

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Gestión de Almacenamiento para Integrar
Eficientemente Paneles Fotovoltaicos y
Vehículos Eléctricos en Recintos Comerciales

Autor: Miriam Cárdenas Durán

Tutor: Manuel Barragán Villarejo

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

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Gestión de Almacenamiento para Integrar Eficientemente Paneles Fotovoltaicos y Vehículos Eléctricos en Recintos Comerciales

Autor:

Miriam Cárdenas Durán

Tutor:

Manuel Barragán Villarejo

Profesor Ayudante Doctor

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

Sevilla, 2020

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

Autor: Miriam Cárdenas Durán
Tutor: Manuel Barragán Villarejo

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

Llegado ya el final tengo que agradecer mucho y a muchos, en primer lugar a mis padres, gracias a su apoyo he conseguido estar donde estoy y ser quien soy, a mis hermanos y compañeros por compartir juntos tantas tardes de estudio y a mis amigos por ayudarme a desconectar cuando hacía falta.

*Miriam Cárdenas Durán
Sevilla, 2020*

Resumen

Este proyecto tiene como objetivo la gestión de un sistema de almacenamiento de energía para la integración eficiente de una instalación fotovoltaica en un recinto comercial y una serie de puntos de recarga para vehículos eléctricos, teniendo en cuenta para esto último dos tipos de recarga: lenta y rápida. Todo ello de manera que se consiga obtener el máximo beneficio con la venta de energía para recarga de vehículos eléctricos. Sin embargo, teniendo en cuenta el consumo del centro comercial, no es posible cubrir los costes del mismo. Por tanto se buscará la reducción de los costes por energía y potencia de las instalaciones.

Durante el estudio se tienen en cuenta diversos escenarios donde se contemplará cómo varían los costes de consumo de energía en el recinto comercial al hacer uso de los distintos sistemas arriba mencionados. Asimismo se considerará la opción de venta de excedente energético y la venta de la energía para la recarga de los vehículos eléctricos.

Una buena integración del sistema fotovoltaico es importante ante la visión de un futuro con mayor protagonismo de las energías renovables, en la que será de vital importancia una buena gestión de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.

En resumen, la idea principal consiste en gestionar la carga y descarga de la batería para reducir los costes asociados al consumo del centro comercial.

Abstract

The aim of this project is the management of an energy storage system to integrate a photovoltaic installation in a commercial building and a series of charging points for electric vehicles efficiently, considering two types of recharging: slow charge and fast charge. The objective is to obtain the maximum benefit selling energy for electrical vehicles recharge. However, considering the mall's energy intake, it is not affordable. Thus, a reduction in the economic expenses in terms of electric power and energy must be researched.

During the study, different scenarios are considered, where the control of energy consumption costs in the commercial building will be contemplated making use of the different systems commented above. It will be also considered the option of selling the remaining energy as well as the energy used for recharging electric vehicles.

A suitable integration photovoltaic systems is important facing a future with a rise of renewable energy, for which it will be very important a proper management of an electrical energy storage system.

Summing up, the main purpose is the management of battery charge and discharge so as to reduce the mall's economic expenses.

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Notación</i>	IX
1 Introducción	1
1.1 Generación distribuida	1
1.1.1 Concepto de generación distribuida	1
1.1.2 Autoconsumo	2
1.1.3 Ventajas e inconvenientes del autoconsumo	3
1.1.4 Evolución esperada de las instalaciones fotovoltaicas	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
1.2.3 Propagación del Vehículo Eléctrico: Objetivo 2050	9
1.3 Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica	10
1.3.1 Sistemas de Almacenamiento de Energía en el futuro	11
1.4 Objetivos del trabajo	12
2 Caracterización de la Curva de Consumo Comercial, Vehículo y generación fotovoltaica	13
2.1 Demanda Comercial	13
2.2 Recarga lenta del VE	14
2.3 Recarga rápida del VE	15
2.4 Curva de Generación Fotovoltaica	16
3 Dimensionamiento del recinto comercial con Vehículo Eléctrico, Parque Fotovoltaico y Sistema de Almacenamiento de Energía	19
3.1 Selección del Centro Comercial	19
3.2 Dimensionamiento de la Recarga de los Vehículos Eléctricos	21
3.3 Dimensionamiento del parque fotovoltaico	22
3.4 Dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía	23
4 Modelo de Optimización	27
5 Resultados	31
5.1 Situación inicial	31

5.2	Situación inicial con SAE y sin PV	33
5.3	Situación inicial sin SAE y con PV	34
5.4	Situación inicial con SAE y PV	35
5.5	Venta del Excedente de Energía a la Red Eléctrica	37
5.6	Comparativa de casos sin amortización	40
5.7	Amortización de PV y SAE	41
5.8	Optimización de la Potencia Contratada	41
5.9	Optimización de SAE	44
5.10	Búsqueda del escenario óptimo	45
6	Conclusión y Trabajos Futuros	49
	Apéndice A Código de GAMS	53
	<i>Índice de Figuras</i>	59
	<i>Índice de Tablas</i>	61
	<i>Bibliografía</i>	63

Notación

CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
E	Capacidad del SAE
P	Potencia del SAE
η_c	Rendimiento de carga de la batería
η_d	Rendimiento de descarga de la batería
P_c	Potencia de carga de la batería
P_d	Potencia de descarga de la batería
P_{cons}	Potencia consumida por el comercio
P_{redc}	Potencia comprada a la red
P_{redv}	Potencia vendida a la red
P_{ev}	Potencia demandada por los VEs
P_{pv}	Potencia obtenida por la instalación fotovoltaica
P_{cont}	Potencia contratada
SOC	Estado de Carga de la batería (State of Charge)
$precio_c$	Precio compra de energía
$precio_v$	Precio venta de energía fotovoltaica
$precio_{ev}$	Precio venta de energía para VEs
$precio_{pcont}$	Precio potencia contratada
$precio_{bat2020}$	Precio adquisición de la batería en 2020
$precio_{bat2030}$	Precio adquisición de la batería en 2030
$pPlaca$	Precio de una placa por cada W
$nPlaca$	Número de placas
$potPlaca$	Potencia de una placa
PV	Energía solar fotovoltaica
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
VE	Vehículo Eléctrico

1 Introducción

La generación distribuida es un nuevo concepto que llega de la mano de las energías renovables, y que se va a implementar cada vez más en los sistemas eléctricos. Esto supondrá la descarbonización del sector, pero también va a plantear nuevos retos en la operación del sistema, ya que las energías renovables son intermitentes y difíciles de predecir.

Por otro lado, se prevé haya más vehículos eléctricos y que su integración supondrá un gran impacto en la red ya que su recarga puede ser bastante impredecible. Por esto, es necesario hacer que su integración sea adecuada para una buena operación del sistema.

Para la implementación de la generación distribuida y los vehículos eléctricos será muy importante el uso de sistemas de almacenamiento que ayuden a gestionar la energía.

Además, los centros comerciales y grandes superficies pueden ayudar a la integración de ambos conceptos ya que son lugares que disponen de una gran extensión y cuentan con una gran afluencia de personas. Al tener mucho espacio disponible es posible instalar sistemas de generación de energía renovable y además puntos de recarga de vehículos eléctricos a los que se puede acceder públicamente.

1.1 Generación distribuida

La generación de energía eléctrica está formada por el sistema de producción, transporte y generación de la energía, así como los correspondientes mecanismos de control, protección y seguridad. La estructura actual de nuestro sistema de generación de energía eléctrica consiste en grandes puntos de generación, ya que es más beneficioso económicamente. Sin embargo, con el paso de los años y gracias al desarrollo tecnológico existe la posibilidad de obtener pequeñas unidades de generación cercanas a los puntos de consumo.

Gracias a este cambio la inversión en elementos de transporte es menor, ya que las conexiones pueden hacerse directamente a nivel de distribución y poder generar cerca de los lugares donde se hará el consumo. Asimismo, el flujo de energía dejará de ser unidireccional para ser bidireccional.

Esta nueva estructura abre paso a la integración de energías renovables, ya que éstas necesitan ser consumidas de manera casi inmediata a su producción si no se tiene acceso a sistemas de almacenamiento. Del mismo modo, se introduce el concepto de autogeneración y autoconsumo, ya que el consumidor puede generar su propia energía para su consumo total o parcial [40].

1.1.1 Concepto de generación distribuida

Según [12] este concepto se basa en el suministro de energía eléctrica pasando de un sistema de generación centralizado a otro con pequeños puntos de generación instalados cerca del consumo.

La definición más consensuada es la de Ackermann que considera la generación distribuida como una fuente activa de potencia eléctrica, conectada a la red de distribución o a baja tensión y que

comprende una potencia nominal de entre 1W y 300MW. Esta definición tiene en cuenta la conexión y la localización [43].

La importancia de este nuevo concepto reside en el beneficio económico que se obtendría al disminuir gastos en estructuras de transporte de energía, pero la generación distribuída también puede generar un nuevo punto de vista en la planificación para los operadores de sistemas, que tendrán que enfrentarse a un nuevo sistema de generación mucho más diverso e imprevisible. En la Figura 1.1 se observan nuevos puntos de generación de energía renovable a lo largo de la red de transporte, distribución y consumo.

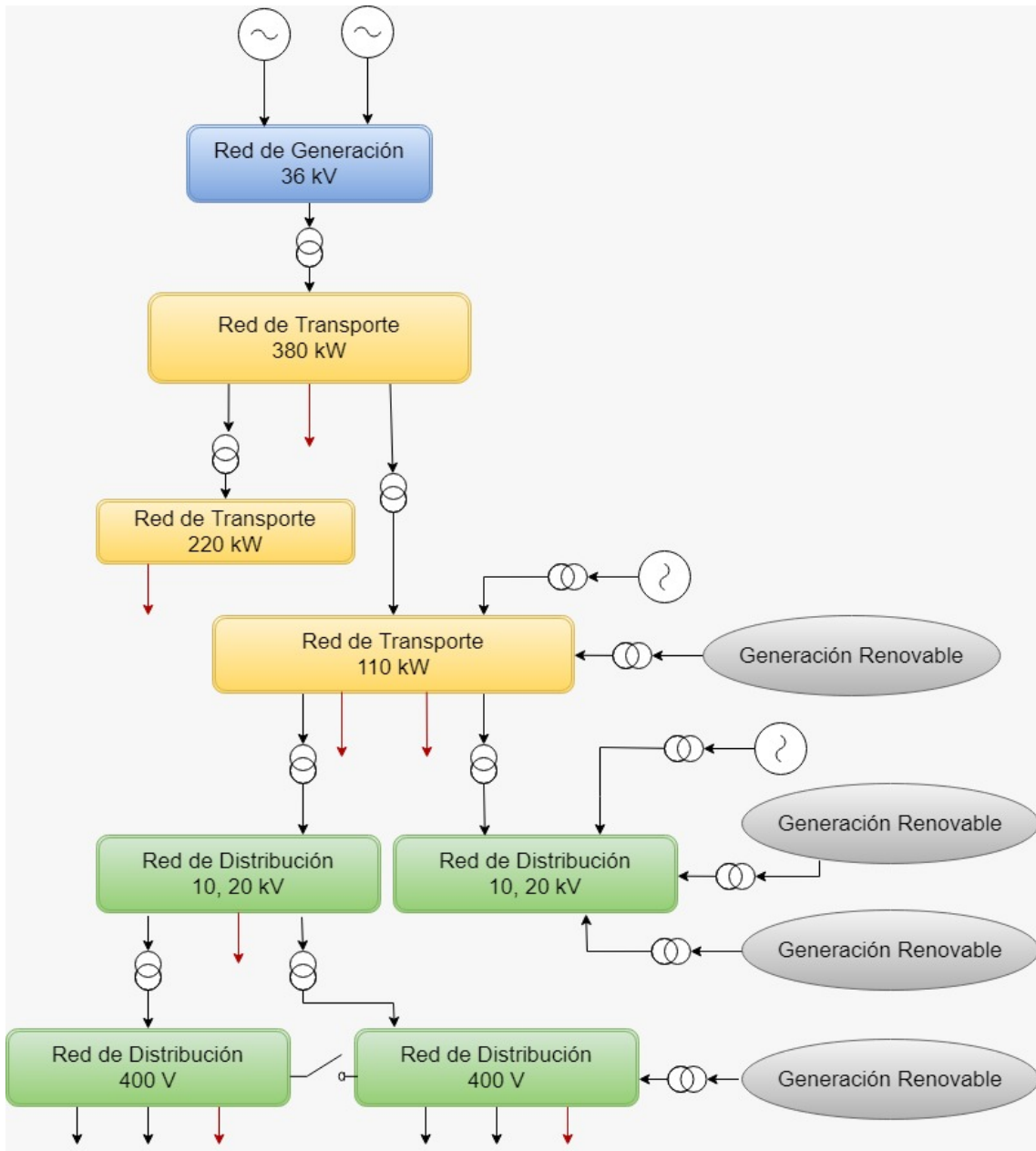


Figura 1.1 Modelo de Generación Distribuida [36].

1.1.2 Autoconsumo

El autoconsumo es un caso particular de generación distribuida, donde una parte o la totalidad de la energía eléctrica se genera en el punto donde va a ser consumida. La electricidad se produce en

pequeños generadores o microgeneradores implantados en viviendas, naves industriales, edificios comerciales, o incluso farolas y señales de tráfico, reduciéndose así los gastos por pérdidas en el transporte de energía. Estos microgeneradores pueden ser paneles fotovoltaicos o aerogeneradores de pequeño tamaño. De este modo se consigue un sistema de producción de energía más independiente y más respetuoso con el medio ambiente.

El IDAE [17] ha redactado una versión actualizada de su *Guía profesional de Tramitación del Autoconsumo*, donde se resumen los trámites a realizar ante la Administración y la compañía distribuidora. Esta guía se basa en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, en el que se regula el autoconsumo fomentado por el Real Decreto-ley 15/2018 que derogó el llamado "impuesto al sol". En el RD 244/2019 se desarrollan:

- Condiciones administrativas, técnica y económicas.
- Definición de instalaciones próximas relativas al autoconsumo.
- Desarrollo del autoconsumo individual y colectivo.
- Establecimiento de un sistema de compensación simplificada entre déficits y excedentes.
- Organización del registro administrativo de autoconsumo

Se puede hacer una distinción entre distintos tipos de modalidades de autoconsumo en función del excedente:

- **Sin excedentes.** Se usan sistemas antivertido para impedir la inyección de la energía sobrante a la red. Así, se favorece el uso de sistemas de almacenamiento y se reduce la explotación de la red de distribución, controlándose así los picos de demanda con mayor facilidad.
- **Con excedentes.** En este caso la energía producida puede ser consumida por el usuario y además es posible verter el excedente a la red. Asimismo, se pueden distinguir dos variantes:
 - **Acogidos a compensación.** El excedente inyectado a la red se verá compensado en la factura del consumidor al final del periodo de facturación. A esta modalidad pueden acogerse las viviendas y las industrias de potencia inferior a 100kW.
 - **No acogidos a compensación.** El excedente inyectado a la red se vende al precio del mercado eléctrico. Esta modalidad está pensada para las industrias de potencia mayor a los 100kW.

1.1.3 Ventajas e inconvenientes del autoconsumo

- **Ventajas**

Gracias al autoconsumo se pueden abastecer eléctricamente zonas de difícil acceso o alejadas de los puntos de suministro eléctrico. Al hacer uso de las energías renovables para el autoconsumo se contribuye a la descarbonización del sistema de generación de energía y a la reducción del vertido de CO_2 a la atmósfera.

Otra ventaja es la reducción de las pérdidas en transporte, al estar conectado en instalaciones cercanas al consumo, esto se traduce en un ahorro tanto energético como económico y en una mayor eficiencia.

- **Inconvenientes**

Uno de los retos que aparecen con el autoconsumo es la operación del sistema ya que el control deja de estar centralizado y es mucho más imprevisible, ya que depende de cada usuario.

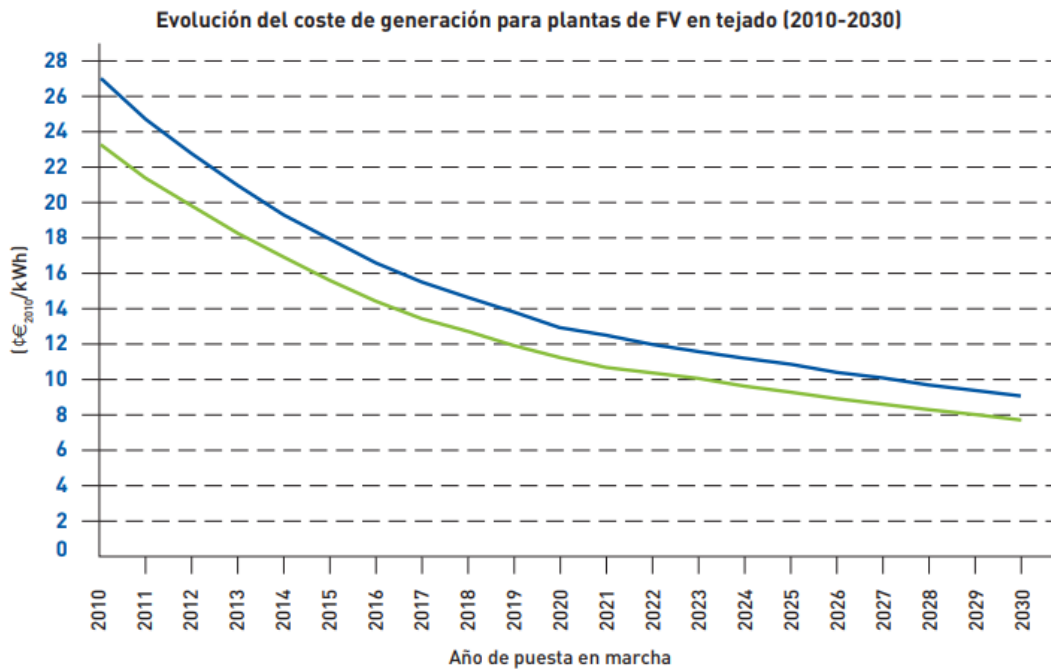


Figura 1.2 Evolución de costes de generación de PV [41].

Una solución a este problema sería la implantación de redes inteligentes (Smart Grids), se trata de redes donde la energía no va en un solo sentido, sino que el flujo es bidireccional, consiguiendo así tener un sistema de comunicación entre el operador del sistema y los pequeños puntos de generación de cada usuario [31].

1.1.4 Evolución esperada de las instalaciones fotovoltaicas

Respecto a la perspectiva mundial, en términos de coste la energía solar ya compete con las plantas de carbón en países como Alemania y Estados Unidos, y se prevee que pase lo mismo en países de potencial desarrollo como China y la India. En 2040, se espera que la eólica y la solar representen el 50% de la capacidad de generación mundial, frente al 12% actual.

Desde la aprobación de la estrategia de la Unión de la Energía y el acuerdo de París por parte de la Unión Europea ha cambiado el panorama renovable a nivel europeo. Esto se debe, además de a la reducción de costes de la fotovoltaica, al fomento del vehículo eléctrico y del almacenamiento de energía. Esto ha provocado que el objetivo marcado en las estrategias antes mencionada se haya quedado corto, la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), ha considerado que el objetivo adecuado a 2030 sería 34%.

A nivel nacional, en cuanto a los nuevos proyectos, analizando la información publicada periódicamente por REE sobre los proyectos en tramitación con solicitud de acceso y conexión tanto a las redes de transporte, como a las redes de distribución con afección sobre la red de transporte, se sabe que, a fecha de 31 de marzo de 2018, se trata de más de 24085 MW de potencia solar fotovoltaica en tramitación, de la que se espera que un alto porcentaje se traduzca en potencia instalada en funcionamiento en los próximos años. Por otro lado, en la Figura 1.2 se puede ver la evolución de costes del sector fotovoltaico.

1.2 Integración del vehículo eléctrico

La necesidad de la integración del vehículo eléctrico (VE) en la actualidad surge de la inminente necesidad de reducir las emisiones de CO_2 , ya que los vehículos convencionales son responsables

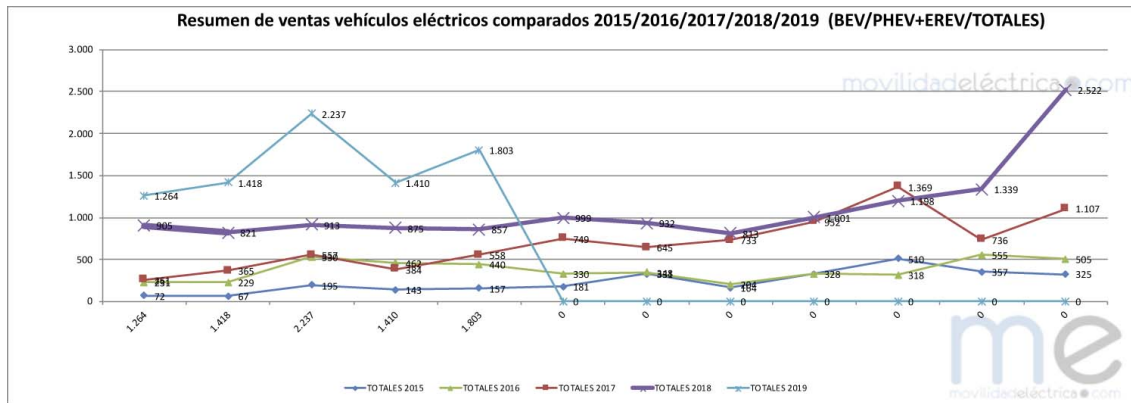


Figura 1.3 Volumen de ventas de VEs hasta abril de 2019 [35].

de más del 30% de las emisiones, según el Parlamento Europeo [11]. Además, el agotamiento del petróleo conduce a buscar recursos energéticos alternativos para el sector de la movilidad.

Por ello, se plantea un estudio sobre el efecto que tienen los VEs en el entorno energético, y así comprobar si la tecnología actualmente existente puede abarcar la implementación del VE en la red eléctrica.

1.2.1 Contexto actual del VE

Según Red Eléctrica de España [7] (REE) el sistema de transporte y operación del sistema están preparados para abarcar la aparición del VE, para ello se ha creado el Centro de Control de Vehículos Eléctricos (Cecovel), mediante el cual se hace un seguimiento y control de la demanda de electricidad para la recarga de VE. Así, las recargas pueden hacerse de forma segura y eficiente.

Sin embargo, según la Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones [4] (ANFAC) España está muy por debajo de otros países en cuanto a movilidad eléctrica se refiere, atendiendo a varios objetivos propuestos para medir la eficacia de la integración de VE, tales como: conseguir un 10% de cuota de mercado de VE; que un 70% de los vehículos sean puramente eléctricos con respecto a los híbridos; llegar a tener un volumen mínimo de puntos de recarga y que el 30% de estas infraestructuras sean de recarga rápida o superrápida.

Durante el año 2018 se matricularon en España un total de 13.176 vehículos entre coches y furgonetas eléctricos e híbridos enchufables. Las matriculaciones contabilizadas hasta abril de 2019 fueron de 6.329, aumentando en un 80% las matriculaciones de 2018 en el mismo periodo (3.514). En la Figura 1.3 se aprecia la evolución de ventas de los últimos años. Sin embargo, la venta de VE representa el 1.3% respecto al mercado total de vehículos de diferentes combustibles, un porcentaje muy por debajo del país líder en ventas de VE, Noruega, cuyo volumen de ventas de dicho vehículos representa una tercera parte del total del mercado (32.1%).

A nivel mundial, la venta de VE e híbridos enchufables ha crecido un 64% en 2018. En la Figura 1.4 se puede observar el crecimiento global de ventas en los últimos años.

En España, el VE más vendido durante los primeros meses de 2019 es el Nissan LEAF (que supone el 15% de la cuota de mercado) recuperando así el liderazgo arrebatado en 2018 por el Renault ZOE, que representa el 7% del total de VE vendidos en el acumulado del año [35].

El Nissan LEAF cuenta con una batería de 40kWh tiene una autonomía de unos 350 km, frente al Renault ZOE, que con una capacidad de batería similar puede llegar hasta casi 400 km de autonomía. Otros modelos de VE más relevantes en el mercado son el BMW i3 con una autonomía de 300 km y el Tesla Model 3 que puede llegar hasta lo 530 km de autonomía.

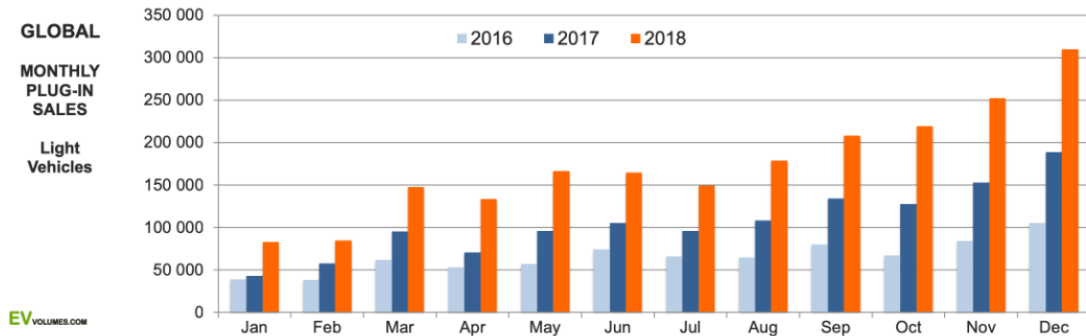


Figura 1.4 Evolución global del volumen de ventas de VEs [24].

1.2.2 Impacto del Vehículo Eléctrico en la red eléctrica

La introducción masiva de VEs supondría un cambio importante de las características de la demanda eléctrica, provocando así un gran impacto tanto técnico como económico. La complejidad de la integración del VE no se encuentra en el impacto que supondría en términos de energía anual consumida, sino en la forma en la que se produzca dicho consumo (cuándo y cómo), lo que sí supondría un gran impacto en el perfil de demanda del sistema [16].

Existen diferentes estudios científicos que proponen un crecimiento exponencial del número de VE. Según un artículo de Universidad Pontificia Comillas [39] se plantea que en 2020 el número de VE en España podría alcanzar los 250.000 llegando hasta los 2'5 millones en el año 2030. Los VE tendrán baterías cada vez de mayor tamaño, en función de su autonomía, que necesitarán ser recargadas a través de la red eléctrica.

La entrada de VE tendrá un gran impacto tanto en la operación del sistema como en los posibles refuerzos que sean necesarios en la actual infraestructura eléctrica. La magnitud de este impacto dependerá del cómo, cuándo y dónde se realice la recarga del VE. En un principio, las baterías serán recargadas cuando el VE no esté en uso y sea necesario tenerlo listo para su próximo uso. Este momento del día suele corresponderse con la llegada al lugar de trabajo o la vuelta a casa después de la jornada laboral. La batería del VE puede recargarse de forma lenta o rápida, abarcando tiempos desde varias horas a media hora. Dependiendo del tipo de recarga la potencia instantánea consumida será mayor o menor. El lugar donde se realice la recarga dependerá de la infraestructura donde se encuentre el punto de conexión, pueden ser el propio domicilio, parkings públicos o privados o las llamadas electrolineras.

En el caso de que las recargas de los VEs se produzca a última hora de la tarde, con la vuelta de la jornada laboral, coincidiendo con las horas punta del consumo eléctrico. Así, las redes actuales no pueden hacer frente a las recargas no controladas. Por ello es importante hacer un análisis de las posibles estrategias para optimizar la gestión de la recarga, como puede ser decidir el momento en el que se realiza la recarga, así como localizar los puntos de recarga. Normalmente las inversiones se realizan en la construcción de nuevas líneas para abastecer las necesidades de los puntos de recarga [39].

En el ejemplo propuesto en el artículo "Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica" [10], se propone el estudio de una red de distribución en una zona de unos 400 km^2 y con 170.000 consumidores domésticos e industriales. Sobre este escenario se ha supuesto un alto grado de penetración de VE, previsto para el año 2030, con una flota de 30.000 VEs. Se considerarán distintos tipo de VE, sacando un promedio de potencia de recarga de 3kW de 1 a 8 horas diarias. Para abarcar dicho estudio se consideran distintos tipo de recarga:

/// Figura 2. 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 //////////////////////////////////////

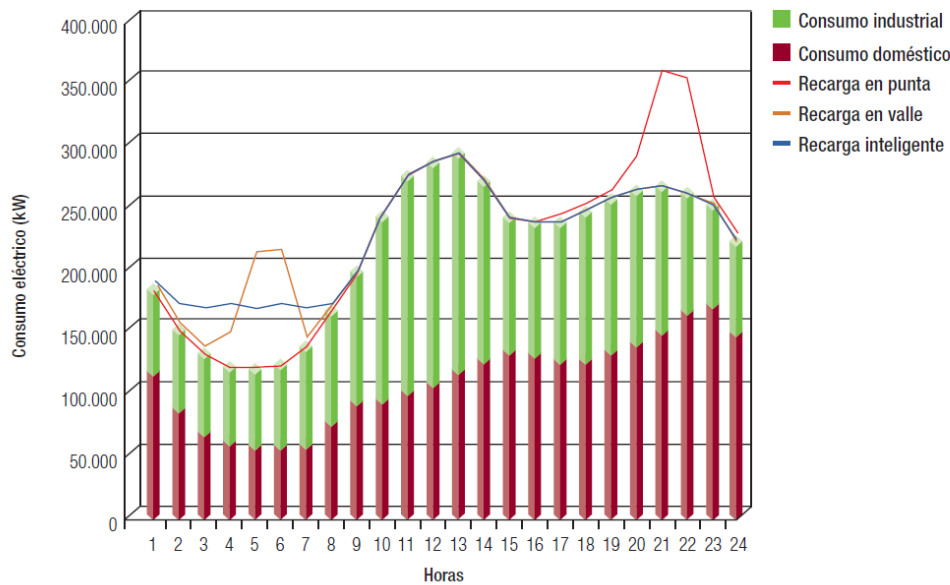


Figura 1.5 Curva agregada de la demanda eléctrica diaria para 3 tipos de recarga: sin control en horas punta, sin control en horas valle y recarga inteligente en horas valle [39].

- **Recarga en horas punta.** Recarga no controlada, realizada entre las 8 y las 10 de la noche.
- **Recarga en horas valle.** Realizada entre las 4 y las 6 de la mañana. Requiere un cierto control, que podría conseguirse con un temporizador. Este tipo de recargas podría estar incentivada por la reducción del coste de la energía en dicha franja horaria.
- **Recarga inteligente.** Se requiere un control coordinado de la recarga para aplanar la curva de demanda lo máximo posible. Sería necesario un sistema de control coordinado, capaz de distribuir las órdenes de recarga entre los VEs para garantizar la carga antes de su uso.

Como se puede observar en la Figura 1.5 la recarga en horas punta y valle generan sendos picos de consumo. La recarga en horas punta da lugar a un aumento considerable del pico de consumo diario. Y la recarga en horas valle da lugar a un aumento considerable del consumo en las horas valle. Y la recarga inteligente da lugar a una curva de demanda prácticamente plana, que facilita la operación del sistema y la hace más eficiente.

En la Figura 1.6 se aprecia el incremento del coste de la red de distribución de baja tensión para cada estrategia, referidos al coste de la red de distribución sin VE. Se ha dividido este coste en coste de la red de media tensión, centro de transformación media/baja tensión y red de baja tensión. Como se observa, en el caso de que la recarga sea no controlada en horas pico los costes de los refuerzos de la red de baja tensión supondrían un 13% del coste de la red. Mientras que si se adopta una estrategia de recarga controlada el coste de los refuerzos sería inferior al 2%.

Sin la estrategia de recarga coordinada se tendría que aumentar la potencia de los centros de transformación media/baja tensión y reforzar la red de media tensión, lo que aumentaría los costes un 31% y un 13% respectivamente.

Con el uso de un control de recarga de VE, se puede trasladar el consumo a las horas valle, minimizando así la necesidad de refuerzos, siendo precisa una pequeña repotenciación de los centros de transformación. Con la recarga inteligente, se vuelven innecesarios los refuerzos en las redes aguas arriba de la baja tensión.

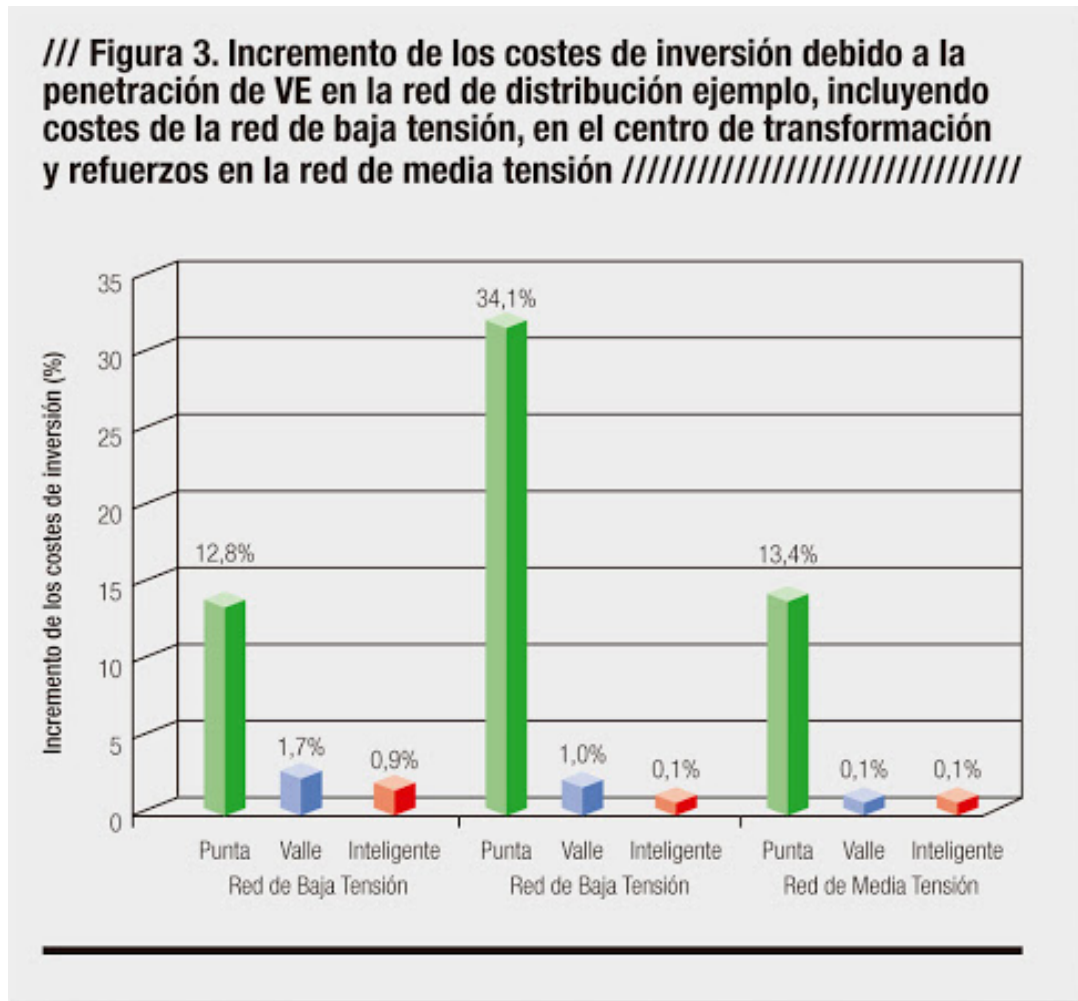


Figura 1.6 Incremento de los costes de inversión debido a la penetración de VE en la red de distribución según la estrategia de control [39].

En cuanto a la situación de los puntos de recarga de VE podemos distinguir dos casos: recarga distribuida en baja tensión, donde los puntos de recarga se encuentran en los puntos de consumo a nivel doméstico en la red de baja tensión; y recarga concentrada en media tensión, donde dichos puntos estarían en pocos nudos de la red eléctrica, coincidiendo con parkings, centros comerciales, etc.

Como se puede apreciar en la Figura 1.7, la recarga concentrada en media tensión hace innecesarios los refuerzos en la red de baja tensión y en los centros de transformación de media/baja tensión, los refuerzos necesarios para la red de media tensión estarían en los puntos de recarga y no afectarían a la red de distribución. Por tanto, con la estrategia de recarga no controlada, los refuerzos serían menores en este caso y usando un cierto control de la recarga los refuerzos en la red de media tensión sería mínimos.

Baterías recargables para vehículos eléctricos

Las baterías, con mayor capacidad y menor peso y tiempo de carga, han hecho posible la mayor inserción de VE. Esto también permitirá aumentar la autonomía y la potencia.

Actualmente, las baterías más utilizadas en los VE es la de Ión-Litio ($LiCoO_2$), una de las mayores ventajas es su ciclo de vida, ya que permiten un gran número de recargas. Su tamaño y autonomía

/// Figura 4. Incremento del coste asociado a la penetración de VE en la red de distribución ejemplo para una localización distribuida o concentrada de los puntos de recarga //////////////////////////////////////

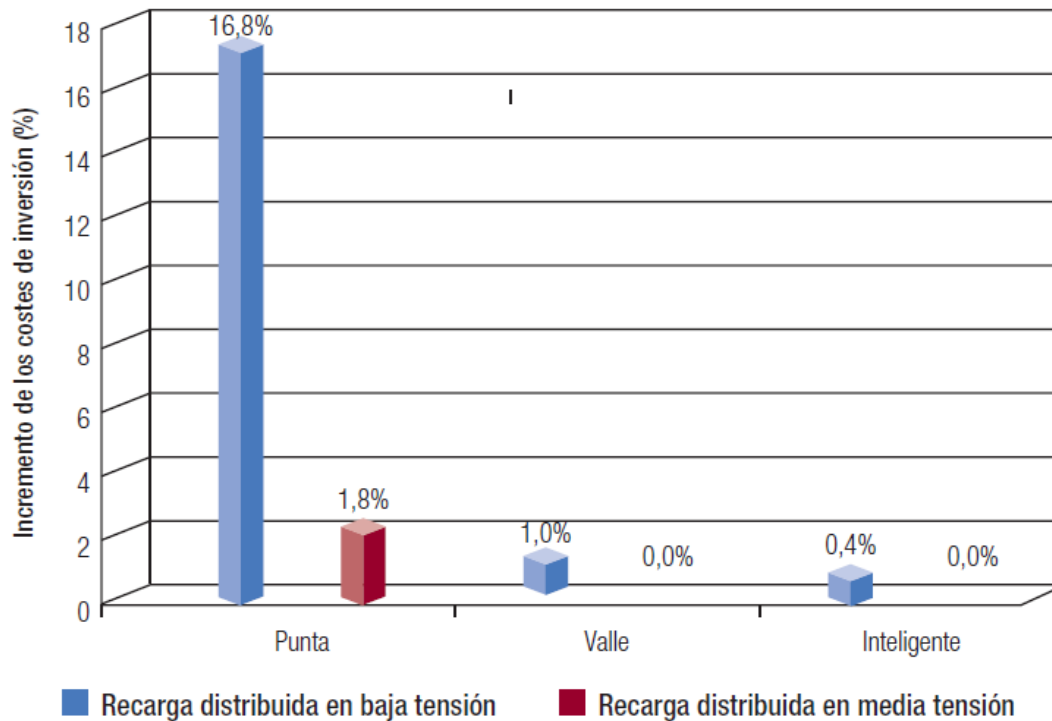


Figura 1.7 Incremento del coste asociado a la penetración de VE en la red de distribución según localización de la recarga [39].

son suficientes para los desplazamientos más habituales. Cada vez son menores los tiempos de recarga y se sigue trabajando en la evolución de esta tecnología [22].

Los inconvenientes de esta técnica son el alto coste de producción y la fragilidad que presentan, ya que pueden explotar por sobrecalentamiento, teniendo así que ser almacenadas en lugares fríos y a carga parcial. Sin embargo, los costes de producción tienden a bajar, reduciéndose considerablemente en 2030. Asimismo, al ser una tecnología en desarrollo tiene un gran margen de mejora.

Otra tecnología conocida como Post litio permiten más capacidad en el mismo peso y espacio, lo que se traduce como un aumento de la autonomía [22]. El desarrollo de esta batería es más complejo tanto técnica como químicamente.

Una de las tecnologías más novedosas es el uso del grafeno, con el que se ha conseguido una mayor autonomía y menor tiempo de recarga.

La nueva generación de baterías está constituida por la tecnología Zinc-Aire o Aluminio-Aire, son baterías muy eficientes pero admiten muy pocos ciclos de carga [22].

1.2.3 Propagación del Vehículo Eléctrico: Objetivo 2050

Un análisis de la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA) señala que si el uso de vehículos eléctricos alcanza el 80% en 2050, se necesitarán otros 150 gigavatios de electricidad para cargarlos. El consumo total de electricidad de los vehículos eléctricos en Europa aumentaría de aproximadamente el 0,03% en 2014 al 9,5% en 2050 [19].

Mediante la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, el Gobierno español pone de manifiesto que a partir de 2040 no se prohibirá la venta en España de vehículos de combustión interna. Asimismo, en 2050, se prohibiría la circulación de vehículos de combustión interna, incluyendo diésel, gasolina, gas e, incluso, híbridos. La Unión Europea presentará una estrategia para prescindir totalmente de los combustibles fósiles en 2050.

Según la estrategia actual, las emisiones únicamente se reducirán al 60% en 2050, esto resulta insuficiente para cumplir con los compromisos de descarbonización y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Este compromiso hablaba de reducir las emisiones de gases entre un 80% y un 95% para 2050. El nuevo objetivo es la descarbonización total para esta fecha [21].

La tendencia hacia la movilidad eléctrica se verá impulsada, además, por varios factores:

- El precio de la batería será cada vez menor, reduciéndose así el coste del VE.
- Cada vez se tendrán baterías con mayor capacidad, lo que se traduce en una mayor autonomía de los VEs.
- En algunos países se conceden subvenciones e incentivos para la adquisición y uso del VE.

Ayudas a la integración de VE

Hay más de 4.200 cargadores repartidos por Europa. La infraestructura de carga se va a potenciar gracias al proyecto EUROPE-E, coordinado por Ionity, cuyo objetivo es desarrollar una red de cargadores rápidos por las principales carreteras europeas. El objetivo de este proyecto es la instalación de 340 estaciones de recarga ultra-rápida con cargadores de 350 kW en 13 estados miembros de la Unión Europea [10].

A nivel nacional, el Gobierno ya ha activado varios planes, como el plan MOVALT Infraestructura, el cual está enfocado a puntos de recarga de uso público no residencial, uso público/privado en empresas para sus trabajadores y uso público en zonas urbanas y carreteras. Por otro lado, el plan MOVALT Vehículos está destinado a incentivar la adquisición de vehículos de energía alternativa [27].

Además, el Ministerio para la Transición Ecológica, ha aprobado el Programa de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible (MOVES), dotado con 45 millones de euros y dirigido a incentivar la compra de vehículos alternativos, instalar infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos, etc [28].

1.3 Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

La mejora de la eficiencia del sistema eléctrico a través del aplanamiento de la curva de demanda y la integración de renovables son dos aplicaciones esenciales del almacenamiento de energía.

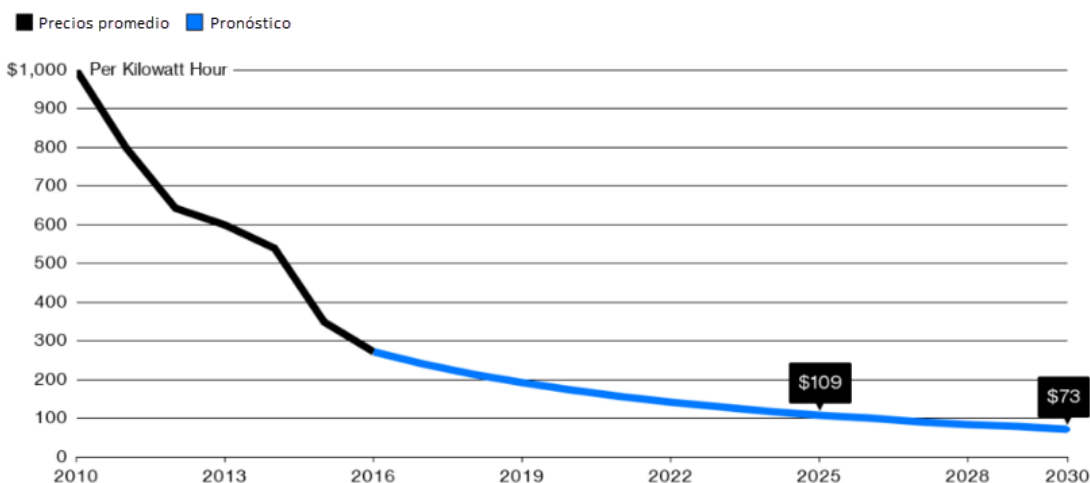
Fomentar el aumento de la capacidad de almacenamiento energético, como herramienta al servicio de la operación del sistema, hará posible una mayor integración de renovables y vehículos eléctricos, evitando vertidos indeseados de energía limpia en periodos valle, y al mismo tiempo aportará más seguridad al sistema eléctrico. Las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía se convertirán en elementos fundamentales de los sistemas eléctricos [2].

Las principales funcionalidades requeridas por los sistemas de almacenamiento de energía a escala de red serían [38]:

- **Regulación primaria:** contribuir al balance de flujos de potencia activa para mantener la estabilidad y los compromisos de producción, y un equilibrio entre generación y demanda.
- **Reserva de energía:** para caso de contingencias inesperadas. Se tendría un margen de reserva entre el 15% y el 20% de la potencia instalada, sustituyendo a las llamadas reservas rotantes.

Mayores beneficios para usted

Una mayor eficiencia implicará que una batería que en 2010 costaba US\$1,000 en 2030 costará US\$73.



Fuente: Bloomberg New Energy Finance

Figura 1.8 Evolución del coste de la batería de litio [20].

- **Regulación de tensión:** gracias a la electrónica de potencia usada para conectar los sistemas de almacenamiento con la red, se tiene la capacidad de gestionar simultáneamente la potencia activa y la reactiva, así, además de inyectar energía a la red, se puede lograr una regulación de la tensión de forma local mediante el control de la potencia reactiva.
- **Black Start:** alimentación de respaldo de una estación de potencia durante una caída crítica de generadores en el proceso de recuperación de la misma.

Por otro lado, teniendo en cuenta las aplicaciones en microrredes y redes PV-Diesel, los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar:

- **Desplazamiento de energía:** se almacena el excedente de producción energética renovable para alimentar las cargas en horas nocturnas o en picos de demanda.
- **Estabilización de red:** facilitando funciones de regulación y tensión.
- **Suavización de perfiles de producción de energía:** en instalaciones donde se den cambios bruscos de producción de energía debido al uso de fuentes de energía renovable.

La empresa estadounidense Tesla Energy comercializa con baterías de ion-litio a diferentes escalas. A gran escala se presenta el modelo Tesla Powerpack, que presenta una gran estabilidad, tiene capacidad de abarcar varios módulos al mismo tiempo para obtener una mayor capacidad de almacenamiento, sin algún máximo de módulos [45].

1.3.1 Sistemas de Almacenamiento de Energía en el futuro

El mercado global de almacenamiento de energía crecerá hasta alcanzar los 942 GW y 2.857 GWh acumulados para el año 2040, según algunos estudios del sector. Esta evolución positiva implica que para ese año la energía almacenada equivaldrá al 7% de la capacidad total instalada en el ámbito mundial [8].

Se prevé que en un futuro el coste de las baterías de litio se reduzca significativamente Figura 1.8.

También existen otro tipo de baterías con nuevas sustancias químicas no basadas en el litio o incluso sistemas puramente mecánicos que aprovechan la gravedad para almacenar energía [9].

En lo referente a los VE, hay muchos proyectos en vías de desarrollo, entre ellos se pueden destacar dos [34]:

- **Batería de aluminio-aire:** puede llegar a conseguir hasta 1600 kms de autonomía. Pero no son recargables y sería necesario cambiarla por otra una vez agotada.
- **Baterías de estado sólido:** tienen el mismo funcionamiento que las baterías de litio, pero tienen mayor autonomía, tiempo de recarga más corto y mayor seguridad.

1.4 Objetivos del trabajo

El objetivo principal del proyecto consiste en la gestión de manera eficiente de un sistema de almacenamiento de energía de forma que se consiga la máxima reducción de costes del centro comercial al instalar varios puntos de recarga para VEs mediante los cuales se obtendrían ciertas ganancias con la venta de energía. Además se cuenta con un sistema fotovoltaico instalado en los techos de los aparcamientos que pueda abastecer el consumo del recinto y la energía empleada para la recarga de los VEs. También, se tiene en cuenta la posibilidad de vender el excedente de energía de este sistema. Este estudio se realizará en un horizonte temporal de 20 años, ya que la vida útil de una instalación fotovoltaica es de unos 20-25 años.

Ante la necesidad de descarbonización de nuestro sistema de producción de energía y la implantación de vehículos eléctricos en la red de consumo, es importante fomentar la integración de los sistemas de producción de energía renovable y de los vehículos eléctricos mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía en lugares públicos con grandes superficies y de gran afluencia, como son los centros comerciales. Todo esto de manera eficiente, con el menor impacto en la red de distribución posible.

El uso de los sistemas de almacenamiento es primordial para conseguir una mejor gestión de la energía obtenida mediante el sistema fotovoltaico, además de poder incorporar la recarga de VE de manera eficiente. Con esto se pretende desplazar la curva de demanda del establecimiento comercial, reduciéndose así los costes de energía y potencia. De este modo, la batería deberá tener en cuenta, no solo la demanda total en cada momento, sino también el precio de la energía horario para gestionar el momento de carga y descarga.

Para la realización de este estudio se han tenido en cuenta diversos escenarios y se ha tratado de minimizar costes mediante la optimización de las diferentes variables a las que está sujeto el proyecto, llegando a una solución óptima tanto de cada escenario propuesto, como del problema completo.

2 Caracterización de la Curva de Consumo Comercial, Vehículo y generación fotovoltaica

La energía consumida por el sector servicios representa casi un 30% de la energía total consumida en España. Dentro de dicho sector se encuentra el consumo de las instalaciones dedicadas al comercio, de ahí la gran importancia de este ámbito en cuanto a materia energética se refiere. Aunque las nuevas tecnologías están aumentando la tendencia a realizar compras on-line, los comercios físicos no desaparecerán, por lo que la necesidad energética de este sector no se verá necesariamente afectada por los nuevos métodos de adquisición de productos.

Para realizar el estudio se ha tomado como referencia un área comercial que dispone de varias zonas de aparcamiento donde se ha propuesto la instalación de puntos de recarga para VE, por tanto, se han tenido en cuenta tanto la demanda del establecimiento como la de los puntos de recarga, haciendo un análisis con dos tecnologías diferentes de carga de VE: carga lenta y carga rápida. Además, al disponer de un amplio espacio, se ha optado por instalar paneles fotovoltaicos que ayuden a aportar la energía necesaria para abastecer ambas demandas.

2.1 Demanda Comercial

La demanda comercial está compuesta por todos los consumos que provienen del sector comercio. Los distintos usos energéticos en los establecimientos comerciales son debidos a la iluminación, la climatización, los equipos de frío industrial, etc. En la Figura 2.1 se observa que la mayor parte de la energía consumida en un área comercial se corresponde con la parte de iluminación.

Para el estudio del consumo horario comercial se ha tenido en cuenta un estudio realizado por el Consejo internacional de grandes redes eléctricas [42] de donde ha obtenido la Figura 2.2 en la que se puede obtener de manera discreta el consumo del sector comercial para cada hora del día.

Como la curva de demanda comercial anual tiene un perfil prácticamente plano se ha tomado este perfil diario para todos los días del año. Así podemos realizar la simulación de un año completo, completar así el estudio técnico y económico. Para la obtención completa de esta curva de consumo es necesario conocer la potencia base de la instalación, para ello se tiene en cuenta que la corriente base para este tipo de establecimientos es de 350 A para cada 12000-14000 m^2 de superficie [25]. Esta información puede ser extrapolada a las características de este proyecto.

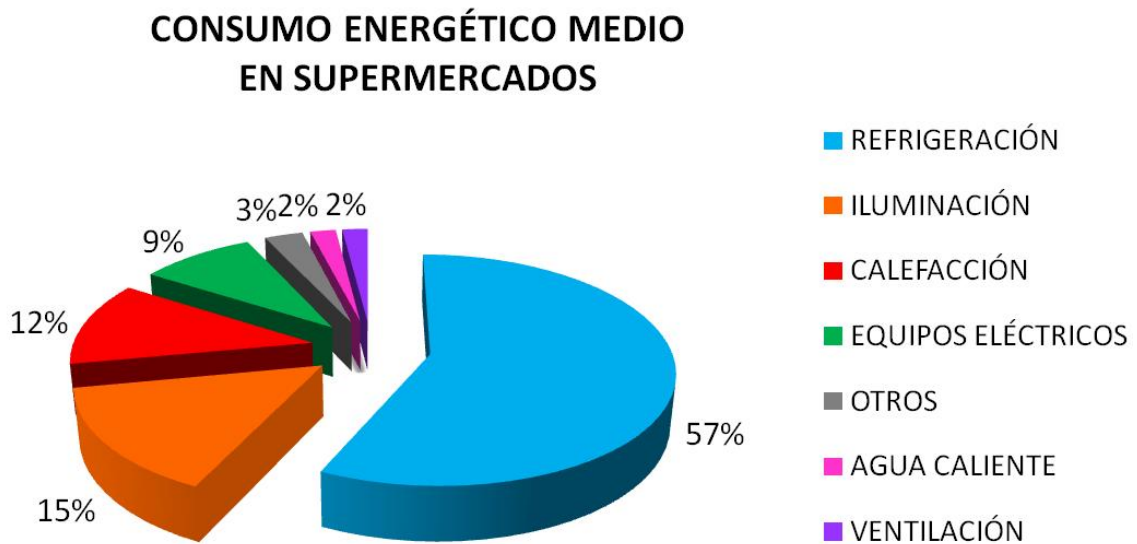


Figura 2.1 Desglose del consumo de un comercio [6].

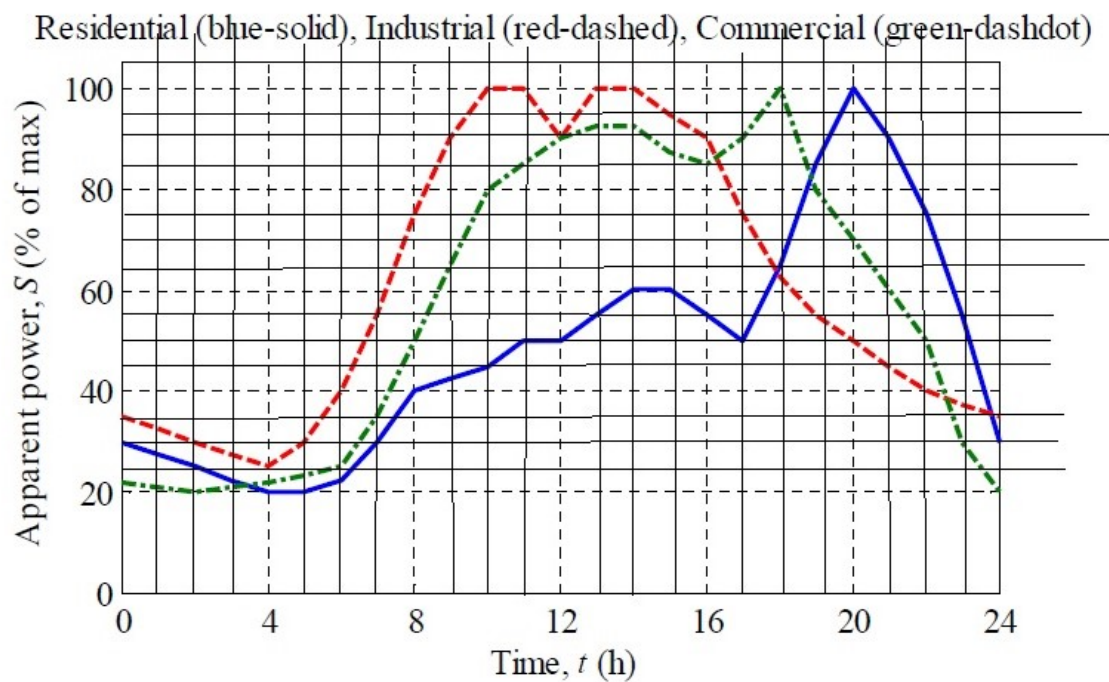


Figura 2.2 Perfiles de carga diaria del punto de referencia de la red de distribución de MT [42].

2.2 Recarga lenta del VE

La recarga lenta está pensada sobre todo para la recarga del VE durante la noche. En la recarga lenta la potencia oscila entre 3.2 y 7.2 kW con una tensión de 230 V y el tiempo de carga se encuentra entre las 4 y las 8 horas, aunque esto puede variar dependiendo de la batería del VE en sí y del

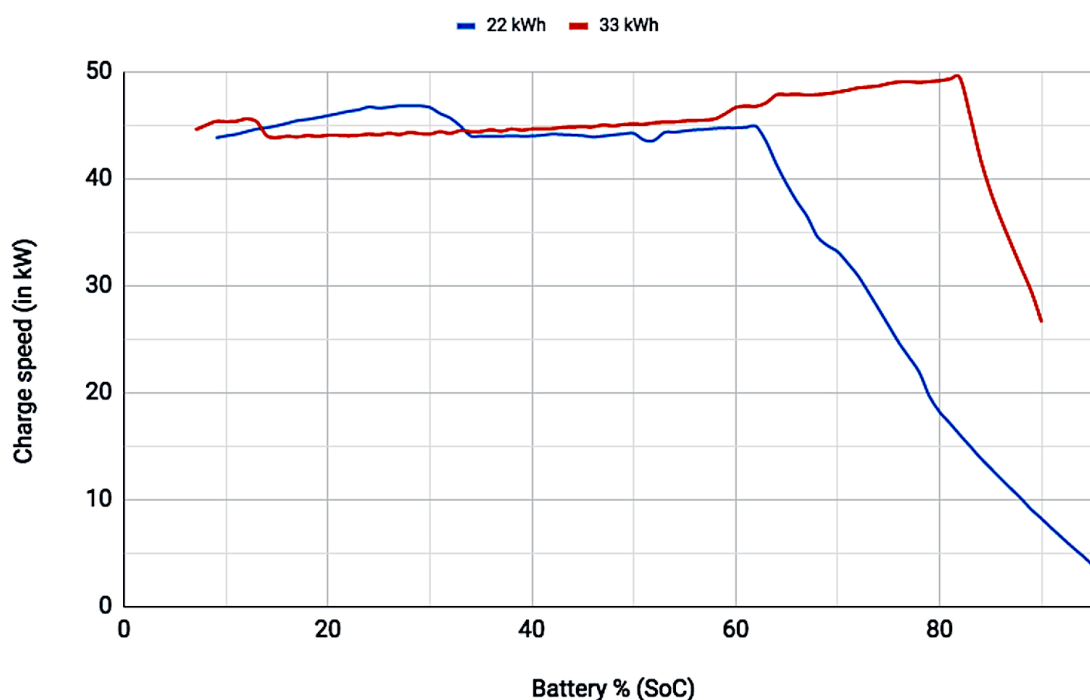


Figura 2.3 Perfil de carga de la batería de VE [13].

estado de la batería en el momento de carga [26].

Los puntos de recarga lenta se localizarán en la zona de aparcamientos del área comercial, en las plazas habilitadas para dejar los vehículos durante la estancia en el establecimiento. Las horas de uso de los puntos de recarga tendrán lugar durante dicha estancia, así como durante las horas nocturnas para personas que residen cerca del lugar donde se encuentran las instalaciones.

La curva de recarga de los VE se representa en la Figura 2.3, aunque esta curva pertenece a la recarga rápida, la recarga lenta sigue el mismo patrón pero alargado durante 4-8 horas, como en la Figura 2.4. Se puede apreciar como la potencia va disminuyendo a medida que la batería se acerca a su nivel máximo de carga. Además de la variación del perfil dependiendo de la capacidad de la batería.

2.3 Recarga rápida del VE

Para la recarga rápida es necesaria una corriente mayor que para la recarga lenta, y por tanto una mayor potencia. La potencia de salida para la recarga rápida es de 50 kW [26]. Así mediante este tipo de carga se pueden obtener alrededor 80% de la carga total del VE en unos 30 minutos. A partir de este punto la carga se ralentiza y puede tardar otros 20 min en llegar al 100%.

Para ilustrar el modelo de carga rápida se toma como referencia la Figura 2.5. Esta se trata de una curva que pertenece a la recarga del Nissan Leaf, modelo de VE tomado como ejemplo en este estudio, ya que es uno de los más arraigado dentro del conjunto de VEs que existen en la actualidad. Por tanto, para este trabajo se tomarán los datos que mejor representan la recarga rápida: potencia de salida de 50 kW y tiempo de recarga 30 min.

En este estudio la carga rápida es muy útil, ya que se trata de puntos de recarga en un lugar público como es un establecimiento comercial, en el que las personas no suelen invertir más de dos horas. Además la incertidumbre de no saber en qué momento será necesaria la recarga hace que se den picos de demanda que se pueden dar a cualquier hora del día, tanto en horas de menor coste de la energía como en horas pico del día donde la energía tiene un mayor precio.

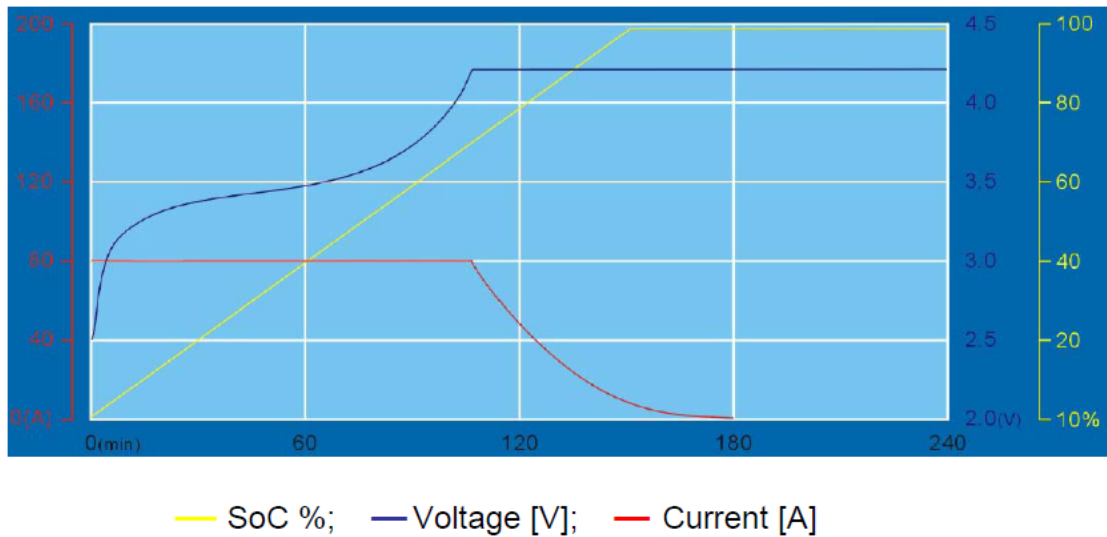


Figura 2.4 Perfil de carga de la batería de VE [33].

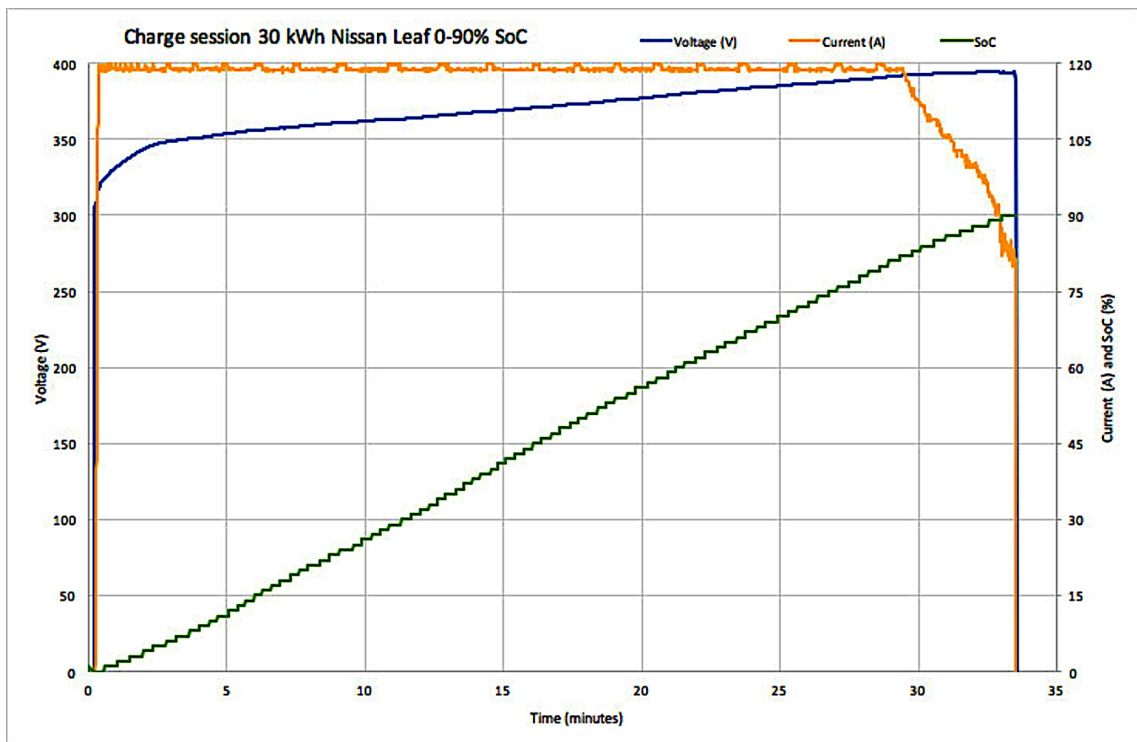


Figura 2.5 Perfil de carga rápida [13].

2.4 Curva de Generación Fotovoltaica

El uso de la irradiación solar como fuente de energía supone un beneficio para el medio ambiente. Además, es un recurso inagotable de energía, lo cuál es una característica que afianza su importancia.

Para conocer la potencia que puede dar un panel solar antes debe estudiarse la irradiación horaria en el punto geográfico donde irá instalado el campo fotovoltaico. Este dato se puede obtener mediante PVGIS [18] que es una aplicación oficial desarrollada por la Unión Europea que permite calcular tu producción fotovoltaica en cualquier zona de Europa, Asia y América.

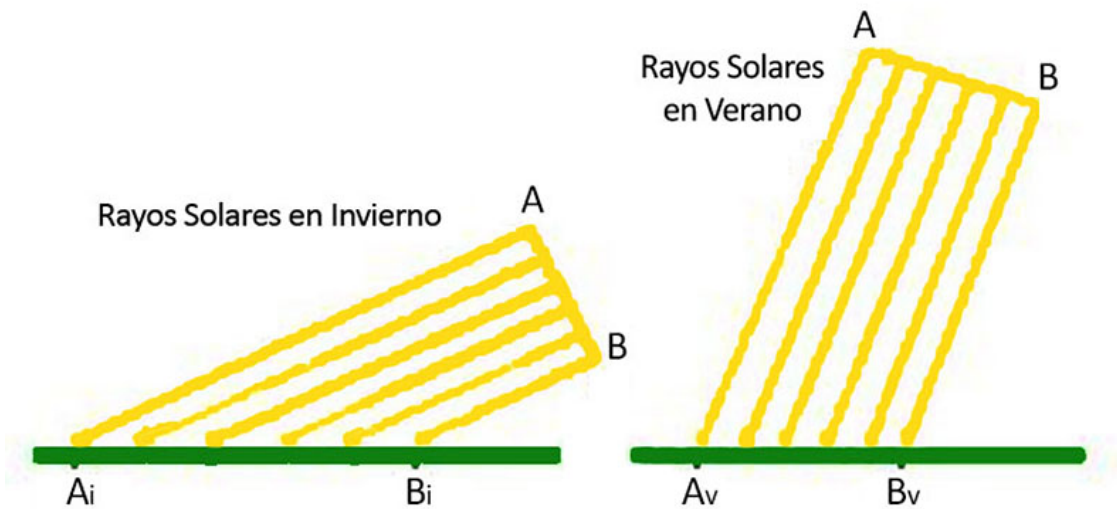


Figura 2.6 Incidencia solar durante el año [23].

En este caso se ha elegido un panel fotovoltaico de 360 W de potencia pico, de silicio monocristalino y una eficiencia del 16%. Las celdas de silicio monocristalino son más eficientes, por lo que se puede obtener una mayor potencia de un panel con dicha tecnología que de otro que posea una tecnología diferente.

Los rayos solares inciden de forma diferente en la superficie terrestre dependiendo de la estación del año. Como se observa en la Figura 2.6 en invierno los rayos llegan de forma más oblicua que es verano, cuando estos inciden más perpendicularmente.

Para una instalación eficiente de los paneles fotovoltaicos es necesario tener en cuenta tanto la inclinación de dichos paneles como la orientación de los mismos. Los rayos solares deben incidir sobre las placas de manera perpendicular, por ello la inclinación de los paneles no debe superar los 45°, considerándose óptima una inclinación de 30°. Además, para una mayor eficacia de la instalación las placas deben estar orientadas hacia el sur (ángulo acimutal = 180°).

Lo ideal para obtener una mayor eficiencia de la instalación sería usar paneles que hicieran un seguimiento del movimiento del sol. Sin embargo, este sistema es mucho más costoso y requiere un mayor mantenimiento, por tanto se supondrán soportes fijos.

Mediante la aplicación PVGIS, con los datos seleccionados y teniendo en cuenta el número de paneles de los que se dispondrá, se obtiene la potencia de la instalación durante cada hora del año. En la Figura 2.7 se muestra un ejemplo de la radiación de un día de primavera.

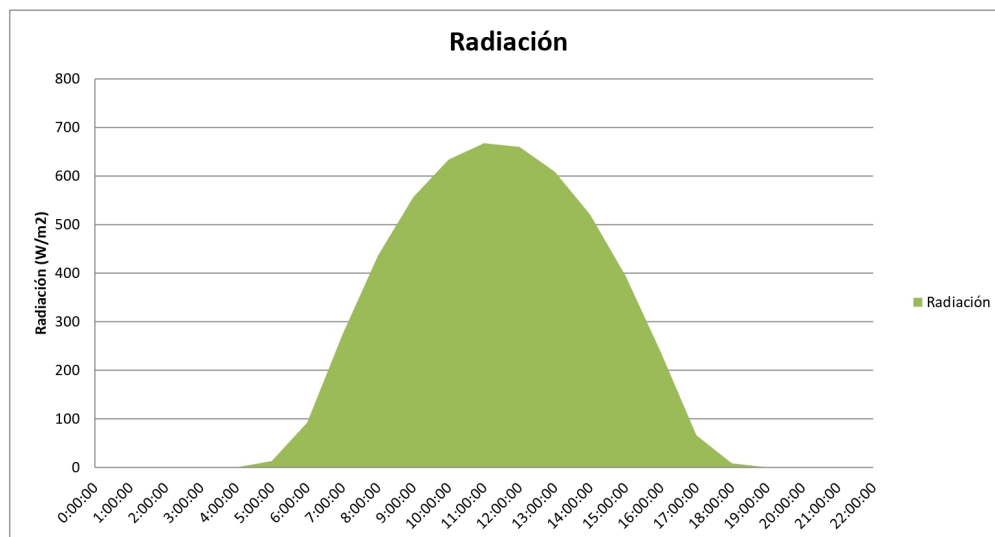


Figura 2.7 Radiación obtenida por PV un día de primavera [18].

3 Dimensionamiento del recinto comercial con Vehículo Eléctrico, Parque Fotovoltaico y Sistema de Almacenamiento de Energía

En este punto se realizará el dimensionamiento de cada sección que compone este proyecto. El objeto de estudio será un recinto comercial dotado de puntos de recarga para VE, en concreto 52 puntos de recarga lenta y 10 punto de recarga rápida. Además se considerará la conexión de una instalación fotovoltaica en las marquesinas de los aparcamientos. Y todo ello se gestionará con la ayuda de un sistema de almacenamiento de energía.

3.1 Selección del Centro Comercial

Con la información citada en el capítulo 2 se puede realizar el dimensionamiento del recinto comercial objeto de estudio. Como se observa los datos de la curva de consumo vienen dados mediante un dato porcentual basada en la potencia media consumida por el establecimiento, por tanto es necesario estimar una potencia base del sector comercial. Como se dijo anteriormente la corriente base para este tipo de instalaciones de de 350 A para cada 12000-14000 m^2 [25]. El área de estudio tiene una superficie de 31600 m^2 por tanto se necesita una corriente base de aproximadamente 800 A. En la Figura 3.1 se tiene la ubicación y la superficie del centro comercial seleccionado para el proyecto, extraída de Google Earth [15]. Con una tensión nominal de 400 V la potencia necesaria para abastecer este establecimiento sería de unos 555 kW. Por tanto esta sera la potencia base utilizada para el cálculo del perfil de consumo comercial. Este dato de consumo de 24 horas se puede extender a lo largo del año debido a que los consumos comerciales serán prácticamente iguales.

Con esto se puede obtener la curva de demanda del área comercial estudiada en este proyecto, la cuál se representa en la Figura 3.2 obtenida de [42]. Aquí se observa que las horas de mayor consumo son en horario de tarde y que por las noches el consumo es menor, aunque se sigue consumiendo ya que algunos elementos como la refrigeración deben estar en funcionamiento incluso fuera del horario comercial.



Figura 3.1 Ubicación y superficie del centro comercial [15].

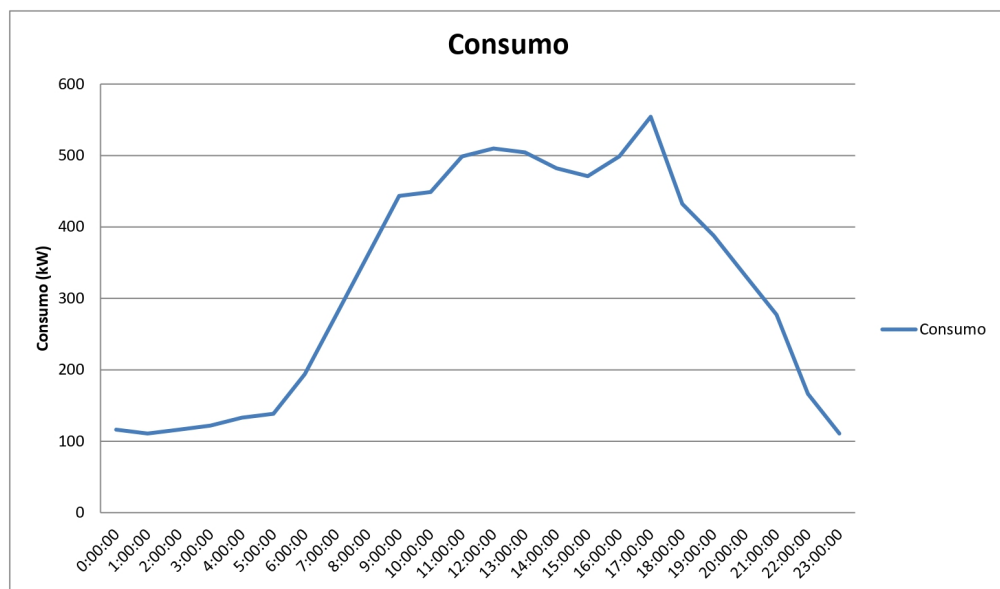


Figura 3.2 Consumo diario del recinto comercial [42].

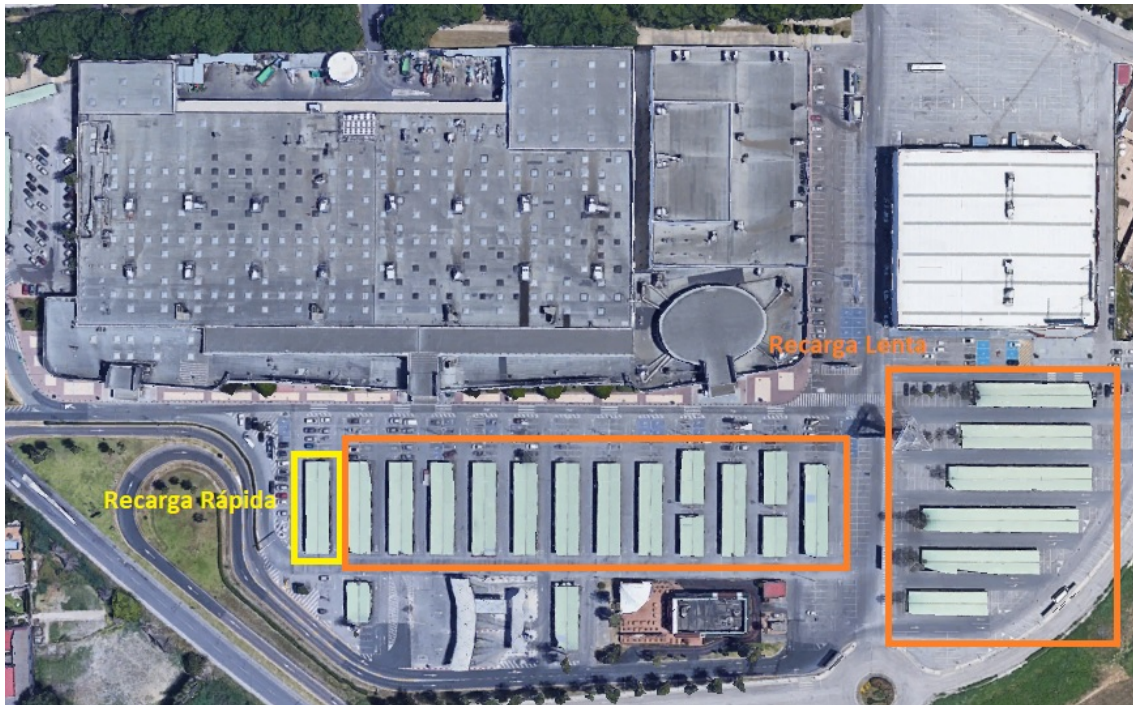


Figura 3.3 Ubicación de los puntos de recarga rápida y lenta [15].

3.2 Dimensionamiento de la Recarga de los Vehículos Eléctricos

En cuanto al dimensionamiento del consumo de los VE, se contará con 52 puntos de recarga lenta con una potencia de 3.2 kW y 10 de recarga rápida de 50 kW. En la Figura 3.3 se muestra la ubicación de los puntos de recarga rápida y lenta. Para estimar la frecuencia con la que se conectan los VEs a la carga lenta, así como el momento en el que lo hacen, se ha tomado como referencia el estudio de Luis Ochoa, "Model Validation and Data Analysis" [44]. En dicho proyecto se realiza un análisis del perfil de carga del VE basado en datos reales, historigramas para el tiempo de conexión, obtenidos a lo largo del estudio. Aunque los datos hayan sido obtenidos para Reino Unido, estos pueden usarse de forma general para otros países. La demanda de los VEs de muchos factores, como son el tamaño de la batería, los hábitos de conducción, el estado de carga inicial y final del VE, el momento en que se carga y las características de la carga.

De este estudio se ha podido obtener la Figura 3.4 donde se muestra la probabilidad de carga de los VEs según su estado de carga inicial. Para ello se divide el estado de carga en 12 unidades, siendo 0 un nivel bajo de SOC y 12 cuando la batería está cargada al 110%. Como se observa la probabilidad de conexión de un VE a la red cuando su nivel de carga está a la mitad es mayor.

Los datos usados en este proyecto son los correspondientes a "Non-Managed EVs", que asume que la conexión y desconexión de los VEs es arbitraria. Así, se han obtenido unos perfiles de carga lenta representados en la Figura 3.5.

Para la recarga rápida, se ha supuesto que se repartirán desde las horas próximas al inicio del día y las horas de vuelta del trabajo, llegando a estar los 10 puntos de recarga rápida funcionando al mismo tiempo en dos periodos distintos del día correspondientes a las 5:00 de la mañana y a las 14:00.

Por último, en la Figura 3.6 se representan las curvas de recarga lenta, rápida, el consumo del recinto comercial, así como la curva de demanda agregada, donde se puede ver donde se encuentran los picos de consumo debido a la conexión de VE para recarga rápida.

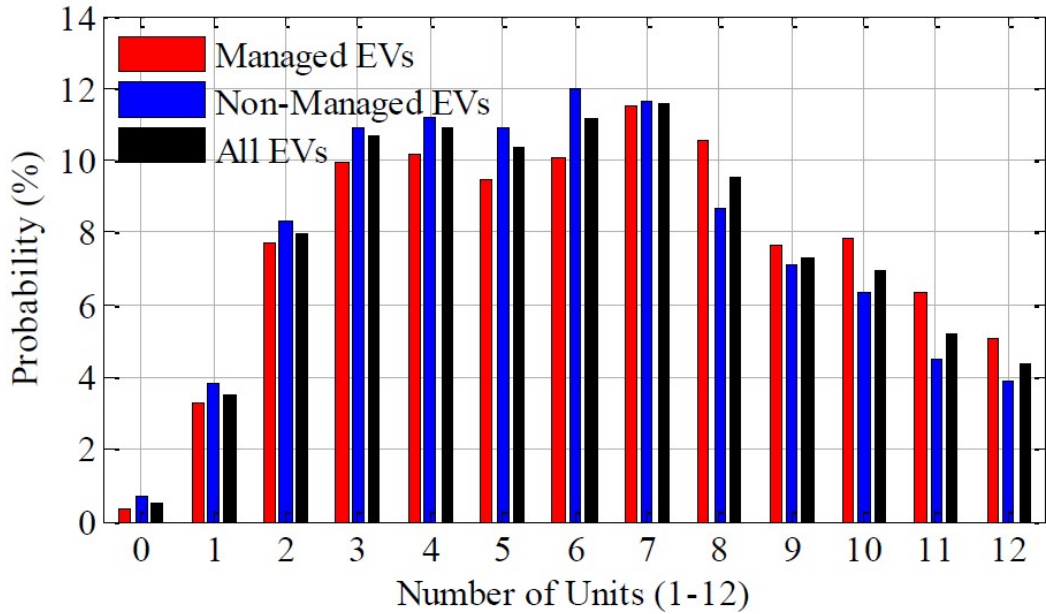


Figura 3.4 Probabilidad de conexión de VE según su nivel de carga [44].

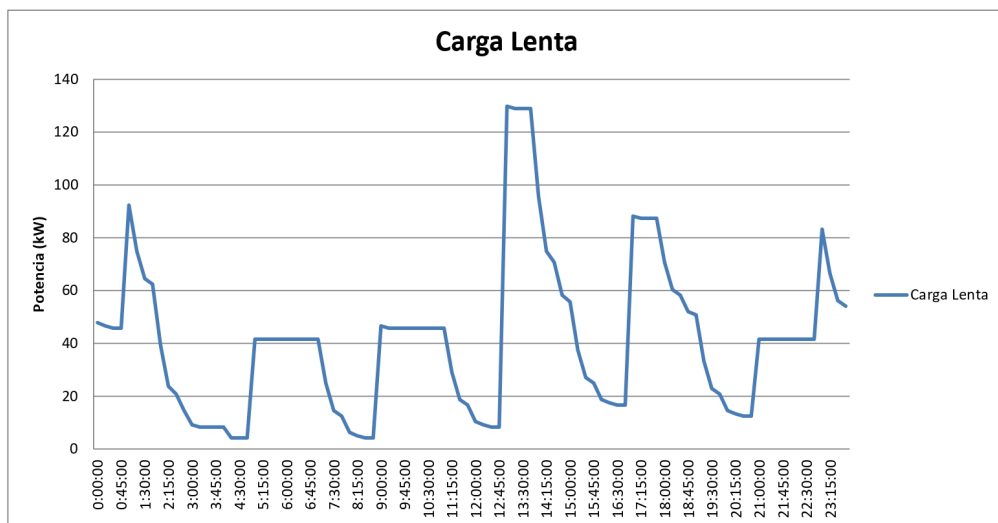


Figura 3.5 Perfil de recarga lenta del recinto comercial.

3.3 Dimensionamiento del parque fotovoltaico

Como se ha comentado anteriormente, para optimizar el coste asociado al consumo de energía del recinto comercial, se instalará un parque fotovoltaico.

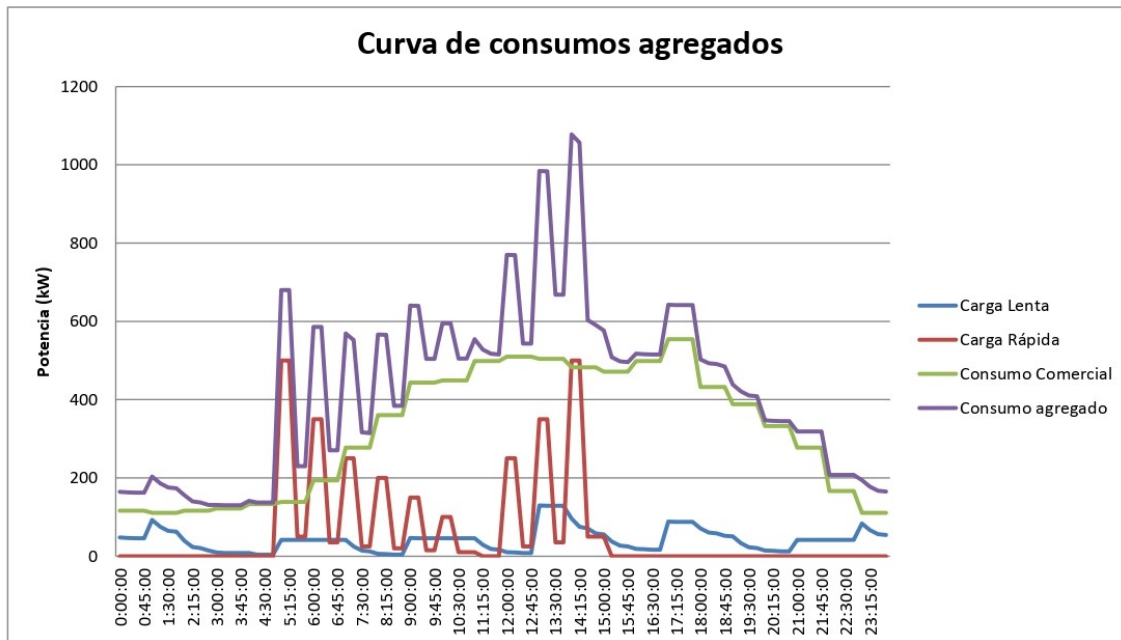


Figura 3.6 Curva de consumo agregado.

Para dimensionar dicha instalación se realiza un estudio del espacio disponible para la implementación de las placas. El recinto comercial cuenta con una amplia superficie de la cual solo se tomará la correspondiente a las marquesinas de los aparcamientos, esto se corresponde con un área de unos 3400 m^2 . La placa seleccionada para este estudio tiene unas dimensiones de 1.6307 m^2 y una potencia por placa de 360 W , cuyo rendimiento es del 16% , como ya se comentó en el capítulo 3. Por tanto, se usarán un total de 2450 placas de este tipo. Haciendo uso del PVGIS [18] se obtiene la potencia obtenida por la instalación fotovoltaica para cada hora del año en la región seleccionada. A modo de ejemplo se muestra la Figura 3.7 donde se ve la potencia que se consigue con esta instalación un día de primavera.

El precio de una placa solar en 2016 oscilaba entre 0.90 y 1.45€ por vatio [29], el coste promedio por vatio pico es de 1.2€ . Sin embargo, en los lugares que están acogidos a subvenciones e incentivos este precio se reduce un 35% , 0.8€ por vatio. Con estos datos, el precio de la placa seleccionada para el estudio sería de 432€ sin tener en cuenta subvenciones, si se hiciera el precio sería de 288€ . En este trabajo se supondrá que la instalación no está sujeta a ningún tipo de subvención ni incentivo para poder estudiar el caso más desfavorable.

3.4 Dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía

Como primera estimación se ha elegido un pack de dos sistemas de almacenamiento de 300 kWh de capacidad cada uno, es decir, estarán disponibles 600 kWh de almacenamiento. Con esto se pretende, sobre todo, tener la posibilidad de almacenar la energía generada por la instalación fotovoltaica y poder hacer uso de ella en el momento más propicio, tanto para el consumo del centro comercial como para la recarga de los VE.

Para estimar el precio de la batería de litio se ha tenido en cuenta los datos del artículo de BloombergNEF [1], el precio actual de la batería de litio ronda los $176 \text{ \$/kWh}$ (unos 155.5 €/kWh). Sin embargo, este precio se reducirá en el futuro, como se observa en la Figura 3.8 el precio de la batería de litio en 2024 será de $94 \text{ \$/kWh}$ (unos 83 €/kWh) mientras que en 2030 será de $62 \text{ \$/kWh}$ (alrededor de 55 €/kWh). Como el estudio se realizará en un horizonte temporal de 20 años y la vida

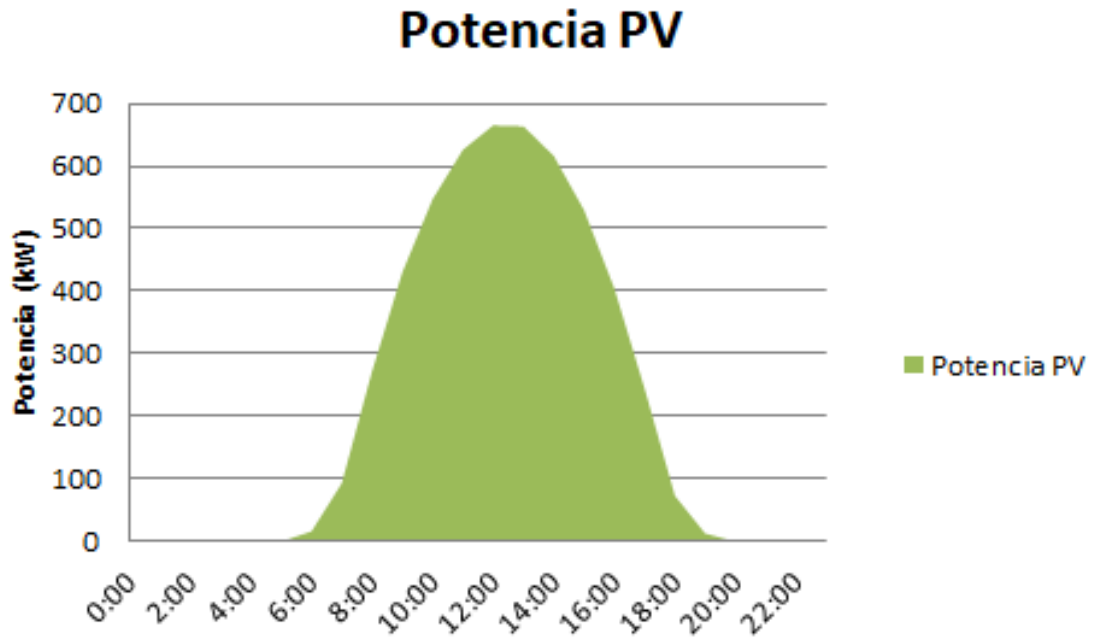


Figura 3.7 Potencia obtenida por la instalación un día de primavera.

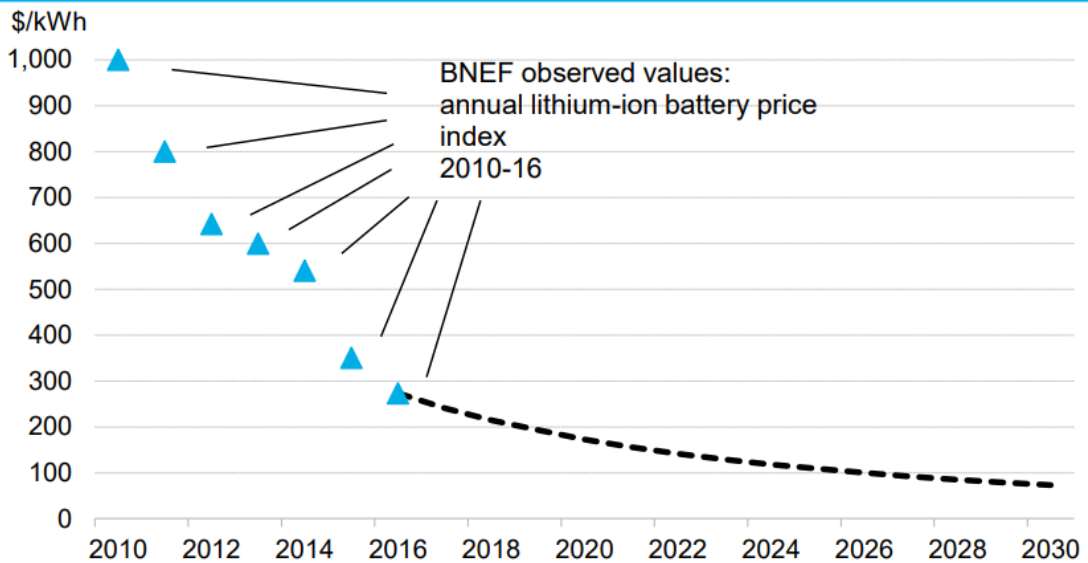


Figura 3.8 Precio futuro de la batería de litio [1].

útil de los sistemas de almacenamiento de energía rondan los 10 años, serán necesarias dos baterías cuyo coste variará en función del año de adquisición, como se verá reflejado en el Capítulo 4.

Para estimar la potencia necesaria de este sistema de almacenamiento será necesario hacer un estudio del mercado actual. Estudiando las distintas capacidades y potencias de cada una se puede estimar una relación entre capacidad y potencia. Estos datos se ha recogido en la Tabla 3.1.

Se ha establecido que la potencia permite que la batería trabaje durante 3 horas, ya que se da que la relación $\frac{E}{P} = 3$, en la mayoría de las marcas. Por esto, la potencia de la batería elegida será de 100 kW, en este caso como se tienen dos sistemas de almacenamiento se contará con una potencia de 200 kW.

Tabla 3.1 Principales baterías del mercado según capacidad y potencia.

	Capacidad (E) [kWh]	Potencia (P) [kW]	E/P
Tesla	200	50	4
SonnenBatterie	5 - 15	máx. 5.5	3
LG Chem	[5, >100]	Indeterminado	3
Varta Element	13	4	3

4 Modelo de Optimización

Para resolver los diferentes algoritmos que componen el problema se hace uso del software GAMS [14], se trata de un sistema de modelado de alto nivel para la programación y optimización matemática. Se trata de un lenguaje de compilación y está compuesto por solucionadores integrados de alto rendimiento. Además está diseñado para aplicaciones de gran complejidad de modelado a gran escala y permite construir grandes modelos sostenibles que se adaptan rápidamente a nuevas situaciones. GAMS está específicamente diseñado para modelar problemas de optimización enteros lineales, no lineales y mixtos.

Para presentar las ecuaciones que se han implementado durante el proceso de modelado del sistema, en primer lugar es necesario mostrar la notación de los parámetros y las ecuaciones utilizada para definirlos, esto se muestra en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1 Notación de los parámetros y variables.

Notación	
E	Capacidad del SAE (kWh)
P	Potencia del SAE (kW)
η_c	Rendimiento de carga de la batería
η_d	Rendimiento de descarga de la batería
P_c	Potencia de carga de la batería (kW)
P_d	Potencia de descarga de la batería (kW)
P_{cons}	Potencia consumida por el comercio (kW)
P_{redc}	Potencia comprada a la red (kW)
P_{redv}	Potencia vendida a la red (kW)
P_{ev}	Potencia demandada por los VEs (kW)
P_{pv}	Potencia obtenida por la instalación fotovoltaica (kW)
P_{cont}	Potencia contratada (kW)
SOC	Estado de Carga de la batería (State of Charge)
$precio_c$	Precio compra de energía (€/kWh)
$precio_v$	Precio venta de energía fotovoltaica (€/kWh)
$precio_{ev}$	Precio venta de energía para VEs (€/kWh)
$precio_{pcont}$	Precio potencia contratada (€/kW)
$precio_{bat2020}$	Precio adquisición de la batería en 2020 (€/kWh)
$precio_{bat2030}$	Precio adquisición de la batería en 2030 (€/kWh)
$pPlaca$	Precio de una placa por cada W (€/W)
$nPlaca$	Número de placas
$potPlaca$	Potencia de una placa (W)

En un primer momento el objetivo principal consistía en obtener ganancias con los puntos de recarga de VE y con la venta de energía excedentaria del sistema fotovoltaico. Sin embargo, el sistema implementado no es capaz de cubrir el 100% de los costes del centro comercial, por tanto se pasa a la búsqueda de la minimización de costes. Para resolver este problema se han tenido en cuenta las distintas ecuaciones que representan las restricciones de las diferentes variables y parámetros, así como la ecuación de costes sujeta a optimización.

En el apéndice A se encuentra el código de la simulación realizada, dicho código está formado por las siguientes ecuaciones:

- **Ecuación de costes:** Se trata de la función objetivo que hay que minimizar, en ella se tienen en cuenta los costes de energía tanto cedida como absorbida, el término de potencia y las amortizaciones del SAE y de la instalación fotovoltaica.

La función objetivo está compuesta por los costes asociados al consumo del recinto comercial, el excedente de la generación fotovoltaica, la energía suministrada para recarga de VE y los costes asociados al término de potencia contratada. Además se han tenido en cuenta las amortizaciones de la instalación fotovoltaica y del sistema del almacenamiento de energía. De todo esto se han conseguido datos reales para cada instante de tiempo, estos datos son:

- Demanda del recinto comercial: Para la obtención de los datos de consumo comercial se ha tenido en cuenta el estudio del Consejo internacional de grandes redes eléctricas. Todo esto quedó detallado en el apartado 2.1.
- Precio de compra de la energía: Este dato se ha extraído del CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), se trata del precio mayorista de compra del año 2017 [30].
- Generación de potencia por instalación fotovoltaica: Datos obtenidos mediante la aplicación PVGIS. Esto se explicó con mayor precisión en la sección 3.3.
- Precio de venta del excedente fotovoltaico: Estos precios se han obtenido de la web de ESIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema) [3]. Estos datos no están disponibles para un año completo, así que se procedió a realizar una extrapolación para el resto del año.
- Demanda del VE: La obtención de los perfiles de carga lenta y carga rápida de VE se detalló en los apartados 2.2 y 2.3 respectivamente.
- Precio de venta de energía para recarga de VE: Igualmente, este dato se obtiene de la página web de ESIOS.
- Precio por potencia contratada: Al ser un establecimiento comercial, la tarifa contratada es la 3.0A los datos de precio se obtienen del IDAE [37] y la división por períodos se obtuvo de la web de EDP [32].
- Amortización del Sistema de Almacenamiento de Energía y la instalación Fotovoltaica: Los datos referidos a los costes de adquisición de dichos equipos se encuentran detallados en los apartados 3.4 y 3.3 respectivamente. El análisis de amortización se ha tenido en cuenta para un periodo de 20 años, tiempo que se estima que durará la vida útil de los equipos.

$$\begin{aligned}
 Coste = & \sum_t \frac{P_{redc}(t) * precio_c(t)}{4} + \sum_t P_{cont} * precio_{pcont}(t) + \frac{E * (precio_{bat2020} + precio_{bat2030})}{20} \\
 & + \frac{(pPlaca * nPlaca * potPlaca)}{20} - \sum_t \frac{P_{redv}(t) * precio_v(t)}{4 * 1000} - \sum_t \frac{P_{ev}(t) * precio_{ev}(t)}{4 * 1000}
 \end{aligned}$$

CON DISCRIMINACIÓN				
TARIFA 3.0A				
Potencia > 15 kW	TP €/kW y año		TE €/kWh	
		$\Delta^{(*)}$		$\Delta^{(*)}$
	P1: 40,728885	P1: 0,0%	P1: 0,018762	P1: 0,0%
	P2: 24,437330	P2: 0,0%	P2: 0,012575	P2: 0,0%
	P3: 16,291555	P3: 0,0%	P3: 0,004670	P3: 0,0%

NOTA: En 2019 se mantienen los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero.

(*) Variación con respecto a peajes anteriores: BOE nº 314; 27 de diciembre de 2017.

Fuente: BOE nº 308; 22 de diciembre de 2018.

Figura 4.1 Tarifa con discriminación horaria 3.0A.

Los parámetros $precio_c$ y $precio_v$, son, respectivamente, el precio de compra de la energía de la red y el precio de venta del excedente de energía a la red. Estos datos se han obtenido de CNMC para cada MWh, por ello se divide entre 1000 para pasarlo a cada kWh, el parámetro $precio_c$ tiene hecha dicha conversión dentro del documento usado para hacer la simulación y se divide entre 4 para obtener intervalos de 15 minutos.

El parámetro $precio_{ev}$ es el precio de venta de la energía para la recarga de los VEs. Este dato se obtiene de la web ESIOS, e igualmente se obtienen para cada MWh, por ello se divide entre 1000 para obtener los precios para cada kWh y entre 4 para tener datos cada 15 min.

Con el dato $precio_{pcont}$ se ha definido el precio de la potencia contratada en cada instante de tiempo. Esto se hace así porque la tarifa de potencia contratada es la 3.0A que tiene discriminación horaria. Estos períodos horarios y sus precios se obtienen del IDAE y se obtienen para cada kW de potencia contratada y para cada 15 minutos. En la Figura 4.1 se representa el precio de la potencia y la energía según el periodo horario.

Para el cálculo de la amortización de la batería se han tenido en cuenta tanto el precio de la batería actual, $precio_{bat2020}$, como el precio de la batería dentro de 10 años, $precio_{bat2030}$ (vida útil de la batería), ya que se estima que la vida útil de la instalación será de unos 20 años. Para la batería elegida, 600 kWh, el precio en 2024 sería de unos 49800 €, mientras que en 2030 rondaría los 33000 €.

Así mismo, para el cálculo de la amortización de la instalación fotovoltaica se ha obtenido un precio medio según la potencia de la placa, $pPlaca$, así, con el número de placas de nuestra instalación y la potencia en vatios de cada una de ellas puede obtenerse el coste de adquisición del sistema fotovoltaico. El precio actual de un panel fotovoltaico es aproximadamente 1'2 €/W. Este proyecto cuenta con 2450 placas de 360 W, por tanto su coste sería de 1058400 €.

- **Ecuación de balance:** Se fuerza a que la suma de la potencia comprada a la red, más la potencia de descarga de la batería y la potencia que da la instalación fotovoltaica sea igual en cada instante de tiempo a la suma de la potencia vendida a la red, la potencia de descarga de la batería, la potencia demandada por los VEs y la potencia que consume el recinto comercial.

$$P_{redc}(t) + P_d(t) + P_{pv}(t) = P_{redv}(t) + P_c(t) + P_{ev}(t) + P_{cons}(t) \quad \forall t \quad (4.1)$$

- **Ecuación del SoC:** Modela el estado de carga de la batería, teniendo en cuenta el estado de carga anterior y los rendimientos de carga y de descarga. Este valor se calcula para cada instante de tiempo en intervalos de 15 minutos.

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{P_c(t) * \eta_c}{4} - \frac{P_d(t)}{\eta_c * 4} \quad \forall t \quad (4.2)$$

Usando el solver de GAMS se puede llegar a una solución óptima. Mediante dicho solver, se computan unas variables, dependiendo del caso de estudio, que minimiza los costes teniendo como restricciones las ecuaciones anteriores

Con este modelo de optimización se realizarán diversos estudios cambiando en cada caso la variable a optimizar. Como resultado final se buscará el escenario óptimo global donde se optimicen todas las variables obteniendo el coste mínimo de la instalación.

5 Resultados

En este capítulo se mostrará y analizarán los resultados de la simulación planteada, así como el modelado de distintas versiones en busca de un escenario óptimo que consiga minimizar los costes de explotación de la instalación comprendida por el centro comercial, la implementación de un sistema de paneles fotovoltaicos, un sistema de almacenamiento de energía y puntos de recarga para VE.

La simulación se realizará en intervalos de 15 minutos para obtener una mayor exactitud al estudiar la recarga de VEs, sobre todo la recarga rápida. Así se pueden tener en cuenta los picos de potencia para que puedan ser gestionados por el sistema de almacenamiento de energía (SAE).

Este estudio se realiza a lo largo de un año con la información real obtenida, sin embargo, hay datos que han tenido que ser extrapolados para poder realizar la simulación de un año completo, al no disponer de los datos suficientes para su estudio, como puede ser el caso del precio de venta de energía para la recarga de VEs.

5.1 Situación inicial

Para la situación inicial no se considera la existencia de un sistema fotovoltaico ni del sistema de almacenamiento de energía. Se tiene en cuenta la curva de demanda del recinto comercial así como el consumo de energía de los VE, ambos parámetros se presentaron en el capítulo 4. El coste de la energía se ha obtenido a través del precio del mercado mayorista del CNMC por cada kWh y se ha calculado a partir de este el precio para cada MWh.

Tabla 5.1 Parámetros Situación Inicial.

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

Se toma un día típico de mayo para la representación del precio horario. Como se observa en la Figura 5.1 se presentan dos picos uno por la mañana y otro a última hora del día, habiendo dos momentos del día en el que el precio es menor, durante la noche y en las primeras horas de la tarde.

Del mismo modo, en la Figura 5.2 se representa la retribución recibida por la venta de energía para la recarga de VEs. Donde se observa como dicha retribución sigue el mismo patrón que el precio de la energía.

El cálculo del coste se obtiene al sumar todos los consumos del centro comercial, que serían el consumo del propio recinto y el coste de la energía destinada a la recarga de VEs, a esto hay que restar la venta de energía para dicha recarga.

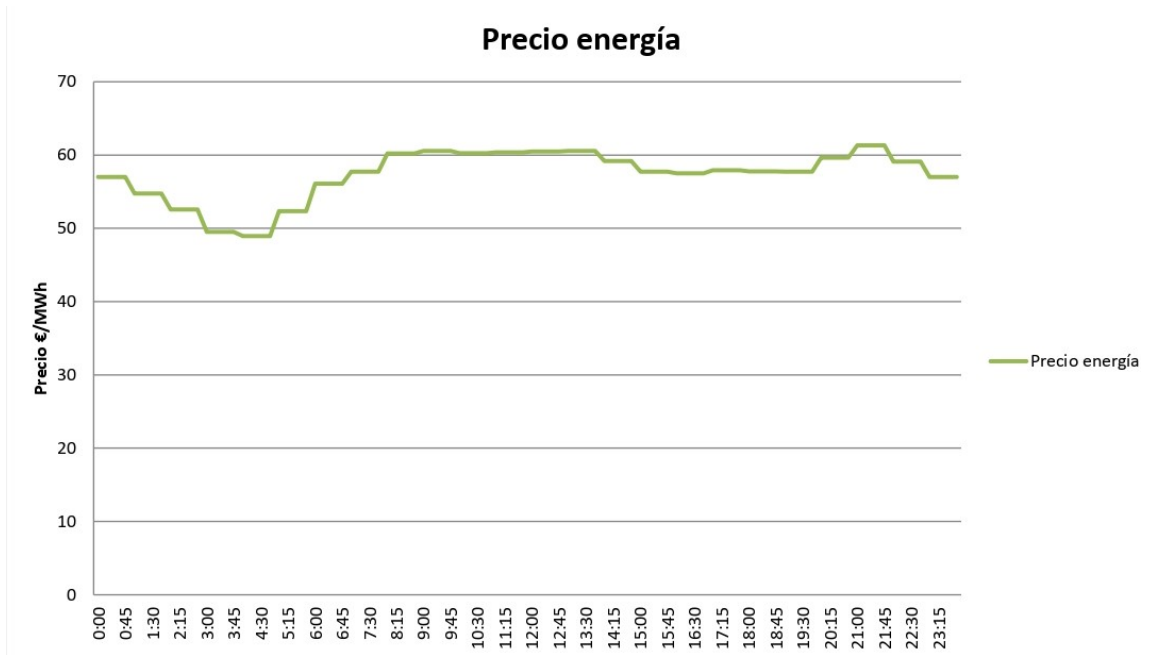


Figura 5.1 Precio de compra de un día de mayo [30].

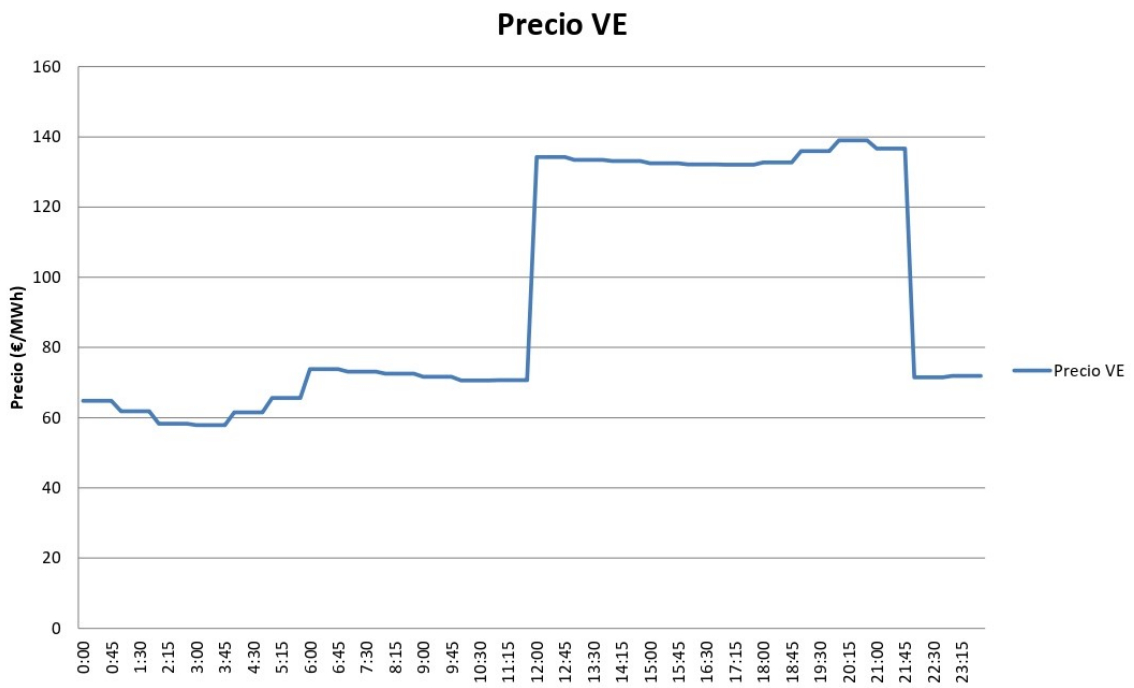


Figura 5.2 Precio VE de un día de mayo [3].

Tabla 5.2 Resultado situacion inicial.

	Coste de la Energía (€)
Año	133666.59

En la Tabla 5.2 se presentan el resultado para esta versión de la simulación, el coste de la energía para este caso.

Tabla 5.3 Parámetros Situación 5.2.

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

5.2 Situación inicial con SAE y sin PV

Ahora se pasa a estudiar qué ocurre con los costes asociados a la energía consumida añadiendo a la situación anterior un sistema de baterías. En la Tabla 5.3 se representan las variables a tener en cuenta para esta situación. Para esta sección no se tiene en cuenta el coste de amortización del SAE.

En este apartado se estudia el impacto de implementar un sistema de almacenamiento de energía que la acumule en las horas del día en el que el precio sea más bajo y pueda ser utilizada tanto para el consumo del propio recinto como para abastecer la recarga de los VEs en las horas donde el precio de la energía sea mayor. Para ello, existe un modelo de optimización creado para la optimización de la carga y la descarga del SAE. Observando la Figura 5.3 y la Figura 5.1 se aprecia como la batería se carga en los momentos donde el precio de la energía es menor para descargarse cuando el precio es mayor.

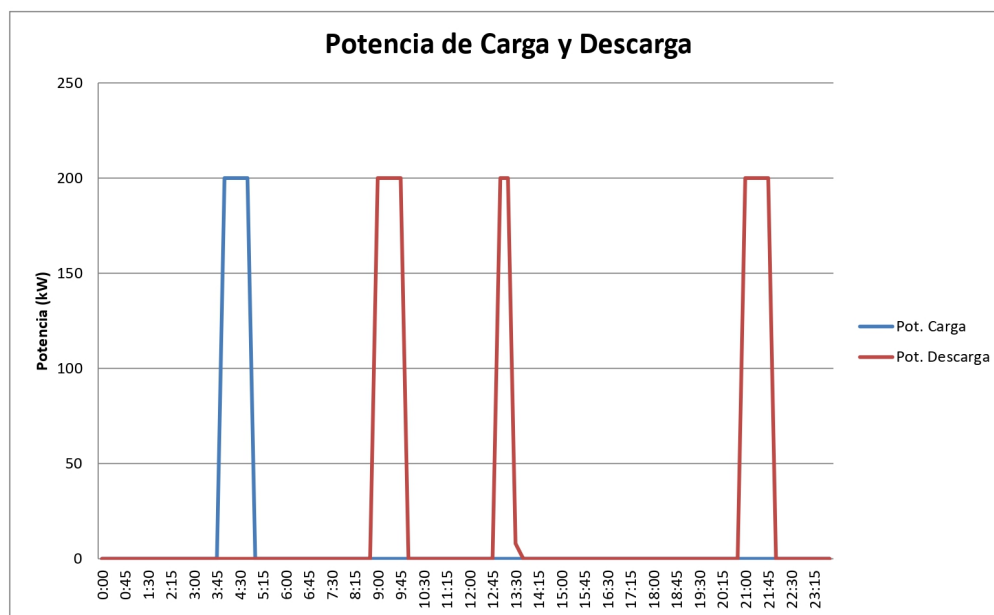


Figura 5.3 Potencia de carga y descarga de un día genérico.

De ese modo, el coste de energía se reduce, como se puede observar en la Tabla 5.4.

Se aprecia como el ahorro frente a la situación inicial supone un 1'34%.

Tabla 5.4 Resultado situación con SAE.

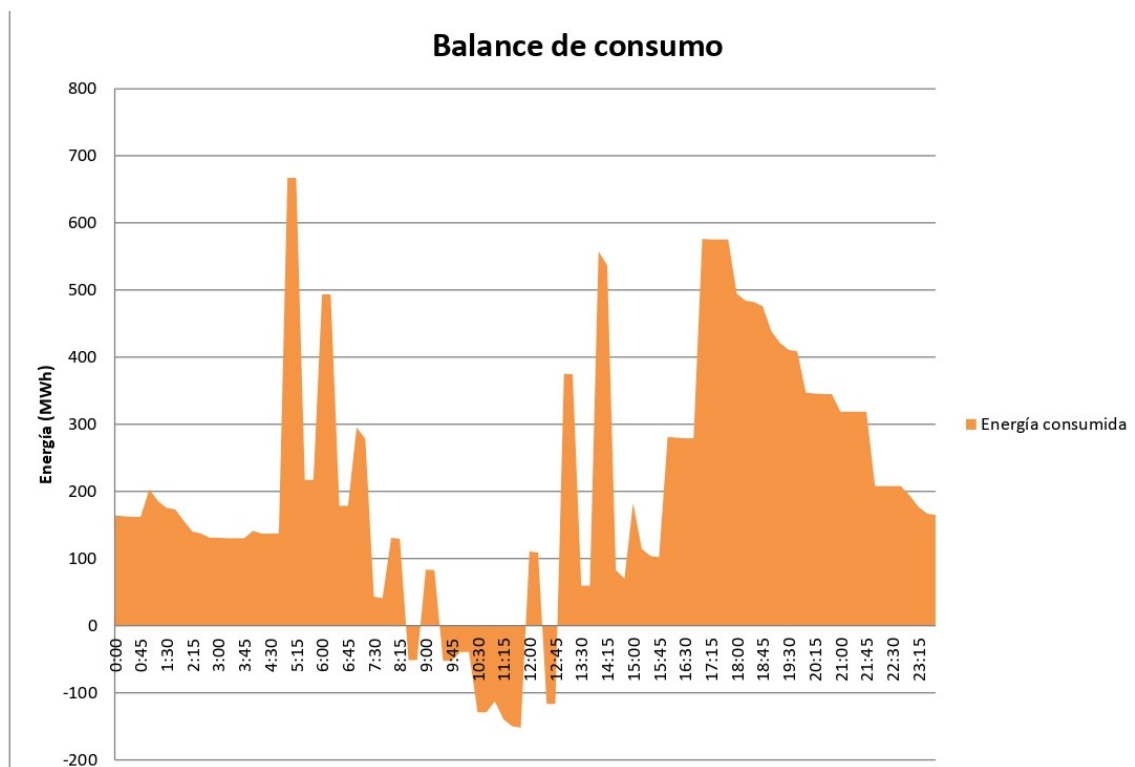
	Coste de la Energía (€)	Ahorro (%)
Año	131869.50	1.35

5.3 Situación inicial sin SAE y con PV

En este apartado aún no se estudia la optimización de ninguna de las variables. Los parámetros a tener en cuenta se muestran en la Tabla 5.5. Para este caso se tiene en cuenta la instalación de paneles fotovoltaicos como la que se expone en el apartado 3.3 que ayudan a abastecer la demanda de energía del establecimiento y de la recarga de los VEs. Para esta sección no se tiene en cuenta el coste de amortización de los paneles fotovoltaicos.

Tabla 5.5 Parámetros Situación 5.3.

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

**Figura 5.4** Balance de consumo de un día de mayo.

Para este supuesto, el excedente de energía solar se vierte a la red sin ningún tipo de retribución, quedando el balance de energía para un día promedio de mayo con momentos del día en los que el consumo de energía es negativo, como puede apreciarse en la Figura 5.4. Así mismo, puede comprobarse que las horas del día donde se produce este valor negativo del consumo pertenece a las horas centrales del día donde la producción solar es mayor. También cabe comentar que este balance negativo se produce al tratarse de un sistema fotovoltaico de gran tamaño. Así, para dichas

horas del día tanto la recarga de vehículos eléctricos, como el consumo de las instalaciones queda abastecido por energía renovable.

Finalmente, es muy importante comentar la disminución del coste de energía al incluir la producción solar, como se aprecia en la tabla de resultados. Gracias a la implementación del sistema fotovoltaico se consigue reducir los costes en un 60'26% respecto a la situación inicial.

Tabla 5.6 Resultado situación con PV.

	Coste de la Energía (€)	Ahorro (%)
Año	52407.36	60.26%

5.4 Situación inicial con SAE y PV

En esta sección se hace un estudio conjunto de los dos apartados anteriores, para ello se tiene en cuenta que la potencia del sistema de almacenamiento de energía es de 200 kW y su capacidad de 600 kWh.

Tabla 5.7 Parámetros Situación 5.4.

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

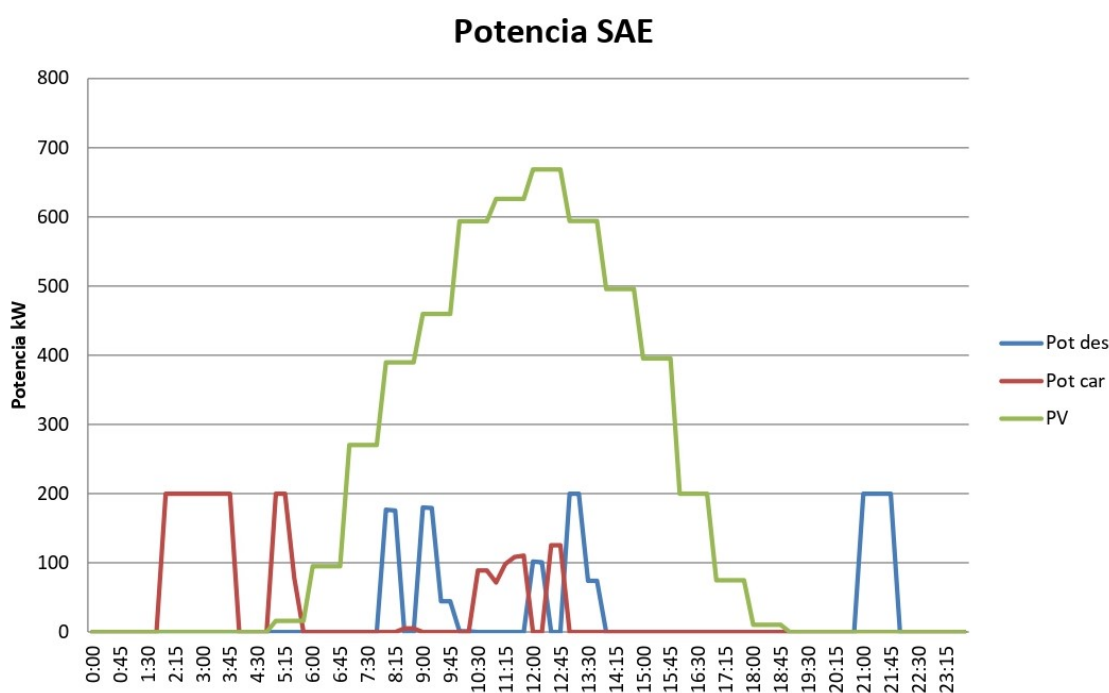


Figura 5.5 Curvas de carga y descarga de la batería en función del PV.

Haciendo un análisis del comportamiento del SAE en función de la radiación solar y en función del precio de la energía, como se aprecia en la Figura 5.5 y en la Figura 5.6, se puede ver cómo la batería se carga tanto en las horas donde el precio de la energía es menor, como ocurre en las horas de la madrugada, como cuando la producción solar es muy alta y excede el consumo necesario

para abastecer el edificio y los centros de recarga de VEs, este es el caso de las horas centrales del día. Y se descarga cuando el precio de la energía es mayor y además la producción solar no puede suministrar toda la energía que se consume, esto suele aparecer en las últimas horas del día.

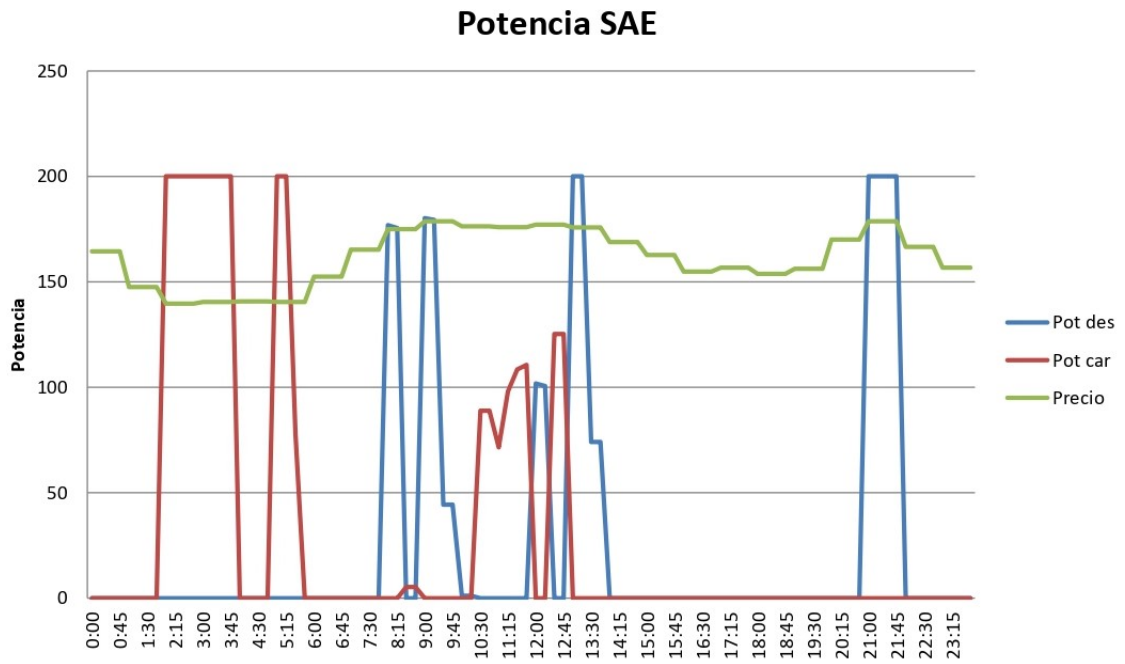


Figura 5.6 Curvas de carga y descarga de la batería en función del precio de la energía.

Además, en la Figura 5.7, se puede ver la variación del estado de carga de la batería para cada momento.

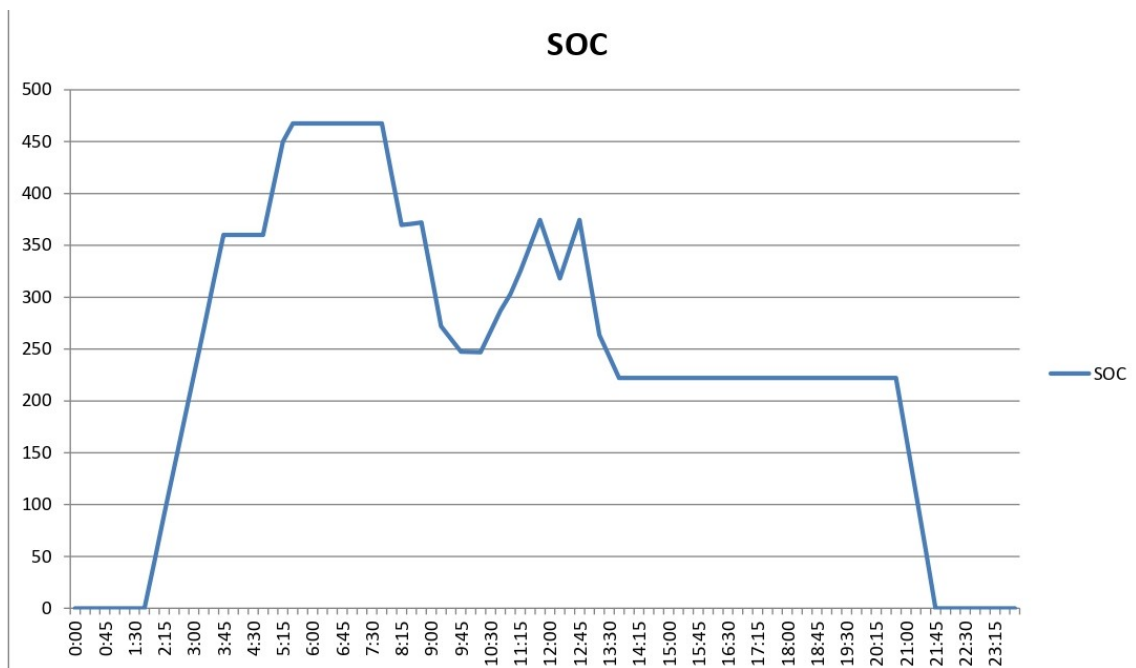


Figura 5.7 Curva del SOC.

También puede observarse que la energía producida por el sistema fotovoltaico es mucho mayor

que la energía que puede acumularse en la batería, el estudio de la optimización de la potencia del sistema de almacenamiento de energía se estudiará en posteriores apartados.

Por último, en lo referente a la nueva situación económica se puede observar en la Tabla 5.8, que los costes de energía consumida han bajado con respecto a la situación en la que sólo se tiene en cuenta una de las dos opciones. Al combinar ambos elementos el ahorro frente a la situación inicial es de un 60'8%. Para esta sección no se ha tenido en cuenta el coste de amortización de los equipos.

Tabla 5.8 Resultado situación con PV y SAE.

	Coste de la Energía (€)	Ahorro (%)
Año	47479.43	60.8

5.5 Venta del Excedente de Energía a la Red Eléctrica

Los parámetros a estudiar en este apartado se encuentran reflejados en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9 Parámetros a optimizar con venta de energía.

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

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, completa el marco regulatorio sobre autoconsumo, además se distinguen varias modalidades de autoconsumo.

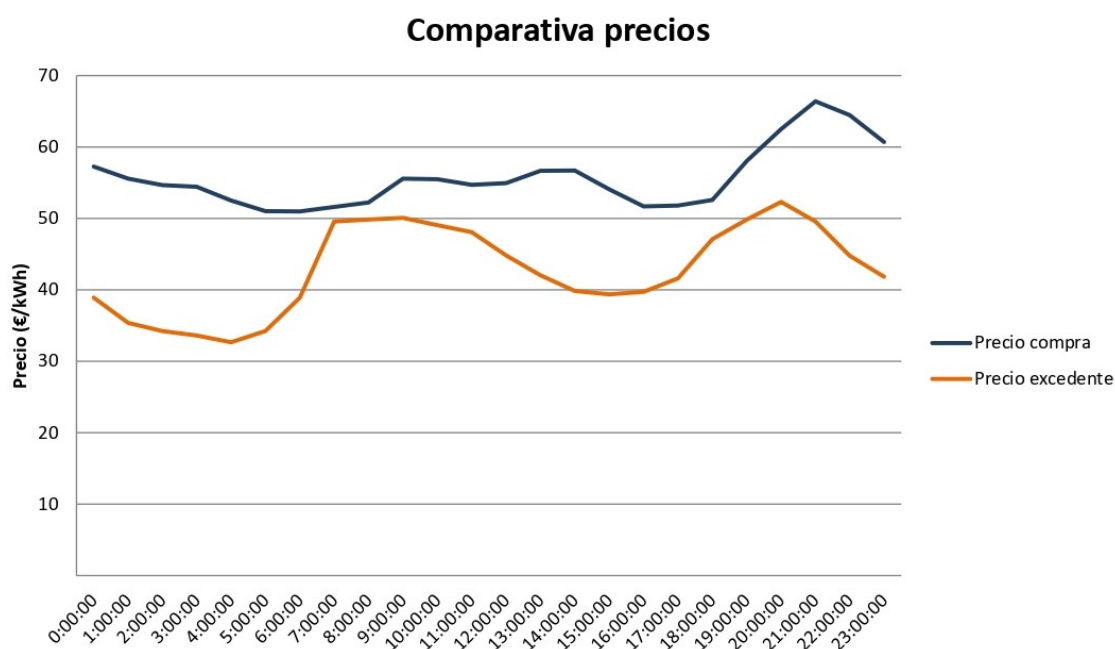


Figura 5.8 Comparativa precio compra y venta de energía.

En la modalidad de autoconsumo con excedentes la energía que no se autoconsume de forma instantánea se vuelca a la red de manera que al final del periodo de facturación (como máximo un

mes) el valor de esa energía excedentaria se compensará en la factura del consumidor [5].

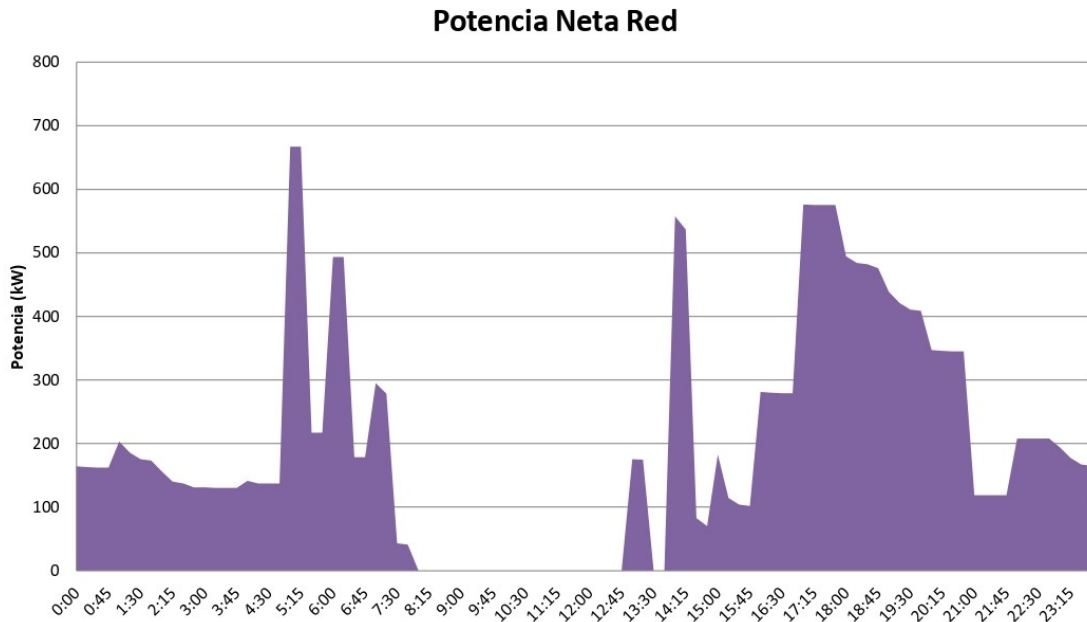


Figura 5.9 Potencia Neta Red.

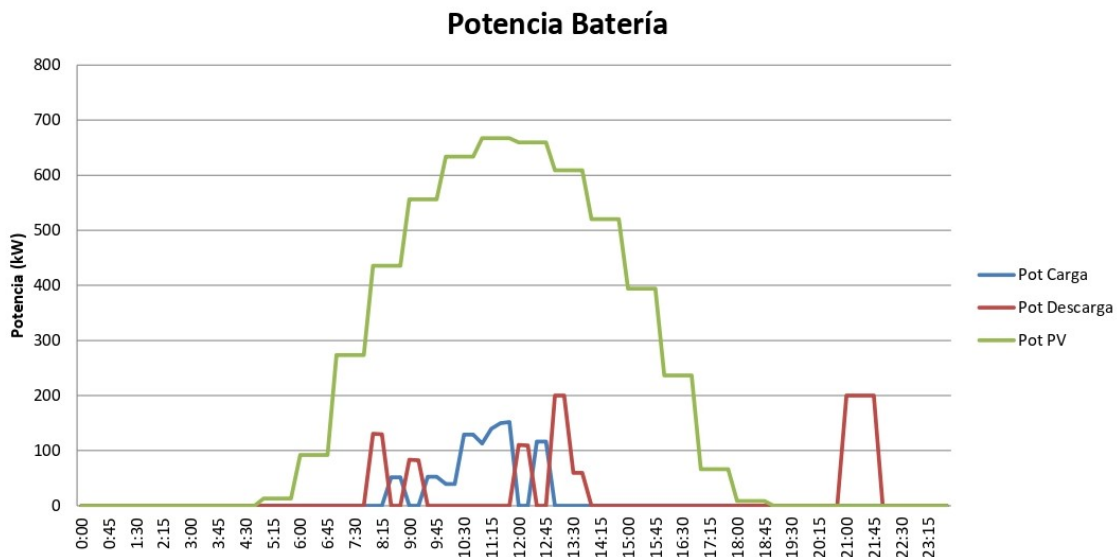


Figura 5.10 Potencia carga y descarga del SAE y potencia aportada por PV.

El precio al que se retribuye la energía excedentaria es publicado por Red Eléctrica de España (REE), dicho precio es inferior al de compra de energía, como se ve en la Figura 5.8 que representa un día tipo de primavera. Esta diferencia se debe a que no incluye tasas por peajes.

Como esta normativa es relativamente nueva no se conocen los datos de precio anual al que se compensa el excedente de energía, por ello se ha hecho un estudio de un día tipo sobre la diferencia entre el precio al que se compra la energía y el precio al que se paga el excedente. Con estos datos es posible extraer un coeficiente horario que relacione ambos precios y extrapolando se obtiene un precio horario del precio de retribución del excedente de energía por autoconsumo para el año completo.

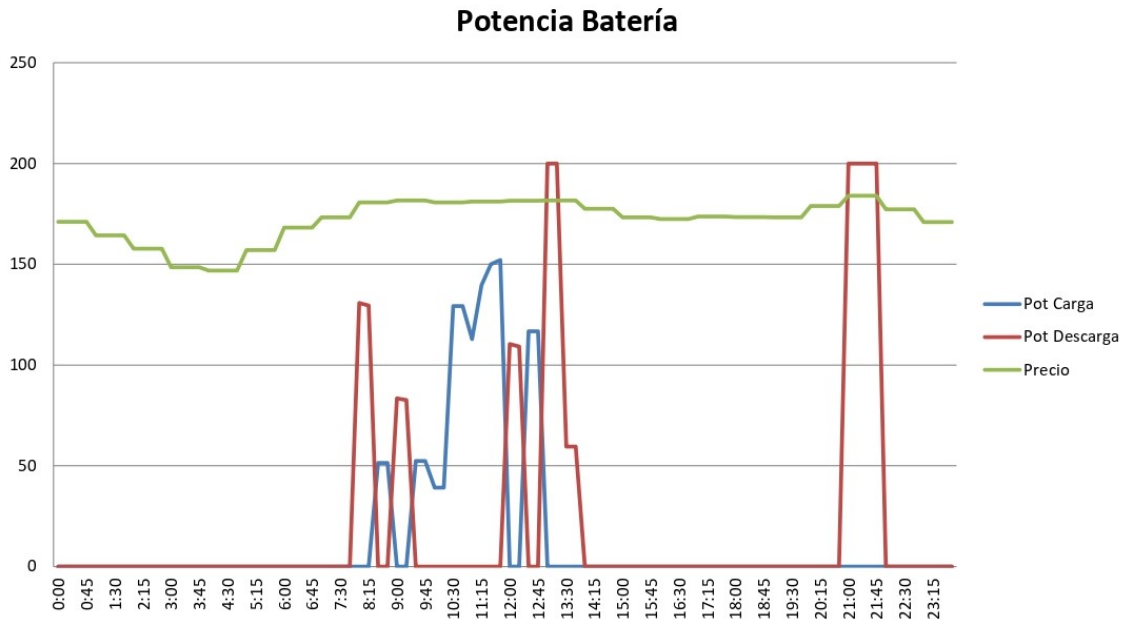


Figura 5.11 Potencia carga y descarga del SAE y precio de la energía.

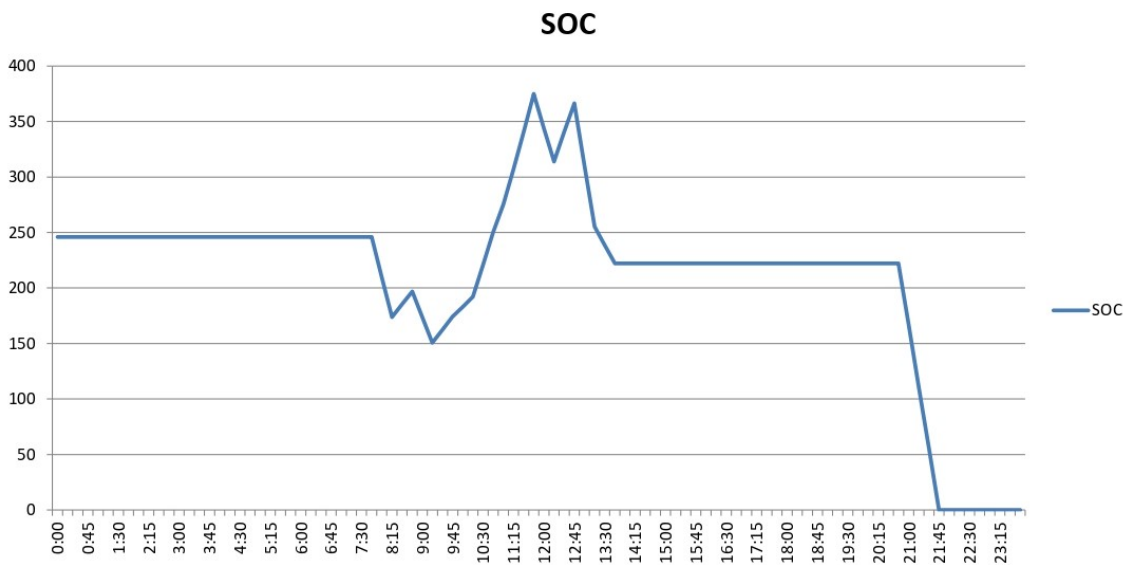


Figura 5.12 Estado de la batería con venta de energía.

Resulta de interés visualizar la potencia neta aportada por la red al incluir la la venta de excedente. Como se observa en la Figura 5.9, hay días en los que no hay ni compra ni venta de energía, esto se debe a que la potencia consumida se abastece con la potencia generada por la instalación fotovoltaica y por la potencia dada por la batería. Esto puede observarse en la Figura 5.10 y en la Figura 5.11, donde se representa la potencia de carga y de descarga de la batería en función de la energía fotovoltaica producida y del precio de compra de la energía respectivamente. Además puede observarse el estado de la batería en la Figura 5.12.

Finalmente se hace un estudio económico con los efectos de incluir la venta de energía excedentaria de la instalación fotovoltaica, los resultados se recogen en la Tabla 5.10. Al añadir la venta de energía excedentaria supone una reducción de costes del 3'9% respecto a la situación anterior sin venta de energía y un 64'5% respecto a la situación inicial. Para esta sección sigue sin tenerse en cuenta el

coste de amortización de los equipos adquiridos.

A la vista de los resultados puede afirmarse que la venta de energía no supone beneficio frente a la inyección de energía a la red sin retribución, ya que la mayor parte del excedente se almacena en el SAE para su posterior uso en las horas donde el precio de la energía es mayor.

Tabla 5.10 Resultado situación con PV y SAE con venta de excedente.

	Coste de la Energía (€)	Ahorro (%)
Año	47479.41	64.5

5.6 Comparativa de casos sin amortización

Llegado este punto resulta de interés realizar una comparativa entre los diferentes casos vistos hasta ahora sin tener en cuenta la amortización de los equipos adquiridos.

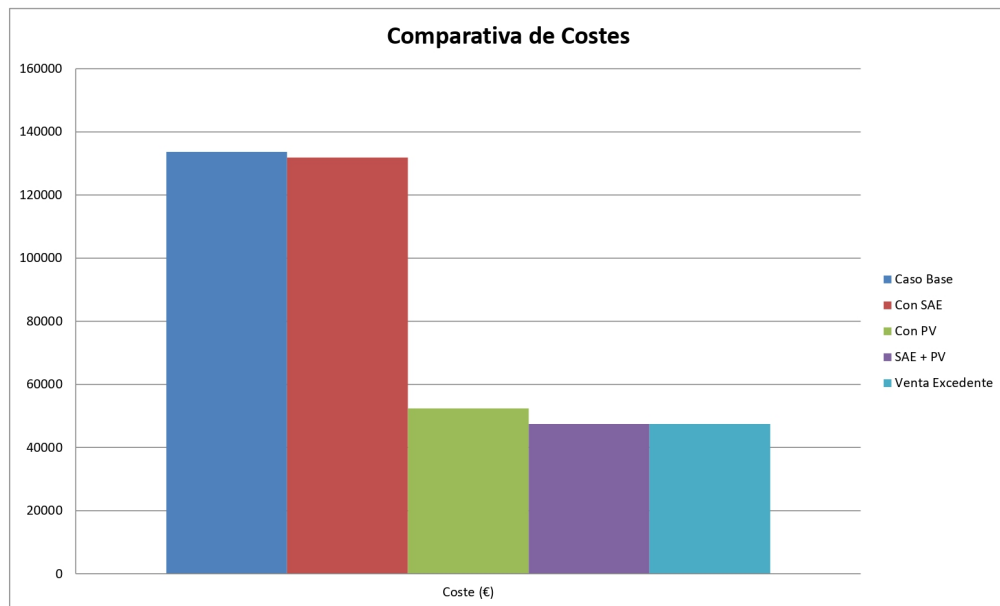


Figura 5.13 Comparativa costes sin amortización.

En la Figura 5.13 se aprecia como la reducción significativa de los costes ocurre al implementar el sistema de generación fotovoltaica que se encarga de abastecer parte del consumo del centro comercial y de los puntos de recarga de VEs.

Los siguientes apartados se realizarán teniendo en cuenta la venta de energía excedentaria.

5.7 Amortización de PV y SAE

En los apartados anteriores se ha visto una reducción del coste asociado a la energía consumida por la instalación comercial con respecto a la situación inicial en la que no se tenía en cuenta ni la implementación de una instalación fotovoltaica ni del sistema de almacenamiento de energía. Sin embargo, estos equipos tienen un coste de adquisición inicial, este coste no se ha tenido en cuenta en los anteriores capítulos, pero para realizar un análisis que se asemeje más a la realidad en cuanto a la reducción de costes, es necesario tener en cuenta este coste y su amortización.

La determinación del tiempo de amortización de los equipos se realizará a partir de la vida útil de dichos equipos. La vida útil de una instalación fotovoltaica oscila entre 20 y 25 años. Mientras que para un sistema de almacenamiento de energía será de unos 10 años aproximadamente.

A partir de estos datos, se ha decidido hacer un cálculo de la amortización para 20 años, teniendo en cuenta que se necesitará sustituir el sistema de almacenamiento de energía al transcurrir los 10 primeros años de la instalación.

Para el cálculo de la amortización es necesario conocer el coste inicial de la instalación fotovoltaica y del sistema de almacenamiento de energía, dichos datos fueron especificados en los Capítulos 3.3 y 3.4, respectivamente.

Con todo esto se vuelve a hacer un estudio de optimización de costes, los resultados se muestran en Tabla 5.11.

Tabla 5.11 Resultado incluyendo amortización de equipos.

	Coste de la Energía y Amortización (€)	Ahorro (%)
Año	135178.64	-1.13

Se puede observar que al añadir la amortización, el coste asociado tanto a la energía consumida por la instalación como a la amortización de los nuevos equipos adquiridos, es incluso superior al coste asociado a la energía consumida en la situación inicial, concretamente este coste aumenta en un 1'13%.

En posteriores secciones se estudiará la posibilidad de optimizar diferentes parámetros con el objetivo de seguir minimizando el coste de la energía consumida por las instalaciones comerciales incluyendo la amortización de equipos.

5.8 Optimización de la Potencia Contratada

En la Tabla 5.12 se muestran los parámetros a optimizar en este apartado.

Tabla 5.12 Parámetros a optimizar en punto 5.8.

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

En esta sección se buscará un valor óptimo para la potencia contratada. Este valor afecta al coste de la energía a través del término de potencia, esto es el precio que debe abonarse por potencia contratada (€/kW).

La potencia contratada debe abastecer tanto el consumo del centro comercial como los puntos de recarga de vehículos eléctricos, los de recarga rápida y los de recarga lenta. El pico de potencia consumida por las instalaciones es alrededor de 560 kW, como puede apreciarse en Figura 5.14. En cuanto a la potencia necesaria para abastecer los puntos de recarga de los VE, se tienen 10 puntos

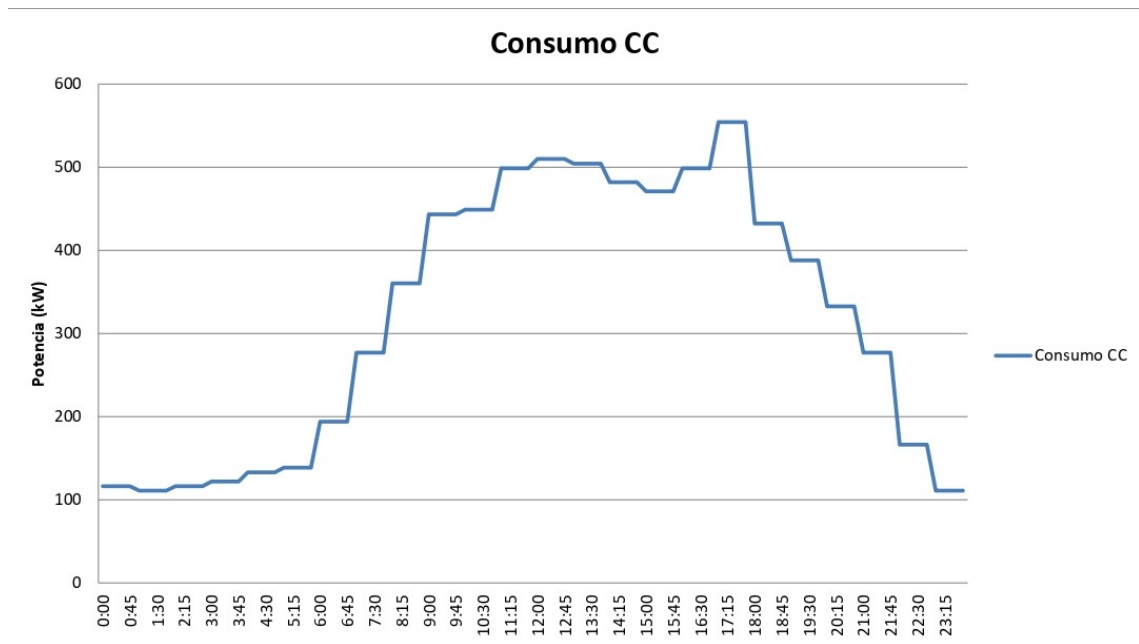


Figura 5.14 Potencia consumida por centro comercial.

de recarga rápida de 50 kW, lo que supone un total de 500 kW y 52 puntos de recarga lenta de 3'2 kW, lo que se traduce en, aproximadamente, 170 kW. Por tanto, la potencia máxima contratada se estima en 1250 kW. Sin embargo, este no es el valor óptimo, ya que al disponer de sistemas de almacenamiento de energía y una instalación fotovoltaica que puedan abastecer parte de la energía consumida la potencia contratada puede disminuirse.

Por otro lado, el término por potencia depende del tipo de establecimiento que se conecta a la red, en el caso de una instalación comercial con peaje de acceso a baja tensión y potencia mayor de 15 kW le corresponde la tarifa 3.0A, dicha tarifa se divide el precio de la potencia en tres periodos diferentes, cuyos precios se encuentran publicados en el IDAE.

Con estos datos se realiza una nueva simulación para obtener una potencia contratada óptima que minimice los costes. Los resultados para la potencia de carga y descarga de la batería y el SOC pueden apreciarse en las Figura 5.15, Figura 5.16 y Figura 5.17.

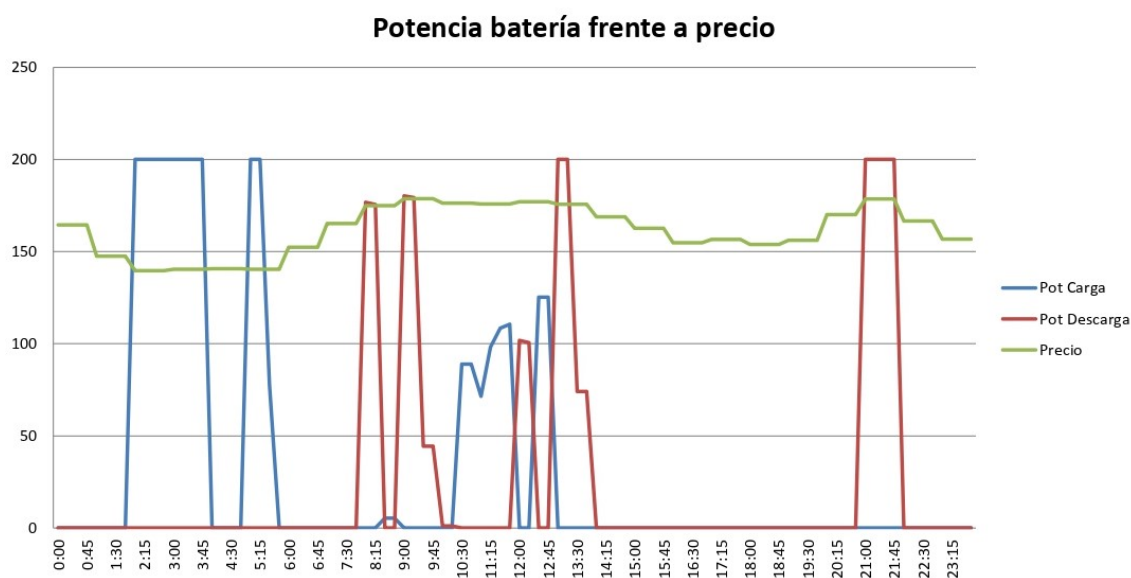
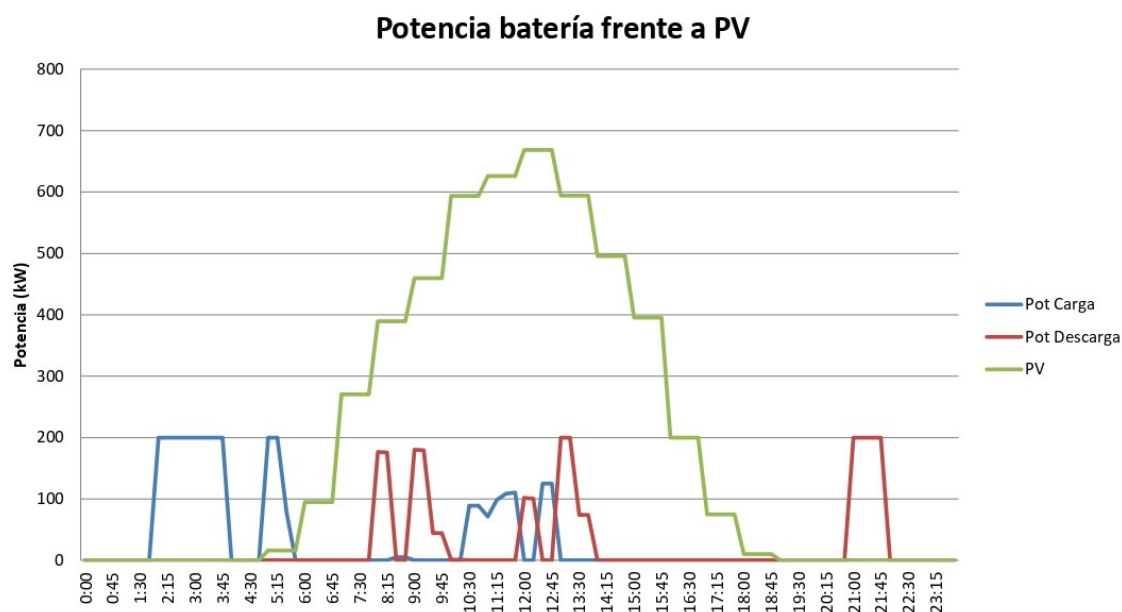
En este nuevo escenario se obtiene una potencia contratada que minimiza los costes de energía, en la Tabla 5.13 se puede observar que la potencia contratada es inferior a la potencia que se había estimado.

Tabla 5.13 Potencia contratada óptima.

	Potencia Contratada
kW	875.54

Del mismo modo, en la Tabla 5.14 se aprecia un ligero descenso del coste asociado al consumo de energía y a la amortización debido a esta disminución de la potencia contratada. Esto se debe a que parte de la energía necesaria para abastecer el centro comercial y los VEs es aportada por la instalación fotovoltaica y por tanto la potencia contratada necesaria es menor. Con esta reducción de la potencia contratada se reduce el coste de la energía por término de potencia.

Gracias a que la potencia contratada está optimizada se consigue un incremento del ahorro del 5'8% respecto al caso base, lo que se traduce en un aumento del ahorro del 6'85% con respecto



al caso anterior en el que se disponía de los equipos y se tenía en cuenta la amortización de los mismos.

Tabla 5.14 Resultado con potencia contratada óptima.

Año	Coste de la Energía y Amortización (€)	Ahorro (%)
	125924.64	5.8

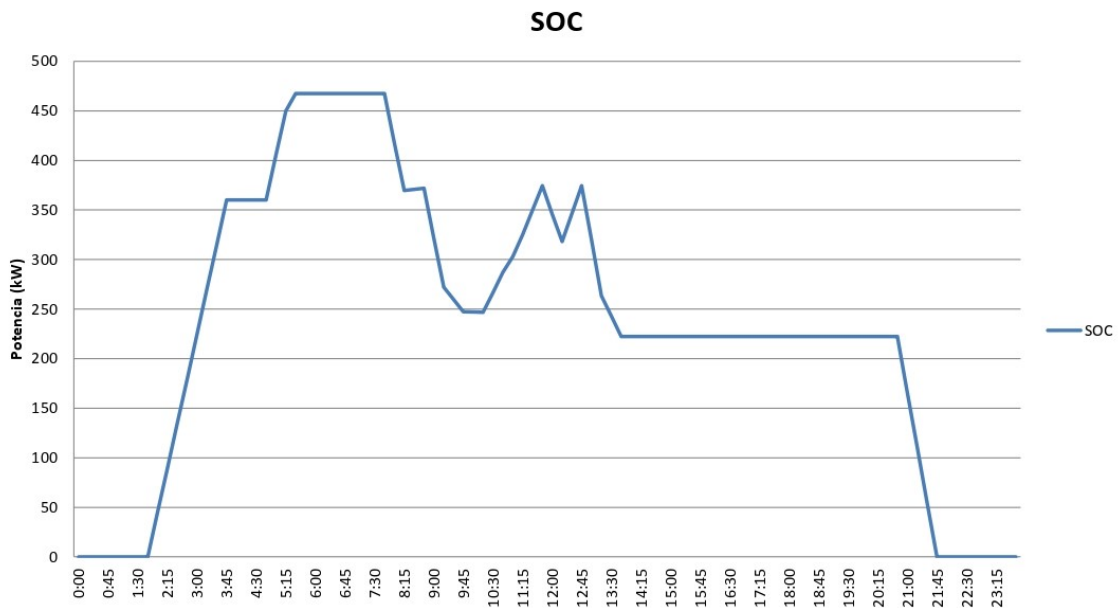


Figura 5.17 SOC para el caso de optimización de potencia contratada.

5.9 Optimización de SAE

En la Tabla 5.15 se presentan los parámetros a optimizar en esta sección.

Tabla 5.15 Parámetros a optimizar en 5.9.

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

En este apartado se analiza la capacidad óptima del sistema de almacenamiento de energía, teniendo en cuenta la venta de excedente de energía y la amortización de equipos.

Con este análisis se podrá comprobar si almacenar más energía cuando el precio de la misma es menor, tiene una menor repercusión en el coste que disminuir la capacidad del sistema de almacenamiento de energía y por lo tanto su coste de adquisición.

Resulta de interés mostrar la curva de carga y descarga de la batería, así como el estado de carga, esto se puede observar en las Figura 5.18, Figura 5.19 y Figura 5.20.

Se puede ver como la capacidad del sistema de almacenamiento de energía necesaria es menor que la estimada en un principio.

A continuación en la Tabla 5.16 se muestran los resultados obtenidos al optimizar la capacidad del SAE, así como el coste mínimo asociado. Como la capacidad necesaria es menor el coste de inversión disminuye y por tanto también se reduce el coste total de la instalación (coste de la energía y amortización). Sin embargo, el coste con respecto al caso base aumenta en un 0'63%, pero con respecto al caso de adquisición de equipos con sus correspondientes amortizaciones, optimizar la capacidad del SAE hace que los costes se reduzcan en un 0'5%.

Tabla 5.16 Resultado con SAE óptimo.

	Coste (€/año)	Ahorro (%)	Potencia (kW)	Capacidad (kWh)
SAE óptimo	134509.71	-0.63	111.8	335.4

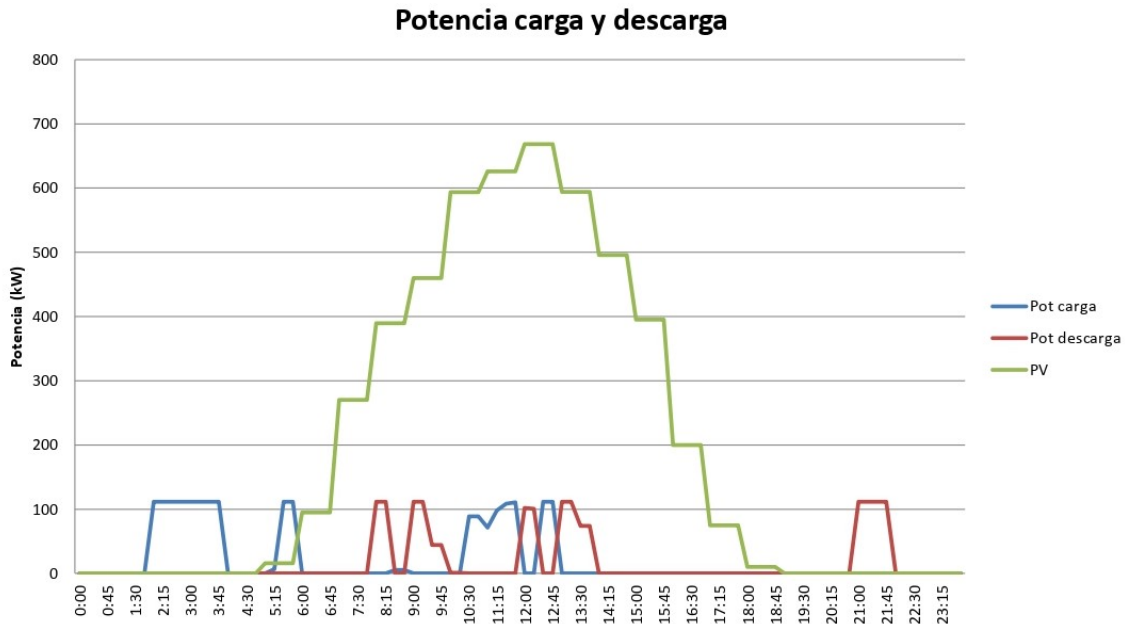


Figura 5.18 Potencia de la batería con SAE óptimo respecto a PV.

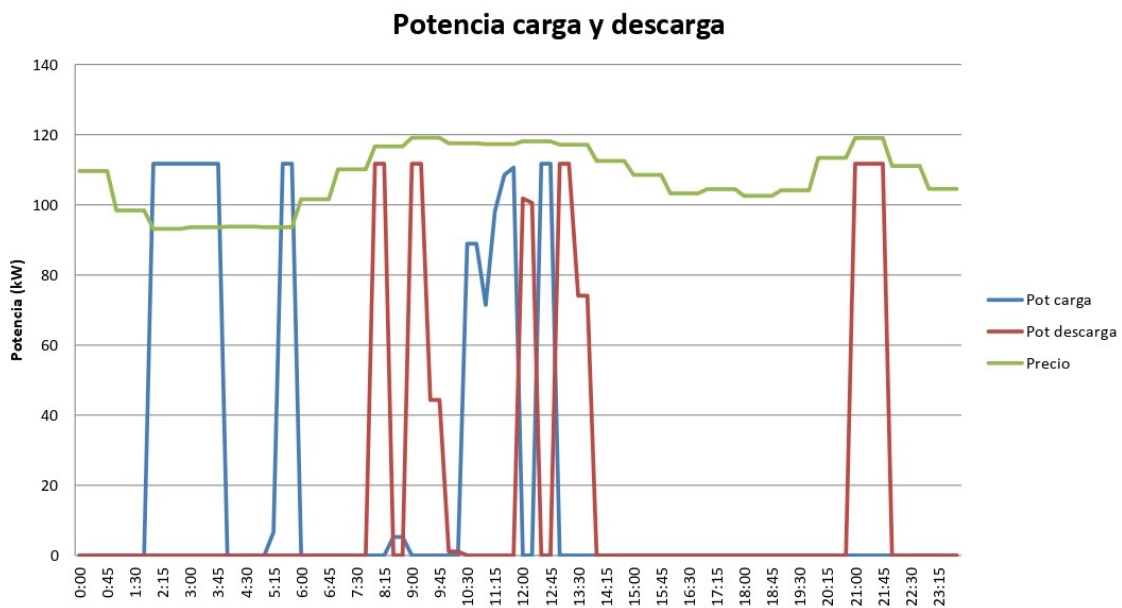


Figura 5.19 Potencia de la batería con SAE óptimo respecto al precio.

Al observar los resultados de la optimización de la potencia contratada y el sistema de almacenamiento de energía por separado, se llega a la conclusión de que el coste disminuye en ambos casos, por lo tanto en el posterior a partido se procederá a realizar una optimización global, de ambos sistemas a la vez.

5.10 Búsqueda del escenario óptimo

En este capítulo se procede a realizar un estudio optimizando tanto la potencia contratada como la capacidad del sistema de almacenamiento de energía. En la Tabla 5.17 se representan los parámetros

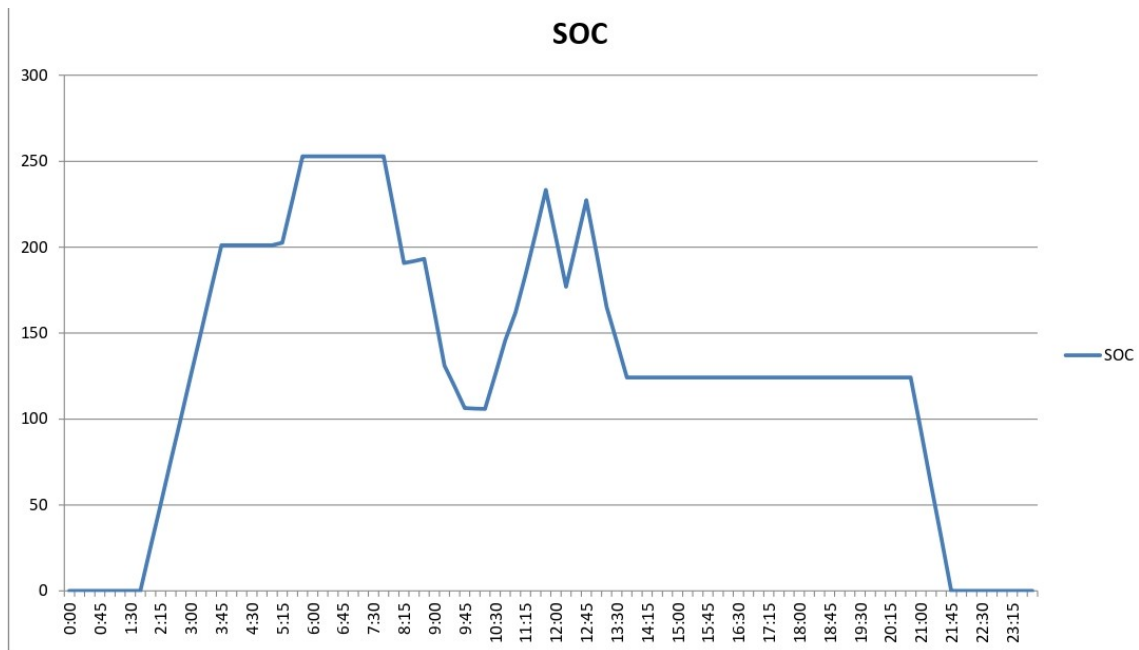


Figura 5.20 SOC con SAE óptimo.

a optimizar en esta sección.

Tabla 5.17 Parámetros a optimizar para búsqueda de escenario óptimo.

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

Al igual que en apartados anteriores se muestran los resultados del escenario óptimo comparando cómo actúa la batería en función de la producción de energía fotovoltaica y del precio de la energía, esto puede verse en las Figura 5.21 y Figura 5.22 respectivamente.

Puede observarse como la batería se carga cuando el precio de la energía es más bajo y cuando se tiene más producción fotovoltaica. Y se descarga en los momentos en los que el precio de la energía es mayor y cuando no puede abastecerse en su totalidad con la producción solar.

También resulta de interés hacer un análisis del estado de carga de la batería, para ello se obtiene la Figura 5.23, donde se aprecia que la capacidad del sistema de almacenamiento de energía es mayor que la obtenida en apartados anteriores. Por tanto, al poder almacenar más cantidad de la energía producida por el sistema fotovoltaico esta instalación se aprovecha en mayor medida.

A continuación, se muestran los resultados de esta simulación en la Tabla 5.18. Como se observa en este caso serían necesarias 5 baterías de 100 kW y así la potencia contratada puede reducirse.

Tabla 5.18 Resultado con escenario óptimo.

	Coste (€/año)	Potencia (kW)	Capacidad (kWh)	Pot Contratada (kW)
Óptimo	123237.16	489.9	1469.7	585.6

Haciendo una comparativa entre la situación inicial sin sistema de almacenamiento de energía ni instalación fotovoltaica y el escenario óptimo con ambos sistemas se observa que hay una disminución de costes que supone un 7'8% y un 8'83% respecto al caso de adquisición de las máquinas teniendo en cuenta su amortización pero sin optimizar nada.

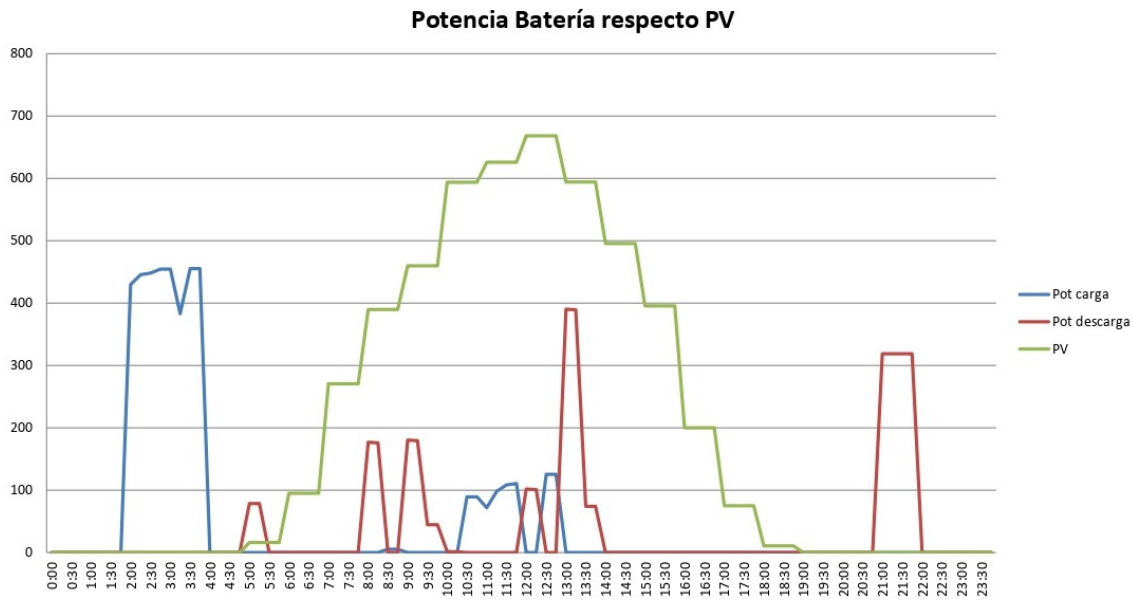


Figura 5.21 Potencia de la batería escenario óptimo respecto a PV.

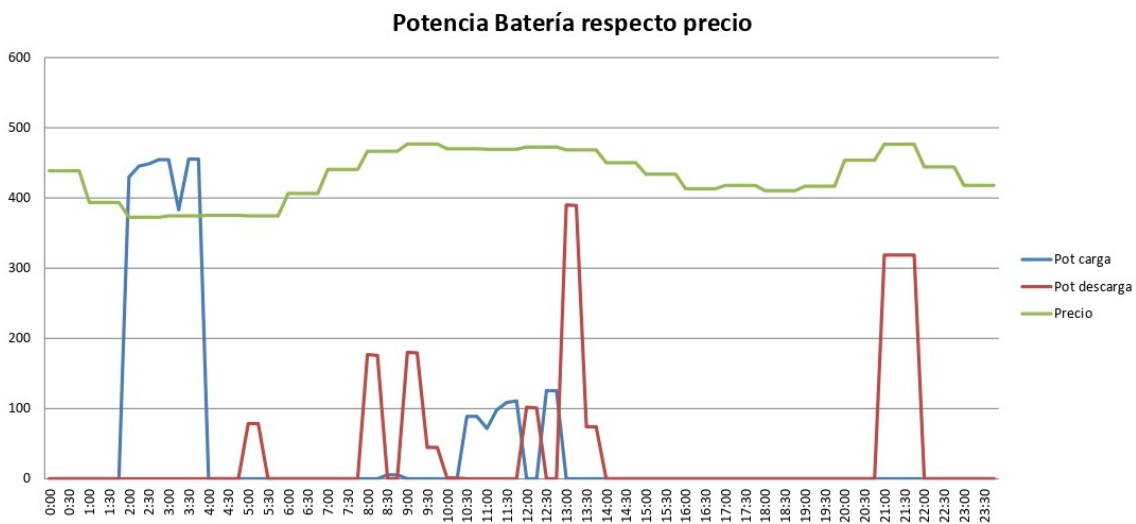


Figura 5.22 Potencia de la batería con escenario óptimo respecto al precio.

Tabla 5.19 Comparativa de escenarios.

	Coste (€/año)	Ahorro (%)
Situación inicial	133666.59	
Situación con equipos amortizados	135178.64	-1.13
Potencia contratada optima	125924.64	5.8
SAE óptimo	134509.71	-0.63
Escenario Óptimo	123237.16	7.8

En la Tabla 5.19 se hace una comparativa de todos los escenarios en los que se tiene en cuenta la adquisición de equipos y su amortización con el caso base.

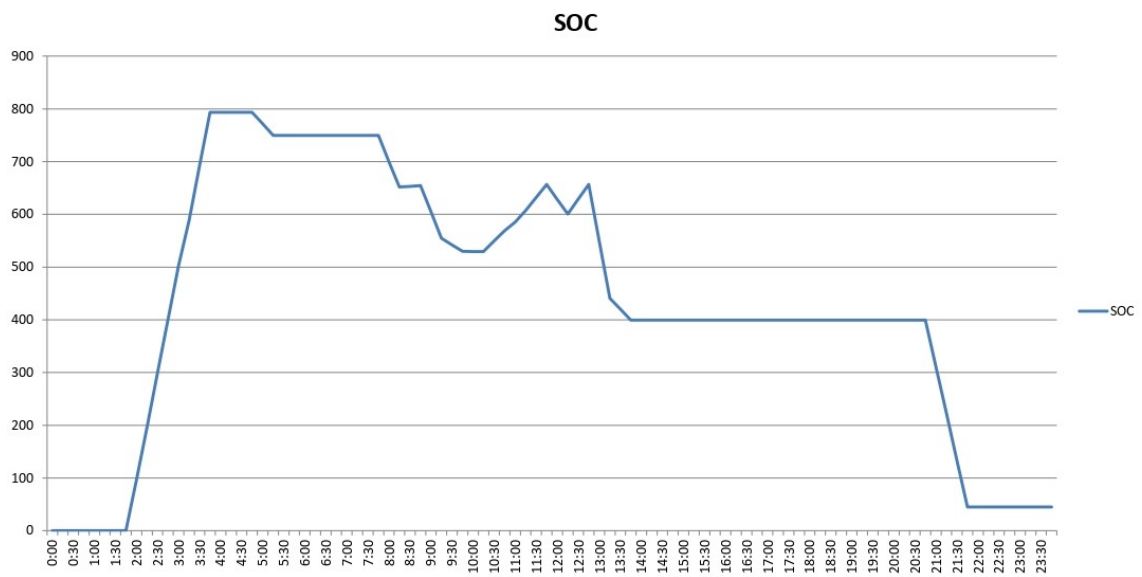


Figura 5.23 SOC con escenario óptimo.

6 Conclusión y Trabajos Futuros

En este trabajo se ha hecho un estudio de la integración de los VEs en recintos dedicados al comercio con una instalación fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía que de soporte a dicha integración. Para ello, se ha implementado un algoritmo de optimización que reduzca el coste de la energía consumida por el establecimiento comercial.

La primera parte de este estudio se hizo sin tener en cuenta los costes de amortización de los equipos. Con ello, al añadir un sistema de baterías al sistema inicial sin equipos, los costes energéticos se redujeron en un 1'34%. Esta disminución no es muy significativa, por tanto se pasó a estudiar la situación al añadir un sistema de generación fotovoltaica, con ello sí se produjo una importante reducción de costes, concretamente del 60'8% respecto a la situación inicial. Y al combinar ambos sistemas, la disminución de costes respecto al caso base es del 64'5%. Finalmente se propuso vender el excedente de energía a la red, lo que supondría un mayor descenso de los costes, sin embargo, este sistema no cuenta con mucho excedente de energía, por tanto la disminución de costes respecto al caso inicial sigue siendo del 64'5%. En la Tabla 6.1 se hace una comparativa de la reducción de costes entre el caso base y el resto de casos sin amortización.

Tabla 6.1 Comparativa de casos sin amortización.

	Coste (€/año)	Caso base (%)
Caso Base	133666.60	
Con SAE	131869.5	1'34
Con PV	52407.36	60'8
SAE + PV	47479.43	64'5
Venta de energía	47479.41	64.5

Luego se pasó a hacer un estudio de los costes teniendo en cuenta la amortización de los equipos obtenidos. En primer lugar, se usaron dos baterías de 100 kW de potencia y una capacidad de 300 kWh, por tanto se disponía en total de una potencia de 200 kW y una energía de 600 kWh. Al añadir los equipos de almacenamiento de energía y del sistema fotovoltaico a la situación inicial, se tiene un aumento de los costes de un 1'13%, debido al coste de amortización de ambos sistemas. Por tanto, se decide optimizar la capacidad del sistema de almacenamiento de energía, con ello se consigue reducir el aumento del coste con respecto al caso base en un 0'63%. Sin embargo, sigue sin ser rentable la implementación de ambos sistemas debido a su coste de amortización. Al optimizar la potencia contratada se consigue reducir los costes de energía en un 5'79%. Finalmente, se hace una búsqueda del escenario óptimo, intentando conseguir los valores de potencia contratada y capacidad del SAE que reduzcan al máximo los costes de energía del recinto comercial con respecto a la situación inicial, con ello, se obtiene una reducción del coste de un 7'8%. En la Tabla 6.2 se hace

un resumen de la comparativa antes descrita, y además se compara la reducción de costes entre sistemas teniendo en cuenta la amortización de equipos.

Tabla 6.2 Comparativa de casos con amortización.

	Coste (€/año)	Caso base (%)	Caso amortizado (%)
Caso Base	133666.60		
Añadiendo PV y SAE	135178.64	-1'13	
Optimización SAE	134509.71	-0'63	6.85
Optimización Potencia Contratada	125924.64	5'79	0.5
Escenario óptimo	123237.16	7'80	8.83

Hay que tener en cuenta que en un futuro esta rentabilidad será superior, ya que la tecnología usada será cada vez más avanzada. Del mismo modo, la tendencia a implementar dichas tecnologías será mayor, por tanto al haber más demanda los costes de estos equipos serán menores.

Además, al añadir el sistema de generación fotovoltaico y el almacenamiento de energía ayudan una mejor integración del VE, ya que además de ayudar a que no se sature la red eléctrica, fomenta el uso de energías renovables para el autoconsumo y con ello aplanar la curva de demanda de energía.

Cabe mencionar que para realizar este estudio no se han tenido en cuenta los gastos de mantenimiento de los sistemas implementados ni sus gastos de instalación, así como tampoco se ha considerado el coste de los puntos de recarga de los VEs. Asimismo, no se han incluido en el estudio las pérdidas de rendimiento de los equipos, aunque el proyecto abarca un límite de temporal de 20 años, que coincide con la vida útil de los equipos, por tanto las pérdidas de rendimiento no deberían ser muy notorias.

Como posibles trabajos futuros se puede ampliar este estudio haciendo una simulación con mayor profundidad pudiendo añadirse:

- Hacer un estudio económico más amplio añadiendo los gastos de instalación y mantenimiento de los equipos, así como el coste asociado a los puntos de recarga de los VEs.
- En este estudio se ha usado para la venta de energía para recarga de VEs el precio ofrecido por REE. Como posible trabajo futuro podría ser interesante actualizar dicho precio a un modelo de negocio cuyo objetivo sea obtener el máximo beneficio con la venta de energía para VEs.
- Profundizar en el estudio económico teniendo en cuenta la inflación y la actualización del valor del dinero en el futuro con respecto al presente.
- Hacer un estudio de cómo sería la variación de los costes si la instalación fotovoltaica solo se usara para la recarga de VE, junto con la batería.
- Estudio del uso de los VEs como elementos FACTs. La batería de los VEs puede usarse como sistemas de almacenamiento de energía que puedan dar soporte a la red eléctrica cuando sea necesario. Para ello es necesario una implementación inteligente de los puntos de recarga de los VEs, que pueda aportar energía a la red en los momentos que sea necesario y recargar los VEs en el momento más propicio. Teniendo siempre en cuenta cuando es necesario hacer uso del VE para que esté cargado. Con esto, se ayuda a aplanar la curva de demanda, así como a dar soporte a las energías renovables, caracterizadas por ser muy impredecibles, ya que siempre habrá energía almacenada en los VEs.

Como conclusión final, cada vez son más personas las que deciden adquirir un VE, tanto por motivos económicos como porque son más respetuosos con el medio ambiente, por tanto su correcta

implementación en la red eléctrica es muy importante, así como el incremento de puntos de recarga para los mismos, tanto de uso público como privado.

Además, para que el uso del VE como medio de desplazamiento sostenible sea respetuoso con el medio ambiente, tiene sentido que la fuente de energía que se use para su recarga sea de origen renovable. Por ello, es de vital importancia una correcta implementación de de dichas fuentes de energía en el sistema actual y en este ámbito los sistemas de almacenamiento de energía desempeñan un papel primordial debido al carácter imprevisible de las energías renovables.

Apéndice A

Código de GAMS

```
set
  t periodos / t0*t35040 /

set subt(t) ;
  subt(t) = yes ;
  subt("t0") = no ;

scalar
  nc rendimiento de carga / 0.9 /
  nd rendimiento de descarga / 0.9 /
  pBat2024 precio bateria en 2024 / 82.88 /
  pBat2030 precio beteria en 2030 / 54.67 /
  pPlaca precio de una placa por cada W / 1.2 /
  nPlaca numero de placas / 2450 /
  potPlaca potencia de una placa (W) / 360 /
  Pcontmax potencia contratada (kW) / 1250 /
  Pcontmin potencia contratada mínima (kW) / 0.0001 /
  Pgcmax potencia comprada maxima (kW) / 10000 /
  Pgvmax potencia vendida maxima (kW) / 10000 /

table

* Precios en /MWh pasados a /kWh
datprecios(t,*)
$ondelim
$include precio_kW_15.csv
$offdelim;

display datprecios;

table

* Precios de venta de excedente en /MWh
datpreciosV(t,*)
```

```
$ondelim
$include Precio_venta_15.csv
$offdelim;

display datpreciosV;

table

* Precios de venta de energia de VE en /MWh
datpreciosEV(t,*)
$ondelim
$include Precio_EV_15.csv
$offdelim;

display datpreciosEV;

table

* Precio por potencia contratada en /kW
datpotcont(t,*)
$ondelim
$include Precio_pot_contratada.csv
$offdelim;

display datpotcont;

table

* Radiacion pasada a kW
datradiacion(t,*)
$ondelim
$include radiacion_15.csv
$offdelim;

display datradiacion;

table

*Datos de consumo en porcentajes sobre el consumo total pasados a kW
datconsumo(t,*)
$ondelim
$include consumo_CC_15.csv
$offdelim;

display datconsumo;

table

datve(t,*)
$ondelim
```

```

$include Perfil_EV_anual_15.csv
$offdelim;

display datve;

variables
  coste coste total
  predc(t) potencia red comprada periodo t
  predv(t) potencia red vendida periodo t
  pc(t) carga SAE periodo t
  pd(t) descarga SAE periodo t
  soc(t) estado de carga periodo t
  Pcont potencia contratada en kW
  Pgn(t) potencia generada neta
  P potencia del SAE (kW)
  E capacidad del SAE (kWh);

equations
  eq_coste coste
  eq_balance balance de potencia
  eq_soc estado de carga
  eq_socmax carga del soc máxima
  eq_socmin carga del soc mínimo
  eq_predvmax potencia de venta máxima
  eq_predcmin potencia de compra mínima
  eq_predcmax potencia de compra máxima
  eq_potcontmax potencia contratada maxima
  eq_potcontmin potencia ontratada minima
  eq_socEP relacion entre E y P del SAE
  eq_pcmax ecuación de carga de soc máxima
  eq_pdmax eciación de descarga de soc máxima ;

eq_coste.. coste =e= -sum(t, (datve(t,'PEV')/4)*(datpreciosEV(t,'
  PrecioEV')/1000))
  + sum(t, (predc(t)/4)*datprecios(t,'precio'))
  - sum(t, (predv(t)/4)*(datpreciosV(t,'Pventa')/1000))
  + sum(t, Pcont*datpotcont(t,'Ppcont'))
  + (E*(pBat2024 + pBat2030))/20 +(pPlaca*nPlaca*
  potPlaca)/20;

eq_balance(t)$ (not sameas(t,"t0")).. predc(t)+ pd(t)+datradiacion(t,'PV
  ')=e=

```

```

                                datve(t,'PEV')+datconsumo(t,'cons')+predv(
                                    t)+pc(t);

eq_soc(t)$(not sameas(t,"t0")).. soc(t) =e= soc(t-1)+(pc(t)/4)*nc - (pd(
    t)/4)/nd;

eq_socmax(t)$(not sameas(t,"t0")).. soc(t) =l= E;

eq_socmin(t)$(not sameas(t,"t0")).. soc(t) =g= 0;

eq_predcmin(t)$(not sameas(t,"t0")).. predc(t) =g= datve(t,'PEV') +
    datconsumo(t,'cons')
                                - datradiacion(t,'PV') - pd(t) + pc(t)
                                    ;

eq_predvmax(t)$(not sameas(t,"t0")).. predv(t) =l= pd(t)+datradiacion(t
    ,'PV');

eq_predcmax(t)$(not sameas(t,"t0")).. predc(t) =l= Pcont;

eq_potcontmax.. Pcont =l= Pcontmax;

eq_potcontmin.. Pcont =g= Pcontmin;

eq_socEP.. P =e= E/3;

eq_pcmax(t)$(not sameas(t,"t0")).. pc(t) =l= P;

eq_pdmax(t)$(not sameas(t,"t0")).. pd(t) =l= P;

predc.lo(t) = 0;    # potencia mínima
predv.lo(t) = 0;    # potencia mínima
pc.lo(t) = 0;
pd.lo(t) = 0;
Pcont.lo = 0.000001;

```

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


Índice de Figuras

1.1	Modelo de Generación Distribuida [36]	2
1.2	Evolución de costes de generación de PV [41]	4
1.3	Volumen de ventas de VEs hasta abril de 2019 [35]	5
1.4	Evolución global del volumen de ventas de VEs [24]	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 [39]	7
1.6	Incremento de los costes de inversión debido a la penetración de VE en la red de distribución según la estrategia de control [39]	8
1.7	Incremento del coste asociado a la penetración de VE en la red de distribución según localización de la recarga [39]	9
1.8	Evolución del coste de la batería de litio [20]	11
2.1	Desglose del consumo de un comercio [6]	14
2.2	Perfiles de carga diaria del punto de referencia de la red de distribución de MT [42]	14
2.3	Perfil de carga de la batería de VE [13]	15
2.4	Perfil de carga de la batería de VE [33]	16
2.5	Perfil de carga rápida [13]	16
2.6	Incidencia solar durante el año [23]	17
2.7	Radiación obtenida por PV un día de primavera [18]	18
3.1	Ubicación y superficie del centro comercial [15]	20
3.2	Consumo diario del recinto comercial [42]	20
3.3	Ubicación de los puntos de recarga rápida y lenta [15]	21
3.4	Probabilidad de conexión de VE según su nivel de carga [44]	22
3.5	Perfil de recarga lenta del recinto comercial	22
3.6	Curva de consumo agregado	23
3.7	Potencia obtenida por la instalación un día de primavera	24
3.8	Precio futuro de la batería de litio [1]	24
4.1	Tarifa con discriminación horaria 3.0A	29
5.1	Precio de compra de un día de mayo [30]	32
5.2	Precio VE de un día de mayo [3]	32
5.3	Potencia de carga y descarga de un día genérico	33
5.4	Balance de consumo de un día de mayo	34
5.5	Curvas de carga y descarga de la batería en función del PV	35
5.6	Curvas de carga y descarga de la batería en función del precio de la energía	36

5.7	Curva del SOC	36
5.8	Comparativa precio compra y venta de energía	37
5.9	Potencia Neta Red	38
5.10	Potencia carga y descarga del SAE y potencia aportada por PV	38
5.11	Potencia carga y descarga del SAE y precio de la energía	39
5.12	Estado de la batería con venta de energía	39
5.13	Comparativa costes sin amortización	40
5.14	Potencia consumida por centro comercial	42
5.15	Potencia batería frente a PV	43
5.16	Potencia batería frente al precio	43
5.17	SOC para el caso de optimización de potencia contratada	44
5.18	Potencia de la batería con SAE óptimo respecto a PV	45
5.19	Potencia de la batería con SAE óptimo respecto al precio	45
5.20	SOC con SAE óptimo	46
5.21	Potencia de la batería escenario óptimo respecto a PV	47
5.22	Potencia de la batería con escenario óptimo respecto al precio	47
5.23	SOC con escenario óptimo	48

Índice de Tablas

3.1	Principales baterías del mercado según capacidad y potencia	25
4.1	Notación de los parámetros y variables	27
5.1	Parámetros Situación Inicial	31
5.2	Resultado situacion inicial	32
5.3	Parámetros Situación 5.2	33
5.4	Resultado situacion con SAE	34
5.5	Parámetros Situación 5.3	34
5.6	Resultado situacion con PV	35
5.7	Parámetros Situación 5.4	35
5.8	Resultado situacion con PV y SAE	37
5.9	Parámetros a optimizar con venta de enrgía	37
5.10	Resultado situacion con PV y SAE con venta de exdecente	40
5.11	Resultado incluyendo amortización de equipos	41
5.12	Parámetros a optimizar en punto 5.8	41
5.13	Potencia contratada óptima	42
5.14	Resultado con potencia contratada óptima	43
5.15	Parámetros a optimizar en 5.9	44
5.16	Resultado con SAE óptimo	44
5.17	Parámetros a optimizar para búsqueda de escenario óptimo	46
5.18	Resultado con escenario óptimo	46
5.19	Comparativa de escenarios	47
6.1	Comparativa de casos sin amortización	49
6.2	Comparativa de casos con amortización	50

Bibliografía

- [1] *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices* | BloombergNEF.
- [2] *Almacenamiento energético* | Red Eléctrica de España.
- [3] *Análisis* | *ESIOS electricidad · datos · transparencia*.
- [4] *ANFAC* | *España, a la cola de Europa en movilidad eléctrica, sólo por delante de Italia*.
- [5] *Autoconsumo* | IDAE.
- [6] *Buenas Prácticas de EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD en los Supermercados. TIENDAS ECOEFICIENTES ~ Tienda Ecoeficiente. Responsabilidad Social en Retail. Sostenibilidad en Retail*.
- [7] *Cecovel, centro de control de vehículo eléctrico* | Red Eléctrica de España.
- [8] *CTN 218 Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica*.
- [9] *EGP líder en sistemas de almacenamiento de energía* | Enel Green Power.
- [10] *El programa EUROP-E en colaboración con Ionity sale adelante*.
- [11] *Emisiones de CO2 de los coches: hechos y cifras (infografía)* | Noticias | Parlamento Europeo.
- [12] *(ES) Generación distribuida: retos y oportunidades en España e Hispanoamérica*.
- [13] *Estas son las curvas de carga rápida de algunos de los coches eléctricos más populares del mercado*.
- [14] *GAMS - Introduction*.
- [15] *Google Earth*.
- [16] *Guía del Vehículo Eléctrico*, Tech. report.
- [17] *Guía profesional de tramitación del autoconsumo* | IDAE.
- [18] *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*.
- [19] *La carretera hacia un futuro eléctrico* — Agencia Europea de Medio Ambiente.
- [20] *La revolución del auto eléctrico está acelerando* | Servicio Bloomberg Professional.

- [21] *La Unión Europea también prohibirá los coches de combustión interna, el diésel, y la gasolina, en 2050 - Diariomotor.*
- [22] *Las baterías del futuro que sustituirán al petróleo - Vehículo Eléctrico.*
- [23] *Las Ventajas de los Seguidores Solares - Valldoreix Greenpower.*
- [24] *Las ventas de vehículos eléctricos en el mundo ascienden con fuerza.*
- [25] *Maxfri - Maxfri.*
- [26] *Modos de recarga. Modo 1 2 3 4 | EV coches y motos eléctricas.*
- [27] *Plan MOVALT Vehículos | IDAE.*
- [28] *Plan MOVALT Vehículos | IDAE.*
- [29] *Precio instalación placas solares :: ¿Cuánto cuesta instalar placas solares?*
- [30] *Precios mercado 2017 | CNMC.*
- [31] *Smart grid: Red de distribución inteligente.*
- [32] *TARIFAS DE ACCESO A REDES ELÉCTRICAS-PERÍODOS TARIFARIOS*, Tech. report.
- [33] *Tazzari electric car | Work-is-Playing.*
- [34] *Tipos de baterías para coches eléctricos: presente y futuro - Movilidad Eléctrica.*
- [35] *Ventas vehículos eléctricos abril 2019.*
- [36] *Integración de Energías Renovables*, (2017).
- [37] *INFORME DE PRECIOS ENERGÉTICOS REGULADOS*, Tech. report, 2018.
- [38] Francisco Cubillo, *energía y gestión de redes eléctricas.*
- [39] 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*, Tech. report.
- [40] Antonio Colmenar Santos et al., *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*, 14 ed., UNED, 2015.
- [41] IDAE, *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables*, (1385).
- [42] Conseil international des grands réseaux électriques. Comité d'études C6, *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources: Task force c6.04*, [Brochures thématiques], CIGRÉ, 2014.
- [43] José María López Espada, *Generación distribuida: tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento de energía*, (2018).
- [44] J Quirós-Tortós and L F Ochoa, *Work Activity 3 "Model Validation and Data Analysis" – Report for Deliverables 3.1, 3.2, 3.3. and 3.4*, **44** (2015), no. February, 1–41.
- [45] Eduardo Nicolás Rodríguez Sepúlveda, *Aplicación de redes inteligentes para la coordinación de elementos activos en redes de distribución de media tensión*, Tech. report.