de energía en otros momentos en los que la energía tenga mayor coste existe poca diferencia en el coste final, aunque reporta un ahorro de en torno a 100 euros en el periodo estudiado

Lo aplicado en este apartado referido a la venta de energía, será considerado en las secciones venideras.

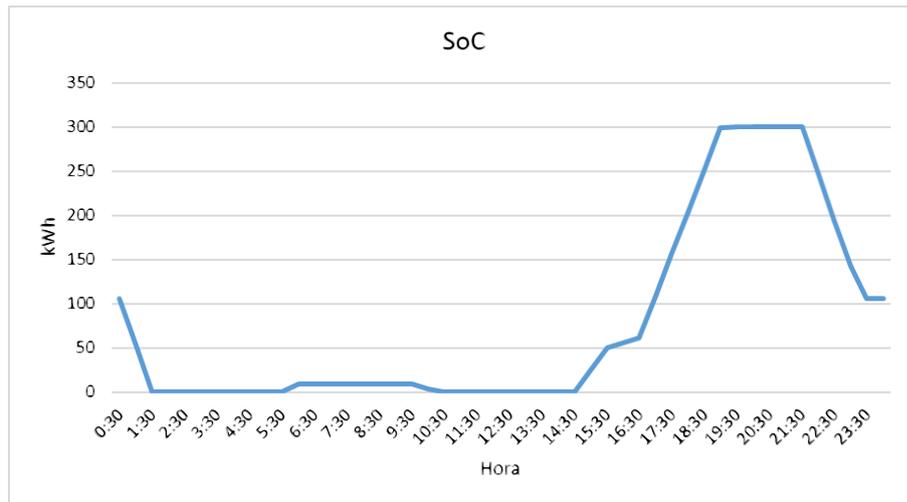


Figura 6.10 Estado de carga de la batería.

6.5 Optimización por Potencia Contratada

Tabla 6.9 Parámetros a optimizar en la sección 6.5.

Venta de Energía	Potencia Contratada	Instalación PV	SAE
Sí	A optimizar	Fijo	Fijo

En la presente sección se optimizará la primera de las variables que componen el modelo. Se trata de la potencia contratada, y su contribución al coste está arraigada al término de potencia (TP) de la factura, habiendo sido extraído este del mostrado por Endesa para un mes ($TP = 3.429702 \frac{\text{euros}}{\text{kW} \cdot \text{mes}}$).

Para optimizar la potencia contratada, esta ha sido dividida en dos componentes:

$$P_{c_{max}} = P_{c_{dom}} + P_{c_{com}}$$

En primer lugar, la potencia contratada máxima se compondría de la potencia contratada por los domicilios de carácter fijo, dado que no se podrá modificar la potencia que contraten los propios residentes, y, en segundo lugar, de una potencia contratada por la comunidad que complementará la anterior para dar cabida a la carga de los vehículos eléctricos. Esta potencia de la comunidad se ha supuesto que se emplea únicamente para apoyar la carga de los VE, despreciando los posibles gastos de electricidad que puedan ocurrir en el edificio, dado que presenta un orden de magnitud menor al volumen de potencia necesaria para la recarga de los VE.

En la tabla 6.10 se exponen los parámetros obtenidos en la simulación referente a la potencia.

Tabla 6.10 Parámetros de potencia de la solución.

[kW]	Potencia conjunta	Potencia domestica	Potencia comunidad
Potencias contratadas	440	440	0

El parámetro referente a la potencia contratada total doméstica, se ha obtenido de la potencia conjunta de los 100 domicilios con una potencia media por vivienda de 4.4 kW.

Los costes totales finales del periodo estudiado correspondientes a la optimización de la potencia contratada se resumen en la tabla 6.11 siguiente:

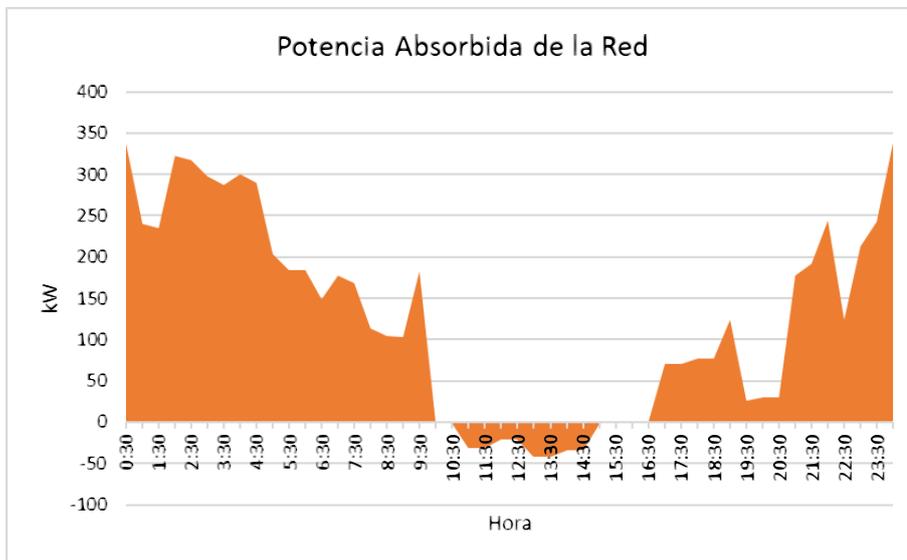
Tabla 6.11 Resumen costes con optimización de la potencia contratada de la comunidad.

[€]	<i>Coste Energia</i>	<i>Coste Potencia</i>	<i>Coste Factura</i>	<i>Coste Amort.</i>
Coste Nov-Abril	28641.35	7838.89	36480.24	4785.78

Optimización de la Potencia Contratada Conjunta

A la vista de los resultados expuestos en la tabla 6.10, puede intuirse que la potencia contratada por los domicilios no es la óptima para este escenario. Esto es así, porque la potencia media extraída del IDAE [8] no contempla que en las viviendas exista un sistema de almacenamiento de energía que apoye a cubrir la demanda, necesitando de una menor potencia contratada si la batería se gestiona eficientemente.

Con el objeto de encontrar una solución óptima para este apartado referente a la potencia contratada, a continuación se supone al bloque de viviendas como un único consumidor que puede elegir su potencia a contratar.

**Figura 6.11** Potencia absorbida de la red.

En la figura 6.11 se puede contemplar cómo el pico de potencia se muestra cercano a los 350 kW en este día mostrado, por tanto, si el sistema no necesita de más potencia para optimizar los costes, la potencia contratada deberá de ser 350 kW o ligeramente superior para minimizar el coste por término de potencia de la factura.

Los resultados obtenidos en las figuras 6.12, 6.13 y 6.14 son idénticos a los obtenidos en la sección anterior, por lo que la optimización de la potencia la ha obtenido el algoritmo de simulación considerando el pico máximo de demanda consumida, con lo que disminuye considerablemente el coste de la factura relacionado con el término de potencia.

Finalmente la potencia contratada conjunta óptima que minimiza los costes obtenida de liberalizar completamente la potencia contratada en la simulación se encuentra en la tabla 6.12.

Tabla 6.12 Parámetros de potencia de la solución óptima.

[kW]	<i>Potencia conjunta</i>
Potencia contratada	350.02

El resumen económico con una potencia conjunta de 350.02 kW se muestra en la tabla 6.13

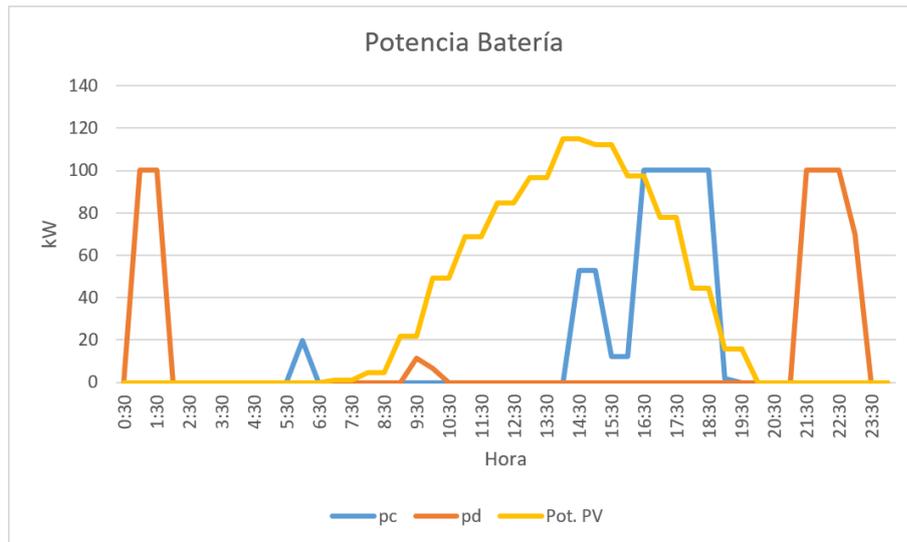


Figura 6.12 Curva Carga y Descarga Batería junto con PV de un día con venta de excedente.

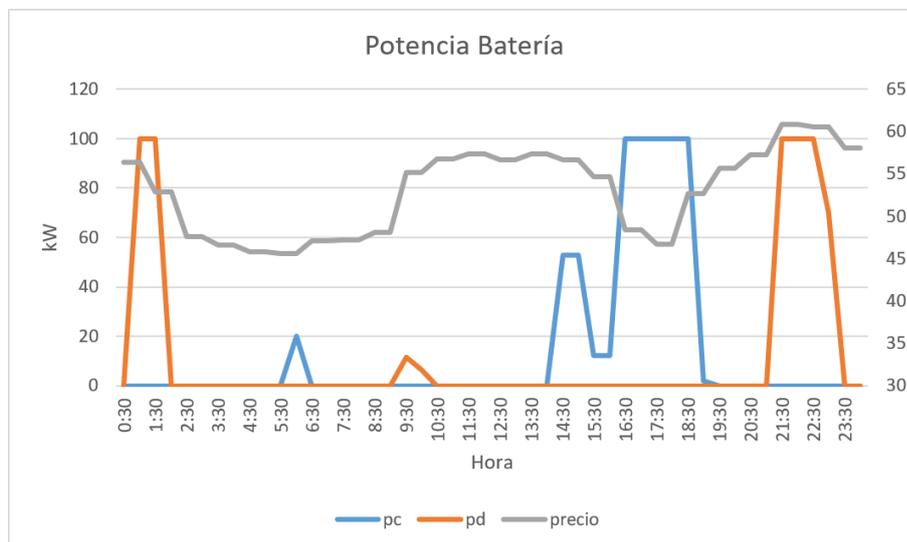


Figura 6.13 Curva Carga y Descarga Batería junto con el precio de la energía de un día con venta de excedente.

Tabla 6.13 Resumen costes con optimización de la potencia contratada conjunta.

[€]	Coste Energía	Coste Potencia	Coste Factura	Coste Amort.
Coste Nov-Abril	28641.35	6235.84	34877.20	4785.78

Con los resultados obtenidos se puede mostrar cómo la potencia de los residentes que se había supuesto fija no es correcta desde un punto de vista de minimización de los costes. El ahorro obtenido por la facturación de potencia es considerable si se elige correctamente la potencia contratada conjunta, con lo que para los apartados venideros se empleará este concepto.

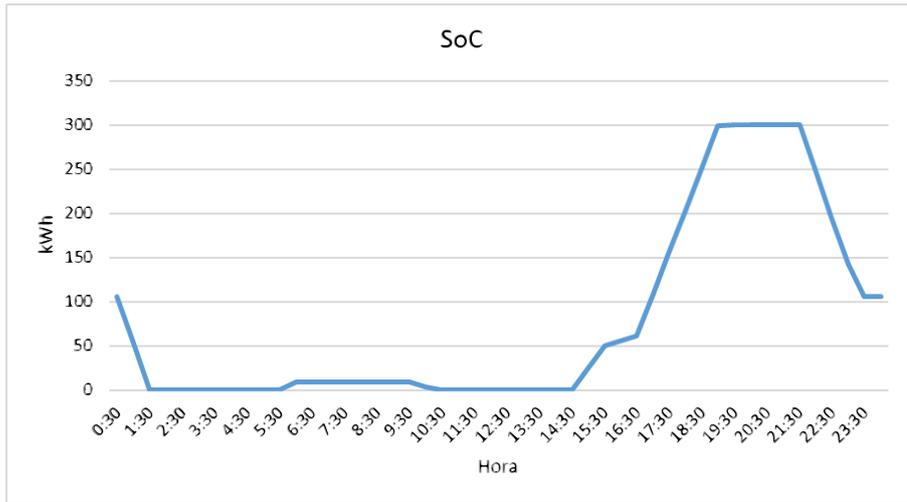


Figura 6.14 Estado de carga de la batería.

6.6 Optimización del Tamaño de la Instalación Fotovoltaica

Tabla 6.14 Parámetros a optimizar en la sección 6.6.

Venta de Energía	Potencia Contratada	Instalación PV	SAE
Sí	Fijo	A optimizar	Fijo

El siguiente parámetro con probabilidad de una posible optimización es el tamaño de la instalación fotovoltaica (Tabla 6.14), dado que presenta un coste de adquisición elevado, es susceptible de encontrar una solución que reporte mayor beneficio por cada euro depositado en la inversión.

Para obtener la potencia inyectada por los paneles solares, ha sido empleado el software de PVWatts@[4], y como la instalación da cabida a un total de 545 paneles de 275W, la potencia ha sido modulada en función del número de paneles que la simulación decidiese como óptimo.

Para considerar el precio de instalación en el periodo, se ha empleado el concepto de amortización explicado anteriormente, por el que el programa incorporaba al coste total el correspondiente al tamaño de la instalación según el tiempo de la simulación para una vida útil de 20 años (pudiendo llegar hasta 25, o más si se permitiese una bajada de rendimiento).

El resultado de la simulación, sin embargo, ha dado como resultado que se obtiene un mayor beneficio al emplear toda la capacidad disponible del tejado para la instalación fotovoltaica, dando buena cuenta de que para el caso considerado, en el periodo estudiado se consigue mayor rentabilidad cuanto mayor sea la inversión adaptada a ese intervalo mediante la amortización. Por esta razón, el resto de las figuras incluidas típicamente en el resto de las secciones referidas a la potencia de carga y descarga de la batería respecto a la potencia PV y el precio, y el estado de carga del SAE saldrían idénticas al caso de la sección de la situación base (sección 6.3), por ello no se vuelven a incluir en este apartado.

Con esto, se muestra en la figura 6.15 la inyección de potencia de la instalación fotovoltaica de un día de abril.

A su vez, se ha considerado interesante mostrar en la figura 6.16 cómo afecta esta inyección de potencia a la interacción del sistema con la red mediante la potencia que absorbe de esta.

A continuación, al igual que en anteriores apartados, se expone el resumen de costes originados en esta sección correspondientes al intervalo estudiado.



Figura 6.15 Potencia Erogada por la Instalación Fotovoltaica.

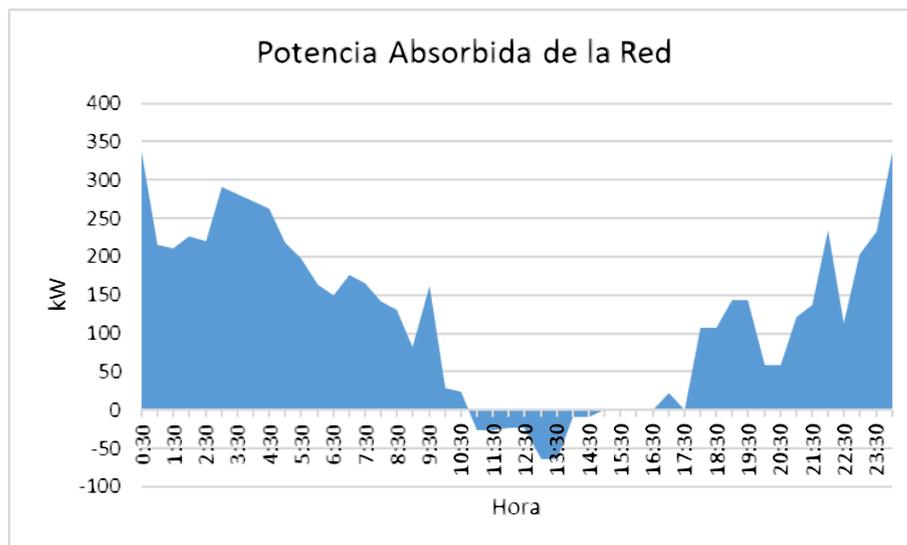


Figura 6.16 Potencia absorbida de la red.

Tabla 6.15 Resumen costes con optimización de la instalación fotovoltaica.

[€]	Coste Energia	Coste Potencia	Coste Factura	Coste Amort.
Coste Nov-Abril	28622.14	8729.67	37351.81	4785.78

Es digno de mencionar que el periodo de la simulación estudiado para este apartado dista de un escenario óptimo para la producción de energía procedente del sol, dado que el intervalo estudiado abarca de noviembre a abril, meses en los que la radiación solar por unidad de superficie es menor. Esto deja de manifiesto que ante un estudio con un año completo, con el periodo estival, gozaría de una mayor rentabilidad, como se mostrará en la sección 6.8.

6.7 Optimización del Sistema de Almacenamiento de Energía

Para el estudio de la capacidad óptima del sistema de almacenamiento, se van a considerar dos escenarios:

- No posible la venta a la red: En este apartado se analizará la batería desde el punto de vista en el que no se retribuye el efecto de erogar el exceso de generación fotovoltaica, por lo que será más interesante su aportación y será necesaria para realizar satisfactoriamente el desplazo de la energía excedente del intervalo diurno.
- Posible la venta a la red: Abierta la posibilidad a una retribución económica, será interesante comprobar si el aprovechamiento de la energía en otro periodo de mayor consumo compensa la posibilidad de la venta del excedente a red a menor precio de la tarifa de compra disponiendo de una batería de menor tamaño y, por tanto, menor inversión.

Sin Venta a la Red

Tabla 6.16 Parámetros a optimizar en la sección 6.7 sin venta a la red.

Venta de Energía	Potencia Contratada	Instalación PV	SAE
No	Fijo	Fijo	A optimizar

En este apartado, resulta de interés mostrar el comportamiento de la batería en cuanto a carga y descarga se refiere en un día tipo, así como su estado de carga a lo largo de ese mismo día. Esto se resume en las figuras 6.17, 6.18 y 6.19. Al no tener la posibilidad de conseguir un beneficio de verter el excedente de energía a la red, el SAE se carga de este excedente de generación para emplearlo en la carga de los VE durante las primeras horas de la noche cuando el precio de la energía aun es elevado. Para cumplir con este cometido, la capacidad dimensionada de la batería es muy elevada, aumentando el coste de la inversión inicial.

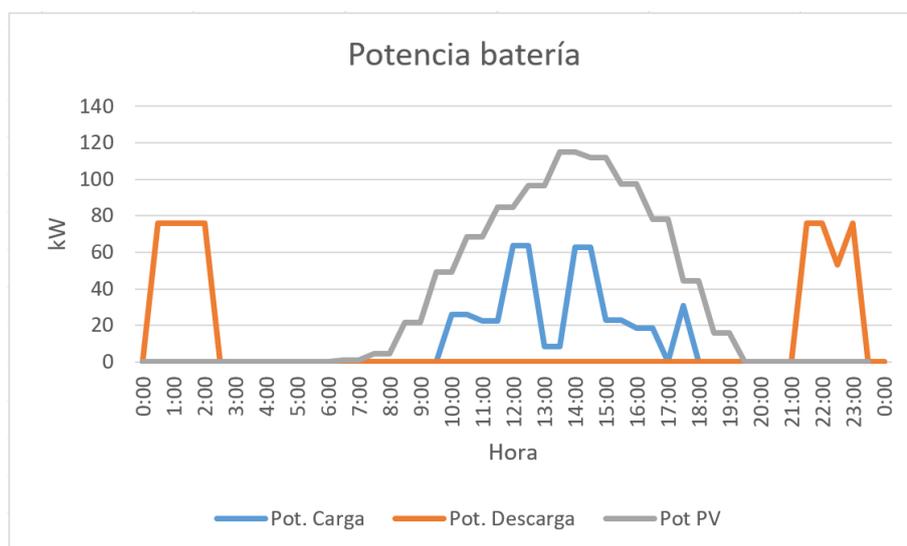


Figura 6.17 Potencia de carga y descarga de la batería con PV sin venta de energía.

A continuación, se expone en la tabla 6.17 los parámetros óptimos de la batería para este escenario, así como su coste de inversión inicial (ambas baterías para el periodo estudiado).

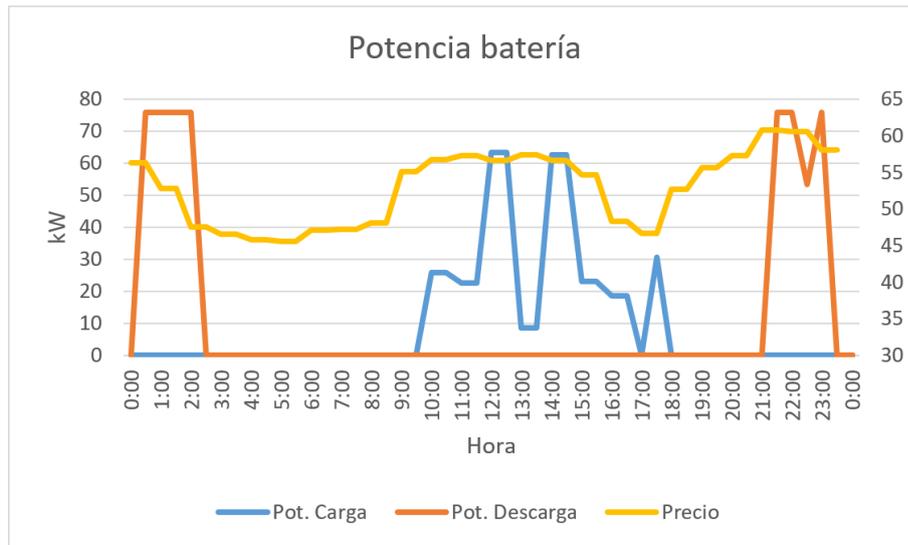


Figura 6.18 Potencia de carga y descarga de la batería con precio sin venta de energía.

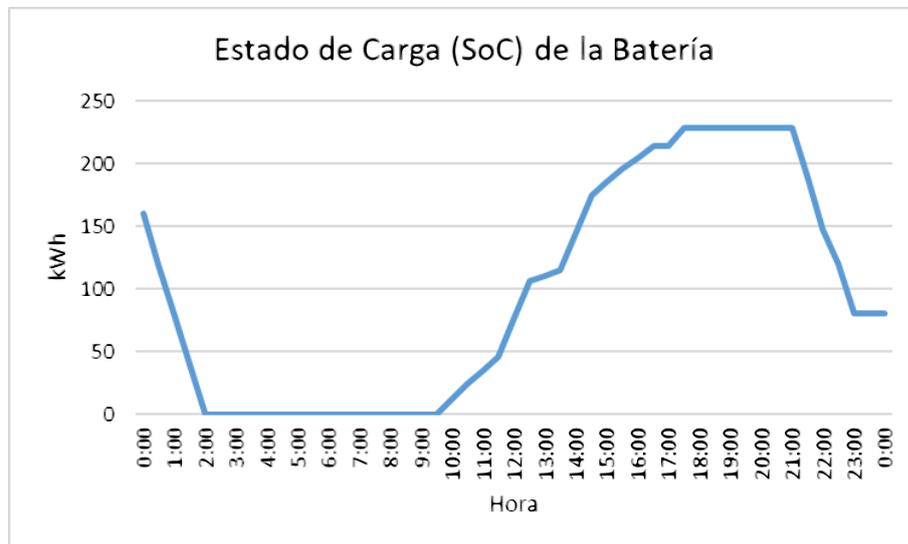


Figura 6.19 Estado de Carga de la batería sin venta de energía según potencia PV.

Tabla 6.17 Parámetros de la batería sin venta de energía.

	Capacidad [kWh]	Potencia [kW]	Coste Inversion [€]
Parámetros Batería	397.18	132.4	54632.1

Con Venta a la Red

Tabla 6.18 Parámetros a optimizar en la sección 6.7 con venta a la red.

Venta de Energía	Potencia Contratada	Instalación PV	SAE
Sí	Fijo	Fijo	A optimizar

Análogamente, se mostrará el comportamiento de la batería en cuanto a carga y descarga se refiere en un día tipo con posibilidad de venta de energía, así como su estado de carga a lo largo de ese mismo día. Esto se resume en las figuras 6.20, 6.21 y 6.22. La diferencia principal con la

posibilidad de venta de energía es que la batería se carga hacia final del día, aprovechando tanto la generación fotovoltaica como el menor precio de la energía en ese tramo. Cabe destacar cómo al no necesitar almacenar toda la energía para no verterla a coste cero la capacidad de la batería necesaria es menor, por lo que el coste de la inversión inicial disminuye significativamente

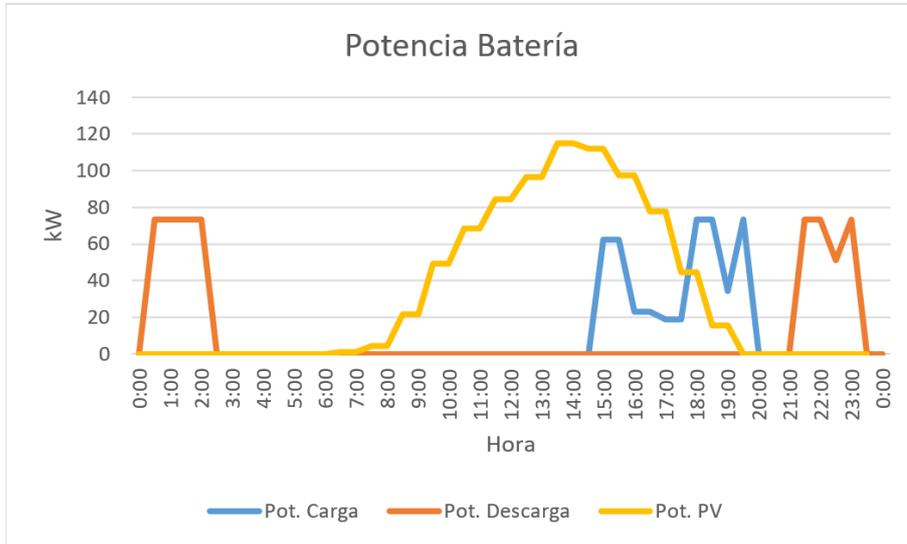


Figura 6.20 Potencia de carga y descarga de la batería según PV con venta de energía.

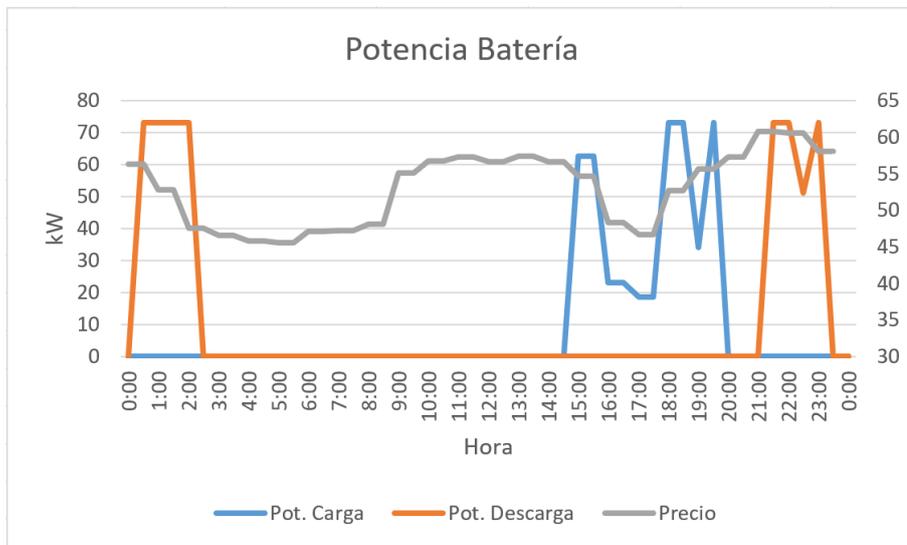


Figura 6.21 Potencia de carga y descarga de la batería según precio con venta de energía.

Al igual que antes, se expone en la tabla 6.19 los parámetros óptimos de la batería en este caso, así como su coste de inversión inicial (ambas baterías para el periodo estudiado). Con venta a la red, el coste de la inversión inicial disminuye significativamente al necesitar una batería de menor capacidad que en el caso en el que no es posible vender la energía excedente.

Tabla 6.19 Parámetros de la batería con venta de energía.

	Capacidad [kWh]	Potencia [kW]	Coste Inversion [€]
Parámetros Batería	219.6	73.2	30205.98

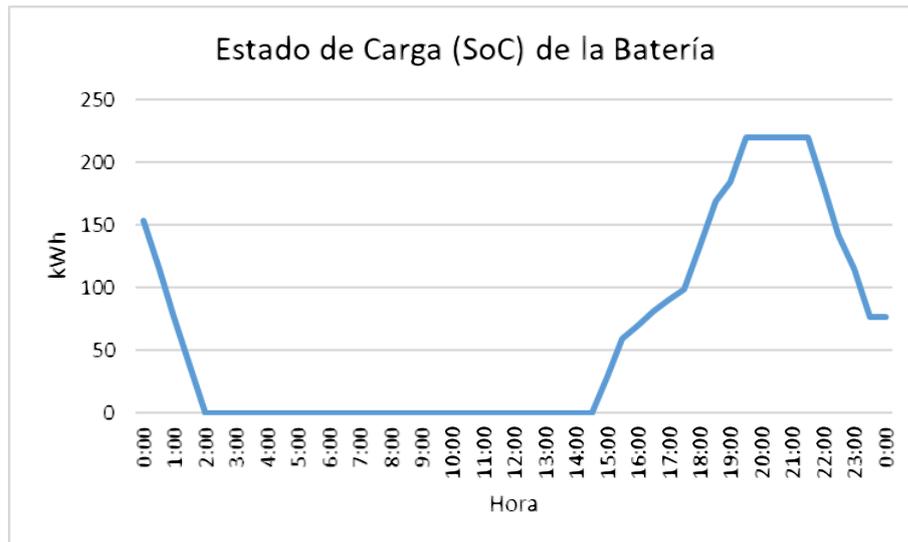


Figura 6.22 Estado de Carga de la batería con venta de energía según precio.

Es digno de mención la similitud del resultado obtenido en este apartado con respecto al dimensionamiento del SAE (Tabla 6.19) con la batería existente en el mercado fabricada por Tesla, como se expuso anteriormente en la Tabla 4.1, siendo los valores de esta batería de 200 kWh y de 50 kW.

Resumen económico

Siguiendo con el modelo de exposición de los resultados seguido, se muestra a continuación una tabla con los costes relativos a esta sección. Al no haber optimizado la variable referente a la potencia contratada, se sigue empleando en este apartado la potencia base de 490 kW, con el coste por potencia correspondiente.

Tabla 6.20 Resumen costes con optimización de la batería.

Coste Nov-Abril [€]	Coste Energía	Coste Potencia	Coste Factura	Coste con Amort.
Sin Venta	28441.81	8729.67	37171.48	42246.58
Con Venta	28854.50	8729.67	37584.17	42130.59

En la tabla 6.20, se puede comprobar cómo la factura del caso "sin venta" es menor que "con venta", y en un primer momento podría parecer que saldría más rentable el primer caso al salir la factura de la luz menor, pero como para optimizar el coste se ha considerado la amortización de la batería, el coste del periodo incluyendo la amortización de los equipos es menor en el escenario "con venta", debido a que la inversión en la batería en este caso es mucho menor que en el anterior.

6.8 Búsqueda del Escenario Óptimo

Tabla 6.21 Parámetros a optimizar en la sección 6.8.

Venta de Energía	Potencia Contratada	Instalación PV	SAE
Sí	A optimizar	A optimizar	A optimizar

En la presente sección, finalmente, se va a analizar el escenario óptimo en el cual los costes serán reducidos a su mínimo exponente buscando el equilibrio entre las distintas variables disponibles de optimización para lograr ese fin.

El estudio propuesto en este apartado, será realizado para dos periodos de simulación:

- Intervalo Noviembre-Abril: En este caso, los datos de la demanda serán reales completamente, pero al coincidir con el periodo de menor radiación solar, no se exprime todo el potencial de la generación solar y los resultados serán menos favorables, sirviendo de forma orientativa.
- Año completo simulado: Para este caso, se podrá comprobar el rendimiento real de instalar una planta fotovoltaica para el autoconsumo, dado que incluye el periodo estival del año, en el que se genera mayor energía. Se espera que en este escenario, el resumen económico final sea favorable.

Intervalo Noviembre-Abril

A continuación, se expondrán los resultados de la simulación referentes al periodo estipulado. Estos se compondrán de los resultados gráficos para un día tipo de abril en los que se mostrarán la potencia absorbida de la red (Figura 6.23) y el estado de carga del SAE (Figura 6.24). Se puede observar cómo la batería se carga cuando el precio de la energía es inferior hacia el final de la tarde, para posteriormente apoyar a la carga lenta de los VE

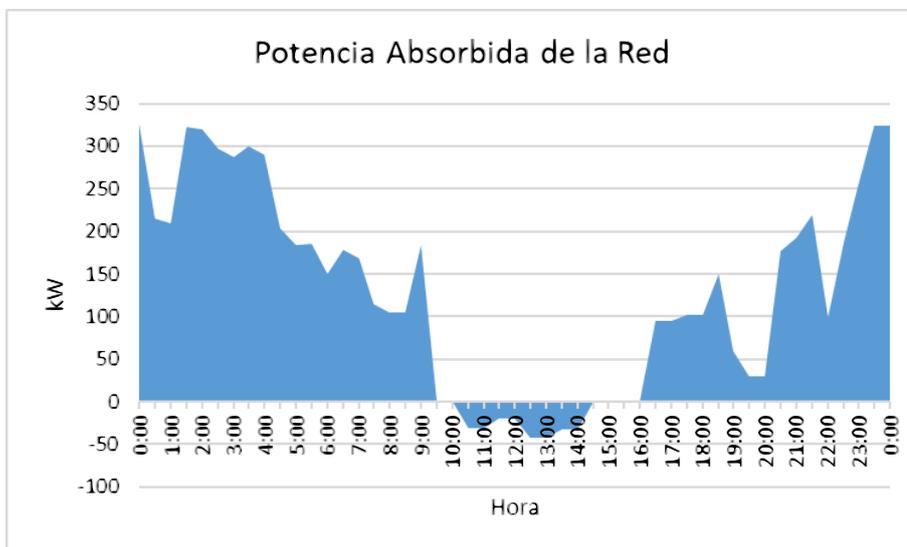


Figura 6.23 Potencia Absorbida de la Red Nov-Abril.

Concluyendo, se expone en la tabla 6.22 los parámetros obtenidos para este escenario, atendiendo principalmente a la capacidad de la batería y la potencia contratada.

Tabla 6.22 Parámetros obtenidos en la simulación de Noviembre-Abril.

	<i>Cap. batería [kWh]</i>	<i>Num. PV [max.545]</i>	<i>Pot. Contratada [kW]</i>
Parámetros	376	545	324.64

Los resultados económicos obtenidos en esta sección se resumen en la tabla 6.23. En esta tabla, se ha incluido la evaluación económica de todos los apartados estudiados anteriormente, para observar el efecto de optimizar las distintas variables.

La tabla 6.23 certifica que, el resultado obtenido cuando se liberalizan las distintas variables que componen el problema, representa el mínimo coste de la factura de todos los posibles en los anteriores casos, con lo que la solución presentada en la tabla 6.22 garantiza una gestión óptima y eficiente de la energía.

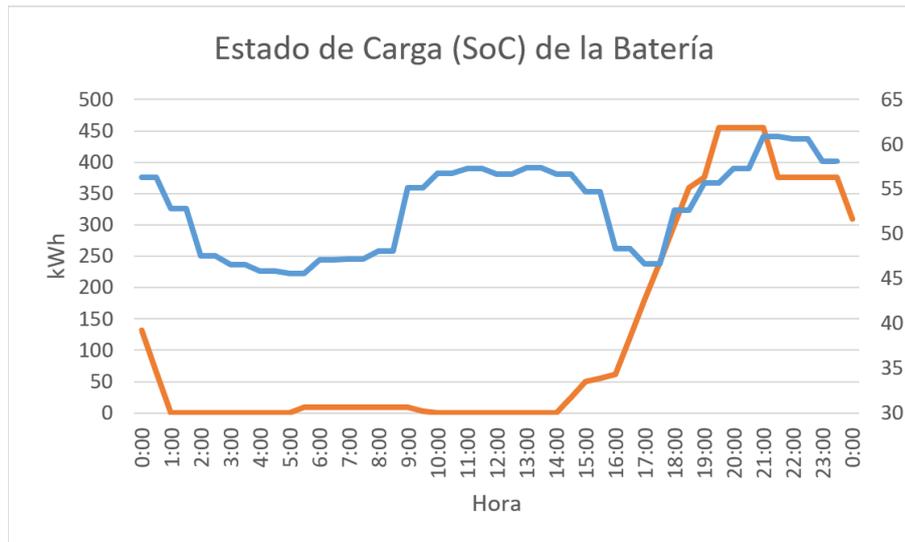


Figura 6.24 Estado de Carga de la batería según el precio en la simulación de Nov-Abril.

Tabla 6.23 Resumen costes simulación Nov-Abril.

[€]	<i>Coste Energia</i>	<i>Coste Potencia</i>	<i>Coste Factura</i>
Sit. Inicial	32336.43	8729.67	41066.1
Sit. Inicial PV	29426.3	8729.67	38155.97
Sit. Base (PV+SAE)	28789.36	8729.67	37519.03
Opti. Potencia	28641.35	6235.84	34877.20
Opti. PV	28622.14	8729.67	37351.81
Opti. SAE	28854.50	8729.67	37584.17
Solución Global	28537.10	5782.96	34320.06

Intervalo Anual

A la vista de los resultados obtenidos en el periodo de Nov-Abril, para el intervalo anual se realizará la optimización global, mostrándose a continuación los resultados obtenidos. Estos se compondrán de los resultados gráficos para un día tipo de agosto en los que se mostrarán la potencia absorbida de la red (Figura 6.25) y el estado de carga de la batería (Figura 6.26). En este día de agosto, se observa cómo la batería inyecta energía en determinados momentos para exprimir la venta de energía a la red cuando se retribuye a mayor precio. Igualmente, absorbe energía cuando el precio de la energía es bajo (hacia el final de la tarde), para así emplearla en momentos donde el coste de la misma sea mayor, como por ejemplo, cuando comienza la carga lenta de los VE coincidiendo con el precio elevado de este periodo.

Finalmente, se expone en la tabla 6.24 los parámetros obtenido para este escenario, y, al igual que en el apartado anterior, se hace énfasis en la capacidad de la batería y la potencia contratada.

Tabla 6.24 Parámetros obtenidos en la simulación Anual.

	<i>Cap. bateria</i> [kWh]	<i>Num PV</i> [max.545]	<i>Pot. Contrato</i> [kW]	<i>Pot. Comun.</i>
Parámetros	189	545	386.9	145.8

A la vista de la tabla 6.24, volver a reseñar que el dimensionamiento de la batería vuelve a asemejarse a la que Tesla tiene en el mercado, tal y como se comentó en un resultado anterior.

Los resultados económicos obtenidos en esta sección se resumen en la tabla 6.25. En la tabla se muestra además, el coste de la situación inicial en la que el edificio no cuenta con la instalación

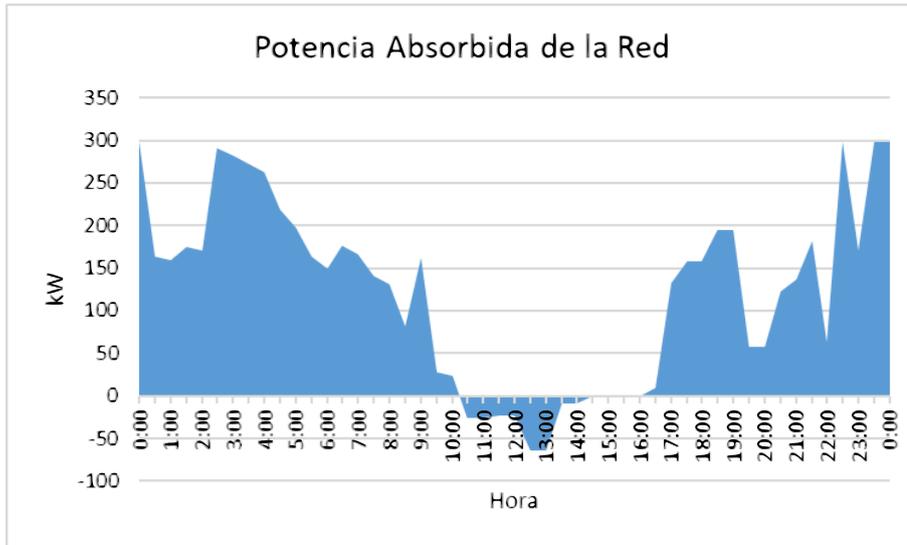


Figura 6.25 Potencia Absorbida de la Red en la simulación anual.

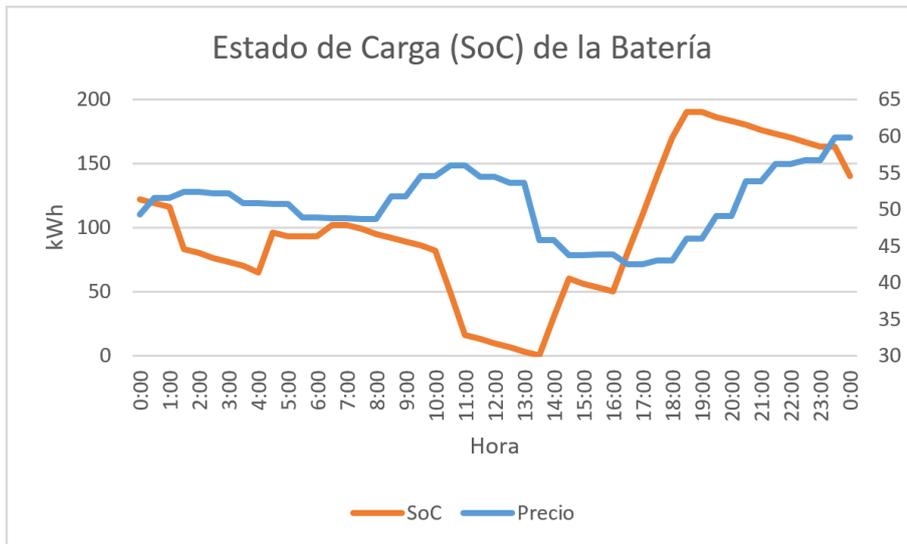


Figura 6.26 Estado de Carga de la batería según el precio en la simulación anual.

fotovoltaica ni la batería.

Tabla 6.25 Resumen costes simulación global anual.

[€]	Coste Energía	Coste Potencia	Coste Factura	Coste Amort.
Coste Sit. Inicial	69862.40	20166.65	90029.05	0
Coste Sol. Global	57671.06	15926.38	73597.44	10479.17

Análisis económico

El análisis económico que se va a realizar, consistirá en indicar el ahorro anual para la simulación anual, incluyendo además el payback de la inversión.

El ahorro anual se ha calculado de acorde a la ecuación 6.1, en la que se realiza la diferencia entre el coste de la factura en la situación inicial sin la batería ni la instalación fotovoltaica y el

coste en el caso de la solución óptima presentada.

$$\text{Ahorro Anual} = \text{Coste Factura Sit.Inicial} - \text{Coste Factura Sim.}(Nov - Abril) \quad (6.1)$$

Por parte del payback, este se calculará con la ecuación 6.2, mediante una división entre el coste de la inversión y el ahorro anual.

$$\text{Payback} = \frac{\text{Coste Inversion}}{\text{Ahorro Anual}} \quad (6.2)$$

El payback de las simulaciones puede calcularse considerando dos precios de adquisición de los paneles solares de la instalación fotovoltaica. Como se explicó anteriormente, existe la posibilidad de obtener una subvención que disminuía el coste de la inversión solar en un 35%, pasando de costar el vatio instalado de 1.2€ a 0.8€.

Por tanto, a la hora de expresar el payback, se hará diferenciando entre un coste de inversión u otro según se haya empleado la subvención a la instalación solar o no.

Tabla 6.26 Análisis económico anual con y sin subvención.

	<i>Ahorro Anual</i> [€]	<i>Coste Inversion</i> [€]	<i>Payback</i>
Sin Subvención	16431.61	231568.80	12 años y 7 meses
Con Subvención	16431.61	206413.95	8 años y 11 meses

El resultado obtenido cuando no se dispone de subvención muestran un periodo de retorno bastante elevado, que aunque asumible para una vida proyectada de 20 años, adquirir el apoyo estatal mediante una subvención haría la inversión mucho más rentable y atractiva para el inversor.

De los escenarios y posibilidades mostrados, observando la tabla 6.26, la inversión más atractiva ha salido como resultado de analizar el año completo (si se hubiese empleado únicamente los datos de Nov-Abril, los tiempos de retorno aumentaban en torno a 3 ó 4 años), como se podía anticipar debido a que en este caso se maximizaba el potencial de la generación fotovoltaica en su periodo álgido durante el verano. Además, si se acompaña de la subvención del gobierno anteriormente mencionada, resultaría de una inversión muy atractiva, dado que aunque el periodo de retorno sea elevado a priori, si se considera que la vida útil de la instalación es de entre 20 y 25 años, existe margen en el que los ahorros obtenidos compensarían el esfuerzo de la inversión inicial.

Adicionalmente, a partir de los 20-25 años, el principal problema sería que el rendimiento de los paneles solares se reduciría hasta el 80% del máximo inicial, pero podrían seguir produciendo aun con menos eficiencia. Llegado este punto, interesaría realizar un nuevo estudio económico con los precios actualizados tanto de la instalación fotovoltaica como del sistema de almacenamiento de energía, que pueden haber evolucionado tras dos décadas.

Considerando ambos escenarios, una vez amortizada la inversión, el ahorro obtenido finalmente para una vida útil de entre 20 y 25 años se muestra en la tabla 6.27.

Tabla 6.27 Ahorro final obtenido una vez amortizada la inversión.

	<i>Ahorro 20 años</i> [€]	<i>Ahorro 25 años</i> [€]
Sin Subvención	97063.40	179221.45
Con Subvención	122218.25	204376.30

6.9 Instalación Fotovoltaica dedicada a la carga de los VE

En la presente sección se propone considerar el uso de los paneles fotovoltaicos exclusivamente para la carga de los vehículos eléctricos y la venta de energía a la red, para ello, se empleará adicionalmente un sistema de almacenamiento de energía que trate de abaratar el coste.

Con objeto de realizar una comparación con una situación inicial, se ha calculado el coste que supondría la carga de los vehículos eléctricos sin considerar la existencia de una instalación fotovoltaica ni batería.

Para este apartado, se ha realizado el estudio para un año completo, dado que tras observar los resultados de las secciones anteriores, se llega a la conclusión de que para una simulación fidedigna es apropiado realizar el estudio anual.

Los costes asociados a la situación inicial se exponen en la tabla 6.28. La potencia contratada por la comunidad ha sido considerada de 300 kW, para poder satisfacer adecuadamente la demanda nocturna de la carga lenta de los VE.

Tabla 6.28 Resumen costes situación inicial sin PV con VE.

[€]	<i>Coste Energia</i>	<i>Coste Potencia</i>	<i>Coste Factura</i>
Coste Sit. Inicial	52559.97	12346.93	64906.90

Tras realizar la simulación, se muestran las gráficas correspondientes a la potencia absorbida de la red (Figura 6.27) y el estado de carga de la batería en la figura 6.28 extraídas de un día tipo de verano. Cabe destacar, cómo la batería se descarga hacia final de la mañana para vender esa energía a la red como si fuese propia de la generación solar y así beneficiarse de la retribución obtenida.

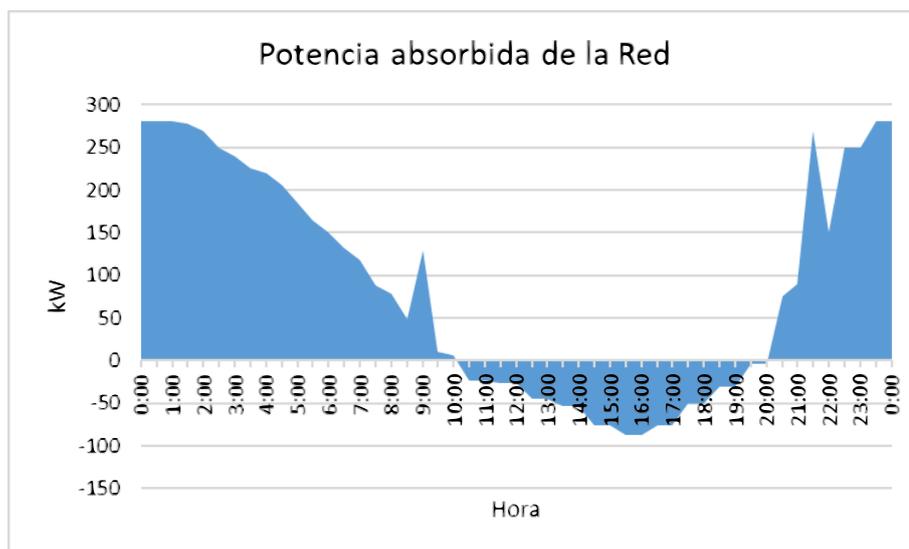


Figura 6.27 Potencia absorbida de la red.

En las gráficas (6.27, 6.28), se puede observar como la batería da soporte a la red en lo que a inyección de potencia durante la carga de VE se refiere, aun siendo baja la potencia que aporta, cargándose en los periodos de menor coste y excedente del autoconsumo (cuando es mejor no vender).

Los parámetros que garantizan el escenario óptimo se muestran en la tabla 6.29. Es digno de mención indicar que en este escenario utiliza una batería de menor tamaño dado la preferencia a vender la energía que invertir en una batería mayor, asemejándose en este caso a la batería distribuida por SonnenBatterie que se indicó en la tabla 4.1.

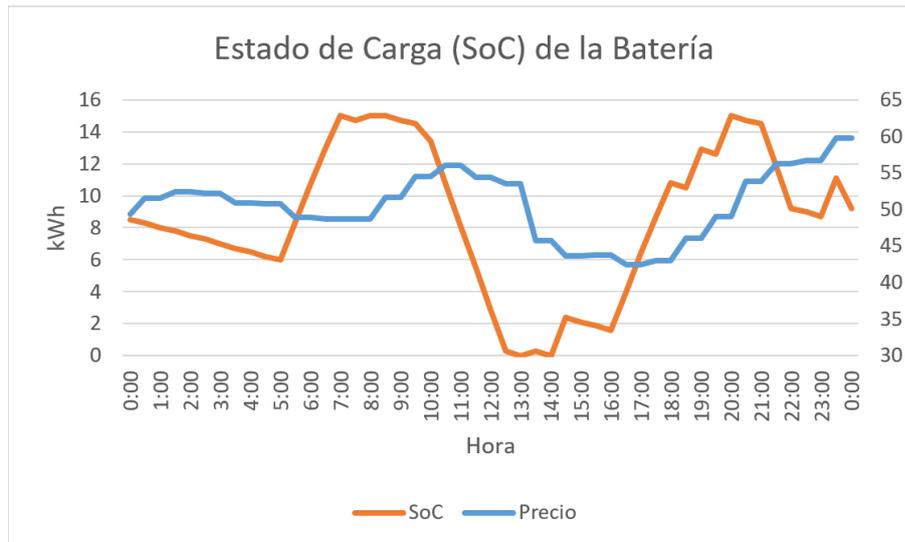


Figura 6.28 Estado de Carga de la batería según el precio de la energía.

Tabla 6.29 Parámetros obtenidos con PV para VE.

Parámetros	Cap. batería [kWh]	Pot. batería [kWh]	Num PV [max.545]	Pot. Comun.
	15	5	545	280

Los costes obtenidos de emplear la instalación fotovoltaica y la batería expresamente para la carga de los VE se resumen en la tabla 6.30.

Tabla 6.30 Resumen costes con PV y SAE para carga VE.

[€]	Coste Energía	Coste Potencia	Coste Factura
Coste Sol. Global	40146.83	11523.80	51670.63

A continuación, se calcula el payback según la ecuación 6.2, y, al igual que en la sección anterior, se distinguirá un payback para una situación con y sin subvención estatal. En la tabla 6.31, se mostrará el coste de la inversión para ambos casos

Tabla 6.31 Análisis económico del caso con PV y Bat para VE.

	Ahorro Anual [€]	Coste Inversión	Payback [€]
Sin Subvención	13236.27	181913.25	13 años y 8 meses
Con Subvención	13236.27	121963.25	9 años y 2 meses

Considerando ambos escenarios, una vez amortizada la inversión, el ahorro obtenido finalmente para una vida útil de entre 20 y 25 años se muestra en la tabla 6.32.

Tabla 6.32 Ahorro final obtenido con PV y Bat para VE.

	Ahorro 20 años [€]	Ahorro 25 años [€]
Sin Subvención	82812.15	148993.50
Con Subvención	142762.15	208943.50

7 Conclusión y posibles trabajos futuros

Este trabajo ha estudiado la integración del EV en núcleos residenciales con PV y apoyo de SAE. El estudio se ha basado en una gestión eficiente de la energía generada por el PV y consumida por VE utilizando el SAE. Para ello se ha desarrollado un algoritmo de optimización cuyo objetivo es minimizar el coste de facturación del edificio utilizando adecuadamente la carga y descarga de la batería. En primer lugar se ha considerado un SAE de un valor 300 kWh y 100 kW para aprovechar al máximo los recursos disponible y se ha obtenido una reducción de la facturación de un 8.6% y 1.7% con respecto a la situación inicial sin PV ni SAE y al caso de estudio 2 con PV respectivamente. Cuando la variable a optimizar era la potencia contratada, se obtuvo una reducción del 15% respecto a la situación inicial, con lo que la optimización del término de potencia supone una gran reducción en la factura final. Al optimizar el tamaño de la batería en el caso en el que existía la posibilidad de vender el excedente de energía a la red, la reducción del coste de la factura fue de un 8.7% con la situación inicial. Y, finalmente, cuando se buscó la solución óptima global de todas las variables del problema, se obtuvo una factura un 16.43% inferior que en el caso inicial en el que no existía ni PV ni SAE, proporcionando un ahorro considerable que rentabiliza la inversión.

Mencionar, que la rentabilidad de la inversión propuesta mejorará impecablemente conforme transcurra el tiempo, dado que el futuro tiende a depender de la generación renovable, haciendo que aumente la demanda de esta tecnología y, en consecuencia, una mejora técnica de los dispositivos empleados, así como una reducción de su coste final al comercializarse en un mercado competitivo.

Todo esto, permite que la integración de los vehículos eléctricos se realice de forma adecuada, sin saturar las redes de transporte ni el parque de generación, ya que se incita al autoconsumo renovable y el empleo de sistemas de almacenamiento gestionados de forma eficiente para autoabastecerse en los periodos de mayor necesidad, homogeneizando la curva de la demanda.

Es necesario matizar, que en el análisis de costes realizado no ha sido incluido los gastos por mantenimientos de los equipos, así como los posibles gastos de instalación del sistema completo (Paneles solares, inversores y batería). Adicionalmente, no se ha considerado el desgaste ni bajada de rendimiento de la instalación con el transcurso del tiempo, aunque al considerar un intervalo dentro de la vida útil según los fabricantes de la instalación fotovoltaica (recordar que se propone adquirir dos baterías para subsistir en este periodo de 20 años) no debería de provocar una gran variación de los resultados obtenidos, siendo importante considerarlo si se pretende estirar la longevidad de la instalación.

Resumiendo, las ventajas que muestran los resultados obtenidos son las siguientes:

- El ahorro anual de la factura por los términos de potencia (TP) y de energía compensa en el largo plazo la inversión inicial, siendo en los escenarios más favorables, una oportunidad de inversión destacable.

- Con una gestión inteligente y eficiente del SAE, como se ha propuesto en este trabajo, se logra disminuir los picos de consumo, provocando una homogeneización de la demanda a lo largo del día. Es preciso recordar las ventajas que supone esto para el sistema eléctrico.
- Mediante el incentivo económico que supone, motiva a los consumidores a adquirir un VE, así como a afrontar la inversión para la adquisición de una instalación fotovoltaica debido a los resultados obtenidos en el largo plazo.
- Considerando la previsión de evolución de los precios de las instalaciones fotovoltaicas y las baterías, muestra cómo la rentabilidad de la inversión aumenta por cada euro invertido con el paso del tiempo.

Las posibilidades de trabajo futuras a raíz de lo expuesto en este estudio son diversas, tanto por la posibilidad de realizar simulaciones con mayor grado de profundidad como empleando otras líneas de análisis, como las expuestas a continuación:

- Realizar un mayor énfasis en los gastos de instalación y de mantenimiento (y desgaste) de los equipos. De esta forma, se proporcionaría un análisis en un escenario fidedigno a la realidad.
- En el análisis realizado, no se ha considerado la inflación ni la actualización del valor del dinero en el futuro con respecto al presente. Podría considerarse la posibilidad de incluir distintos métodos de financiación así como una tasa de descuento para el cálculo del VAN de la operación.
- Uso de los VE como dispositivos FACTS. La integración de los vehículos eléctricos en las redes eléctricas proporciona la posibilidad de aprovechar sus baterías para dar soporte a la red cuando fuese necesario mediante los propios puntos de recarga (“Vehicle to Grid”). Mediante la gestión inteligente propuesta, se podría anticipar los momentos idóneos para realizar la recarga de los VE, propiciando una herramienta para lograr la homogeneización de la curva de la demanda si se permite que inyecte potencia igualmente cuando fuese necesario, indicando previamente a qué hora desearía el usuario disponer de su vehículo con la batería cargada para el trayecto diario. Arraigado a esto, el empleo de las baterías de los VE como acumuladores de energía podría dar soporte a la hora de gestionar las renovables, dado que al ser una fuente de energía complicada de preveer, siempre podría almacenarse en los VE que estuviesen conectados a la red en ese momento. De igual forma, la generación eólica abunda por la noche, por lo que podría aprovecharse para la recarga de los VE. Como se comentó anteriormente, esto resulta ser una oportunidad de integración inteligente.

A la vista de la figura 7.1, queda de manifiesto la necesidad de una gran inversión para adaptar la actual red eléctrica para afrontar la penetración masiva de los VE si no se realizase una gestión inteligente, incidiendo de nuevo en su necesidad para evitar grandes costes de inversión.

- Por normativa respecto a los contadores, se tratará de disponer de un único contrato por domicilio que cuente con dos contadores, uno para el hogar y el otro situado en el punto de carga del VE. Con un único término de potencia a contratar, se optimizaría el uso de este TP dado que, durante una recarga nocturna, se emplearía esta potencia para tal fin casi exclusivamente, dado que por la noche una residencia por lo general no consume gran potencia (únicamente los electrodomésticos permanentemente conectados).

A modo de conclusión final, la idea de adquirir un VE gana fuerza en la sociedad, tanto por motivos económicos como por la concienciación para buscar que en el futuro el planeta siga siendo un lugar habitable. Para ello, la integración de los vehículos eléctricos basados en batería o hidrógeno será fundamental.

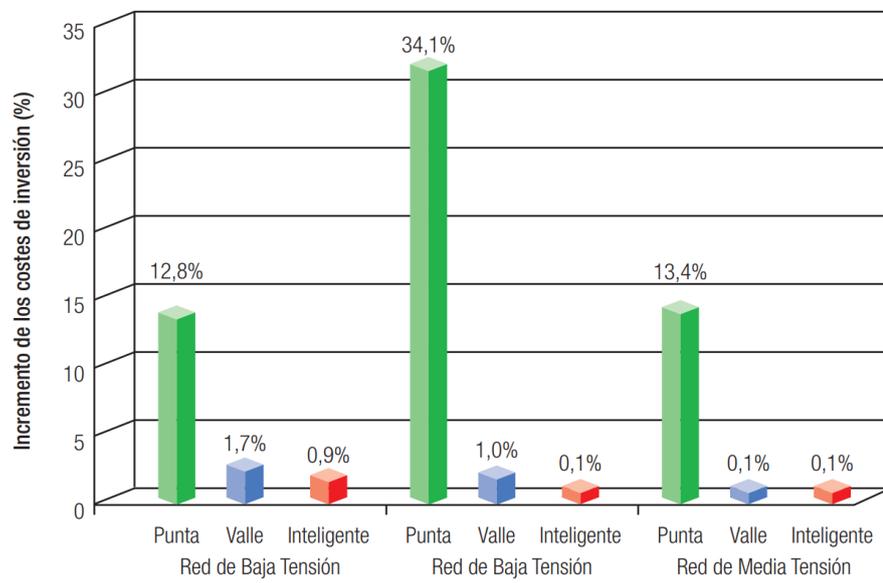


Figura 7.1 Incremento de los costes de inversión en la red según integración VE [19].

Apéndice A

Código GAMS

```
1  set
2      g generadores /g1/
3      t periodos /t1*t17520/
4
5  scalar
6      nc rendimiento de carga /0.95/
7      nd rendimiento de descarga /0.95/
8      Pgmin potencia generada minima /0/
9      Pcdom potencia contratada domestica /241.12/
10     d   dias de simulacion /365/
11     nmax numero maximo de paneles solares /545/
12     Ppanel Potencia por panel solar /275/
13     precioWPV precio por Watt de PV /1.2/
14     pBat precio por kWh bateria 2024 /82.88/
15     pBat2030 precio por kWh bateria 2030 /54.67/
16 ;
17
18 table
19 datprecios(t,*)
20 $ondelim
21 $include PrecioCompraVentaAnual30Min.csv
22 $offdelim ;
23
24 table
25 datdemanda(t,*)
26 $ondelim
27 $include DemandaAnualcada30min.csv
28 $offdelim ;
29
30 table
31 datEV(t,*)
32 $ondelim
33 $include CargaEVAnualcada30min.csv
34 $offdelim ;
35
36 table
37 datPV(t,*)
38 $ondelim
39 $include PVAnualcada30minsinexp.csv
40 $offdelim ;
41
42 variables
43     coste coste total
```

```

44     E capacidad SAE (kWh)
45     P potencia SAE (kW)
46     n numero de paneles fotovoltaicos
47     Pccom potencia contratada comunidad
48     Pgmax potencia generada de la red maxima
49     Pgn(t) potencia generada periodo t
50     Pgc(t) potencia a comprar periodo t
51     Pgv(t) potencia a vender periodo t
52     Pdem(t) potencia demandada periodo t
53     PPV(t) potencia generada fotovoltaica periodo t
54     Pc(t) carga SAE periodo t
55     Pd(t) descarga SAE periodo t
56     soc(t) estado de carga periodo t

58     equations
59     eq_costes costes
60     eq_balance balance de potencia
61     eq_Pdem demanda horaria
62     eq_soc estado de carga
63     eq_PV inyeccion fotovoltaica
64     eq_Pgn potencia generada neta para diferenciar precio compra y venta
65     eq_socmax capacidad maximo soc
66     eq_Pcmax potencia maxima carga soc
67     eq_Pdmax potencia maxima descarga soc
68     eq_socEP relacion E y P SoC
69     eq_Pgmax potencia contratada de la red
70     eq_Pgcmax potencia compra max
71     eq_Pgvmax potencia venta max;

73     eq_costes.. coste =e= 0.5*(sum(t, datprecios(t,'precioc')*Pgc(t))-sum(t,
    datprecios(t,'preciov')*Pgv(t)))/1000 + Pgmax*d*3.429702/(365/12) + E*(
    pBat+pBat2030)*d/(365*20) + n*Ppanel*precioWPV*d/(365*20);

75     eq_balance(t)$(not sameas(t,"t1")).. (n/nmax)*datPV(t,'AC_System_Output')
    *(10**(-3)) + Pgn(t) +
76         Pd(t) - Pc(t) =g= Pdem(t) ;

78     eq_Pdem(t).. pdem(t) =e= datdemanda(t,'ConsumoTotal')+datEV(t,'lenta')+datEV
    (t,'rapida') ;

80     eq_soc(t)$(not sameas(t,"t1")).. soc(t) =e= soc(t-1) +
81         Pc(t)*nc*0.5 - 0.5*Pd(t)/nd ;

83     eq_PV(t).. PPV(t) =e= (n/nmax)*datPV(t,'AC_System_Output')*(10**(-3));

85     eq_Pgn(t).. Pgn(t) =e= Pgc(t)-Pgv(t);

87     eq_socmax(t).. soc(t) =l= E;

89     eq_Pcmax(t).. Pc(t) =l= P;

91     eq_Pdmax(t).. Pd(t) =l= P;

93     eq_socEP.. P =e= E/3;

95     eq_Pgmax.. Pgmax=e=Pcdom+Pccom;

97     eq_Pgcmax(t).. Pgc(t)=l=Pgmax;

99     eq_Pgvmax(t).. Pgv(t)=l=Pgmax;

101    n.up = nmax;

```

```
102 n.lo = 0;
103 Pgc.lo(t) = 0;
104 Pgv.lo(t) = 0;
105 soc.lo(t) = 0 ;
106 Pc.lo(t) = 0 ;
107 Pd.lo(t) = 0 ;

109 model opt_coste / all / ;
110 solve opt_coste minimizing coste using nlp ;
```


Índice de Figuras

1.1	Medidas del RDL 15/2018 [23]	3
1.2	Autoconsumo Fotovoltaico [23]	4
1.3	Evolución del volumen de ventas de VEs [7]	5
1.4	Comparativa internacional de penetración del vehículo eléctrico [14]	6
1.5	Curva agregada de la demanda eléctrica diaria para 3 tipos de recarga: sin control en horas punta, sin control en horas valle y recarga inteligente en horas valle [19]	7
1.6	Incremento de los costes de inversión debido a la penetración de VE en la red de distribución ejemplo [19]	8
1.7	Previsión de ventas del parque automovilístico en 2050 [21]	10
1.8	Tabla de evolución de ventas de vehículos eléctricos e híbridos [21]	11
1.9	Evolución precios de las tecnologías de generación [25]	12
1.10	Evolución y previsión de costes de una instalación fotovoltaica	13
2.1	Estructura del Consumo Total (%) según Servicios [8]	16
2.2	Consumo Medio de la vivienda de diseño según Endesa	16
2.3	Curvas de carga de un VE	17
2.4	Curvas de carga rápida de los VE	18
3.1	Radiación solar incidente en la instalación fotovoltaica	19
3.2	Irradiancia sobre una placa solar en función de su inclinación y acimut para un determinado lugar	20
4.1	Coefficiente de simultaneidad según el número de viviendas [1]	22
4.2	Consumo doméstico del edificio tras aplicar el coeficiente de la norma	22
4.3	Probabilidad de conexión de un VE a red según su estado de carga [22]	23
4.4	Curva de la demanda correspondiente a la carga lenta de los VE	23
4.5	Consumos domésticos y de los VE agregados	24
4.6	Potencia fotovoltaica para un día tipo	25
4.7	Evolución del precio de las baterías por kWh según BNEF [17]	25
4.8	Previsión del precio de las baterías por kWh según BNEF [17]	26
6.1	Precio de un día de Abril	32
6.2	Balance neto de energía con PV	33
6.3	Curva Carga y Descarga Batería junto con PV de un día	34
6.4	Curva Carga y Descarga Batería junto con el precio de la energía de un día	34
6.5	Estado de Carga de la Batería	35
6.6	Precio de compra y de venta de energía de la red	36

6.7	Potencia neta de la red	36
6.8	Curva Carga y Descarga Batería junto con PV de un día con venta de excedente	37
6.9	Curva Carga y Descarga Batería junto con el precio de la energía de un día con venta de excedente	37
6.10	Estado de carga de la batería	38
6.11	Potencia absorbida de la red	39
6.12	Curva Carga y Descarga Batería junto con PV de un día con venta de excedente	40
6.13	Curva Carga y Descarga Batería junto con el precio de la energía de un día con venta de excedente	40
6.14	Estado de carga de la batería	41
6.15	Potencia Erogada por la Instalación Fotovoltaica	42
6.16	Potencia absorbida de la red	42
6.17	Potencia de carga y descarga de la batería con PV sin venta de energía	43
6.18	Potencia de carga y descarga de la batería con precio sin venta de energía	44
6.19	Estado de Carga de la batería sin venta de energía según potencia PV	44
6.20	Potencia de carga y descarga de la batería según PV con venta de energía	45
6.21	Potencia de carga y descarga de la batería según precio con venta de energía	45
6.22	Estado de Carga de la batería con venta de energía según precio	46
6.23	Potencia Absorbida de la Red Nov-Abril	47
6.24	Estado de Carga de la batería según el precio en la simulación de Nov-Abril	48
6.25	Potencia Absorbida de la Red en la simulación anual	49
6.26	Estado de Carga de la batería según el precio en la simulación anual	49
6.27	Potencia absorbida de la red	51
6.28	Estado de Carga de la batería según el precio de la energía	52
7.1	Incremento de los costes de inversión en la red según integración VE [19]	55

Índice de Tablas

4.1	Análisis de las baterías del mercado según capacidad y potencia	26
5.1	Notación empleada en las ecuaciones	28
6.1	Parámetros en la sección 6.1	31
6.2	Resumen costes situación inicial Nov-Abril	32
6.3	Parámetros en la sección 6.2	32
6.4	Resumen costes situación inicial con PV	33
6.5	Parámetros base en la sección 6.3	33
6.6	Resumen costes situación base con PV y batería	35
6.7	Parámetros a optimizar en la sección 6.4	35
6.8	Resumen costes con venta de energía	37
6.9	Parámetros a optimizar en la sección 6.5	38
6.10	Parámetros de potencia de la solución	38
6.11	Resumen costes con optimización de la potencia contratada de la comunidad	39
6.12	Parámetros de potencia de la solución óptima	39
6.13	Resumen costes con optimización de la potencia contratada conjunta	40
6.14	Parámetros a optimizar en la sección 6.6	41
6.15	Resumen costes con optimización de la instalación fotovoltaica	42
6.16	Parámetros a optimizar en la sección 6.7 sin venta a la red	43
6.17	Parámetros de la batería sin venta de energía	44
6.18	Parámetros a optimizar en la sección 6.7 con venta a la red	44
6.19	Parámetros de la batería con venta de energía	45
6.20	Resumen costes con optimización de la batería	46
6.21	Parámetros a optimizar en la sección 6.8	46
6.22	Parámetros obtenidos en la simulación de Noviembre-Abril	47
6.23	Resumen costes simulación Nov-Abril	48
6.24	Parámetros obtenidos en la simulación Anual	48
6.25	Resumen costes simulación global anual	49
6.26	Análisis económico anual con y sin subvención	50
6.27	Ahorro final obtenido una vez amortizada la inversión	50
6.28	Resumen costes situación inicial sin PV con VE	51
6.29	Parámetros obtenidos con PV para VE	52
6.30	Resumen costes con PV y SAE para carga VE	52
6.31	Análisis económico del caso con PV y Bat para VE	52
6.32	Ahorro final obtenido con PV y Bat para VE	52

Bibliografía

- [1] *ITC-BT-10, Ministerio de Ciencia y Tecnología.*
- [2] *Los coches eléctricos más vendidos en Europa en 2018.*
- [3] *PVSyst – Logiciel Photovoltaïque.*
- [4] *PVWatts Calculator.*
- [5] *Radiación solar en Andalucía, Agencia Andaluza de la Energía.*
- [6] *Red Eléctrica de España | Vehículo eléctrico.*
- [7] *Ventas de vehículos eléctricos en 2018.*
- [8] *Análisis del consumo energético del sector residencial en España: Informe final, IDAE, 2011.*
- [9] *Consumos del Sector Residencial en España, IDAE, 2013.*
- [10] *Estrategia Andaluza de Calidad del Aire, 2016.*
- [11] *Memoria Anual IDAE, 2016.*
- [12] *¿Cuánto cuesta instalar placas solares?, 2016.*
- [13] *Plan MOVALT Infraestructura | IDAE, 2017.*
- [14] *Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050 Recomendaciones para la transición, 2017.*
- [15] *Anuario Fotovoltaico, 2018.*
- [16] *Situación del coche eléctrico en Europa | RACE, 2018.*
- [17] *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices | Bloomberg NEF, 2019.*
- [18] *Francisco Cubillo, Sistemas de almacenamiento de energía y gestión de redes eléctricas.*
- [19] *Carlos Mateo Domingo, Pablo Frías, Marín José, Ignacio Pérez, Arriaga Carlos, and Mateo Domingo, Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica, 2017.*
- [20] *Gabriel A. Tévar Bartolomé (Endesa), Generación Fotovoltaica Distribuida: Impacto sobre la red de Media y Baja Tensión, (2019).*

- [21] Lew Fulton, *Technology Roadmap: Electric and Plug-in Hybrid Electric Vehicles*, IEA, (2009).
- [22] Daniel Hollingworth, Ellin Saunders, Jairo Quiros-Tortos, and Luis Ochoa, *Model Validation and Data Analysis*, (2015).
- [23] Álvarez Pelegry and Castro Legarza, *Generación distribuida y autoconsumo Análisis regulatorio*, (2014).
- [24] Frederik Proske and Lutz Westermann, *GAMS – An Introduction*, (2018).
- [25] UNEF, *Informe Anual: La fotovoltaica hacia el liderazgo de la transición energética*, 2018.