

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

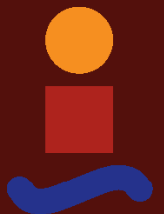
Gestión eficiente de una estación de recarga
de vehículo eléctrico con sistema de
almacenamiento y generación fotovoltaica

Autor: Esther Barba Parreño

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 Tecnologías Industriales

Gestión eficiente de una estación de recarga de vehículo eléctrico con sistema de almacenamiento y generación fotovoltaica

Autor:

Esther Barba Parreño

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 eficiente de una estación de recarga de vehículo eléctrico con sistema de almacenamiento y generación fotovoltaica

Autor: Esther Barba Parreño

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

A todas las personas que han hecho posible que hoy me encuentre escribiendo estas palabras.
Todo ha merecido la pena.

Esther Barba Parreño
Sevilla, 2020

Resumen

En la actualidad hay un creciente interés entre las marcas de vehículos, la Unión Europea y mayoritariamente, los clientes, por conseguir un vehículo sostenible debido a la preocupación por el medioambiente. Los altos niveles de contaminación en las últimas décadas ha provocado que el sector del transporte esté en búsqueda de otras fuentes de energía que sean renovables y favorables para nuestro ecosistema.

La utilización del vehículo eléctrico en las grandes ciudades ya es habitual, con pronóstico de que vaya en aumento, pero los usuarios de estos vehículos no cuentan todavía con los suficientes puntos de recarga para su uso cotidiano y diario, que se asemeje al precio que tienen los vehículos de combustión interna.

Por lo anteriormente expuesto se realiza este Trabajo de Fin de Grado "Gestión eficiente de una estación de recarga de vehículo eléctrico con sistema de almacenamiento y generación fotovoltaica" donde se pretende analizar el posible beneficio económico de los puntos de suministros de electricidad para la carga de VE. Hay varias incertidumbres en cuanto a su viabilidad técnica y económica, como por ejemplo la duración del tiempo de recarga, el impacto que supondría en la red que un número indeterminado de vehículos estuvieran simultáneamente conectados y la diferencia de precios entre la electricidad y el combustible actual. Este trabajo se centra en el estudio de la viabilidad de instalar placas fotovoltaicas y un sistema de almacenamiento de energía para disminuir el coste y el impacto que supone todo esto para la red.

Abstract

Nowadays, there is a growing interest for vehicle brands and models among the European Union and mostly customers, in order to get a sustainable vehicle due to the actual concern about climate change. The high levels of pollution in the last decades have caused the transport sector to search for other energy sources which are renewable and favourable to our environment.

The use of the electric vehicle in large cities is becoming quite common, with the forecast that this will increase following this trend. However, users of these vehicles do not have yet the charging points for their daily use, with a similar price that internal combustion vehicles have.

Due to the aforementioned, this Final Degree Project titled as "Efficient management of an electric vehicle recharging station with a storage and photovoltaic generation system" is carried out. The aim is to analyse the possible economic benefit due to the implementation of electricity supply points for charging electrical vehicles. There are several uncertainties regarding its technical and economic feasibility, such as the length of the recharge time, the impact that an undetermined number of vehicles connected would have on the network and the difference in prices between electricity and fuel. This work focuses on the study of the feasibility of installing photovoltaic panels and an energy storage system in order to reduce the cost and to evaluate the impact which would imply for the network.

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Notación</i>	IX
1 Introducción	1
1.1 Situación actual del Vehículo Eléctrico	1
1.1.1 Circunstancias propicias para la llegada del VE	1
Desde el punto de vista tecnológico	1
Desde el punto de vista medioambiental	2
Desde el punto de vista de estrategia política ambiental.	3
1.1.2 Situación actual del parque de vehículos eléctricos	4
1.1.3 Impacto del VE en la red eléctrica	5
1.2 Sistemas de almacenamiento	6
1.3 Placas fotovoltaicas	7
1.4 Previsiones futuras VE, sistemas de almacenamieto y PV	8
1.4.1 Evolución esperada del VE	8
1.4.2 Evolución esperada de los sistemas de almacenamiento	10
1.4.3 Evolución esperada de las instalaciones fotovoltaicas	10
1.5 Objetivos del trabajo	11
2 Estaciones de recarga del VE	13
2.1 Situación actual	13
2.2 Previsiones futuras	14
3 Dimensionamiento de la estación de recarga del VE y demanda de consumo de los VEs, parque fotovoltaico y SAE	17
3.1 Caracterización de la curva del VE	17
Carga rápida	17
3.2 Dimensionamiento de la estación de recarga y la demanda de consumo de los VEs	18
3.2.1 Escenario de recarga del VE entre semana	19
3.2.2 Escenario de recarga del VE en fines de semana	19
3.3 Caracterización de la curva de generación fotovoltaica	20
3.4 Dimensionamiento del parque fotovoltaico	21
3.5 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía	21

4	Modelo de optimización	23
5	Resultados	27
5.1	Situación inicial	27
5.2	Situación inicial con PV	29
5.3	Situación inicial con Baterías	30
5.4	Situación inicial con PV y Batería	31
5.5	Venta de excedente de energía a la Red Eléctrica	32
5.6	Añadir costes	33
5.7	Optimizar potencia contratada	34
5.8	Optimizar batería	36
5.9	Añadir margen de beneficio y subvención del PV	37
5.10	Instalación de la estación de recarga del VE en 2030	39
6	Conclusiones y posibles trabajos futuros	41
	Apéndice A Código GAMS	43
	<i>Índice de Figuras</i>	47
	<i>Índice de Tablas</i>	49
	<i>Bibliografía</i>	51

Notación

VE	Vehículo Eléctrico
VCI	Vehículo Combustión Interna
MCI	Motor Combustión Interna
BEV	Battery Electric Vehicle - Coche eléctrico de batería
HEV	Hybrid Electric Vehicle - Coche híbrido eléctrico
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
REE	Red Eléctrica de España
E	Capacidad del SAE (kWh)
n	Número de paneles fotovoltaicos instalados
η_c	Rendimiento de carga del SAE
η_d	Rendimiento de descarga del SAE
$P_{Bat2024}$	Precio de adquisición de la batería en 2024 (€/kWh)
$P_{Bat2030}$	Precio de adquisición de la batería en 2030 (€/kWh)
P_c	Potencia de carga del SAE(kW)
P_d	Potencia de descarga del SAE(kW)
P_{dem}	Potencia demandada de carga del VE (kW)
P_{PV}	Potencia suministrada por la instalación PV (kW)
$P_{g,c}$	Potencia generada de la red a comprar (kW)
$P_{g,v}$	Potencia generada hacia la red a vender (kW)
P_{cont}	Potencia contratada (kW)
$P_{contmax}$	Potencia contratada máxima (kW)
precio _c	Precio de compra de energía a la red (€/MWh)
precio _v	Precio de venta de energía a la red (€/MWh)
precio _{v,VE}	Precio de venta de energía para la recarga del VE (€/MWh)
precio _{Pcont}	Precio de la potencia contratada con discriminación horaria (€/MWh)
precio _{WPV}	Precio por vatio de la instalación fotovoltaica (€/W)
SOC	Estado de carga de la batería

1 Introducción

El estudio que se realiza en este proyecto consiste en analizar la viabilidad y el beneficio, tanto económico como social, de los puntos de suministros de electricidad para la recarga del Vehículo Eléctrico (VE). En concreto se centra en como impactaría en el beneficio la instalación de placas fotovoltaicas y el uso de los sistemas de almacenamiento en dichos puntos de recarga, lo que se denominan como estaciones de recarga del vehículo eléctrico. Para ello, se hará un resumen de la situación actual del VE, las tecnologías que afectan a este estudio y su previsión futura.

1.1 Situación actual del Vehículo Eléctrico

Para poder visualizar la situación actual del VE, se analizará primero qué circunstancias han hecho que sea propicia su aparición con tanta relevancia en la actualidad. Parece un descubrimiento reciente pero nació a la vez que la transición del coche de caballos al coche de motor de combustión.

1.1.1 Circunstancias propicias para la llegada del VE

Desde el punto de vista tecnológico

Hasta ahora el modelo instaurado de vehículos ha sido el Vehículo de Combustión Interna (VCI), sin embargo, debido a la alta demanda de hidrocarburos en el último siglo se han puesto en peligro las reservas naturales de dichos compuestos. Este motivo y el hecho de que suponga un alto nivel de contaminación, ya expuesto en el punto anterior, hace que hayan surgido numerosas propuestas para sustituir a los VCI.

Entre estas propuestas, una de las alternativas más realista y factible es el VE. La característica principal de estos vehículos es que no requieren de combustibles fósiles para funcionar, y por lo tanto, si la electricidad necesaria para cargarlos se consigue de fuentes de energías renovables, se conseguiría un ciclo completamente limpio. Otro motivo que hace más óptima esta alternativa desde el punto de vista tecnológico es el hecho de que los motores eléctricos alcanzan un nivel de eficiencia en torno al 80-90% en comparación a los Motores de Combustión Interna (MCI) que rara vez superan el 35%.

A día de hoy, el mayor problema que tiene esta tecnología es en relación con los sistemas de almacenamiento de energía, sin embargo, la introducción de materiales como el litio han proporcionado que se mejore la autonomía de los vehículos un rango de 160 km entre recarga y recarga. Este dato todavía está lejos de los niveles de autonomía de los VCI, aunque según un informe realizado por el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) [26] donde se profundiza sobre las necesidades reales de los usuarios, se indica que para el 87% de los norteamericanos, un coche eléctrico puede cubrir las necesidades reales de viajes diarios de ida y vuelta. Una cifra que seguirá creciendo según mejore la tecnología de las baterías, y que se espera que en los próximos años lleve hasta el 98%.

Por todos estos motivos y siendo una tecnología en estado de desarrollo con grandes posibilidades de mejora, es el VE el que se está imponiendo en el mercado como una de las mejores alternativas al modelo convencional.

Desde el punto de vista medioambiental

Uno de los problemas más acuciantes que tiene la sociedad en estos momentos es el calentamiento global del planeta. Este cambio climático se debe en gran parte a los gases que atrapan el calor en la atmósfera, llamados "gases de efecto invernadero". Dichos gases afectan a la absorción, la dispersión y la emisión de radiación en la atmósfera y en la superficie de la Tierra provocando cambios positivos o negativos del balance de energía. Estos cambios provocados por los factores que se mencionan anteriormente, se expresan en términos de forzamiento radiactivo, magnitud utilizada para comparar las influencias de naturaleza térmica sobre el clima mundial.

Como se puede observar en la Figura 1.1, los gases de efecto invernadero producidos por las actividades humanas han causado una influencia en el clima del planeta desde 1750. El CO₂ representa el mayor forzamiento radiactivo desde 1990, y sigue presentando un crecimiento constante. Este gas ingresa a la atmósfera debido en su mayoría a la quema de combustibles fósiles como el carbón, gas natural y petróleo.

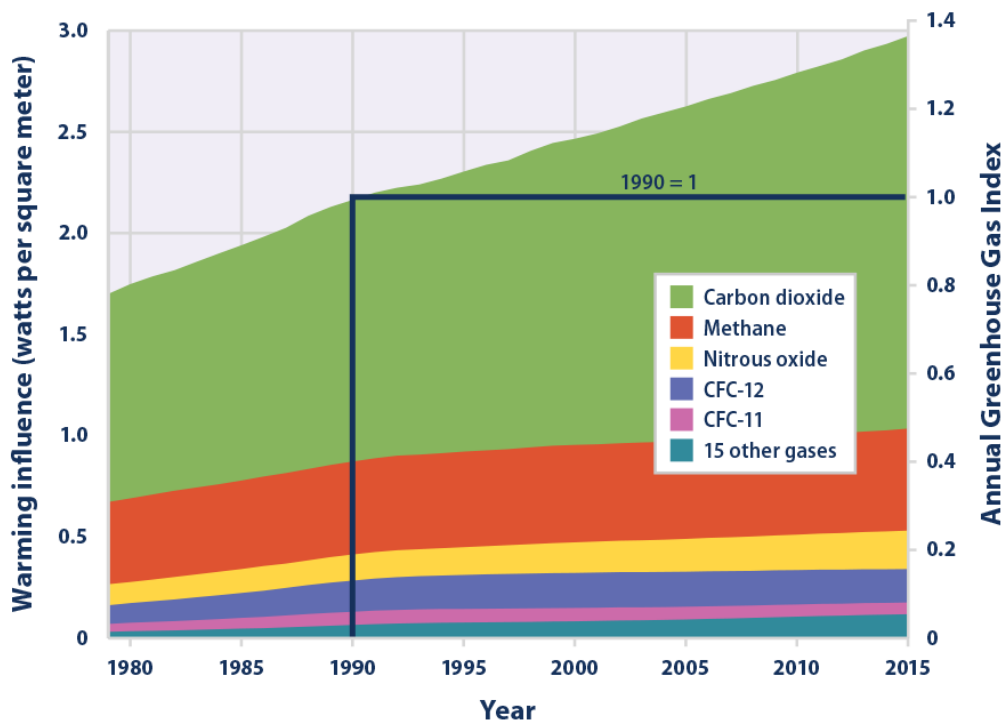


Figura 1.1 Forzamiento radiactivo causado por los principales gases de efecto invernadero de larga vida [15].

El uso de combustibles fósiles en los medios de transportes ha supuesto un aumento gradual de contaminación, atmosférica y acústica en las áreas más transitadas. Como se puede observar en la Figura 1.2, uno de los mayores porcentajes de emisiones corresponde al sector transporte y por eso mismo, el estudio de un medio de transporte que sea más sostenible con el ecosistema, como el VE, es prioritario e importante en un caminar hacia una sociedad más respetuosa con el planeta.

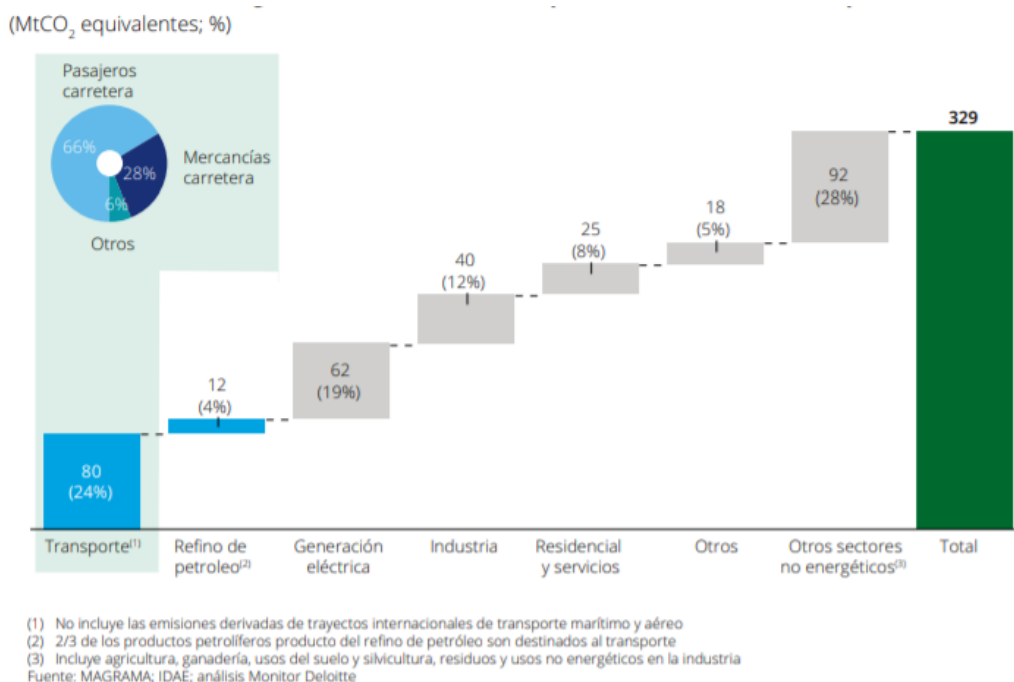


Figura 1.2 Emisiones de gases de efecto invernadero por sector de actividad en España en 2014 [30].

Desde el punto de vista de estrategia política ambiental.

En la Conferencia de París sobre el Clima, celebrada en diciembre de 2015, 195 países firmaron el primer acuerdo mundial sobre el clima. Se prevé que esta nueva normativa favorezca, mediante reducciones de impuestos, a los vehículos de bajas emisiones, y que se penalice a los vehículos convencionales a través de impuestos a los carburantes. El Fondo Monetario Internacional (FMI) propone aumentar los impuestos sobre el CO₂ hasta 75 dólares por tonelada en 2030 para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París y declaraciones como "Driving Change Together" [20], que fue redactada por Reino Unido y Polonia, compromete a los Estados que la firmen a acelerar el despliegue de vehículos con cero emisiones, mejorar la calidad del aire en las ciudades y aumentar el transporte público verde.

Ya hay muchos países que se han marcado algunos compromisos: Reino Unido y Francia pretenden prohibir todas las nuevas ventas de vehículos de gasolina o diesel después de 2040, Sudáfrica quiere reducir en un 5% sus emisiones de gases de efecto invernadero del sector del transporte para 2050 y el gobierno de Corea del Sur plantea suministrar 1 millón de vehículos eléctricos en los próximos dos años.

En el caso de España se ha aprobado recientemente el Real Decreto 72/2019, 15 de febrero [38], en el que se regulan las bases del Programa de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible (MOVES) y se le dota de una cantidad de 45 millones de euros dirigidos a inventivar la compra de vehículos eléctricos, el desarrollo de incentivos para implantar sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas y también la implantación de medidas recogidas en planes de transporte a los centros de trabajo.

A nivel regional se aplican programas como el de Ciudad Sostenible en Andalucía [14]. Entre otras cosas, dicho programa incluye la ampliación del alcance y los incentivos para infraestructuras de recarga además de la renovación de vehículos por parte de entidades locales.

1.1.2 Situación actual del parque de vehículos eléctricos

El número de matriculaciones de los vehículos eléctricos (puros e híbridos) ha crecido de manera exponencial en los últimos años. Se puede observar en la Figura 1.3 que solo en España ha llegado a la cifra de los 10.380 para los BEV (Coche eléctrico de batería) en el año 2019.

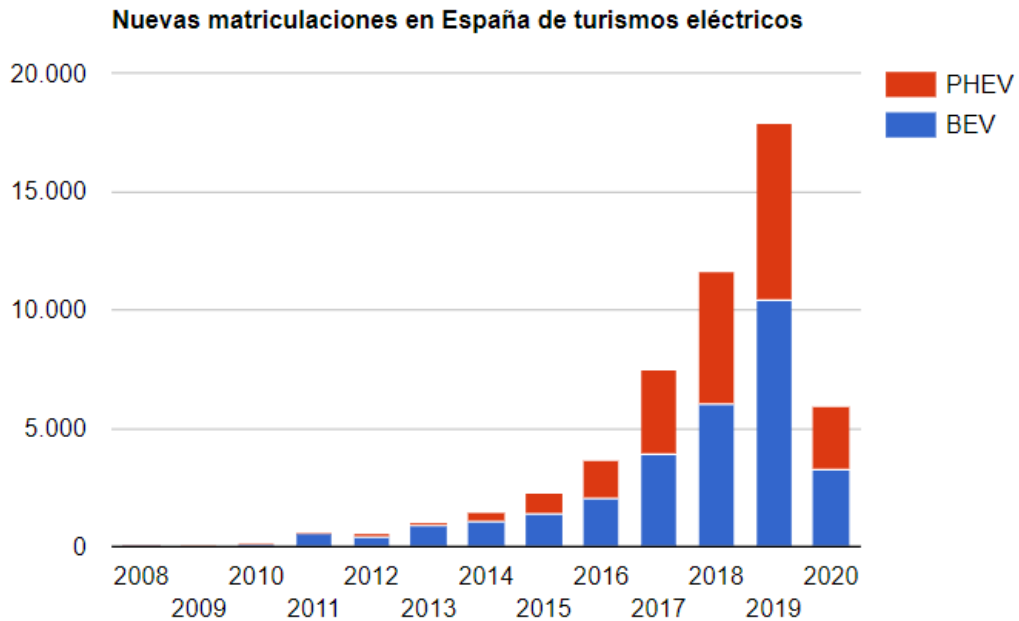


Figura 1.3 Nuevas matriculaciones en España de turismos eléctricos [16].

Aun así, todavía le queda mucho margen de cifras al VE para alcanzar el número de ventas de los vehículos tradicionales y convertirse en una alternativa real. Teniendo esto presente, se puede afirmar que los datos en Europa también cuentan con un balance positivo respecto a años anteriores. Según el Real Automóvil Club de España [3] las matriculaciones de automóviles eléctricos con batería se situaron en 201.284 unidades en el año 2018, lo que se traduce en un incremento del 48.2% en comparación con el ejercicio anterior. Los modelos de VE más vendidos son el Nissan Leaf, Renault Zoe y Volkswagen e-Gol, que juntos suman el 50% de las ventas.

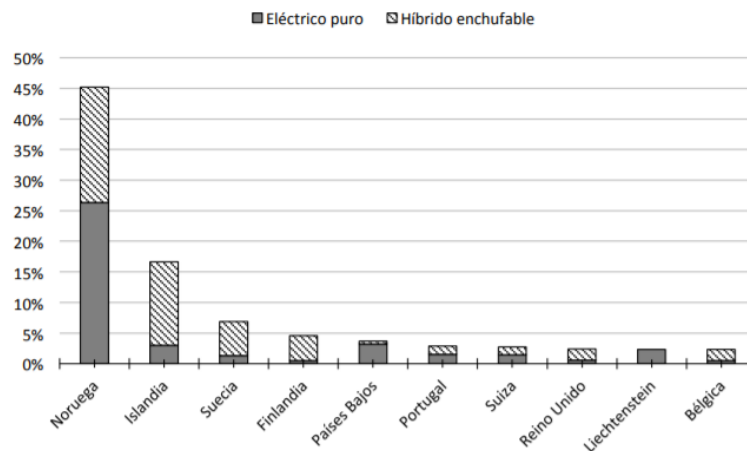


Figura 1.4 Países de Europa con mayor porcentaje de ventas de turismos eléctricos [36].

Se observa en la Figura 1.4 que el país con un mayor porcentaje en el año 2018 es Noruega donde el 45 % de las nuevas ventas de turismos son eléctricos. España por el contrario, solo presenta menos del 1 % en comparación con Noruega.

La autonomía de los VE es el tema que más preocupa al consumidor, aunque gracias a la evolución en el desarrollo de las baterías se están consiguiendo muy buenos resultados. Por ejemplo, el Nissan Leaf ya homologa 378 km de autonomía, el Renault Zoe 400 km y el Volkswagen e-Gol 300 km. Una de las mayores autonomías la ha conseguido el Tesla Model S, que supera los 500 km.

1.1.3 Impacto del VE en la red eléctrica

Se debe tener en cuenta que la recarga masiva de VEs tendrá consecuencias en el sistema eléctrico, tanto en la operación del sistema como en su infraestructura. Este impacto técnico y económico en el sistema eléctrico puede provocar problemas si no se optimiza y controla la carga de los VE.

Hay diversos proyectos para evaluar este impacto y proponer soluciones. Uno de ellos el proyecto Europeo MERGE, que es fuente de los resultados presentados en el artículo "Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica" [32]. En este estudio se tienen en cuenta tres estrategias de gestión de la recarga del VE:

- Recarga en horas punta (entre las 8 y las 10 de la noche) que correspondería a una recarga no controlada.
- Recarga en horas valle (entre las 4 y las 6 de la mañana), en la que se supone que existe cierto control de la recarga ya que está ligado a un tramo horario donde se encuentran las tarifas más reducidas de la energía eléctrica.
- Recarga inteligente, que requiere un control coordinado de forma que la curva del consumo eléctrico en la red de distribución en las horas valle sea lo más plana posible.

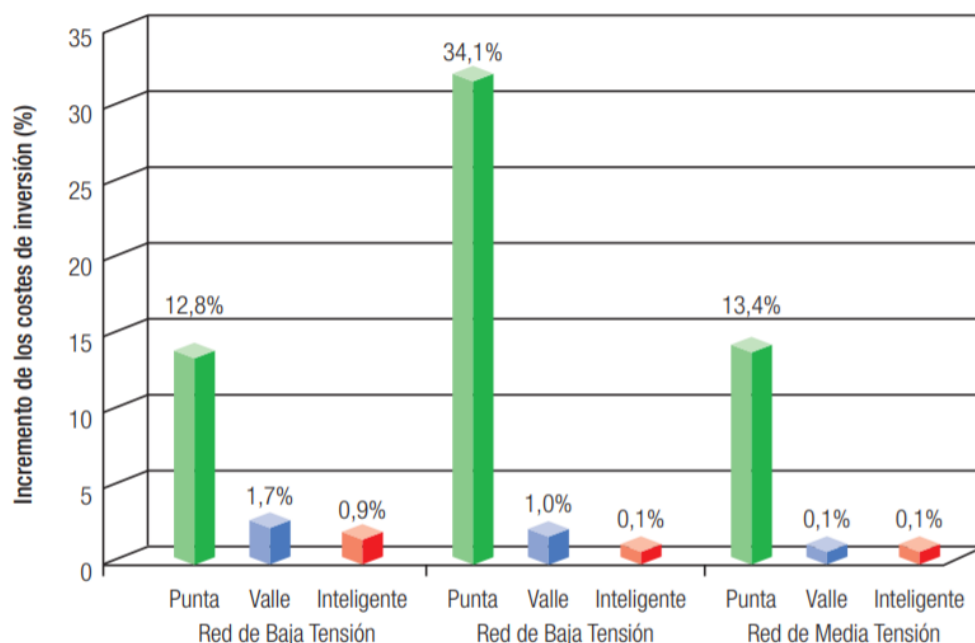


Figura 1.5 Incremento de los costes de inversión debido a la penetración de VE en la red de distribución [32].

Para poder saber el impacto económico dependiendo de la estrategia de recarga utilizada, se calcula inicialmente el coste total de construir la red de distribución. Posteriormente se localizan puntos de

recarga en la red de distribución de baja tensión, donde ya existen consumidores domésticos, y se calculan los costes de los refuerzos necesarios para las tres estrategias de recarga. Los resultados del estudio se pueden observar en la Figura 1.5 donde se representa el incremento de los costes de la red de distribución frente al coste de la red sin VE. Este coste se distribuye en costes de la red de media tensión, centro de transformación media/baja tensión, y red de baja tensión. Se puede observar la enorme diferencia de costes que existe entre una estrategia de no control (se estima en un 13% del coste de la propia red) frente a las otras dos estrategias que suponen un control (con un coste inferior al 2%), sobre todo en las horas punta.

Otra herramienta muy útil para hacer una estimación del impacto de la recarga del VE, es el simulador de recarga que ofrece Red Eléctrica de España [24]. Se pueden incluir diferentes datos, como por ejemplo el porcentaje de vehículos eléctricos en el sistema, el nivel de inteligencia en la recarga, el acceso a recarga fuera del domicilio y el tipo de día y temporada. Se ha realizado una simulación para observar el resultado que saldría en el caso supuesto de que el 8% de los vehículos que existen, sean VE. En la Figura 1.6 se puede observar que el escenario más eficiente siempre intenta aplanar la curva de la demanda. En el tramo horario que va desde la 1 hasta las 6 de la mañana lo más óptimo sería una demanda mayor ya que las tarifas de la electricidad son más reducidas, y si se disponen de sistemas de almacenamiento, se podría almacenar dicha energía para ser utilizada en las horas pico.

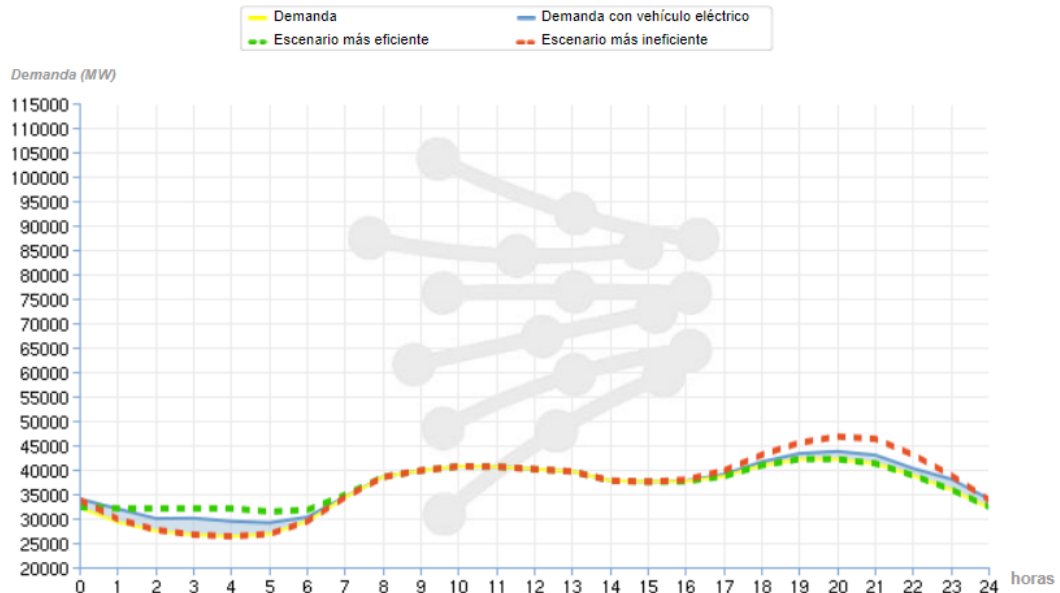


Figura 1.6 Simulación de recarga del VE.

1.2 Sistemas de almacenamiento

"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" REE [4].

El estudio y desarrollo de los sistemas de almacenamiento es una de las grandes metas para llegar a un sistema eléctrico que sea sostenible con el planeta, y que además, optimice su eficiencia. Los avances en estas tecnologías afectan de lleno a las mejoras y crecimiento del VE por tres razones principales:

- Aumentar su autonomía.

- Disminuir el precio de las baterías.
- Optimizar el sistema de recarga, consiguiendo así una disminución del impacto económico para el consumidor y un menor impacto en la estabilidad de la red eléctrica.

Hay diferentes tipos de batería dependiendo del material con el que son fabricadas. Entre las más utilizadas para el VE están las baterías de Ni-MH, estando su uso restringido a híbridos porque a pesar de tener una vida útil larga, no son muy eficientes. Las baterías más usadas y con más posibles mejoras a corto plazo son las de ión-litio, ya que concentran una alta densidad energética en poco espacio y peso, tienen más velocidad de carga y son más ecológicas a la hora de reciclarlas.

El mayor problema que existe en el uso de las baterías en los VE, incluso más preocupante que su capacidad de autonomía, es lo que aumentan el precio. Por ejemplo, el Renault Zoe de 40 kWh y 300km de autonomía cuesta unos 30.000 €. Como se muestra en la Figura 1.7 el precio de la tonelada del litio ha aumentado considerablemente en el último año, pasando de 9.100 dólares en 2017 a casi 17.000 dólares la tonelada.

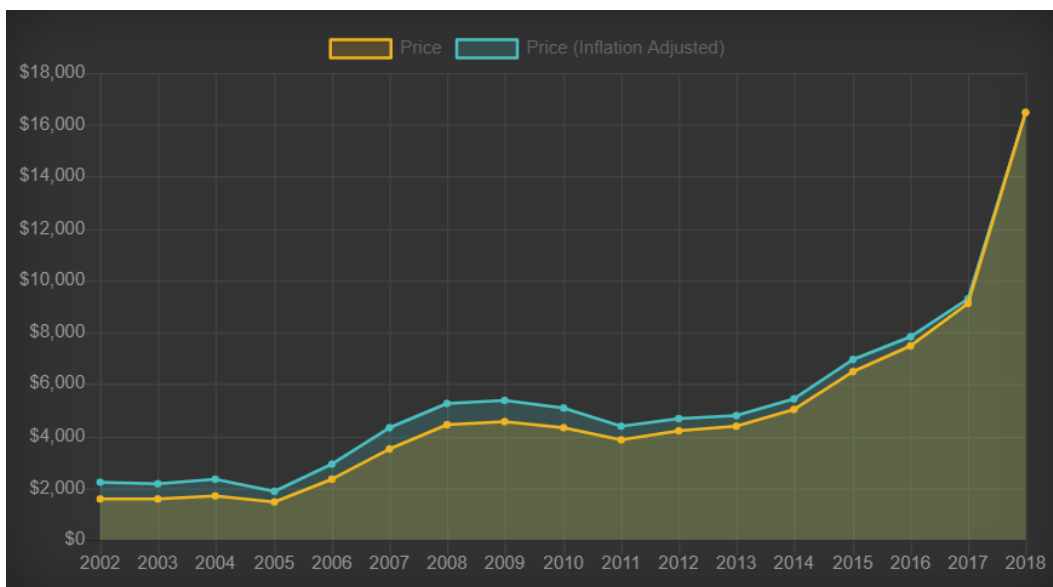


Figura 1.7 Precio histórico del Litio por tonelada métrica[18].

Según Ulrich Eichhorn, director de I+D del grupo Volkswagen, si la demanda de coches eléctricos se disparase, se necesitarían el equivalente de 40 gigafactorías Tesla, lo que podría provocar una escasez de baterías. Esto supondría una mayor inversión, coches más caros o venderlos en cantidades similares a las de un vehículo con motor térmico.

Resumiendo, aunque se estén dando grandes pasos en la mejora de los sistemas de almacenamiento, sigue siendo necesario el desarrollo de esta tecnología y todavía queda margen de evolución hasta lograr la solución más óptima.

1.3 Placas fotovoltaicas

La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías principales en la consecución de un planeta sostenible y para cumplir los objetivos climáticos acordados en el marco de la Unión Europea. Una de las mayores ventajas que tiene esta tecnología es que puede ser instalada en cualquier lugar geográfico donde se disponga de luz solar y, que además, tiene emisiones nulas directas de contaminación. No se puede olvidar que existe un impacto en término de huella ambiental de emisiones indirectas debido a su fabricación. Según un informe elaborado por el grupo de Investigación de Energía y Medio Ambiente (GEAR) de la Universidad de Castilla-La Mancha

[37], la huella ambiental del sector fotovoltaico asciende a 876 ktCO₂ en el año 2017. Estos datos no son elevados si se comparan con las emisiones que se evitan al poder prescindir de fuentes no renovables. Por ejemplo, si los GWh fotovoltaicos se produjeran través de la combustión directa de gas en centrales de ciclo combinado, las emisiones se incrementarían por la combustión e importación del combustible hasta 3631 ktCO₂ en el año 2017.

Se observa en la Figura 1.8 que desde 2007 hasta 2017 ha habido un incremento exponencial de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, convirtiéndose esta en una de las industrias que más ha crecido a nivel global y en el menor tiempo. China fue la que más contribuyó a este crecimiento con casi el 50% del total.

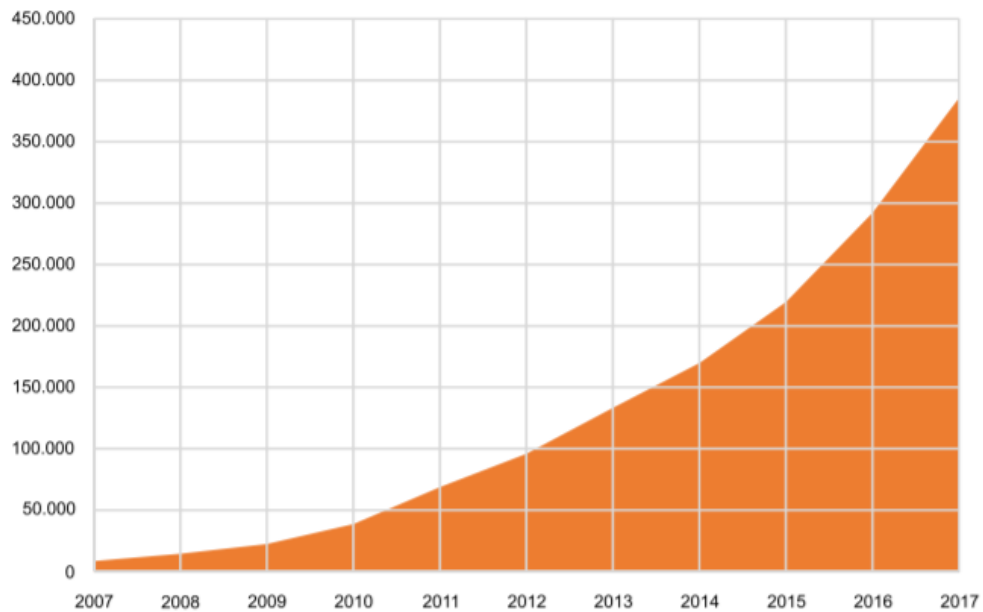


Figura 1.8 Evolución de la capacidad instalada de solar fotovoltaica en el mundo (MW)[37].

Este crecimiento ha supuesto un desarrollo altamente competitivo en el mercado, lo que ha tenido implicaciones positivas en los precios de producción, que se han ido abaratando. Actualmente, el precio de una instalación en España oscila entre los 600 y los 800 euros por metro cuadrado de paneles solares.

Como se muestra en la Figura 1.9 desde 2007 a 2012 ha existido un crecimiento en la generación de energía fotovoltaica y desde entonces mantiene un porcentaje constante siendo la tercera fuente renovable más utilizada.

1.4 Previsiones futuras VE, sistemas de almacenamiento y PV

Todas estas previsiones se basan en muchos factores a tener en cuenta. En la Figura 1.10 puede observarse las tendencias más importantes con impacto en la movilidad de pasajeros. Factores importantes como la tecnología, economía, mediambiente, factores sociales o políticas aplicadas como pueden ser los objetivos de descarbonización, protocolos anticontaminación en ciudades o la prohibición de vehículos convencionales. Todos estos aspectos influyen en las previsiones que se muestran a continuación.

1.4.1 Evolución esperada del VE

Según Monitor Deloitte en el informe "Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050" [30] asegura que la penetración de la movilidad eléctrica es un elemento imprescindible si se

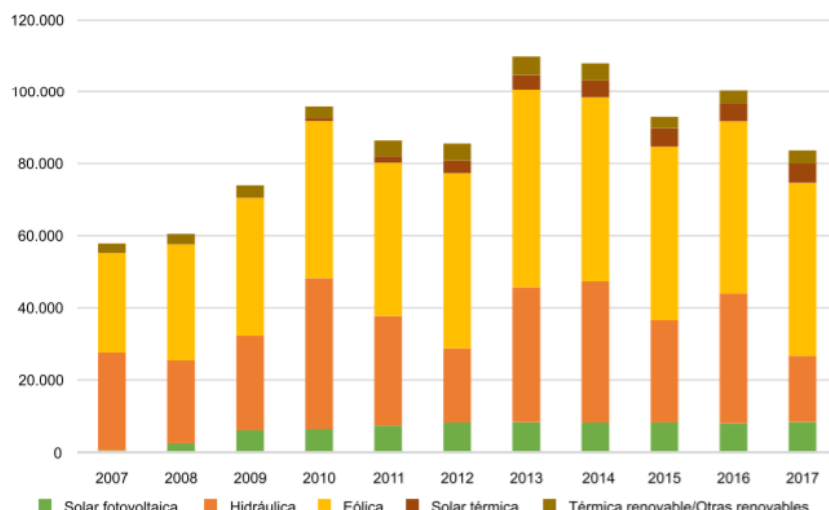


Figura 1.9 Evolución de generación renovable en España (GWh) [37].



Figura 1.10 Tendencias con impacto en la movilidad de pasajeros [30].

desea conseguir la descarbonización del transporte de pasajeros en 2050. El 2050 fue el año límite establecido por la Unión Europea para conseguir pasar de emitir 329 MtCO₂ equivalentes en el 2014 a emitir entre 14 y 88 MtCO₂.

A nivel mundial según el informe Bloomberg New Energy Finance [34] se espera que para 2040 el 57% de todas las ventas de vehículos de pasajeros y más del 30% de la flota sean eléctricas. Desde el CEM (Clean Energy Ministerial) se lanzó la campaña EV30@30 con el objetivo de acelerar el despliegue de vehículos eléctricos. Establece una meta colectiva, para todos los países miembros que participan, de lograr una participación del 30% de los VE en el mercado total de vehículos para el 2030. Once países respaldaron la campaña: Canadá, China, Finlandia, Francia, India, Japón, México, Países Bajos, Noruega, Suecia y Reino Unido.

En el caso de España se puede observar en la Figura 1.11, que se estima un aumento progresivo en el parque de VE dependiendo de los escenarios que se estudian en el informe de Monitor Deloitte [30] mencionado anteriormente. Para conseguir estos niveles de penetración sería necesario un nivel de ventas de vehículos eléctricos e híbridos enchufables del 30-35% en 2025, del 50-60% en 2030 y que no se comercializase prácticamente ningún vehículo con motor de combustión interna a partir del año 2040. Estos niveles de penetración se traducirían en un parque de coches eléctricos

de entre 1,6 y 2 millones de vehículos en 2025, de entre 4,4 y 6 millones en 2030 y de entre 7,3 y 21,9 millones en 2050.

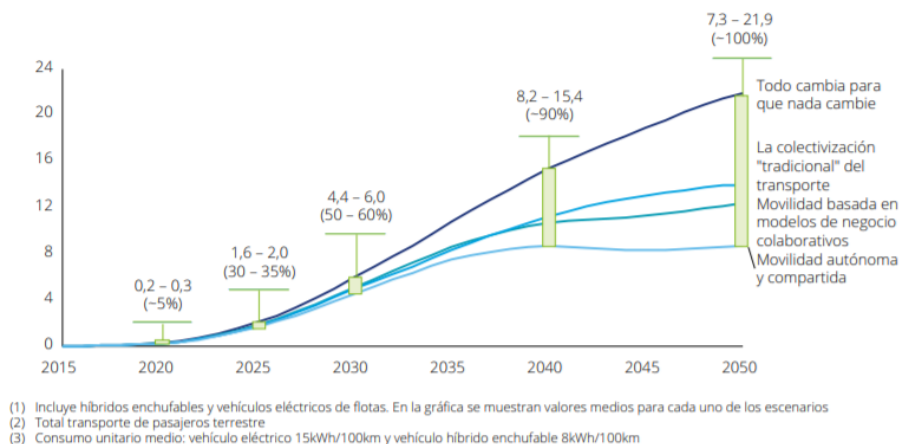


Figura 1.11 Evolución del parque de VE en España (millones de vehículos; entre paréntesis % de ventas de VE sobre el total) [30].

También se recalca en dicho informe que para cumplir con los objetivos de descarbonización y estos niveles de penetración del VE, sería necesario un nivel de ventas del VE e híbridos enchufables del 30-35% en 2025, del 50-60% en 2030 y que no se comercializase prácticamente ningún vehículo con motor de combustión interna a partir del año 2040.

1.4.2 Evolución esperada de los sistemas de almacenamiento

Las baterías es una tecnología esencial para el desarrollo del VE y, por eso mismo, su investigación es un aspecto crítico. La potencia máxima de carga/descarga, la energía que pueden almacenar y el coste de adquisición son los tres aspectos a mejorar de esta tecnología.

Según la Universidad Pontificia Comillas y el Instituto de Investigación Tecnológica IIT-ICAI [36], la potencia de carga permitirá una recarga más rápida de más de 350kW frente a los valores actuales de 4 o 50kW. Además, la energía de la batería irá en aumento hasta satisfacer una autonomía de hasta 1.000 km, y para ello será necesario disponer de una capacidad superior a 150kWh, que triplica la actual. Con respecto al precio de adquisición de las baterías, teniendo en cuenta los datos facilitados por Bloomberg NEF [2], se puede estimar que para el año 2024 los precios estarán en torno a 94 \$/kWh y en unos 62 \$/kWh para 2030.

Todos estos datos son favorables y dan una visión óptima en el actual y futuro desarrollo de los sistemas de almacenamiento y, por lo tanto, supondrá un avance en la tecnología del VE.

1.4.3 Evolución esperada de las instalaciones fotovoltaicas

La Agencia Internacional de Energía asegura en el informe de mercado de "Renovables 2019" que la capacidad de energía renovable total del mundo crecerá un 50% entre 2019 y 2024 y que la energía solar fotovoltaica representa el 60% del aumento.

Ya se han dado muchos avances en esta tecnología, y por eso mismo, el coste actual es diez veces menor que hace 10 años. Estas mejoras en el precio se han conseguido gracias a tres factores:

- La construcción de plantas de gran tamaño y producción súper automática de módulos en el que se mejoran las fases del proceso productivo.
- Aumento de la eficiencia de los módulos, lo que provoca que teniendo la misma superficie de célula fotovoltaica se genere más energía.
- Apertura de los gobiernos a esta tecnología para alcanzar los objetivos de descarbonización.

En España, por ejemplo, se ha favorecido el uso de la energía fotovoltaica con el último Real Decreto 244/2019 [9], en el que se introducen las claves de la nueva normativa de Autoconsumo Fotovoltaico. En el citado real decreto-ley se establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.

Bloomberg prevé que el precio del MWh de las energías renovables serán menores al de las centrales de carbón en 2021 como se puede observar en la Figura 1.12.

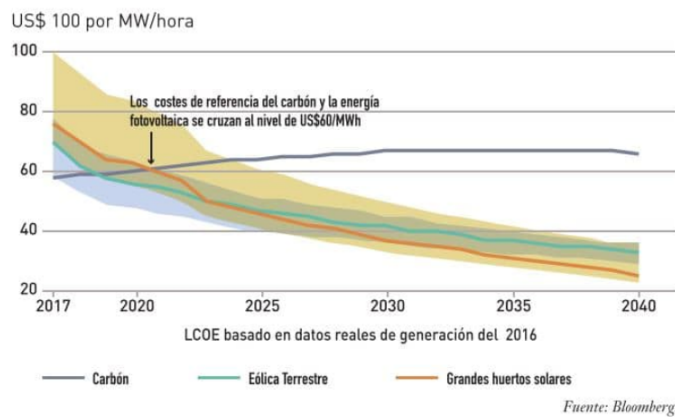


Figura 1.12 Evolución precios de las tecnologías de generación [1].

Esta disminución de los costes de las energías renovables y en concreto de la energía fotovoltaica, propiciará el desarrollo de esta tecnología, que no muy tarde se irá imponiendo en el mercado.

1.5 Objetivos del trabajo

El objetivo principal de este proyecto es estudiar la gestión eficiente de una estación de recarga de vehículo eléctrico con sistema de almacenamiento y generación fotovoltaica. Se busca maximizar el beneficio aportando parte de la electricidad necesaria para el consumo en paralelo con la red. Para ello, se consumirá potencia de la red cuando el coste sea menor y de la instalación fotovoltaica cuando el coste sea elevado, para que así, al venderla al consumidor, se le pueda sacar el máximo beneficio. También se podrá almacenar excedentes gracias a las baterías y usarlos en los momentos que no haya sol o cuando la energía de la red eléctrica esté en los picos altos de su precio, gestionando así la energía eficientemente desde el punto de vista económico.

El estudio se analiza desde el punto de vista actual y debido a que la vida útil de una instalación fotovoltaica se considera en torno a 20-25 años, se valorará su rentabilidad en un horizonte temporal de 20 años.

Dentro del objetivo principal se pueden encontrar dos objetivos secundarios:

- El primero es la gestión eficiente del sistema de almacenamiento de energía. Para ello, se estudiará con detalle la forma en que funciona el SAE teniendo en cuenta diferentes escenarios y parámetros. Esto proporcionará las condiciones bajo las cuales es óptima la instalación de la estación de recarga del VE.
- El segundo es fomentar el uso de un transporte que sea sostenible con el medioambiente, respondiendo a la demanda social de la ciudadanía que gana fuerza en la sociedad.

2 Estaciones de recarga del VE

Una estación de recarga del VE «es un punto donde se pueden recargar varios coches a la vez de forma rápida. Es decir, viajo, cargo el coche y sigo mi viaje», explica Jorge Morales, director de Próxima Energía [21]. Esto requiere que las recargas se realicen en menos de 30 minutos.

Para conocer mejor la situación de las estaciones de recarga del VE, se expone a continuación su situación actual y su previsión de futuro.

2.1 Situación actual

Según indica FAEN (Fundación Asturiana de la Energía) [35], actualmente existen cinco tipos de recarga según la velocidad de esta:

- Super-lenta, la intensidad de corriente se limita a 10 A o menos por no disponer de una base de recarga con protección e instalación eléctrica adecuada. La recarga completa de las baterías de un coche eléctrico medio, unos 22 a 24 kWh de capacidad, pueden llevar entre diez y doce horas.
- Lenta, se realiza a 16A demandando unos 3.6kW de potencia, puede llevar entre seis y ocho horas.
- Semi-rápida, se realiza con una potencia de unos 22 kW, puede llevar una hora y hora y cuarto.
- Rápida, la potencia demandada es de entre 44 y 50 kW, puede llevar media hora y lo normal es que no se haga una recarga del 100% sino en torno al 80% o 90%.
- Ultra-rápida, apenas se usa y debe considerarse algo todavía experimental en VEs a prueba con acumuladores tipo supercondensadores. La potencia de recarga es muy elevada y en unos cinco o diez minutos pueden recargar las baterías. Pero esto trae graves consecuencias para las baterías de iones de litio, que no soportan la temperatura tan elevada que provoca este tipo de recarga pues deteriora gravemente su vida útil.

En definitiva, normalmente, todos estos tipos se suelen resumir en dos, recarga lenta y recarga rápida. En el caso de las estaciones de recarga del VE suelen ser de tipo rápida, aunque ultimamente se están instalando algunos puntos de recarga ultra-rápida.

Una noticia de El País [39] anunciaba a fecha de 1 de abril de 2019, que la primera estación de recarga del VE de carga ultrarrápida de España ya está en funcionamiento en el término alavés de Lipidana (cerca de Vitoria). Dicha estación puede conseguir la recarga en seis minutos, un tiempo similar al que se emplea en un repostaje convencional.

Según un informe de la IEA [34], en 2018 el número de puntos de recarga para VE a nivel mundial era de 5.2 millones, de los cuales 540.000 eran de acceso público. Dentro de estas cifras, en España

hay un total de 4.343 estaciones de recarga del VE según los datos de la aplicación Electromaps [33]. Este dato coloca a España como el quinto país de la Unión Europea con más puntos de recarga. Sin embargo, queda lejos de países como Holanda que posee más de 32.875, Alemania con 25.241 y Reino Unido con 14.256. Aun así, en España no existe actualmente una red de recarga de acceso público con la dimensión o capacidad necesaria para permitir la adopción masiva de la movilidad eléctrica.

2.2 Previsiones futuras

En Europa se está impulsando la expansión de la infraestructura de recarga mediante una serie de ayudas para una integración óptima y factible del vehículo eléctrico, además de incentivar su evolución y desarrollo.

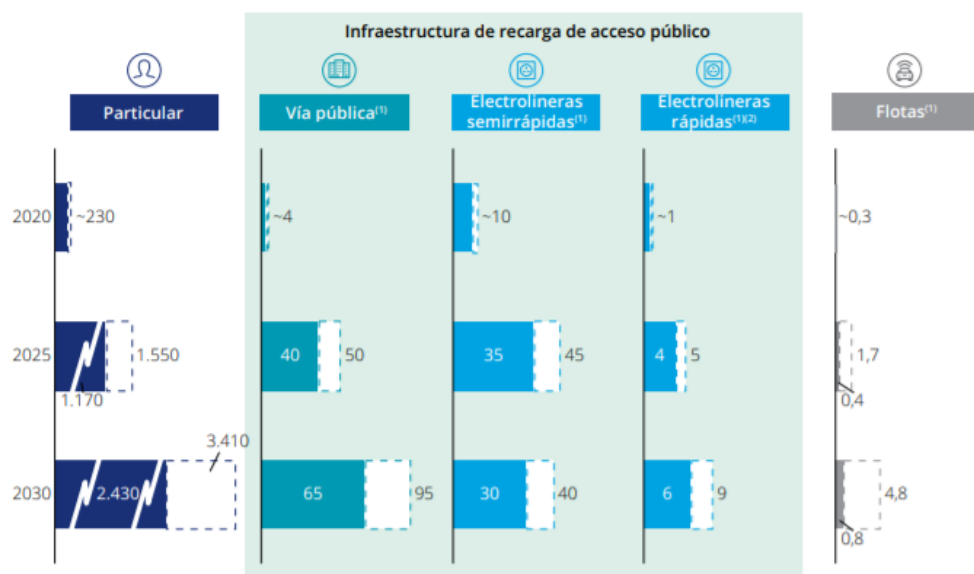
Por ejemplo en España, se llevó a cabo el plan Molvat para promover la implantación de sistemas de recarga de baterías para VE, tanto en la modalidad de adquisición directa como de operaciones de financiación por renting, incluyendo, aparcamientos o estacionamientos públicos permanentes, zonas de estacionamiento de empresas o infraestructura en vía pública, como bien se explica en el extracto publicado del BOE núm. 14 del 16 de enero de 2018 [5].

El plan MOVES es otra de las subvenciones que fomentan el desarrollo de las infraestructuras de recarga por parte del Gobierno de España. Según el Real Decreto 132/2019, de 8 de marzo [6], se otorga la concesión directa de ayudas del Programa de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible (MOVES) a las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla. En el caso de la Comunidad Autónoma de Andalucía, en la Figura 2.1. se puede observar cómo queda repartido el presupuesto entre las diferentes actuaciones previstas en el plan, donde se puede destacar que un 45 % está destinado a la implantación de infraestructura de recarga de VE.

Tipo de actuación	Porcentaje	Total
A. Adquisición de vehículos de energías alternativas (actuación 1)	50 %	4.048.471,52
B. Implantación de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos (actuación 2)	45 %	3.643.624,37
C. Implantación de sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas (actuación 3)	5 %	404.847,15
	TOTAL	8.096.943,04

Figura 2.1 Financiación según el tipo de actuación en la Comunidad Autónoma de Andalucía [7].

Por último, hay que tener presente los objetivos de descarbonización de 2050 que se mencionan en el punto anterior. Según el informe de Deloitte [30], serían necesarias en España unas 11.000 estaciones de recarga del VE en el año 2020, entre 40.000 y 50.000 en 2025 y entre 35.000 y 50.000 en 2030 para cumplir dichos objetivos como se observa en la figura 2.2. Por lo tanto, se cuenta con unas previsiones futuras optimistas en la inversión e implantación de una ampliación en la red de infraestructura de recarga del VE.



(1) Cada poste de recarga dispone de 2 conectores

(2) Cada electrolinera rápida dispone de 2 postes de recarga. Cada poste de recarga dispone de 2 conectores que se pueden utilizar de manera simultánea

Figura 2.2 Evolución de la infraestructura de recarga eléctrica en España (miles de postes por tipología de uso) [30].

3 Dimensionamiento de la estación de recarga del VE y demanda de consumo de los VEs, parque fotovoltaico y SAE

En el presente capítulo, se realizará el dimensionamiento del sistema que se estudiará en este trabajo, tanto de la estación de recarga del VE, como de la demanda de consumo de los VEs, así como el dimensionamiento del parque fotovoltaico y del SAE.

Previo al dimensionamiento de la estación de recarga del VE y demanda de consumo de los VEs, se va a caracterizar la curva del VE. Al igual que se mostrará la caracterización de la curva de generación fotovoltaica con anterioridad al dimensionamiento del parque fotovoltaico.

3.1 Caracterización de la curva del VE

En el capítulo 2 se han mostrado los tipos de recargas existentes y, como se ha explicado, en el caso de las electrolineras la recarga suele ser de tipo rápida. Por lo tanto, solo se estudiará en esta sección la caracterización de la curva de carga rápida del VE, que es la que interesa para este proyecto.

Carga rápida

La potencia que se demanda en la recarga rápida es muy alta, entre 44 y 50 kW, puede llevar media hora y lo normal es que no se haga una recarga del 100% sino en torno al 80% o 90%. En la Figura 3.1 se puede observar el modelo de carga de donde se ha extraído la curva de caracterización. Dicha curva corresponde al Nissan Leaf, que junto con el Renault Zoe y el Volkswagen e-Gol, son los VE con mayores ventas en el parque automovilístico actual. Esta carga se realiza a 30 kWh y tarda en completarse casi de manera completa unos 30 minutos. En este estudio se cuenta con una carga de 50 kWh, por lo que se supondrá que la recarga casi completa se realizará en unos 15 minutos.

Para el caso de la recarga rápida se puede aproximar la curva de carga a un valor constante, sin dar prácticamente lugar a errores. La carga se plantea entonces de la siguiente manera:

- Se asume que todos los vehículos llegarán al 10% de SOC al momento de la carga.
- La potencia de carga es constante y en el estudio empleado de 50 kW.
- Se tardará 15 minutos en realizar una carga casi completa.
- La carga se realizará de manera lineal y su conexión o desconexión se harán de forma inmediata.

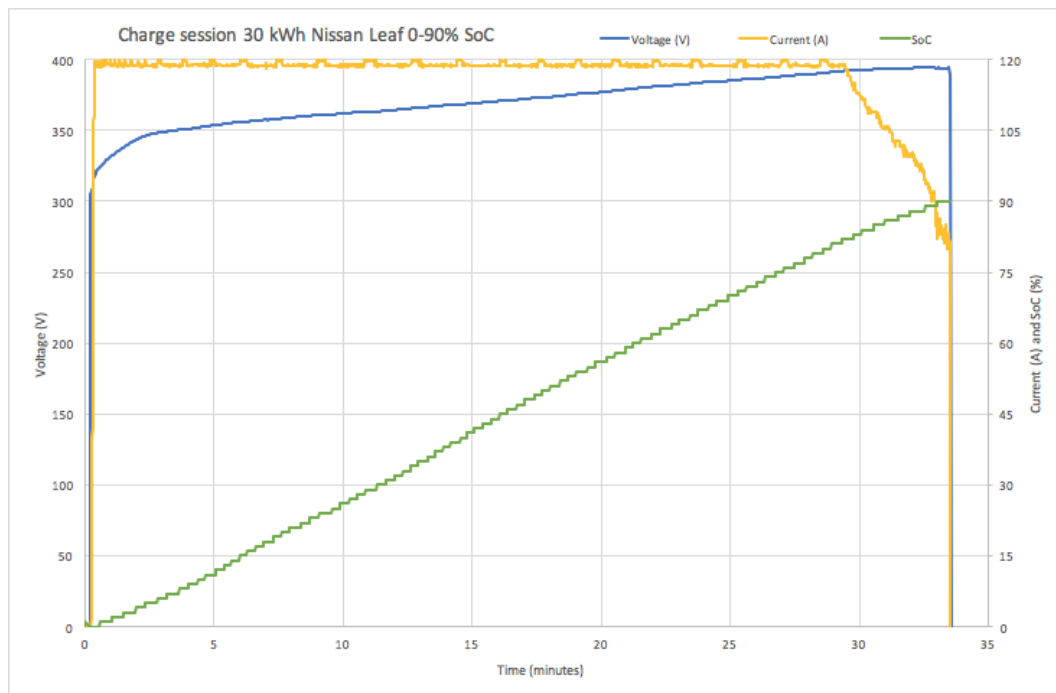


Figura 3.1 Curva de carga rápida de los VE[13] .

3.2 Dimensionamiento de la estación de recarga y la demanda de consumo de los VEs

La estación de recarga del VE que se considera en este estudio constará de 8 puntos de recarga rápida de 50 kW. Tiene un techado de 603.44 m² donde irán situadas las placas fotovoltaicas que se dimensionarán en la siguiente sección. La gasolinera que se ha tomado de referencia (Figura 3.2) para el cálculo de la capacidad que tiene el techado se encuentra en la ciudad de Sevilla y se ha elegido esta ubicación porque posibilita una recarga del vehículo eléctrico para su uso diario.

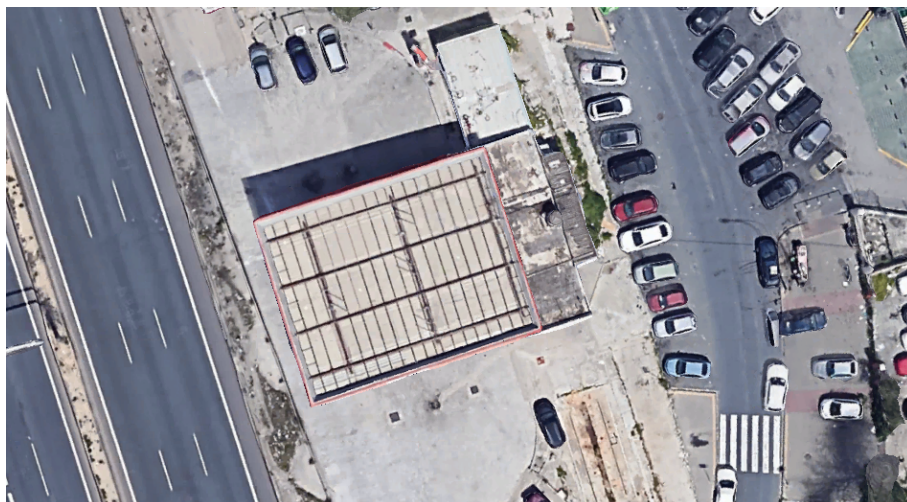


Figura 3.2 Imagen tomada de Google Earth de la gasolinera situada en la ciudad de Sevilla [12] .

Al tener 8 puntos de recarga de 50 kW, la potencia contratada base será de 400 kW. Esta variable será optimizada posteriormente en el estudio en la sección 5.7

Para mayor realismo, se han planteado dos escenarios posibles de la demanda de los VEs. Un escenario para la recarga entre semana y otro para los fines de semana. En dichos escenarios dependiendo del tramo horario, se establece la ocupación que tendrá la estación de recarga del VE.

3.2.1 Escenario de recarga del VE entre semana

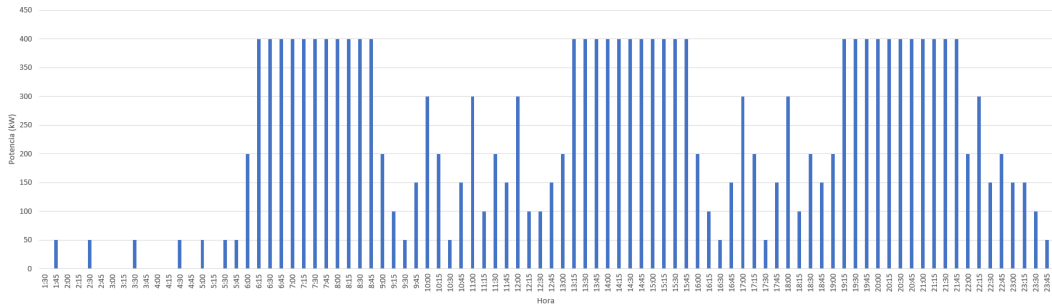


Figura 3.3 Demanda diaria entre semana de una estación de recarga del VE con 8 puntos de recarga en tramos horarios de 15 minutos .

Los tramos horarios son los siguientes:

- Tramo 1: De 6:00 a 9:00, de 13:00 a 16:00 y de 19:00 a 22:00. En este tramo la ocupación será del 100% de su capacidad.
- Tramo 2: De 9:00 a 13:00 y de 16:00 a 19:00. En este tramo la ocupación será del 50% de su capacidad.
- Tramo 3: De 22:00 a 00:00. En este tramo la ocupación será del 25% de su capacidad.
- Tramo 4: 00:00 a 6:00. Se realizarán recargas de manera puntual, siendo la ocupación muy baja.

En la Figura 3.3 se puede observar la demanda diaria de consumo del escenario establecida en este proyecto para una estación de recarga del VE con 8 puntos de recarga.

3.2.2 Escenario de recarga del VE en fines de semana

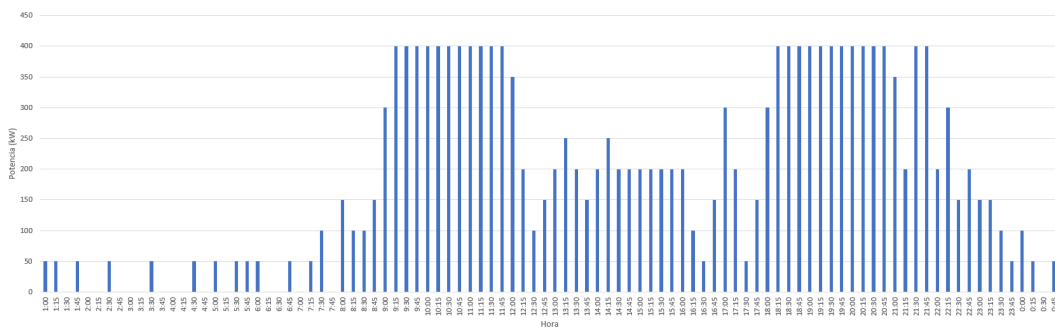


Figura 3.4 Demanda diaria en fines de semana de una estación de recarga del VE con 8 puntos de recarga en tramos horarios de 15 minutos .

Los tramos horarios son los siguientes:

- Tramo 1: De 9:00 a 12:00 y de 18:00 a 21:00. En este tramo la ocupación será del 100% de su capacidad.
- Tramo 2: De 12:00 a 18:00. En este tramo la ocupación será del 50% de su capacidad.

- Tramo 3: De 22:00 a 00:00. En este tramo la ocupación será del 25 % de su capacidad.
- Tramo 4: 00:00 a 9:00. Se realizarán recargas de manera puntual, siendo la ocupación muy baja.

En la Figura 3.4 se puede observar la demanda diaria de consumo del escenario establecida en este proyecto para una estación de recarga del VE con 8 puntos de recarga.

3.3 Caracterización de la curva de generación fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene al convertir la luz solar en electricidad. Como bien se explica en la sección 1.3, se trata de un tipo de energía renovable, inagotable y no contaminante que utiliza la radiación solar para producir electricidad.

Para obtener el perfil de potencia que caracteriza la curva se necesitan los datos acerca de la irradiación incidente en un punto geográfico en concreto, correspondiente con el emplazamiento de la instalación fotovoltaica a considerar. Se ha recurrido al programa PVGIS de la Comisión Europea [17] para conseguir estos datos. En la Figura 3.5 se muestra la radiación incidente en un día de mayo, el cual se ha cogido como ejemplo, teniendo en cuenta que los valores óptimos de inclinación y orientación son 30° y 0°, respectivamente.

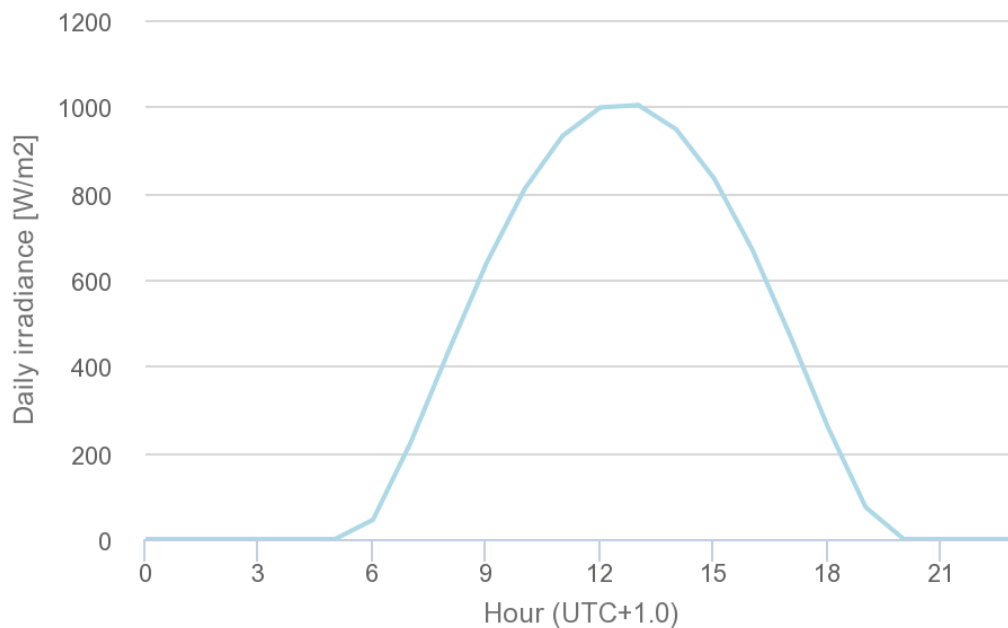


Figura 3.5 Radiación solar incidente en la instalación fotovoltaica[17] .

El modelo de placa fotovoltaica elegida es el 215 NHE del catálogo de Techno Sun [8] con tecnología monocristalina, la más eficiente de las disponibles (monocristalina, policristalina y amorfa). Dicha placa cuenta con un rendimiento del 20 % y una potencia máxima de 215 W.

Por último, para obtener la potencia conseguida por la instalación fotovoltaica se usará el programa PVWatts® [22], en el que se introducen los datos de la ubicación geográfica, el número de paneles junto a la potencia de cada uno y los datos de irradiación. Con la introducción de todos estos datos el programa proporciona los datos de potencia inyectada cada hora, que posteriormente se pasarán a formato de cada 15 minutos.

3.4 Dimensionamiento del parque fotovoltaico

La instalación fotovoltaica se colocará en el techado de la estación de recarga del VE, que cuenta con 600 m² aproximadamente y al que se le tendrá que aplicar un coeficiente de seguridad porque todo el espacio del techado no será útil. Aplicando el coeficiente de seguridad se toma un valor estimado de 500 m² y, al meter estos datos en el PVsyst [22] y los referidos en la sección 3.3, se determina una instalación PV de 69.230 kW. Con todos estos datos se puede obtener cómo será la potencia obtenida por la instalación fotovoltaica para todo un año. En la Figura 3.6 se muestra la potencia fotovoltaica obtenida para un día tipo.

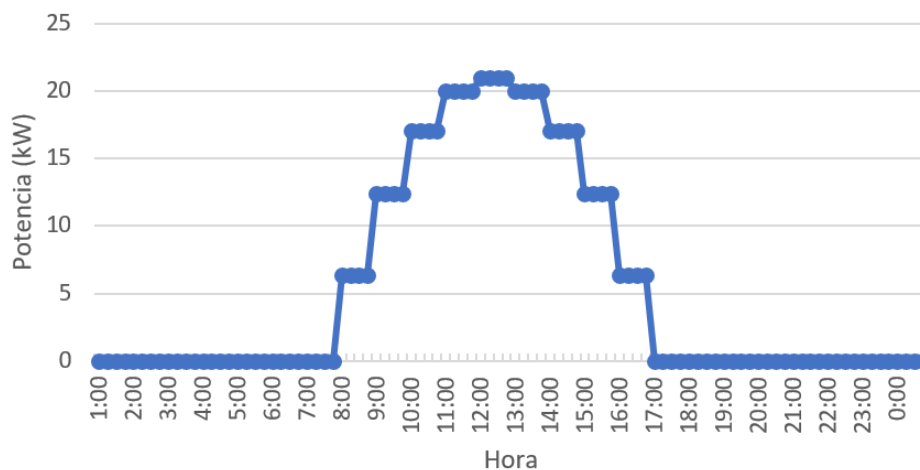


Figura 3.6 Potencia fotovoltaica para un día tipo .

Los propietarios españoles pagaron entre 0.90€ y 1.45€ por vatio por una instalación de placas solares en 2016, con un costo promedio de 1.2€ por vatio [19]. La placa seleccionada tiene una potencia de 215 W, por lo que tendría un coste promedio de 258€.

En algunas comunidades autónomas o provincias existen subvenciones o incentivos para la instalación de las placas fotovoltaicas, al tratarse de una energía renovable, que puede llegar a reducir el coste en un 35% sobre el precio del panel.

3.5 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía

Las baterías siguen siendo a día de hoy uno de los elementos del VE con los costes más elevados, y en consecuencia, el desarrollo y la investigación en esta tecnología es esencial. A lo largo de los últimos años, el precio de las baterías ha ido disminuyendo como se indica la Figura 3.7.

En la sección 1.4.2, en la que se explica la evolución esperada de las baterías, se indica el dato de que para el año 2024 los precios estarán en torno a 94 \$/kWh y en unos 62 \$/kWh para 2030 (83 € y 55 €) [2]. Además de estos datos, para el cálculo del coste de las baterías de este estudio se necesita establecer tanto su capacidad, como su potencia. En un primer momento, se supone que la batería consta de una de una capacidad de 200 kWh y de una potencia de 100 kW. En capítulos posteriores se optimizará esta variable y se estudiará si los valores supuestos son los más óptimos.

Se ha buscado información para ver si existe una batería como la que se necesitaría en este proyecto, y así hacerlo lo más realista posible. Se tiene que cumplir que las baterías instaladas sean capaces de compensar la carga rápida de 8 VEs. El modelo más reciente de Powerpack de Tesla,

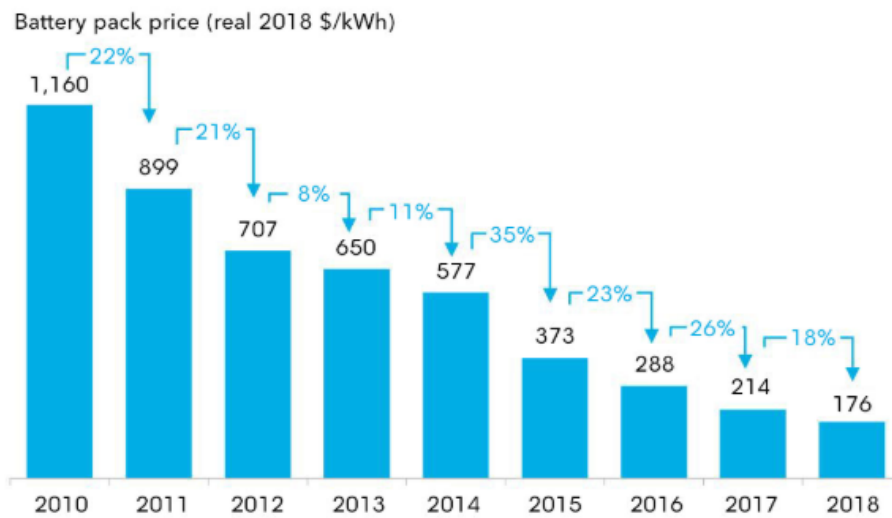


Figura 3.7 Evolución de precios de las baterías de ión litio por kWh .

cumple con las características requeridas con una capacidad energía máxima de 210 kWh y una potencia máxima de 100 kW [28].

Se estima con estos datos una relación E/P de 2, que será usado para la optimización de estas variables en apartados posteriores.

4 Modelo de optimización

Para realizar los cálculos del modelo de optimización se ha optado por el programa GAMS [31], que es un software de programación de alto nivel que se centra en la optimización matemática de funciones. El programa optimiza los parámetros que se le ordenan, fijando los parámetros que interesan y liberando los que se desea optimizar, siendo esta operación rápida y sencilla. Además, GAMS ha sido el primer software en combinar el álgebra matemática con conceptos tradicionales de programación. Hoy en día, el modelado algebraico se considera la forma más productiva de implementar modelos de optimización y métodos de descomposición para problemas de optimización.

El modelo a optimizar tiene como objetivo maximizar el beneficio, para lo que se incluyen las ecuaciones que lo caracterizan (que definirán los diferentes escenarios que se plantearán), algunas restricciones necesarias, parámetros del problema y la función objetivo. En la función objetivo lo que se quiere maximizar es el beneficio asociado a la venta de energía consumida por los VEs en un periodo de tiempo determinado (el año 2017), incluyendo, en algunos de los supuestos estudiados, los costes asociados por término de potencia y de energía, y los costes tanto de batería como de la instalación fotovoltaica.

Para todo ello se necesitan ciertos datos de entrada:

- Precio de la Energía: extraídos de CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) como el precio mayorista de compra del periodo estudiado en el año 2017.
- Inyección de potencia por la instalación fotovoltaica: se explica la extracción de estos datos en la sección 3.4.
- Demanda de consumo de carga rápida de los VE: que se indican en la sección 3.2
- Precio asociado al coste de adquisición de la instalación fotovoltaica: se detalla la información en la sección 3.4.
- Precio asociado al coste de adquisición de los sistemas de almacenamiento de energía: que se indican en la sección 3.2.
- Precio de la potencia contratada con discriminación horaria: se detalla como se obtiene en uno de los siguientes apartados en los que se habla de la ecuación 4.1.
- Precio de facturación de energía activa del VE: estos datos se obtienen de REE, en concreto de ESIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema) [10].

Se ha optado por trabajar en intervalos de tiempo de 15 minutos, ya que se trata del tiempo que se ha estimado que tardará en cargarse el VE en la sección 3.5 y además, es interesante tener una mayor precisión al tratarse de recarga rápida.

Para facilitar la comprensión de las ecuaciones, se muestra a continuación la tabla 4.1 con la notación empleada.

Tabla 4.1 Notación empleada en las ecuaciones..

Notación	Significado
E	Capacidad del SAE (kWh)
n	Número de paneles fotovoltaicos instalados
η_c	Rendimiento de carga del SAE
η_d	Rendimiento de descarga del SAE
$p_{Bat2024}$	Precio de adquisición de la batería en 2024 (€/kWh)
$p_{Bat2030}$	Precio de adquisición de la batería en 2030 (€/kWh)
P_c	Potencia de carga del SAE(kW)
P_d	Potencia de descarga del SAE(kW)
P_{dem}	Potencia demandada de carga del VE (kW)
P_{PV}	Potencia suministrada por la instalación PV (kW)
$P_{g,c}$	Potencia generada de la red a comprar (kW)
$P_{g,v}$	Potencia generada hacia la red a vender (kW)
P_{cont}	Potencia contratada (kW)
$P_{contmax}$	Potencia contratada máxima (kW)
$precio_c$	Precio de compra de energía a la red (€/MWh)
$precio_v$	Precio de venta de energía a la red (€/MWh)
$precio_{vVE}$	Precio de venta de energía para la recarga del VE (€/MWh)
$precio_{Pcont}$	Precio de la potencia contratada con discriminación horaria (€/MWh)
$precio_{WPV}$	Precio por vatio de la instalación fotovoltaica (€/W)
SOC	Estado de carga de la batería

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

- **Ecuación Beneficio:** función objetivo a maximizar. En ella se definen los beneficios por la venta de energía a los VEs, la energía excedente producida por el PV y la energía almacenada por la batería a la red, costes por compra de energía a la red y por término de potencia contratada, y costes de adquisición del SAE y de la instalación fotovoltaica, todo esto al periodo de tiempo asociado que se fija en 20 años.

$$\begin{aligned}
 \text{Beneficio} = & \frac{\sum_t (\text{precio}_{vVE}(t) * P_{dem}(t) + \text{precio}_v(t) * P_{g,v}(t))}{1000 * 4} \\
 & - \frac{\sum_t (\text{precio}_c(t) * P_{g,c}(t) + \text{precio}_{Pcont} + P_{cont}(t))}{1000 * 4} \\
 & - \frac{n * P_{panel} * \text{precio}_{WPV} * d}{365 * 20} - \frac{E * (p_{Bat2020} + p_{Bat2030}) * d}{365 * 20}
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Se divide entre 1000 para referir los datos de precio, que estaban en MWh, a kWh. También se divide entre cuatro para adecuar todos los datos de precio a intervalos de 15 minutos. Para el cálculo del precio de la potencia contratada, se usará el informe de precios energéticos regulados del IDAE [29], del que se obtiene que los peajes de acceso a baja tensión para una tarifa con discriminación horaria y con potencia mayor de 15 kW, son los que se aplican a la tarifa 3.0A [25]. Los datos, que se dan en tramos horarios, se adaptan a tramos de cada 15 minutos para poder introducirlos en el modelo de optimización.

Dado que la vida útil de una batería es aproximadamente 10 años, se han adquirido dos baterías. Considerando esto, la vida útil total de la instalación será de 20 años, periodo

para el cual se ha realizado la amortización del coste de adquisición de las dos baterías. La amortización del coste de la instalación fotovoltaica se ha realizado de la misma forma.

- **Ecuación Balance:** esta ecuación logra que la demanda de consumo por el VE siempre esté cubierta.

$$P_d(t) + P_{PV}(t) + P_g c(t) \geq P_{dem}(t) + P_g v(t) + P_c(t) \quad (4.2)$$

- **Ecuación SOC:** representa la evolución del estado de carga de la batería durante la simulación que está definida en kWh y dado que el tiempo de simulación es de 15 minutos, se divide entre cuatro.

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{P_c(t) * \eta_c}{4} + \frac{P_d(t)}{4 * \eta_c} \quad (4.3)$$

- **Ecuación de venta máxima de la energía excedente a la red:** si no ponemos un límite de venta de energía, el programa entiende que puede vender toda la que compra, siempre que aporte beneficios. Por eso, se añade esta ecuación como una restricción en la que se establece que la potencia generada hacia la red para vender, no puede ser mayor que la potencia de descarga de la batería sumada a la potencia generada por las placas fotovoltaicas.

$$P_g v(t) \leq P_d(t) + P_{PV}(t) \quad (4.4)$$

- **Ecuación de compra mínima de energía de la red:** se ha tenido que añadir esta restricción, parecida a la ecuación de balance, pero necesaria para resolver este sistema de ecuaciones. La diferencia es que en esta ecuación no se añade el término asociado a la compra de energía de la red, ya que no tiene sentido vender energía cuando se necesita comprarla. Esta ecuación implica que la potencia generada de la red a comprar nunca puede ser menor a la diferencia entre la potencia demandada por el sistema y la potencia que aporta el PV y el SAE.

$$P_g c(t) \geq P_{dem}(t) - P_{PV}(t) - P_d(t) + P_c(t) \quad (4.5)$$

- **Ecuación de potencia contratada de la red máxima:** la potencia contratada no podrá superar a la potencia máxima contratada, que para el caso de la estación de recarga del VE es de 400 kW, siendo este su valor cuando la demanda es máxima.

$$P_{cont} \leq P_{contmax} \quad (4.6)$$

- **Ecuación de compra máxima de energía de la red:** su función es limitar la compra de la energía a la red, ya que no se podrá comprar más que la que se tiene contratada.

$$P_g c(t) \leq P_{contmax}(t) \quad (4.7)$$

Para resolver este modelo de optimización, se ha utilizado el solver de CONOPT y a la función maximizing se le ha marcado el objetivo de maximizar la función objetivo de beneficio, cuyo resultado irá dependiendo de los diferentes escenarios de simulación que se verán en el siguiente capítulo, donde se analizarán los resultados obtenidos y se podrá determinar la viabilidad, tanto técnica como económica, de este proyecto.

5 Resultados

El objetivo final de esta simulación será hallar una solución óptima global que maximice el beneficio obtenido de la estación de recarga del VE teniendo en cuenta el conjunto del sistema formado por los VEs, la instalación fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento de energía. Para poder hacer un análisis detallado de lo que supone cada variable, en principio estarán la gran mayoría fijadas, para que en cada simulación se vaya liberando una variable más para ver su contribución concreta al componente económico.

La simulación ha sido realizada para los 365 días del año 2017 en tramos horarios de 15 minutos. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los diferentes escenarios que se estudian:

Tabla 5.1 Tabla resumen de escenarios.

Escenario 1	Situación inicial
Escenario 2	Situación inicial con PV
Escenario 3	Situación inicial con Batería
Escenario 4	Situación inicial con PV y Batería
Escenario 5	Venta de excedente de energía a la Red Eléctrica
Escenario 6	Añadir costes
Escenario 7	Optimizar Potencia contratada
Escenario 8	Optimizar Batería
Escenario 9	Añadir margen de beneficio y subvención PV
Escenario 10	Instalación de la estación de recarga en 2030

5.1 Situación inicial

Tabla 5.2 Parámetros en la sección 5.1.

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

Para la situación inicial se utilizan los datos de la demanda de consumo de los VEs especificada en la sección 3.2 y que se resumen en la Figura 3.3 para los días entre semana y en la Figura 3.4 para los días de fines de semana. Para el coste de la energía se utilizan los datos extraídos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y para el precio de venta de la energía de la

estación de recarga a los VEs se utilizan los datos obtenidos de REE [10]. La potencia contratada es fija y se establece su valor máximo en 400 kW. Para el cálculo del coste que supone la potencia contratada, se usará el informe de precios energéticos regulados del IDAE [29]. De él se obtiene que los peajes de acceso a baja tensión para una tarifa con discriminación horaria y con potencia mayor de 15 kW, la tarifa aplicada es la 3.0A, que se muestra en la Figura 5.1. Los datos se adaptan a posteriori de tramos horarios a tramos de 15 minutos.

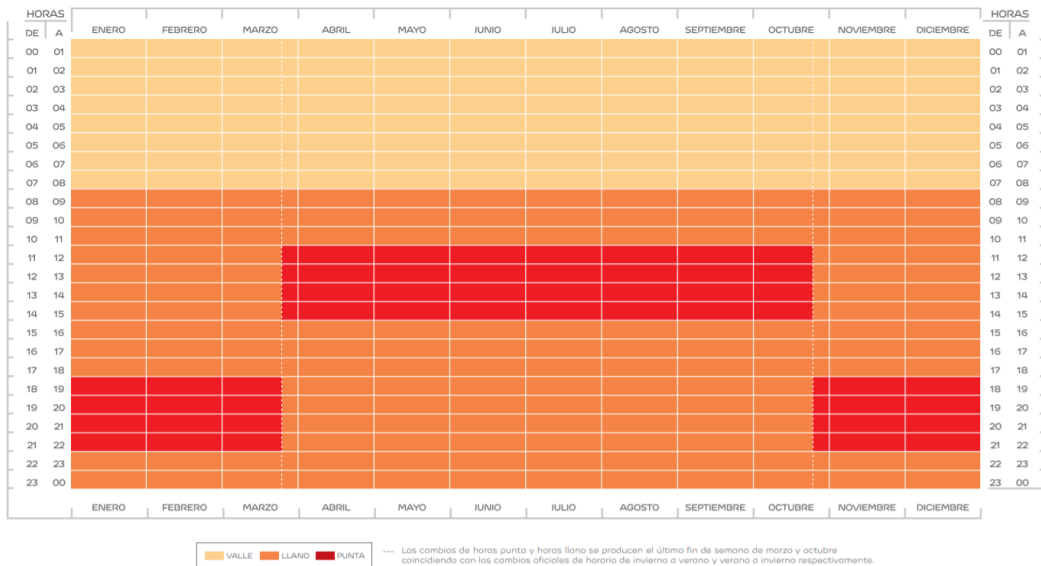


Figura 5.1 Tarifas 3.0A de acceso a redes eléctrica. Periodos tarifarios.[17] .

En la Figura 5.2 se muestra la evolución de los precios para un día tipo de junio, en la que se puede observar de manera gráfica el beneficio que se obtiene. En los valores picos de consumo de la mañana, a medio día y hacia el final del día, se puede observar que el coste de la energía que se compra a la red es mayor.

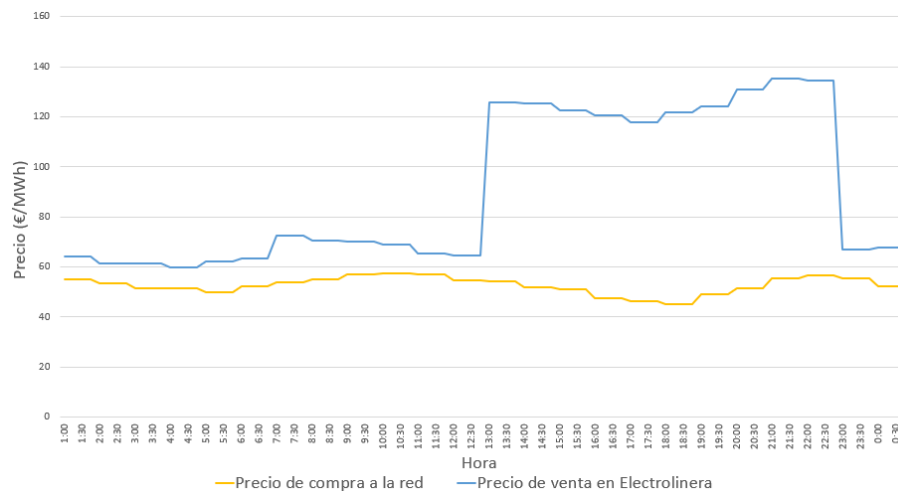


Figura 5.2 Precio de un día tipo de junio .

El resultado del beneficio obtenido se muestra en la Tabla 5.3. Este dato servirá como referencia para analizar la repercusión económica anual de la optimización de las diferentes variables del sistema que se irán sucediendo en los siguientes escenarios.

Tabla 5.3 Resultado Escenario 1.

	Beneficio (€)
Escenario 1	80583.875

5.2 Situación inicial con PV

Tabla 5.4 Parámetros en la sección 5.2.

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

En este escenario se estudia el beneficio al añadir una instalación fotovoltaica. Al contar con un espacio limitado para dicha instalación, la energía que proporciona no cubre la demanda de consumo en casi ningún momento. En la Figura 5.3 se observa que solo sobre las 10:30, cuando la demanda de consumo es baja y se empieza a inyectar una potencia PV razonable, la demanda se abastece completamente con energía renovable. Este exceso se inyectaría en la red a coste cero para este apartado, pero en escenarios posteriores se analizará el beneficio de vender el excedente a la red.

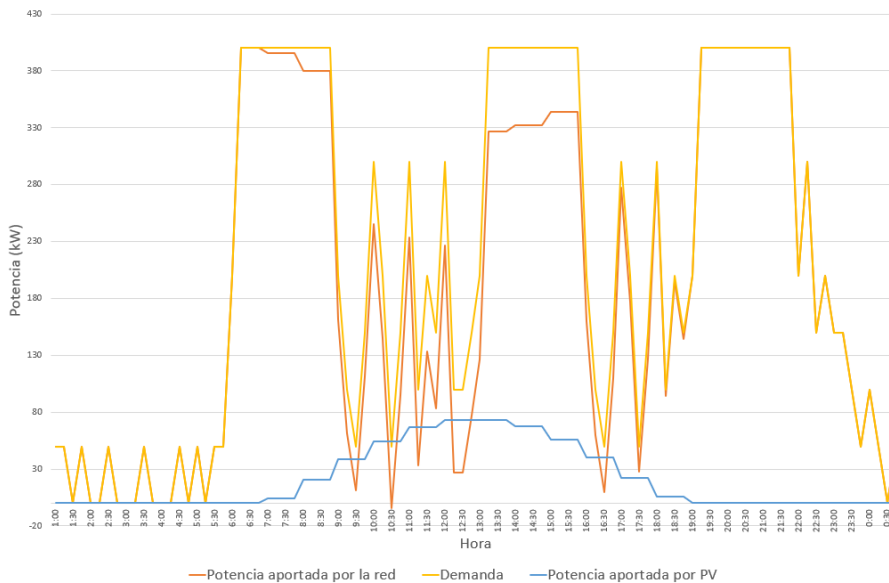


Figura 5.3 Balance de potencias para un día tipo de junio .

El impacto del uso de la energía fotovoltaica es mucho más notable que el de la batería (Tabla 5.5), pero en el siguiente escenario se estudia la posibilidad de estudiar las dos tecnologías de manera conjunta. Añadir la batería a una instalación fotovoltaica puede suponer una gestión más eficiente de la generación PV para así poder aprovecharla mejor.

Tabla 5.5 Resultado Escenario 2.

	Beneficio (€)	Margen de beneficio respecto situación inicial (%)
Escenario 2	88188.93	9.44

5.3 Situación inicial con Baterías

Tabla 5.6 Parámetros en la sección 5.3.

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

La batería incorporada cuenta con una capacidad de 200 kWh y una potencia de 100 kWh, tal y como se explica en la sección 3.5.

En la figura 5.4 se puede observar que la batería funciona de manera correcta, ya que se carga cuando el precio de compra de la energía está más bajo, y se descarga cuando el precio está en uno de sus picos más altos.

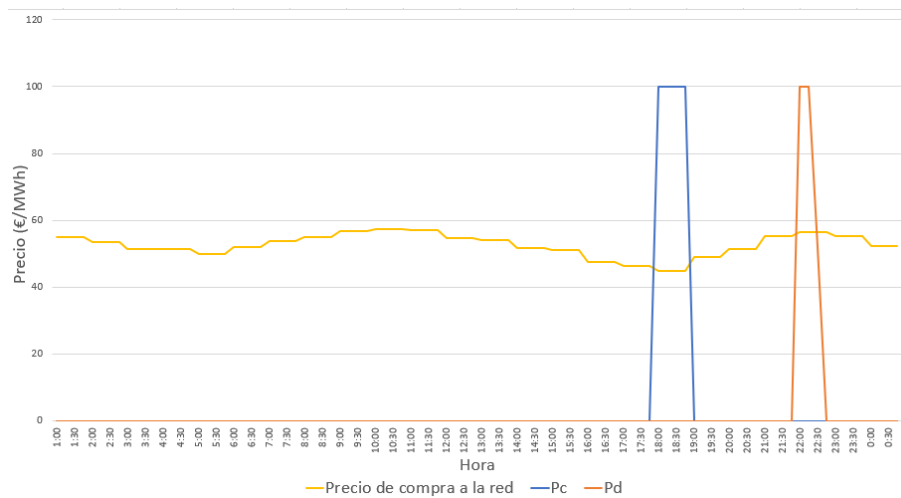


Figura 5.4 Curva carga y descarga Batería junto con precio de la energía de un día .

Tabla 5.7 Resultado Escenario 3.

	Beneficio (€)	Margen de beneficio respecto situación inicial (%)
Escenario 3	81225.29	0.8

El impacto en el beneficio económico para este escenario es pequeño (Tabla 5.7), y por eso se estudia en escenarios posteriores cómo sería en conjunto con la tecnología fotovoltaica.

5.4 Situación inicial con PV y Batería

Tabla 5.8 Parámetros en la sección 5.4.

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

En este escenario se introduce al modelo base el uso de una batería de 200 kWh de capacidad y de 100kW de potencia funcionando de manera conjunta con la instalación de energía fotovoltaica. Se puede apreciar en la Figura 5.5, que como se indica en el escenario anterior (sección 5.2), a las 10:30 se cuenta con energía excedente, que antes se revertía a la red y ahora se usa para cargar la batería. También se puede observar analizando los datos que nos proporciona el algoritmo de optimización, que es más óptimo el uso de la energía PV para abastecer la demanda que para usarlo en la carga de la batería. En la Figura 5.6 se ve con mejor detalle el funcionamiento de la batería, que solo se carga cuando el precio de la energía de la red está en su coste mínimo para luego descargarse cuando el coste aumenta.

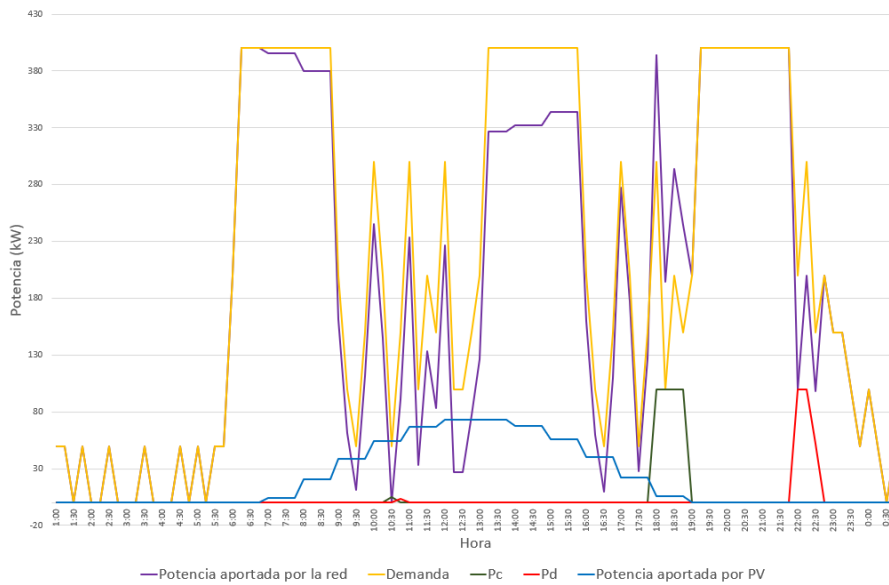


Figura 5.5 Balance de potencias para un día tipo de junio .

En la Tabla 5.9 se muestra el resumen del beneficio económico, que vemos que ha aumentado con respecto al escenario anterior, por lo que se va cumpliendo el objetivo de mejorar y optimizar esta variable.

Tabla 5.9 Resultado Escenario 4.

	Beneficio (€)	Margen de beneficio respecto situación inicial (%)
Escenario 4	88827.91	10.23

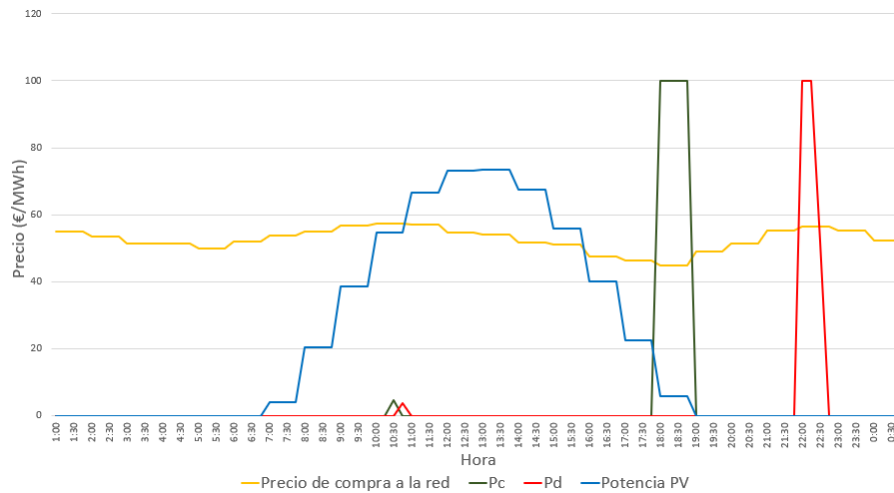


Figura 5.6 Curva carga y descarga Batería junto con PV y precio de la energía de un día .

5.5 Venta de excedente de energía a la Red Eléctrica

Tabla 5.10 Parámetros en la sección 5.5.

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

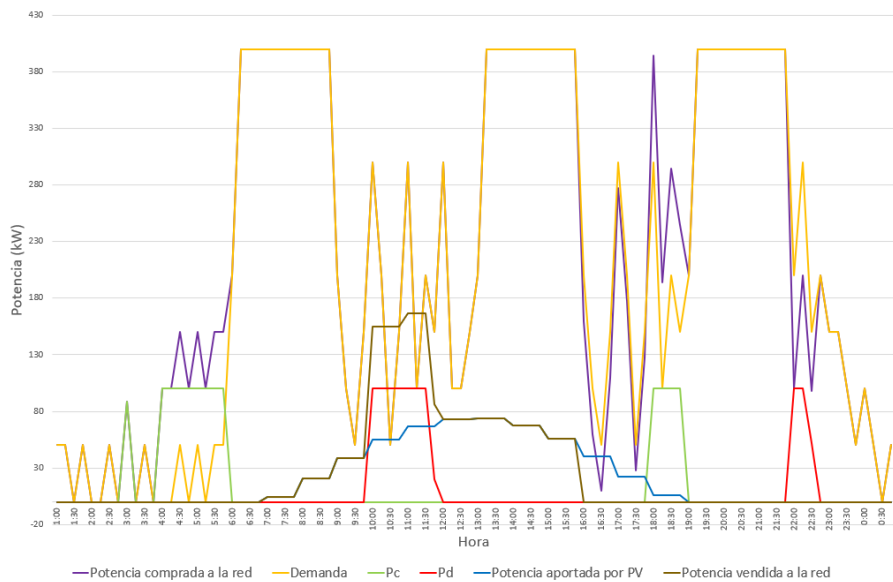


Figura 5.7 Balance de potencias para un día tipo de junio .

En el Real Decreto 15/2018 [23], del 5 de octubre, se establece una nueva normativa por la que se permite desde el mes de abril de 2019, entre otras cosas, la venta de excedentes de energía autoproducidos. Los precios con los que se compensará esta generación están siendo publicados por Red Eléctrica de España [10]. Debido a que ya se cuenta con los datos de la mayor parte del año, se hace una aproximación para calcular estos datos para los meses que faltan para finalizar el

año completo.

En este proyecto, el excedente autoproducido es mínimo, por lo tanto se considera como posible opción vender la energía que almacena la batería en los casos que sea favorable, para así poder observar cómo se comportan las variables en este escenario.

Se puede observar en la Figura 5.7, que para este escenario, la venta de energía a la red se produce cuando también se cuenta con la energía obtenida del PV. También se puede apreciar que a partir de las 16:00 el algoritmo de optimización considera que es más óptimo el autoconsumo de esa energía que su venta. Este dato tiene sentido ya que es hasta el momento en el que los precios de venta a la red son superiores a los de compra.

En la Figura 5.8 se observa que el funcionamiento de la batería está siendo óptimo, ya que se carga en los momentos en los que la compra de energía es más barata y se descarga cuando el precio de compra está en sus picos más altos.

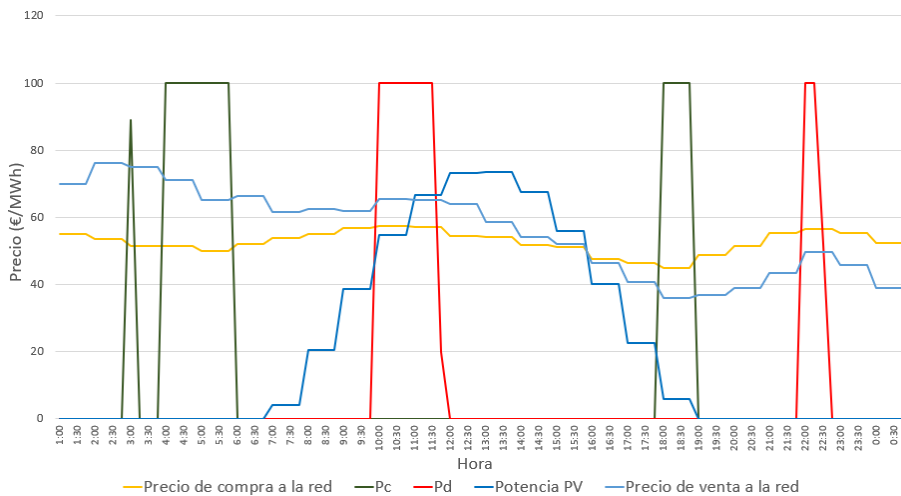


Figura 5.8 Curva carga y descarga Batería junto con PV, precios de compra y venta de la energía de un día .

En la Tabla 5.11 se muestra el resumen del beneficio económico, que vemos que sigue aumentando con respecto al escenario anterior y ya supone un margen de beneficio considerable respecto a la situación inicial.

Tabla 5.11 Resultado Escenario 5.

	Beneficio (€)	Margen de beneficio respecto situación inicial (%)
Escenario 5	99663.78115	10.3

5.6 Añadir costes

Tabla 5.12 Parámetros en la sección 5.6.

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

Para este escenario se añaden los costes de la batería que se usa para 2020 y la batería que se usará en 2030, ya que se considera una vida útil de la batería de 10 años, y también se añade el coste de la instalación del PV mencionados en el capítulo 3.

Se puede observar en la Figura 5.9 la similitud en las gráficas con respecto al apartado anterior. La gran diferencia se encuentra en la Tabla 5.13 donde se denota que el beneficio es menor con respecto al escenario anterior en el que no se tienen en cuenta los costes. Para este caso se observa que sería rentable el uso de PV y de batería con respecto al caso inicial porque existe un margen de beneficio que se consigue con el uso eficiente de la energía que se obtiene gracias al SAE y la autoproducción de energía. En los próximos apartados se optimizarán las diferentes variables con las que se cuentan para intentar que la instalación de batería y PV en la estación de recarga del VE genere el mayor beneficio posible.

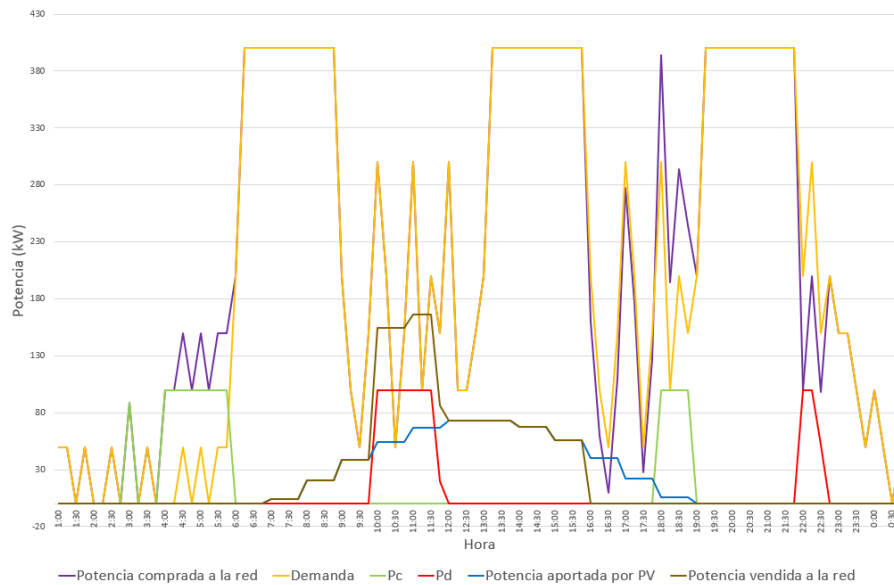


Figura 5.9 Balance de potencias para un día tipo de junio .

Tabla 5.13 Resultado Escenario 6.

	Beneficio (€)	Margen de beneficio respecto situación inicial (%)
Escenario 6	84359.54989	4.685

5.7 Optimizar potencia contratada

Tabla 5.14 Parámetros en la sección 5.7.

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

En esta sección se optimiza la primera de las variables que componen el modelo, la potencia contratada, cuyo cálculo de su coste asociado se indica en la sección 5.1. Para este escenario se pone como restricción que la potencia contratada máxima será de 400 kW, ya que es el valor más alto que necesita la estación de recarga del VE si está ocupada al completo.

Se puede observar en la Figura 5.10 como funciona el sistema con la variable de la potencia contratada optimizada. El funcionamiento de dicho sistema es muy parecido a las Figuras 5.7 y 5.8 de las anteriores secciones con la diferencia de que en este caso la potencia contratada óptima es de 396.5 kW. Se puede observar que la reducción en dicha variable se consigue con el uso de la batería y el PV, aunque es una diferencia de la variable inicial casi imperceptible que hace que la mejora del beneficio sea casi nula.

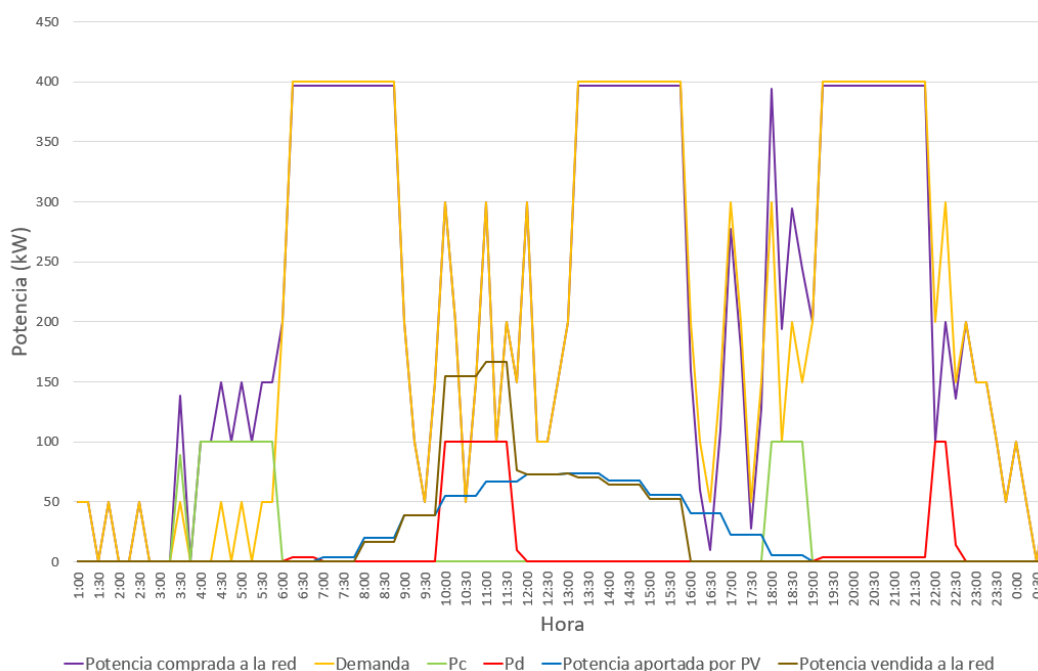


Figura 5.10 Balance de potencias para un día tipo de junio.

Tabla 5.15 Resultado Escenario 7.

	Potencia Contratada (kW)	Beneficio (€)	Margen de beneficio respecto situación inicial (%)
Escenario 7	396.5427	84361.15154	4.687

Para los siguientes escenarios se considera que la potencia contratada será de 400 kW, ya que se puede redondear a este dato considerando la poca aportación que tiene al beneficio total.

5.8 Optimizar batería

Tabla 5.16 Parámetros en la sección 5.8.

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

En este escenario se estudia como obtener el máximo beneficio económico siendo la variable a optimizar la batería. Sorprendentemente, en la Figura 5.11 se observa que lo más óptimo es que se prescindiera del uso de la batería. Esto es factible que ocurra si la instalación de la estación de recarga del VE está planteada para 2020 debido a que el precio de la batería sigue siendo alto y no sale rentable para este caso, que además contamos con una instalación relativamente pequeña de PV.

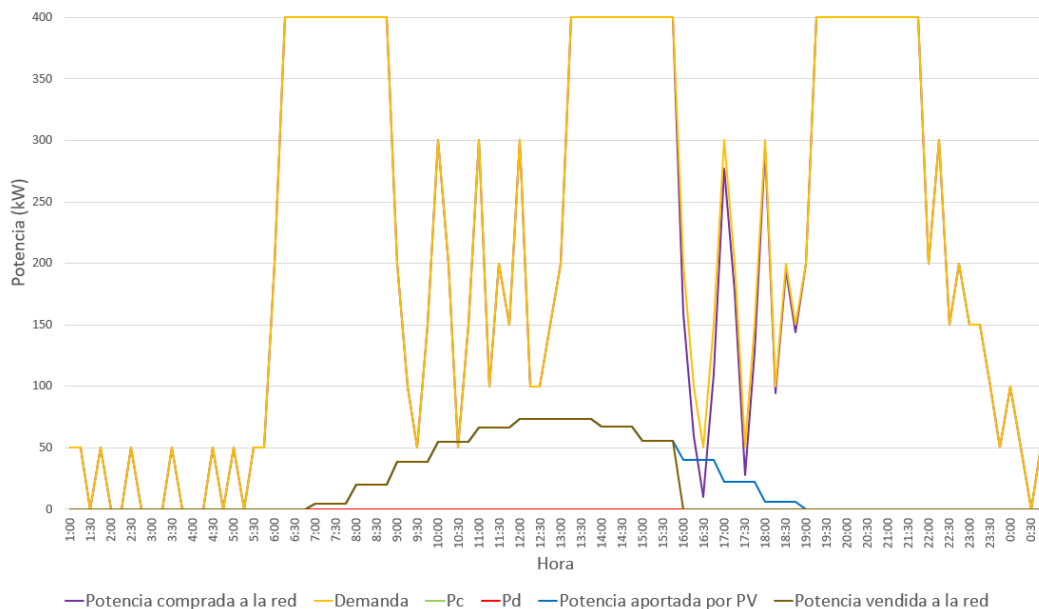


Figura 5.11 Balance de potencias para un día tipo de junio.

Se puede observar que al igual que en la sección 5.5, la venta de energía a la red se produce hasta las 16:00, que es cuando los precios de compra de energía a la red superan los precios de venta de energía a la red y por lo tanto es más óptimo utilizar esa energía para el propio consumo de la estación de recarga del VE.

Tabla 5.17 Resultado Escenario 8.

	Energía SAE (kW/h)	Potencia SAE (kW)	Beneficio (€)	Margen de beneficio respecto situación inicial (%)
Escenario 8	0	0	84743.1458	5.16

En el presente escenario se puede comprobar que aunque sea más óptimo prescindir del uso de la batería y se mejore el beneficio con respecto al escenario 5.6 en un 0.45%, no se consigue mejorar

el beneficio económico considerablemente.

5.9 Añadir margen de beneficio y subvención del PV

Tabla 5.18 Parámetros en la sección 5.10.

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

No se puede olvidar que durante estos últimos años y en el pronóstico de los siguientes, para incrementar y favorecer el uso de las energías renovables, dependiendo de la comunidad autónoma o provincia, se encuentran vigentes incentivos o subvenciones. En estos casos el coste por vatio de una instalación fotovoltaica puede disminuir en un 35 % con respecto a la sección 3.4, llegando a un total de 0.8 € por vatio [27].

La disminución en los costes de la instalación PV sumada a añadir un margen de beneficio en el precio al que se vende la energía en la estación de recarga, que afectará a la ecuación de beneficio, hacen que el uso de la batería salga beneficioso para este escenario. Tiene lógica establecer un margen de beneficio en el precio al que se vende la energía en la estación de recarga del VE debido a que en la actualidad es más caro el uso de la electricidad que el uso del combustible tradicional. Este margen de beneficio se fijará en un 20% debido a que las gasolineras de combustible fósil obtienen un margen de beneficio total aproximado a este dato [11].



Figura 5.12 Curva de precios de compra y venta de la energía a la red .

Se puede observar gracias a las Figuras 5.12 y 5.13 que la batería inicialmente se descarga para vender energía a la red en el momento en que la diferencia de precio de la energía de compra y venta es mayor. A continuación cuando los precios de compra de energía a la red son bajos, se carga la batería que posteriormente se descarga con el fin abastecer la demanda y vender energía a la red. En el momento en el que los precios de compra a la red superan los precios de venta, se deja de vender energía a la red como se puede observar en la Figura 5.14, y será en el momento en el que se vuelvan a encontrar los precios de compra de energía de la red más bajos, cuando se vuelve a cargar la batería.

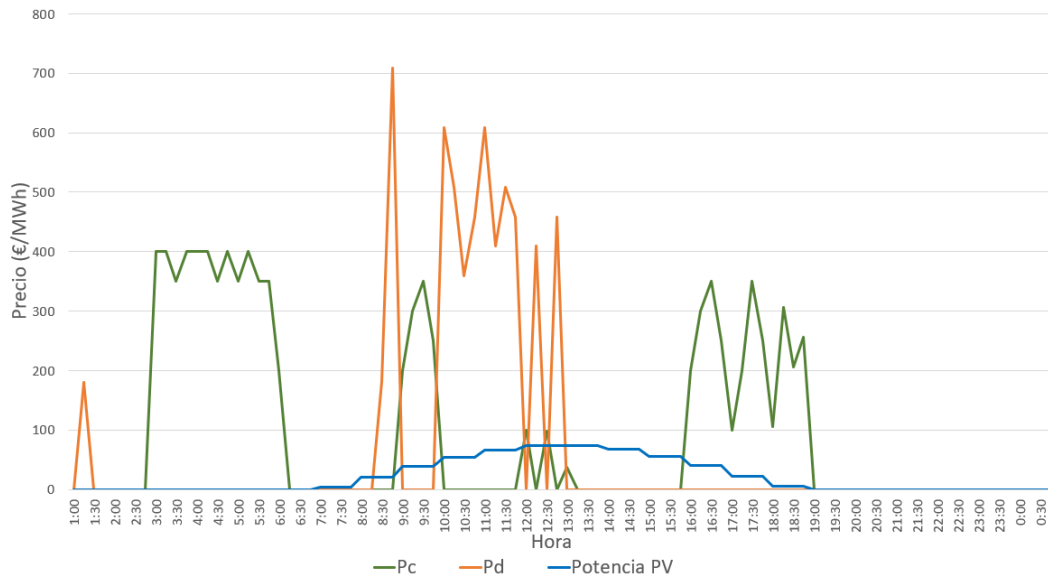


Figura 5.13 Curva carga y descarga de la batería junto con energía PV.

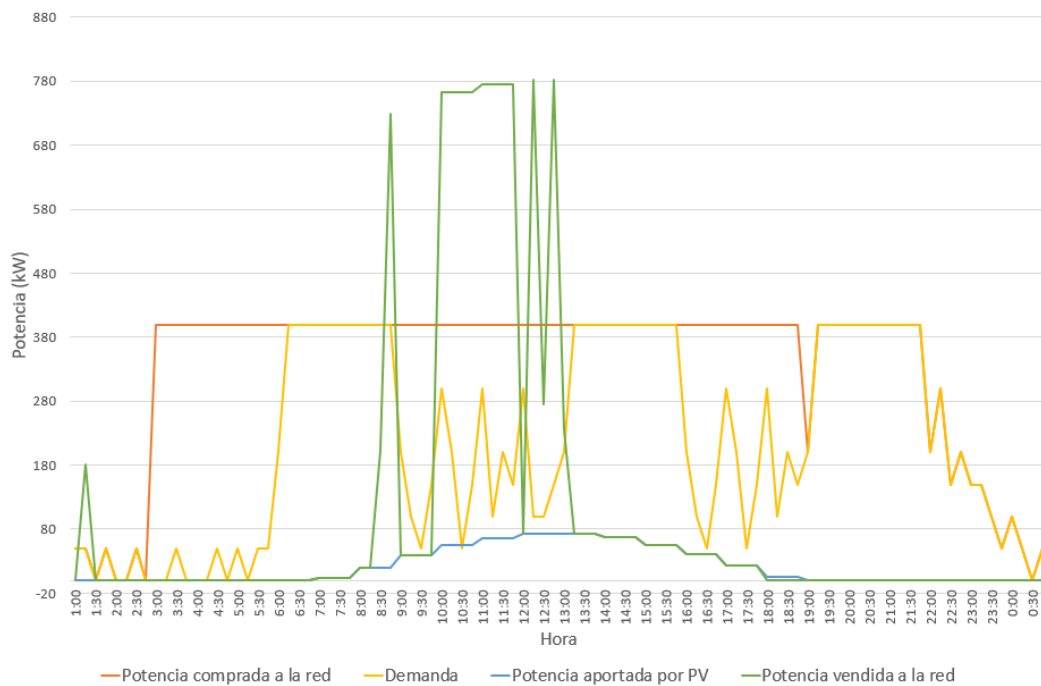


Figura 5.14 Balance de potencias para un día tipo de junio.

En la Tabla 5.19 se plasman los resultados que se obtienen para este escenario. Gracias a añadir un margen de beneficio y subvencionar el PV, se obtiene un beneficio mayor a nuestro caso inicial, y por primera vez, sería óptima la instalación de placas fotovoltaicas y baterías en la estación de recarga del VE.

Tabla 5.19 Resultado Escenario 9.

	Energía SAE (kW/h)	Potencia SAE (kW)	Beneficio (€)	Margen de beneficio respecto situación inicial (%)
Escenario 9	1417.5	708.75	93023.8807	15.44

5.10 Instalación de la estación de recarga del VE en 2030

Tabla 5.20 Parámetros en la sección 5.10.

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

En este escenario se estudiará el posible beneficio si la estación de recarga del VE se implantase en el 2030 en vez de en el 2020. Se quiere estudiar este caso debido a la evolución esperada en los sistemas de almacenamiento que se explican en la subsección 1.4.2.

En las Figuras 5.15 y 5.16 se puede observar que los resultados son muy parecidos a los de la sección anterior. Debido a que en el 2030 el precio de la batería se pronostica que bajará, en este escenario aumenta casi el doble la energía y potencia óptima para el SAE.

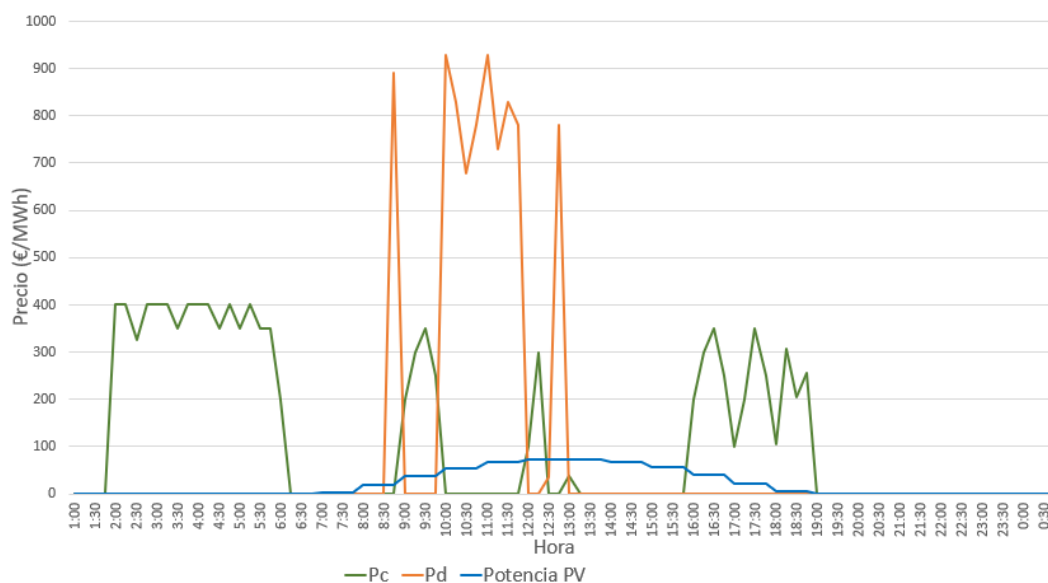


Figura 5.15 Curva carga y descarga de la batería junto con energía PV.

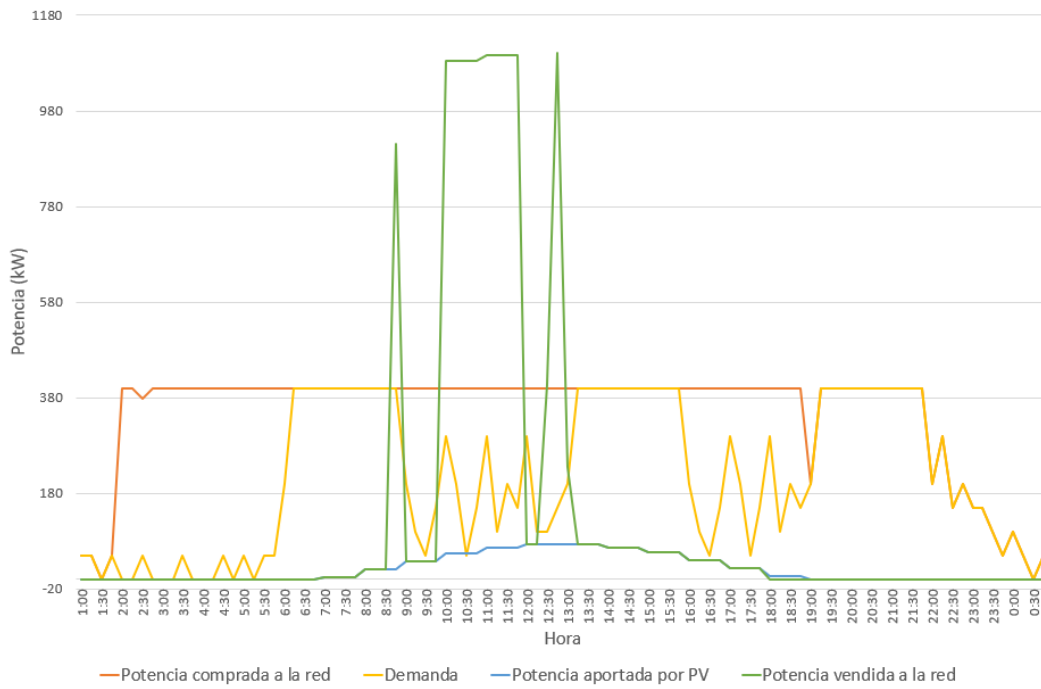


Figura 5.16 Balance de potencias para un día tipo de junio.

Tabla 5.21 Resultado Escenario 10.

	Energía SAE (kW/h)	Potencia SAE (kW)	Beneficio (€)	Margen de beneficio respecto situación inicial (%)
Escenario 10	2058.75	1029.375	95464.7749	18.47

Finalmente, como se puede observar en la Tabla 5.21, en este último escenario se consigue un beneficio del 18.47% con respecto a la situación inicial en la que solo contábamos con la red. Por lo que se puede concluir que con respecto al beneficio económico, sería viable el uso de PV y SAE en la estación de recarga del VE.

6 Conclusiones y posibles trabajos futuros

Este trabajo ha estudiado la gestión eficiente de una estación de recarga de vehículo eléctrico con sistema de almacenamiento y generación de energía fotovoltaica. Para ello se ha desarrollado un algoritmo de optimización cuyo objetivo es maximizar el beneficio de la estación de recarga de VE utilizando adecuadamente la carga y descarga de la batería.

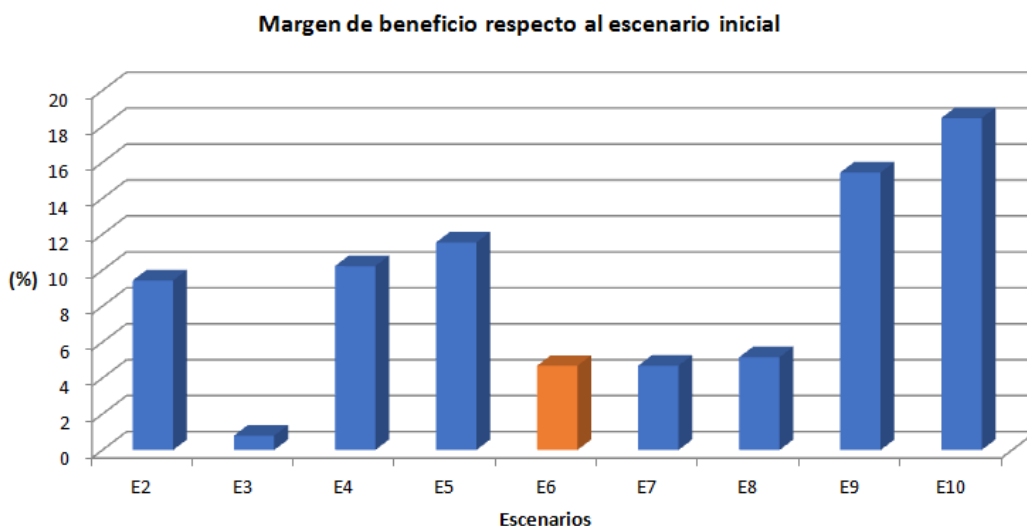


Figura 6.1 Margen de beneficio de cada escenario con respecto a la situación inicial.

En la Figura 6.1 se expone un resumen de los márgenes de beneficio obtenidos en cada escenario con respecto a la situación inicial en la que solo se cuenta con el uso de la red eléctrica como suministrador de energía. Para el escenario 2 se ha marcado un valor para el SAE de 200 kWh y 100 kW y se obtiene un beneficio con respecto al caso inicial sin PV ni SAE del 0.79%. Si a la situación inicial se le añade PV además del SAE se obtiene un beneficio de un 10.23% (como se puede observar en el E4 de la Figura 6.1), aumentando considerablemente su valor. En el escenario 5 se contempla la posibilidad de vender energía excedente autoproducida y energía que almacena la batería en los casos que sea favorable obteniendo así un beneficio del 10.23% que sigue en aumento. Para conseguir unos resultados que sean cercanos a la realidad, en el escenario 6 se añaden los costes de lo que supondría el SAE y el PV obteniendo una reducción del beneficio con respecto al escenario anterior de un 6.15%, pero sigue existiendo un margen de beneficio con respecto a la situación inicial del 4.685%. A continuación se optimiza la potencia contrada, pero se obtiene un beneficio

mínimo del 4.587% con respecto a la situación inicial, lo que supone incremento mínimo del 0.002% con respecto al escenario 6. Este último dato manifiesta que la suposición inicial del valor de la potencia contratada que se había marcado en 400 kW era correcta. Al optimizar el tamaño de la batería se obtiene un margen de beneficio del 5.16% con respecto a la situación inicial, obteniendo solo un 0.45% en comparación con el escenario 6 en el que se añaden costes. En el escenario 9 se establece un aumento del precio al que se vende la electricidad en la estación de recarga del VE y además se le añade la suposición de que se obtiene una subvención para la instalación del PV con lo que se consigue un margen de beneficio del 15.44% con respecto a la situación inicial, un aumento considerable que supera la rentabilidad económica conseguida hasta ahora por los demás escenarios. En el último escenario se estudia la posibilidad de hacer la instalación de la estación de recarga del VE en el 2030 con la intención de conseguir un mayor beneficio debido a la reducción de costes en los sistemas de almacenamiento de energía que se prevén y, en este caso, se obtiene un beneficio del 18.47% con respecto a la situación inicial. Este último dato confirma que con el transcurso del tiempo la rentabilidad de la inversión será aun mayor según todos los pronósticos que auguran que las energías renovables será la energía del futuro.

Es importante mencionar que no se ha contado en este estudio con algunos factores que afectarían al coste, por ejemplo, el precio de los convertidores de potencia, la instalación de los paneles solares, inversores y baterías.

A modo de resumen, las ventajas que muestran los resultados obtenidos son las siguientes:

- El beneficio económico obtenido que compensa a largo plazo la inversión inicial del SAE y el PV.
- Lograr disminuir los picos de consumo, provocando una homogeneización de la demanda gracias a una gestión inteligente y eficiente del SAE. Todo esto tiene consecuencias muy positivas para el sistema eléctrico.
- Las ventajas económicas animan al consumidor con respecto a la idea de la adquisición de un VE.
- La implantación de electrolinerías dentro de la ciudad promueve el uso del VE y hace que resulte un modelo factible de transporte para las personas que no dispongan de puntos de recarga en sus domicilios.
- La rentabilidad económica del proyecto irá aumentando conforme pase el tiempo.

En los próximos puntos se exponen algunas de las líneas que se pueden seguir para hacer estudios futuros.

- La posibilidad de contar con más espacio para la instalación de placas fotovoltaicas supondría un aumento del uso de esta tecnología. Podríamos depender aun menos de la red y conseguir un mayor beneficio.
- Realizar un mayor énfasis en los gastos de instalación, mantenimiento y desgaste de los equipos con el fin de proporcionar un análisis aun más cercano a la realidad.
- La posibilidad de hacer este estudio en GAMS con código binario, ya que se podría controlar mejor los momentos en los que se vende y compra la energía.

En definitiva, la implantación de electrolinerías y el pronóstico de su auge en los próximos años implican que la reducción de consumo de las energías fósiles va por buen camino. La sociedad cada vez insiste más en la necesidad de modelos diferentes de consumo que apuesten por la ecología y el cuidado del medioambiente, y por eso mismo, cada vez más, el VE se está convirtiendo en una apuesta firme para el futuro.

Apéndice A

Código 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 por kWh bateria 2024 / 82.88 /
  pBat2030 precio por kWh bateria 2030 / 54.67 /
  Pcontmax potencia maxima contatada / 400 /
  n numero de paneles solares / 322 /
  Ppanel Potencia por panel solar / 215 /
  pPVW precio del panel solar por W / 1.2 / ;

table
datprecios(t,*)
$ondelim
$include precios.csv
$offdelim ;

table
datcarga(t,*)
$ondelim
$include demanda.csv
$offdelim ;

table
datppv(t,*)
$ondelim
$include ppv.csv
$offdelim ;
```

```

table
datprecioVE(t,*)
$ondelim
$include precioVE.csv
$offdelim ;

table
datprecioPcont(t,*)
$ondelim
$include ppcontratada.csv
$offdelim ;

variables
    E capacidad SAE (kWh)
    P potencia SAE (kW)
    beneficio beneficio total
    Pgc(t) potencia a comprar periodo t
    Pgv(t) potencia a vender periodo t
    pc(t) carga SAE periodo t
    pd(t) descarga SAE periodo t
    soc(t) estado de carga periodo t
    Pcontratada potencia contratada kW;

equations
    eq_beneficio beneficio
    eq_balance balance de potencia
    eq_soc estado de carga
    eq_Pgvmax ecuacion de venta energia maxima
    eq_pcmax potencia maxima carga soc
    eq_pdmax potencia maxima descarga soc
    eq_socEP relacion E y P soc
    eq_socmax capacidad maxima soc
    eq_Pgcmin potencia minima de compra
    eq_Pgcmax potencia de compra maxima
    eq_Pcontmax potencia maxima contratada;

eq_beneficio.. beneficio =e= sum(t, datcarga(t,'car')*datprecioVE(t,'
    precioVE')) + sum(t, Pgv(t)*datprecios(t,'PrecioVenta')) - sum(t,
    Pgc(t)*datprecios(t,'PrecioCompra')) - sum(t, Pcontratada*
    datprecioPcont(t,'ppcontratada')) - E*(pBat2024+pBat2030)/20 - n*
    Ppanel*pPVW/20;

eq_balance(t)$(not sameas(t,"t0")).. pd(t) + datppv(t,'PPV') + Pgc(t) =g
    = datcarga(t,'car') + Pgv(t) + pc(t) ;

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

eq_Pgvmax(t)$(not sameas(t,"t0")).. Pgv(t) =l= pd(t) + datppv(t,'PPV') ;

```

```
eq_Pgcmin(t)$ (not sameas(t,"t0")).. Pgc(t) =g= datcarga(t,'car')- datppv
(t,'PPV') - pd(t) + pc(t);

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

eq_pcmax(t).. pc(t) =l= P;

eq_pdmax(t).. pd(t) =l= P;

eq_socEP.. P =e= E/2;

eq_Pgcmax(t).. Pgc(t) =l= Pcontratada;

eq_Pcontmax.. Pcontratada =l= Pcontmax;

Pgv.lo(t) = 0 ;
soc.lo(t) = 0 ;
pc.lo(t) = 0 ;
pd.lo(t) = 0 ;

model opt_beneficio / all / ;
solve opt_beneficio maximizing beneficio using nlp ;
```


Índice de Figuras

1.1	Forzamiento radioactivo causado por los principales gases de efecto invernadero de larga vida [15]	2
1.2	Emisiones de gases de efecto invernadero por sector de actividad en España en 2014 [30]	3
1.3	Nuevas matriculaciones en España de turismos eléctricos [16]	4
1.4	Países de Europa con mayor porcentaje de ventas de turismos eléctricos [36]	4
1.5	Incremento de los costes de inversión debido a la penetración de VE en la red de distribución [32]	5
1.6	Simulación de recarga del VE	6
1.7	Precio histórico del Litio por tonelada métrica[18]	7
1.8	Evolución de la capacidad instalada de solar fotovoltaica en el mundo (MW)[37]	8
1.9	Evolución de generación renovable en España (GWh) [37]	9
1.10	Tendencias con impacto en la movilidad de pasajeros [30]	9
1.11	Evolución del parque de VE en España (millones de vehículos; entre paréntesis % de ventas de VE sobre el total) [30]	10
1.12	Evolución precios de las tecnologías de generación [1]	11
2.1	Financiación según el tipo de actuación en la Comunidad Autónoma de Andalucía [7]	14
2.2	Evolución de la infraestructura de recarga eléctrica en España (miles de postes por tecnología de uso) [30]	15
3.1	Curva de carga rápida de los VE[13]	18
3.2	Imagen tomada de Google Earth de la gasolinera situada en la ciudad de Sevilla [12]	18
3.3	Demanda diaria entre semana de una estación de recarga del VE con 8 puntos de recarga en tramos horarios de 15 minutos	19
3.4	Demanda diaria en fines de semana de una estación de recarga del VE con 8 puntos de recarga en tramos horarios de 15 minutos	19
3.5	Radiación solar incidente en la instalación fotovoltaica[17]	20
3.6	Potencia fotovoltaica para un día tipo	21
3.7	Evolución de precios de las baterías de ión litio por kWh	22
5.1	Tarifas 3.0A de acceso a redes eléctrica. Periodos tarifarios.[17]	28
5.2	Precio de un día tipo de junio	28
5.3	Balance de potencias para un día tipo de junio	29
5.4	Curva carga y descarga Batería junto con precio de la energía de un día	30
5.5	Balance de potencias para un día tipo de junio	31
5.6	Curva carga y descarga Batería junto con PV y precio de la energía de un día	32
5.7	Balance de potencias para un día tipo de junio	32

5.8	Curva carga y descarga Batería junto con PV, precios de compra y venta de la energía de un día	33
5.9	Balance de potencias para un día tipo de junio	34
5.10	Balance de potencias para un día tipo de junio	35
5.11	Balance de potencias para un día tipo de junio	36
5.12	Curva de precios de compra y venta de la energía a la red	37
5.13	Curva carga y descarga de la batería junto con energía PV	38
5.14	Balance de potencias para un día tipo de junio	38
5.15	Curva carga y descarga de la batería junto con energía PV	39
5.16	Balance de potencias para un día tipo de junio	40
6.1	Margen de beneficio de cada escenario con respecto a la situación inicial	41

Índice de Tablas

4.1	Notación empleada en las ecuaciones.	24
5.1	Tabla resumen de escenarios	27
5.2	Parámetros en la sección 5.1	27
5.3	Resultado Escenario 1	29
5.4	Parámetros en la sección 5.2	29
5.5	Resultado Escenario 2	30
5.6	Parámetros en la sección 5.3	30
5.7	Resultado Escenario 3	30
5.8	Parámetros en la sección 5.4	31
5.9	Resultado Escenario 4	31
5.10	Parámetros en la sección 5.5	32
5.11	Resultado Escenario 5	33
5.12	Parámetros en la sección 5.6	33
5.13	Resultado Escenario 6	34
5.14	Parámetros en la sección 5.7	34
5.15	Resultado Escenario 7	35
5.16	Parámetros en la sección 5.8	36
5.17	Resultado Escenario 8	36
5.18	Parámetros en la sección 5.10	37
5.19	Resultado Escenario 9	39
5.20	Parámetros en la sección 5.10	39
5.21	Resultado Escenario 10	40

Bibliografía

- [1] *12 Gráficas para entender la evolución de la fotovoltaica* | OVACEN.
- [2] *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices* | BloombergNEF.
- [3] ACEA - *European Automobile Manufacturers Association*.
- [4] *Almacenamiento energético* | Red Eléctrica de España.
- [5] *BOE núm.14 16 de enero 2018*.
- [6] *BOE núm.59 9 marzo de 2019*.
- [7] *BOE núm.59 9 marzo de 2019*.
- [8] *Catálogo Placas Fotovoltaicas Techno Sun*, Tech. report.
- [9] *Documento BOE. RD 244/2019*.
- [10] *ESIOS electricidad*.
- [11] *Gasolineras Low Cost: precios estimados*.
- [12] *Google Earth*.
- [13] *How fast charging works*.
- [14] *Junta de Andalucía - Programa Ciudad Sostenible*.
- [15] *NOAA/ESRL Global Monitoring Division - The NOAA annual greenhouse gas index (AGGI)*.
- [16] *Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible – Universidad Pontificia Comillas – IIT*.
- [17] *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*.
- [18] *Precio de litio 2019 [actualizado diariamente] - Metalary*.
- [19] *Precio instalación placas solares. ¿Cuánto cuesta instalar placas solares?*
- [20] *Proposal by Poland and the United Kingdom - Driving change together-katowice partnership for e-mobility*, Tech. report.
- [21] *Próxima Energía*.

- [22] *PVWatts Calculator*.
- [23] *Real Decreto-ley 15/2018, BOE*.
- [24] *Simulador del Impacto del VE*.
- [25] *Tarifas de acceso a redes eléctricas. Periodos tarifarios*.
- [26] *Why Range Anxiety for Electric Cars Is Overblown - MIT Technology Review*.
- [27] *¿Cuánto cuesta instalar placas solares?*
- [28] *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices | BloombergNEF*, 2019.
- [29] *Informe de precios energéticos regulados - IDAE*, Tech. report, 2019.
- [30] Deloitte, *Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050. Recomendaciones para la transición*, Tech. report, 2017.
- [31] Steven Dirkse and Lutz Westermann, *An introduction to GAMS*, Tech. report.
- [32] Carlos Mateo Domingo, Pablo Frías, Marín José, Ignacio Pérez, Arriaga Carlos, and Mateo Domingo, *Evaluación del impacto de la integración del coche en las redes de distribución de energía eléctrica*, Tech. report.
- [33] Electromaps, *Mapa con todos los puntos de recarga para vehículos eléctricos*.
- [34] International Energy Agency, *Global EV Outlook 2019. Scaling-up the transition to electric mobility.*, Tech. report, 2019.
- [35] FAEN, *Recarga del Vehículo Eléctrico*, Tech. report.
- [36] Pablo Frías Marín Jaime Román Ubeda, *Vehículo eléctrico: situación actual y perspectivas futuras*, Tech. report.
- [37] Grupo de investigación de Energía y Medioambiente (GEAR), *Desarrollo actual de la energía solar fotovoltaica en España*, Tech. report, 2018.
- [38] Ministerio DE La Presidencia and Relaciones E Con Las Cortes Igualdad, *I. Disposiciones Generales Ministerio de la Presidencia, relaciones con las cortes e igualdad*, Tech. report, 2019.
- [39] Mikel Ormazabal, *En España ya se puede cargar el coche eléctrico en seis minutos. Economía, EL PAÍS*.