



**Universidad**  
Zaragoza

# Trabajo Fin de Grado

Análisis técnico y económico de una instalación de puntos de recarga para vehículos eléctricos

Technical and economic analysis of an installation of recharge points for electric vehicles

Autor/es

José Luis Vidallé Cosculluela

Director/es

Juan Luis Villa Gazulla

Ingeniería Eléctrica

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Universidad de Zaragoza

2023



## RESUMEN

Actualmente los coches eléctricos están experimentando una gran expansión global motivada por la lucha contra el cambio climático y, por consiguiente, por la reducción de los gases de efecto invernadero.

Dentro de este contexto, el objetivo de este Trabajo Fin de Grado es el estudio técnico-económico de varios puntos de recarga rápida para coches eléctricos alimentados mediante una planta fotovoltaica en el área de servicio de la localidad de Parzán, Huesca.

En primer lugar, se ha analizado las cualidades de la zona como son la demanda actual de clientes y el volumen de vehículos que circulan por ese tramo de carretera. Además de estudiar las características de los vehículos eléctricos y su infraestructura para posteriormente diseñar la estación de recarga. A continuación, se ha dimensionado el huerto solar buscando la mejor relación entre potencia y coste. Finalmente se ha elaborado un estudio energético y un análisis económico para comprobar la su rentabilidad.

Los resultados obtenidos en el presente proyecto ponen de manifiesto que las infraestructuras de recarga rápida para vehículos eléctricos comienzan a ser viables, sobretodo cuando se utilizan como promoción de otras infraestructuras o productos, como en áreas de servicio o centros comerciales.

## ABSTRACT

Currently, electric cars are experiencing a great global expansion motivated by the fight against climate change and, consequently, by the reduction of greenhouse gases.

Within this context, the objective of this Final Degree Project is the technical-economic study of several fast-charging points for electric cars powered by a photovoltaic plant in the service area of the town of Parzán, Huesca.

In the first place, the qualities of the area have been analyzed, such as the current customer demand and the volume of vehicles that circulate on that section of road. In addition to studying the characteristics of electric vehicles and their infrastructure to later design the charging station. Next, the solar farm has been sized looking for the best relationship between power and cost. Finally, an energy study and an economic analysis have been prepared to verify its profitability.

The results obtained in this project show that fast charging infrastructures for electric vehicles are beginning to be viable, especially when they are used to promote other infrastructures or products, such as in service areas or shopping centers.

## ÍNDICE

1.	Introducción .....	1
1.1.	Objetivos y metodología .....	2
2.	Estudio del arte .....	3
2.1.	Generación nacional e internacional de energías renovables.....	3
2.2.	Vehículo eléctrico .....	4
2.2.1.	Situación y mercado actual .....	4
2.2.2.	Historia del vehículo eléctrico .....	5
2.2.3.	Tipos de vehículos eléctricos .....	6
2.2.4.	Tipos de baterías .....	7
2.2.5.	Normativa .....	8
3.	Estación de recarga .....	9
3.1.	Elementos de una estación de recarga.....	9
3.1.1.	Tipos de conectores.....	9
3.1.2.	Tipos de puntos de recarga.....	10
3.1.3.	Modos de carga .....	11
3.1.4.	Tipos de carga .....	12
3.1.5.	Mantenimiento de las estaciones de recarga .....	12
3.1.6.	Tarifas de recarga de VE.....	13
3.2.	Ubicación .....	14
3.3.	Estimación de la demanda de clientes.....	15
3.4.	Diseño de la estación de recarga .....	17
3.4.1.	Tipo de cargador .....	18
3.4.2.	Otros elementos de la instalación.....	19
3.5.	Acometida eléctrica.....	23
3.5.1.	Conexión en baja tensión .....	23
4.	Demanda de energía de la estación de recarga.....	24
5.	Estudio energético.....	26
5.1.	Modalidades de autoconsumo .....	26
5.2.	Cálculo de la energía solar fotovoltaica .....	27
5.3.	Balance energético .....	28
5.4.	Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica .....	29
5.4.1.	Paneles fotovoltaicos.....	30
5.4.2.	Inversor .....	31



---

5.4.3.	Cálculo de los módulos fotovoltaicos y del inversor .....	31
5.4.4.	Cálculo del cable .....	34
5.4.5.	Cuadro de corriente alterna (AC).....	35
5.4.6.	Cuadro de corriente continua (CC) .....	35
5.4.7.	Soportes.....	36
6.	Análisis económico .....	37
6.1.	Inversión necesaria.....	37
6.2.	Costes de explotación .....	40
6.2.1.	Factura eléctrica .....	40
6.2.2.	Costes de mantenimiento y recursos humanos.....	42
6.3.	Cálculos de la gestión de la energía activa y potencia contratada .....	42
6.4.	Ingresos .....	43
6.4.1.	Precio de venta de la energía.....	43
6.5.	Balance económico .....	44
6.6.	Viabilidad económica .....	44
7.	Conclusión .....	46
8.	Bibliografía .....	48

## Índice de Figuras

Figura 1. Emisiones de gases de efecto invernadero por medio de transporte en la EU (2019) [7] .....	1
Figura 2. Objetivos de VE y puntos de recarga pública en España para 2030.....	5
Figura 3. Resumen de los modos de carga [13] .....	12
Figura 4. Comparativa de precios de recargas de VE [21] .....	13
Figura 5. Comparativa precios recarga de acceso público [21] .....	14
Figura 6. A. Imagen aérea de Parzán B. Ubicación de la estación de recarga de VE.....	14
Figura 7. A. Mapa de tráfico en Aragón de 2019 B. Mapa IMD en la Ctra. A-138 en 2019.....	15
Figura 8. Caso C. Conexión del VE a la estación de recarga. ITC-BT 52 [13] .....	18
Figura 9. Especificaciones técnicas de Raption 150 HC CCS1 CHA [26] .....	19
Figura 10. Cimentación para la Raption 150 HC según su guía técnica de instalación [29] .....	19
Figura 11. Tabla 5 de ITC-BT 07. [30].....	21
Figura 12. Tabla para el cálculo de la caída de tensión [31].....	22
Figura 13. Demanda de energía mensual (kWh).....	25
Figura 14. Generación de energía solar con y sin seguidor .....	28
Figura 15. Balance energético	28
Figura 17. Esquema del proyecto.....	29
Figura 17. Panel fotovoltaico Risen RSM144-7-450M [36].....	30
Figura 18. Inversor Greenheiss GH-IT 100 9M y sus características [36] .....	31
Figura 19. Disposición de los paneles fotovoltaicos en el huerto solar .....	33
Figura 20. Relé diferencial tipo A WRU-10 .....	35
Figura 21. Sólver cuadro agrupación 1000V [36].....	35
Figura 22. Soporte solar de hormigón [36] .....	36

## Índice de Tablas

Tabla 1. Nº de repostajes en la gasolinera por mes de 2016 a 2022 .....	15
Tabla 2. Porcentaje del total de repostajes a lo largo de cada día de la semana dividido en horarias ..	16
Tabla 3. Estimación media del nº de recargas de VE al día durante la semana .....	17
Tabla 4. Los coches eléctricos más vendidos en 2022 en España y Europa [27] [28].....	24
Tabla 5. Capacidad de la batería (kWh) de los VE más vendidos en España y Europa .....	24
Tabla 6. Demanda de energía por mes .....	25
Tabla 7. Generación de energía solar con y sin seguidor.....	28
Tabla 8. Balance energético .....	28
Tabla 9. Costes instalación punto de recarga.....	37
Tabla 10. Costes de derechos relacionados a la acometida.....	38
Tabla 11. Costes de la instalación fotovoltaica.....	39
Tabla 12. Otros costes.....	39
Tabla 13. Coste total del proyecto .....	40
Tabla 14. Coste Total del balance energético de la estación de recarga .....	43
Tabla 15. Ingresos, mensuales de la estación de recarga .....	44
Tabla 16. Balance económico .....	44
Tabla 17. Resultado de rentabilidad para un año .....	45
Tabla 18. Resultado de rentabilidad para diez años.....	46
Tabla 19. Amortización a 10 años .....	46

## 1. Introducción

Durante las últimas tres décadas, el marco de la política climática y energética de la UE ha llevado a cabo acciones que han reducido notablemente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en todos los sectores, excepto en el transporte.[1]

En diciembre de 2015 fue adoptado por 196 Partes en la COP21 el Acuerdo de París, un tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante y que entró en vigor el 4 de noviembre de 2016. Su objetivo es limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2, preferiblemente a 1,5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales.[2]

A finales de 2019, la Comisión Europea presentaba el Pacto Verde Europeo, una hoja de ruta con acciones para impulsar el uso eficiente de los recursos mediante el paso a una economía limpia y circular y detener el cambio climático, revertir la pérdida de biodiversidad y reducir la contaminación.[3]

Los veintisiete Estados miembros de la UE se comprometieron a hacer de Europa el primer continente climáticamente neutro de aquí a 2050. Para lograrlo, han previsto reducir las emisiones en al menos un 55 % de aquí a 2030 con respecto a los niveles de 1990.[4]

El transporte por carretera juega un papel crucial para lograr este objetivo, ya que representa en la actualidad algo más del 70% de las emisiones de GEI del transporte de la UE.[1]

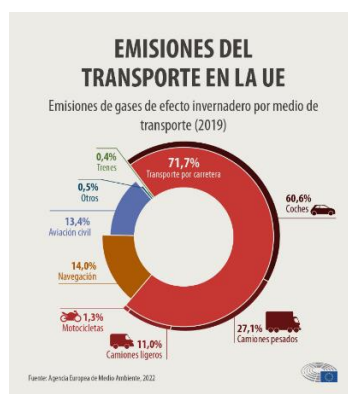


Figura 1. Emisiones de gases de efecto invernadero por medio de transporte en la EU (2019) [7]

En cuanto a la movilidad mediante vehículos, la Comisión Europea propone en el Pacto Verde Europeo la reducción de emisiones en un 55 % para los turismos y en un 50 % para las furgonetas de aquí a 2030.[4] Y para alcanzar la neutralidad climática, hay que disminuir un 90% de las emisiones de gases de efecto invernadero del transporte para 2050 respecto a los niveles de 1990.[7]

El transporte es el único sector en la EU, comparado con el comercial, energético, industrial y agrícola, en el que las emisiones de gases de efecto invernadero han aumentado en las últimas tres décadas, con un incremento del 33,5% entre 1990 y 2019.[7] Excepto en el año 2020, que debido a la pandemia de Covid-19, unas regulaciones gubernamentales más estrictas, como la aplicación de las reglas de economía de combustible WLTP, y el aumento de la demanda de vehículos eléctricos, el volumen medio ponderado de emisiones de CO<sub>2</sub> de los vehículos matriculados en 2020 fue de 106,7 g/km. Un 12 % inferior a la media registrada en 2019.[8]

Desde los organismos públicos se viene haciendo un enfoque en las acciones: Evitar-Cambiar-Mejorar (del inglés ASI: Avoid-Shift-Improve), un planteamiento orientado hacia la sostenibilidad ambiental que busca aumentar la eficiencia modificando el comportamiento del consumidor.[5]

Las estrategias de 'Evitar' están dirigidas a reducir el número de viajes o la duración del viaje.

Las estrategias de 'Cambiar' apuntan a un cambio modal hacia modos de transporte más amigables con el medio ambiente.

Las estrategias de 'Mejorar' se refieren a mejorar las tecnologías de vehículos y combustibles para que sean más respetuosas con el medio ambiente.[1]

## 1.1. Objetivos y metodología

El presente Trabajo Fin de Grado se enmarca dentro del ámbito de la movilidad eléctrica, en concreto, en la recarga de los vehículos eléctricos.

El objetivo es el estudio, diseño y análisis de viabilidad técnica y económica de varios puntos de recarga para vehículos eléctricos provistos con energía renovable.

Se va a analizar la posibilidad de implantar un sistema de generación solar fotovoltaica que satisfaga las necesidades energéticas de la estación de recarga, además de tener un posible beneficio en el descuento de la factura por acogernos a la modalidad de compensación con excedentes al verter energía sobrante a la red.

El proyecto se va a realizar en el área de servicio situada en el km 83 de la carretera A-138, en el pueblo de Parzán, Huesca.

El análisis técnico va a constar de proyectar varios puntos de recarga rápida para vehículos eléctricos en el parking del área de servicio alimentados en gran parte con paneles fotovoltaicos.

Para la realización del trabajo se ha estudiado toda la tecnología que envuelve a la carga eléctrica en vehículos. Desde los modos de carga y tipos de conexión existentes, hasta los tipos de conectores que hay en el mercado y sus distintas velocidades de recarga.

También se ha hecho un estudio con la intensidad media diaria (IMD) de vehículos que circulan por el punto kilométrico del área de servicio, el número de repostajes que tiene la gasolinera del área por año, mes y franjas horarias en la actualidad y con ello, una suposición del posible número de recargas de vehículos eléctricos que habrá en un futuro en este emplazamiento. De este modo, hemos podido calcular la potencia eléctrica necesaria para nuestros puntos de recarga.

Para abastecer de potencia eléctrica nuestra instalación de recarga, hemos diseñado una instalación de generación eléctrica formada por módulos fotovoltaicos. Para ello hemos seleccionado todos los elementos necesarios acorde a nuestra potencia de suministro y una relación calidad-precio coherentes.

Seguidamente hemos analizado la inversión necesaria para la instalación. Además de un estudio para contemplar su viabilidad económica y el impacto que tendrá el proyecto en el ámbito financiero. Para ello nos hemos apoyado mediante los índices del VAN, TIR y LCOE.

Por último, se muestran los resultados obtenidos y las conclusiones en base a ellos.

Con este trabajo se aspira a aportar un paso más hacia la transición energética y sus objetivos puestos en el horizonte 2030 implantando un nuevo servicio en la zona no existente actualmente, utilizando fuentes de energía renovables y buscando su rentabilidad económica, todo ello acorde a las necesidades del lugar.

## 2. Estudio del arte

En este capítulo se analiza la generación renovable en el ámbito estatal e internacional. También la situación actual y los orígenes del vehículo eléctrico, así como los tipos de vehículo, las diferentes baterías existentes en la actualidad y la normativa presente para la instalación de puntos de recarga de vehículos eléctricos.

### 2.1. Generación nacional e internacional de energías renovables.

Las fuentes renovables de energía (eólica, solar, hidroeléctrica, oceánica, geotermal, de la biomasa y de los biocarburantes) constituyen alternativas a los combustibles fósiles que contribuyen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, diversificar el suministro energético y disminuir la dependencia respecto de los mercados de combustibles fósiles (en particular, el petróleo y el gas).[9]

El objetivo en el sector energético de la Unión Europea es garantizar el funcionamiento del mercado, con un acceso justo y un alto grado de protección de los consumidores, además de unos niveles adecuados de interconexión y de capacidad de generación.[10]

La legislación europea relativa a la promoción de las energías renovables ha evolucionado notablemente en los últimos quince años. Los líderes de la Unión establecieron en 2009 el objetivo de una cuota del 20 % de energías renovables en el consumo de energía total de la Unión a más tardar en 2020, y en 2018 se acordó que este objetivo fuera del 32 % para 2030. En julio de 2021, a la vista de las nuevas ambiciones climáticas de la Unión, se propuso a los colegisladores que dicho objetivo se revisara y pasara a ser del 40 % para 2030. El futuro marco de actuación para el período posterior a 2030 está actualmente en proceso de debate.[9]

En julio de 2021 se adoptó desde la UE el quinto paquete energético (el último hasta la fecha) denominado «Objetivo 55», con el fin de adaptar los objetivos energéticos de la Unión a las nuevas ambiciones climáticas europeas para 2030 y 2050.[10]

En 2020 las energías renovables ascendieron hasta generar el 38 % de la electricidad de Europa (frente al 34,6 % en 2019), superando por primera vez a la generación con combustibles fósiles, que cayó al 37 %.[11]

La generación eólica aumentó un 9% en 2020 y la generación solar un 15% respecto a 2019. Juntos generaron una quinta parte de la electricidad de Europa en 2020. Desde 2015, la energía eólica y solar han suministrado todo el crecimiento de Europa en energías renovables, ya que el crecimiento de la bioenergía se ha estancado y la generación hidráulica permanece sin cambios.[11]

Para alcanzar los objetivos del Pacto Verde Europeo, el crecimiento de la generación eólica y solar casi debe triplicarse para 2030: de 38 TWh por año de crecimiento promedio en 2010-2020 a 100 TWh por año de crecimiento promedio entre 2020-2030.[11]

Por otra parte, la generación a carbón cayó un 20% en 2020 y se ha reducido a la mitad desde 2015, y la generación de gas cayó solo un 4% en 2020 respecto al año anterior.[11]

La demanda de energía eléctrica en España se recupera de forma progresiva tras el impacto de la pandemia de la COVID-19. De esta forma, en el 2021 la demanda eléctrica alcanzó los 256.387 GWh, un 2,5 % superior a la del año anterior. [12]

Por el lado de la generación, destaca el récord histórico de la producción renovable, que ha alcanzado el 46,7 % de la generación eléctrica en el 2021 (44 % en el 2020). En este sentido, la eólica es ya la principal fuente de generación eléctrica con una participación del 23,3 % del total de la producción en España. Además, la solar fotovoltaica lidera el incremento de producción con un crecimiento del 36,7

% y ha registrado también el máximo histórico de producción y de participación en el mix del país con un 8 % sobre el total. Por su parte, la producción libre de emisiones de CO<sub>2</sub> alcanzó también el récord histórico, representando el 68,2 % de la generación eléctrica total. [12]

En estas tres últimas gráficas se puede observar como en los últimos 5 años (del 2017 al 2021) la generación de energías renovables en España ha ido aumentando a la vez que ha ido menguando la generación de energías no renovables.

## 2.2. Vehículo eléctrico

### 2.2.1. Situación y mercado actual

A nivel nacional o de la Comunidad Europea se buscan modelos de movilidad que garanticen en el transporte la eficiencia e independencia energética y la seguridad de abastecimiento sin depender del petróleo. Esta política se concreta en incentivos de uso de combustibles alternativos como el gas natural, biodiesel o eléctrico.

A nivel local existe una capacidad de regular sobre aspectos de movilidad y medioambientales, siempre acordes a normativa de rango superior. Por tanto, las políticas locales están muy centradas en garantizar la calidad medioambiental estableciendo para ello limitaciones en determinadas zonas.

En España las medidas concretas hacia los vehículos eléctricos de momento han sido limitadas, centradas en dos niveles, por un lado, ayudas económicas a la renovación de los vehículos más contaminantes y a la instalación de puntos de recarga, como el plan MOVES, y por otro lado el desarrollo de una normativa sobre puntos la instalación y gestión de puntos de recarga. [13]

Las ventas de coches eléctricos en Europa alcanzaron las 1.205.387 unidades en 2021. Un volumen de matriculaciones que, comparado con el obtenido en 2020, supone un notable crecimiento del 63%. De este modo, la cuota de mercado del vehículo eléctrico en Europa en 2021 fue del 10,3%. [14]

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 ha establecido el objetivo de alcanzar la cifra de 5 millones de vehículos eléctricos, incluidos coches, furgonetas, motocicletas y autobuses, en España para 2030. Aunque la patronal de fabricantes de automóviles cree que la cifra real será en torno a 2,5 millones de VE. [15]

En 2021 las matriculaciones de coches eléctricos nuevos en España fueron de 71.080 unidades, un 37,76% más respecto a 2020. [16]

Desde 1994 el Gobierno de España lleva lanzando planes para apoyar al sector automovilístico. Estas ayudas públicas tienen el objetivo de facilitar la reparación, renovación, compra o sustitución de vehículos antiguos por otros, los cuales cumplan con las características de ser modelos más nuevos o modernos, más seguros, eficientes y más respetuosos con el medio ambiente. El primer plan que dotó de ayudas a vehículos eléctricos fue el Plan Movea en el año 2016. A partir del 2017, con el Plan Movalt, se empezó a dotar de ayudas también a la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos. Desde el 2019 existe el Plan Moves, en la actualidad Plan Moves III, que se extenderá a lo largo del 2023.

En España existen unos 13.000 puntos de recarga a mediados de 2022, según la Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC). [17]

En octubre de 2022 el Gobierno español aprobó la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. Donde, entre otras cosas, se pretende regular la instalación de puntos de recarga eléctrica en las principales estaciones de servicio de carburantes. Establece que las estaciones de servicio que superaron los 10 millones de litros vendidos de carburante en 2019 están obligadas a contar con, al menos, un punto de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 150 kW en sus instalaciones

o en un radio de 300 metros antes del 22 de febrero del 2023 y las que vendieron entre 5 y 10 millones tienen de plazo para instalar al menos un punto de recarga de potencia igual o superior a 50 kW hasta el 22 de agosto de 2023. Esto último también incluye a las gasolineras que no lleguen a los 5 millones de ventas al año pero que lideren las ventas de las provincias, islas o ciudades autónomas en que se hallen, siempre que no haya gasolineras con ventas superiores a cinco millones de litros. [19]

Para cumplir con el objetivo del PNIEC se necesitarán algo más de 3 millones de puntos de recarga en el ámbito privado en 2030. La mayoría de ellos estarían localizados en el lugar de trabajo (46,76% del total de los puntos de recarga vinculada) y en los hogares (41,34%) mientras que los ubicados en cocheras representarían el 11,90%. [15]



Figura 2. Objetivos de VE y puntos de recarga pública en España para 2030

### 2.2.2. Historia del vehículo eléctrico

El vehículo eléctrico está de actualidad, pero, aunque nos pueda sorprender no es un invento nuevo ya que apareció a finales del siglo XIX, junto con la electrificación de otros medios de transporte como el tranvía.

Es entre finales del siglo XIX y principios del XX, con la aparición de baterías recargables, cuando se convirtió en el tipo de vehículo mayoritario en las principales ciudades de Europa y Estados Unidos frente a los vehículos de vapor y combustión. Pero una serie de innovaciones, como la sustitución del arranque manual por eléctrico o su fabricación en cadena que provocó una bajada considerable del precio, hizo del vehículo de combustión el principal a partir de la Primera Guerra Mundial y el dominante hasta la actualidad.

Aunque recuperó interés tras la Segunda Guerra Mundial a causa de la escasez de combustible y tras la crisis del petróleo de los setenta, no fue hasta la década de 1990 cuando se volvió a tomar en serio al vehículo eléctrico como una posible opción de movilidad alternativa a la de combustión.

Durante los años noventa se produjeron una serie de acontecimientos que pusieron las bases para un futuro con menos emisiones de CO<sub>2</sub>. En esta década algunos fabricantes realizaron pruebas para ver la viabilidad de los coches eléctricos sacando a la venta vehículos de este tipo, como Peugeot y su 106 Electric, Citroën con el AX o el EV1 de General Motors.

En 1997 se firma el Protocolo de Kioto, un acuerdo internacional bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), que tuvo por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de los países participantes en un promedio del 5% por debajo de los niveles de 1990 durante el período entre 2008 y 2012 [6]. El tratado entró en vigor en febrero de 2005 e impulsó una concienciación por la preservación del medioambiente provocando que los sectores

públicos y privados adoptaran decisiones teniendo en cuenta la situación actual, entre las cuales se contribuyó al desarrollo de las energías renovables.

Es ya en la década de 2010 donde se da un importante avance tecnológico en el vehículo eléctrico debido a una gran inversión en I+D por parte de la industria automovilística. Esto ha conllevado a un aumento progresivo de la autonomía de los vehículos eléctricos debido a los avances en las baterías, al crecimiento constante de puntos de recarga repartidos por las vías de circulación, sobre todo en Europa y Norteamérica, y a una mayor oferta de vehículos eléctricos por parte de los grupos automovilísticos.

Este progreso en el sector de la movilidad eléctrica es consecuencia de una serie de hechos relevantes sucedidos durante esta década pasada. Podemos destacar, la subvención desde los estados a la compra de este tipo de vehículo y a la instalación de puntos de recarga, la aparición de las primeras restricciones a los vehículos de combustión en algunas ciudades, el hallazgo del Dieselgate (fraude en las emisiones reales de algunos vehículos diésel del Grupo Volkswagen), el Acuerdo de París y el Pacto Verde Europeo (PVE).

### 2.2.3. Tipos de vehículos eléctricos

Existen varios tipos con diferentes de vehículos eléctricos según sus características y funcionamientos:

#### **Vehículo eléctrico de batería (BEV)**

Este tipo de coches se trata del coche eléctrico puro, el coche se mueve a través de la energía almacenada en sus baterías. Se debe enchufar para cargar la batería y su velocidad de carga va a depender de la potencia de los cargadores a los que se pueda conectar (potencia máxima soportada). Para maximizar la autonomía, suelen recurrir a la frenada regenerativa en deceleraciones.

#### **Vehículo eléctrico con pila de hidrógeno (FCEV)**

Los coches de pila de hidrógeno generan electricidad mediante la electrólisis del hidrógeno que como residuo solo emite H<sub>2</sub>O (agua) y no se recurre a baterías.

#### **Vehículo eléctrico de autonomía extendida (EVER)**

Son coches eléctricos en el que el motor (o los motores) eléctrico se encargan de mover las ruedas a través de la energía acumulada en baterías, pero al que se añade un motor térmico a modo de generador.

#### **Vehículo híbrido enchufable (PHEV)**

Estos vehículos tienen un motor de combustión acompañado de uno o varios motores eléctricos y todos pueden mover el coche de manera independiente o en conjunto, además de poder incluir los motores eléctricos en las ruedas, los ejes o incluso en la caja de cambios.

#### **Vehículo híbrido (HEV)**

Intercalan un motor eléctrico en la cadena cinemática para asistir al motor de combustión y restarle esfuerzo con el fin de bajar el consumo de combustible. Los híbridos sí pueden moverse en modo 100% eléctrico pero su autonomía es muy limitada.[13]

#### 2.2.4. Tipos de baterías

En la actualidad existen muchas baterías de coches eléctricos, pero ninguna de ellas cumple con las exigencias actuales de movilidad. Su precio de fabricación, su autonomía, el tiempo de recarga, su vida útil e incluso su seguridad están todavía por debajo de lo esperado.

A continuación, vamos a ver qué ofrecen las baterías de VE actuales:

- **Plomo-ácido:** estas son las más antiguas y son las que conocemos como batería en los coches de combustión, donde su principal función es el arranque del vehículo. Tienen una autonomía de unos 100 km y una vida útil de entre 500 y 800 ciclos de carga. Se están dejando de utilizar por su peso, por su toxicidad, por su constante mantenimiento y su baja capacidad de recarga.
- **Níquel Cadmio:** no son muy utilizadas en la industria del automóvil, ya que tienen un alto coste y un elevado “efecto memoria”, además de una baja vida útil (unos 500 ciclos de recarga).
- **Níquel-hidruro metálico:** son una evolución de las anteriores y se utilizan en la mayoría de híbridos del mercado actual. Tienen una buena densidad energética, son bastante baratas y tienen un buen número de ciclos de recarga, entre 1500 y 2000. Su elevado coste de mantenimiento, su baja autonomía (entre 50 y 80 km) y su bajo rendimiento a altas temperaturas son sus principales desventajas.
- **Ion-litio:** la gran mayoría de marcas están utilizando las baterías de Ion-litio en sus coches eléctricos. Presentan la mejor densidad energética del mercado, una mejor autonomía, una velocidad de carga aceptable, no necesitan mantenimiento y son ligeras. Sus principales desventajas son la seguridad, su limitada vida útil (3000 ciclos de carga), velocidad de carga mejorable, su elevado precio o su debilitación con el paso de los años. A pesar de todo esto son con diferencia la mejor opción en la actualidad. [13]

Las baterías tienen una vida útil aproximada de hasta 3.000 ciclos de recarga, esto traducido a kilómetros suponen entre unos 120.000 a 200.000 kilómetros.

Lo aconsejable es recargar el VE cuando está entre un 20% y un 80% su nivel de batería. Algunos fabricantes ya implementan esta recarga al 80% aunque en el cuadro de instrumentos aparezca que la has cargado al 100%. De esta forma se alarga la vida útil de la batería.

También se recomienda no abusar de las cargas rápidas (50 kW en adelante), debido a que se exige más potencia de recarga a la batería, lo que provoca un calentamiento y por tanto se somete a más estrés a las celdas que la forman. Con un cargador rápido o ultrarrápido se puede recargar el coche en menos tiempo, pero a cambio se restan ciclos de carga. [13]



### 2.2.5. Normativa

La normativa fundamental que deben cumplir las instalaciones de recarga de VE es la ITC BT 52 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Dicha Instrucción Técnica Complementaria se publicó en el año 2014.

Objeto y ámbito de aplicación.

- Constituye el objeto de esta Instrucción el establecimiento de las prescripciones aplicables a las instalaciones para la recarga de vehículos eléctricos.
- Las disposiciones de esta Instrucción se aplicarán a las instalaciones eléctricas incluidas en el ámbito del Reglamento electrotécnico para baja tensión con independencia de si su titularidad es individual, colectiva o corresponde a un gestor de cargas, necesarias para la recarga de los vehículos eléctricos en lugares públicos o privados, tales como:
  - Aparcamientos de viviendas unifamiliares o de una sola propiedad.
  - Aparcamientos o estacionamientos colectivos en edificios o conjuntos inmobiliarios de régimen de propiedad horizontal.
  - Aparcamientos o estacionamientos de flotas privadas, cooperativas o de empresa, o los de oficinas, para su propio personal o asociados, los de talleres, de concesionarios de automóviles o depósitos municipales de vehículos eléctricos y similares.
  - Aparcamientos o estacionamientos públicos, gratuitos o de pago, sean de titularidad pública o privada.
  - Vías de dominio público destinadas a la circulación de vehículos eléctricos, situadas en zonas urbanas y en áreas de servicio de las carreteras de titularidad del Estado previstas en el artículo 28 de la Ley 25/1988, de 29 de julio, de Carreteras.
  - Esta instrucción no es aplicable a los sistemas de recarga por inducción, ni a las instalaciones para la recarga de baterías que produzcan desprendimiento de gases durante su recarga.[13]

### 3. Estación de recarga

En este capítulo se analizan los distintos componentes que conforman una estación de recarga de VE y además se desarrollan las características de la estación de recarga a diseñar.

Además, se describe la ubicación de la instalación y la posible demanda futura de clientes. Posteriormente se elige el modelo de recarga más conveniente para dar este servicio, y finalmente se seleccionan los componentes de la infraestructura.

#### 3.1. Elementos de una estación de recarga

##### 3.1.1. Tipos de conectores

Los conectores son el elemento que conectamos al vehículo directamente o al sistema de carga empleado para alimentar su sistema de acumulación. Cada fabricante ha ido apostando por un estándar diferente condicionado fundamentalmente por lo aceptados que estén según la región en la que operen. Un factor restrictivo a la hora de poder disponer de un único estándar de cargador está en las características de la electricidad que suministra cada uno de los sistemas eléctricos, diferentes en tensión y frecuencia por ejemplo en Estados Unidos y en Europa.[13]

En la actualidad existen distintos tipos de conectores:

##### **Schuko**

Schuko, para vehículos que cumplan el estándar CEE 7/4, con intensidad máxima de 16A, potencia de hasta 1,4 kW, toma de tierra y dos bornes.

Es el mismo que utilizamos para enchufar cualquier electrodoméstico, es decir, el típico enchufe. No genera energía suficiente para la carga de la mayoría de coches eléctricos, a no ser que éstos no requieran demasiada para funcionar.

##### **Tipo 1 (Yazaki)**

También llamado técnicamente SAE J1772, estándar americano con una intensidad máxima de 80A, potencia de 7,4 kW, con 5 bornes para carga, control y toma de tierra. [13]

##### **Tipo 2 (Mennekes)**

Principalmente usado en Europa, pudiendo ser monofásico con corriente máxima de 16A o trifásico con corriente máxima de 63A. Presenta una potencia de 3,7 kW a 44 kW y voltajes de 100V a 500V

En España es obligatorio que un SAVE (Sistema de alimentación específico del vehículo eléctrico) tenga al menos este tipo de conector.[13]

##### **Tipo 3 (Scame)**

Integra comunicaciones de red, con 5 o 7 bornes, el cable tiene salida tanto para conector Yazaki (Tipo 1) como Mennekes (Tipo 2).

Trabaja con corrientes monofásica y trifásica en el mismo conector de hasta 32A, 22 kW de potencia máxima y un voltaje de 500V. En la actualidad este conector está en desuso.[13]

## **CHAdEMO**

Cargadores para modo 4 usados sobre todo en electrolinerías, para carga ultra rápida en corriente continua.

Resumen características técnicas: 10 bornes (2 de Potencia, 7 de señal y 1 sin asignación). Este conector es capaz de suministrar corriente continua de hasta 200A y 500V, y ofrece hasta 65 kW de potencia máxima.[13]

## **CSS (Combo)**

El CSS (Sistema de Carga Combinado) presenta 5 bornes con capacidad para carga rápida y carga lenta, y también integra comunicaciones y toma de tierra.

Este tipo de conector es un sistema enchufable de carga combinado con corriente alterna (AC) y con corriente continua (DC).

En el año 2013 la Comisión Europea estableció el uso del sistema enchufable de carga tipo 2 CCS según IEC 62196 como estándar uniforme para toda Europa.

Se han desarrollado dos modelos, llamados Combo 1 para Estados Unidos y Combo 2 para Europa.

COMBO 1 (CCS1): Combina un conector de tipo 1 (Yazaki) para cargar en alterna, y otros dos contactos para carga super rápida en corriente continua.

COMBO 2 (CCS2): En este caso, se combina un conector de tipo 2 (Mennekes) para cargar en alterna, y otros dos contactos para carga super rápida en corriente continua. Este conector, usado en Europa, permite cargar el vehículo en modos 2, 3 y 4 a través de una sola toma. La potencia máxima a la que puede trabajar en corriente alterna es de 44 kW (63A en trifásica 400V) y de hasta 100 kW en corriente continúa. [13]

### 3.1.2. Tipos de puntos de recarga

En el mercado existen diferentes tipos de puntos de recarga, cada uno adecuado a las condiciones del lugar donde se pretende colocar el punto de recarga.

#### **Portátil EV**

Los puntos de recarga portátiles permiten recargar en conectores domésticos convencionales e industriales (CEE, trifásicas o monofásicas) a través de una centralita de control que garantiza una carga totalmente segura para el vehículo eléctrico.

La principal ventaja de este cargador portátil para coche eléctrico es que puede transportarse fácilmente gracias a sus reducidas dimensiones.

Este tipo de recarga presenta intensidades entre 6 y 32 amperios, y permite seleccionar manualmente la intensidad a la que queremos recargar el coche. [13]

#### **Wallbox o mural**

Wallbox hace referencia al punto de recarga físico instalado en la pared que proporciona corriente eléctrica al vehículo eléctrico para permitir su carga. El término está compuesto por wall (pared) y box (caja), es decir, es un cargador de pared. Permite cargar tanto una moto como un coche a través de

corriente alterna en Modo 3. Se comunica con el vehículo eléctrico para recargar sus baterías. El wallbox puede emplearse tanto en instalaciones eléctricas monofásicas como trifásicas.

Este punto de recarga cuenta con todo el equipo de protección para garantizar la máxima seguridad y ajustarse a la potencia que necesita el coche eléctrico. La energía suministrada al vehículo en un sistema trifásico puede alcanzar hasta 22 kW.

También permite ajustar la intensidad de carga, pudiendo reducirla cuando hay muchos equipos eléctricos conectados a una red eléctrica al mismo tiempo. De la misma forma, si no hay equipos conectados en el hogar, se incrementa la potencia para cargar el coche de forma más rápida. Es lo que se conoce como Control Dinámico de Potencia. [13]

### De poste

Los postes de recarga para vehículos eléctricos son la mejor opción de recarga en electrolinerías, vía pública, grandes superficies, instituciones públicas y privadas. Con un diseño antivandálico preparado para garantizar una carga segura en el exterior, estos puntos de recarga permiten una carga monofásica o trifásica dentro del modo 3 IEC 61851. Cuentan con toma de salida Tipo 2 (IEC 62196, Mennekes), con la posibilidad de elegir versión socket o manguera de muelle. También puedes añadir otras opciones adicionales como el lector RFID, comunicaciones inalámbricas 3G, conexión a red (Ethernet) o el protector de sobretensiones transitorias y permanentes.

Pueden estar equipados con bases de enchufe (sin manguera) o con manguera y conector al VE.[13]

### Balanceo o control de potencia

Es una característica que puede estar o no presente en los sistemas de recarga. Cuando un punto de recarga cuenta con esta característica, significa que cuenta con tecnología suficiente para monitorizar el consumo eléctrico global (no sólo el del punto de recarga) de toda la instalación del lugar, ya sea una vivienda, un centro comercial o cualquier otro entorno.

Es un sistema tecnológico que permite cargar, realizando una gestión dinámica de potencia, varios vehículos con un conjunto de puntos de recarga de VE simultáneamente, teniendo en cuenta por supuesto la potencia contratada. [13]

#### 3.1.3. Modos de carga

Los distintos modos de carga están relacionados con el nivel de comunicación entre el vehículo eléctrico y la infraestructura de recarga y/o red eléctrica y el control que se puede tener durante el proceso de recarga (ver el estado, detenerla...) e incluso poder inyectar energía a la misma red eléctrica desde el vehículo eléctrico.

**MODO 1:** Conexión simple del vehículo a la red mediante un conector Schuko. No existe comunicación alguna entre la infraestructura y el vehículo, por ende, no se pueden recopilar datos ni monitorizar en ningún caso. Se utiliza en recarga lenta.

**MODO 2:** Flujo de comunicación que comprueba la correcta conexión del vehículo a la red a través de un dispositivo que se encuentra entremedio. Usa también el conector Schuko y al ser aún un grado tan bajo de comunicación solo se aconseja en caso de necesidad.

**MODO 3:** Grado alto de comunicación entre el vehículo y la red eléctrica. Los dispositivos de control y protección se encuentran dentro del mismo punto de recarga y el cable incorpora un conductor piloto

y un conductor control (que es lo que permite la comunicación). Este modo de recarga es posible con los conectores tipo 1 o tipo 2.

**MODO 4:** Grado alto de comunicación entre el vehículo y la red eléctrica. Los dispositivos de control y protección, se encuentran dentro del mismo punto de recarga y el cable incorpora un conductor piloto y un conductor control (que es lo que permite la comunicación). La diferencia con el modo 3 viene dada en que el equipo de recarga incorpora un convertidor de corriente alterna a corriente continua que es lo que permite la carga rápida. [20]

	Modo 1	Modo 2	Modo 3		Modo 4
Descripción	Carga a través de enchufe doméstico.	Carga a través de un enchufe doméstico con dispositivo de control.	Carga en corriente alterna a través de instalación dedicada.		Carga en corriente continua a través de instalación dedicada.
Mediante	Cable	Cargador	Wallbox	Infraestructura	Infraestructura
Conectores					
Tipo de carga		Lenta	Normal	Normal / Acelerada / Rápida	Ultra rápida
Flota					
Fases		Monofásica		Trifásica	Corriente continua
Intensidad (A)	No es posible cargar un coche eléctrico con un cable doméstico sin dispositivo de control.	10	16	16 - 63	120
Potencia (kW)		2,2	3,7	3,7 < 43	50
Km con 1h carga **		10 km	20 km	20km - 150km	300 km
Carga completa *		10h	8 h	8h - 30'	20'

Figura 3. Resumen de los modos de carga [13]

### 3.1.4. Tipos de carga

En función del modo de recarga y de la velocidad de recarga, se establecen cuatro tipos de recarga, que requiere, a menor tiempo, mayor potencia en la instalación:

**Carga lenta:** Se realiza con corriente alterna monofásica a una tensión de 230 voltios (V) y una intensidad de hasta 32 amperios (A). Las potencias de carga son de 2,2 a 7,4 kW.

**Carga semi-rápida:** La carga se realiza con corriente alterna trifásica, con unas tensiones de hasta 400V y una intensidad de hasta 32A. Las potencias de carga son entre 11 y 22 kW.

**Carga rápida:** Consiste en alimentar al vehículo con corriente continua hasta 400 V y 125 A. La potencia de carga es de 50 a 80 kW.

**Carga ultrarrápida:** Consiste en alimentar al vehículo con corriente continua de 400 a 950 V y hasta 400 A. La potencia de carga es de 100 a 350 kW. [13]

### 3.1.5. Mantenimiento de las estaciones de recarga

El mantenimiento de una estación de recarga para vehículos eléctricos es muy importante para garantizar su correcto funcionamiento.

Hay muchas causas por las que una estación de recarga puede quedar fuera de servicio: uso incorrecto por parte de los usuarios, caída del suministro eléctrico, problemas de software, vandalismo, etc.

Los equipos de acceso público expuestos a la intemperie son especialmente vulnerables. Por ello, es primordial que en todo dispositivo eléctrico que trabaje a las potencias que lo hacen los puntos de

recarga semi-rápida y rápida se tenga un especial cuidado con la prevención de riesgos para el bien de las personas y del propio equipo.

Uno de los objetivos es alargar la vida del punto de recarga y por tanto mejorar los retornos de la inversión. De este modo, un correcto mantenimiento, con toda probabilidad, minorará los fallos y desperfectos en piezas no cubiertos por el mantenimiento preventivo.

Es por todo ello aconsejable un servicio de mantenimiento especializado desde el primer día de funcionamiento de la instalación. [20]

### 3.1.6. Tarifas de recarga de VE

Las tarifas para vehículos eléctricos son principalmente de dos tipos: las tarifas contratadas en el hogar por el dueño del vehículo (con un punto de recarga en su domicilio, también denominada recarga vinculada) o las tarifas que se pagan (en ciertos casos gratuitas) por el uso de los puntos de recarga de acceso público (supermercados, calle, electrolinerías, etc., también denominada recarga de oportunidad o “no vinculada”).

En lo referente a las tarifas contratadas en el hogar, prácticamente todas las compañías eléctricas nacionales ofrecen tarifas específicas para los vehículos eléctricos, y no suelen variar demasiado entre ellas. Estas tarifas no son más que las tarifas de discriminación horaria con distintos periodos (punta, llana y valle), donde, en función de la hora de consumo de la electricidad, ésta tiene un precio mayor o menor, resultando más económica la recarga del vehículo eléctrico durante las horas nocturnas. [21]

Por su parte, las tarifas de los puntos de recarga de acceso público suelen tener un precio por kWh de cara al consumidor y a veces incluyen también un importe fijo independiente del consumo que se produzca, y que suelen variar en función de la potencia del punto de recarga.

En la siguiente tabla, se muestra una comparativa entre tarifas ofrecidas por las principales comercializadoras nacionales, quienes pueden establecer libremente el precio del kWh, así como el valor de referencia del PVPC (precio voluntario para el pequeño consumidor). Estos precios son para una potencia menor o igual a 10 kW y sin tener en cuenta los impuestos (de electricidad e IVA). [21]

Comercializadora	Precio P1 (€/kWh)	Precio P2 (€/kWh)	Precio P3 (€/kWh)
Endesa	0,156 €	0,092 €	0,080 €
Iberdrola	0,135 €	0,030 €	N/A
Naturgy	0,177 €	0,106 €	0,087 €
EDP	0,147 €	0,074 €	N/A
Repsol	0,150 €	0,075 €	N/A
Holaluz	0,171 €	0,104 €	0,089 €
Lucera	0,123 €	0,058 €	0,046 €
PVPC	0,120 €	0,053 €	0,037 €

Figura 4. Comparativa de precios de recargas de VE [21]

Establecer un precio determinado para la carga pública no es sencillo, pues depende de muchos factores: potencia del punto de recarga (lenta, semirrápida, rápida, ultrarrápida), quién gestiona el punto de carga (una empresa privada o la administración pública), uso del punto de recarga y, finalmente, la ubicación del punto de recarga (vía pública, supermercado, centro comercial, electrolinería...).

Si se parte de la potencia, o tipo de punto de recarga, generalmente, suele ser habitual que la recarga lenta sea gratuita ya que muchos establecimientos, como los supermercados o los parkings de los centros comerciales, lo ofrecen como reclamo comercial. Este fenómeno no se suele dar con respecto a los

puntos de recarga rápidos, los cuales tienen un coste para el consumidor final dado que la inversión necesaria para ponerlos en funcionamiento es mucho más elevada.

La siguiente tabla muestra una comparativa de los principales operadores de puntos de recarga en España (tanto públicos como privados) y el precio de recarga por kWh. [21]

Operador del punto de recarga	Precio (€/kWh)			
	Hasta 7,4 kW (lenta)	Hasta 22 kW (semirrápida)	Hasta 50 kW (rápida)	Más de 100 kW (ultrarápida)
AMB (Área Metropolitana de Barcelona)		Gratis	Gratis	
Blaudrive		Gratis	Gratis	
Cargacoche		0,15 €	0,38 €	
EDP	0,39 €	0,39 €	0,45 €	
Electromaps	0,15 €	0,25 €	0,30 €	0,30 €
EMT Madrid	0,35 €	0,35 €	0,35 € - 0,40 €	
Endesa X		0,20 €	0,40 €	
Easy Charger		0,20 €	0,50 €	
Estebanell Energía	Gratis			
Etecnic	0,35 €	0,35 €	0,45 €	
Fenix Energía		Gratis	Gratis	
GIC	0,45 €	0,45 €	0,45 €	
Iberdrola		0,15 €	0,30 €	0,40 €
Ionity				0,79 €
Repsol		0,35 €	0,47 €	0,54 €
Tesla	Gratis	Gratis		0,34 €
Urbener	0,30 €	0,20 €		
Wenea	0,29 €	0,29 €	0,29 €	

Figura 5. Comparativa precios recarga de acceso público [21]

Actualmente, los costes necesarios para dar servicio eléctrico a los consumidores son repercutidos a través de la tarifa eléctrica, la cual recoge los costes liberalizados, los costes regulados y los impuestos pertinentes. [21]

### 3.2. Ubicación

La estación de recarga de este proyecto se localiza en el área de servicio del pueblo de Parzán, en el kilómetro 83 de la carretera autonómica A-138, dentro del municipio de Bielsa, provincia de Huesca.

En la figura 6 A, obtenida mediante la herramienta iberpix de la web del Instituto Geográfico Nacional, se muestra la ubicación del área de servicio y el terreno disponible donde instalar el huerto solar. En la figura 6 B se muestra la ubicación de los puntos de recarga en el parking del área de servicio.



Figura 6. A. Imagen aérea de Parzán

B. Ubicación de la estación de recarga de VE

### 3.3. Estimación de la demanda de clientes

Para diseñar cuantos puntos de recarga vamos a necesitar para satisfacer la demanda de clientes potenciales en un futuro, es necesario hacer un estudio de la posible demanda.

El área de servicio se encuentra en una zona turística como es el Pirineo aragonés, por tanto, la afluencia de vehículos es más notable en época estival, fines de semana, puentes y vacaciones tanto nacionales como de Francia, ya que nuestro emplazamiento se sitúa a 10 km del país galo.

El Gobierno de Aragón proporciona una herramienta para visualizar el aforo de las carreteras de la comunidad. A continuación, se adjunta una imagen y su leyenda con el IMD (Índice Medio Diario) de tráfico en las carretas de la comunidad en 2019.

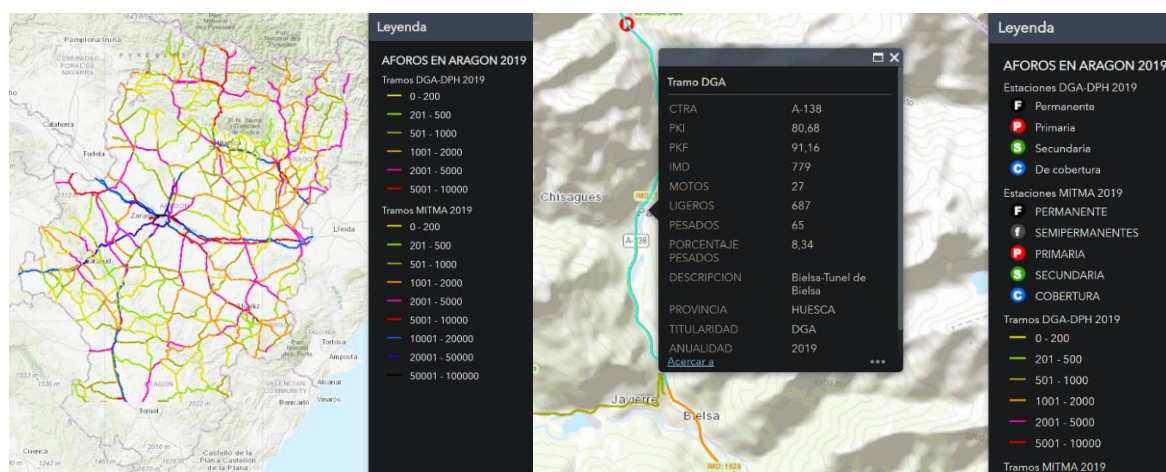


Figura 7. A. Mapa de tráfico en Aragón de 2019

B. Mapa IMD en la Ctra. A-138 en 2019

Como se puede observar, el Índice Medio Diario (IMD) en el kilómetro 83 de la carretera A-138 en 2019 fue de 779 vehículos. En la web del Gobierno de Aragón hay datos de tráfico hasta el año 2020. Se ha escogido el año anterior, 2019, debido a que los datos del 2020 estaban muy distintos a los del resto de años anteriores debido a la Covid-19 y como consecuencia el cierre del túnel de Bielsa durante dos meses.

También se han recogido datos e información en el área de servicio como en su gasolinera.

Aproximadamente, el porcentaje de clientes de origen español representa el 30% y el 70% proviene de Francia.

En la siguiente tabla vamos a ver el número de repostajes por mes que ha tenido la gasolinera en los últimos 7 años.

REPOSTAJES	ENERO	EBRER	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2016	3310	3444	4264	3663	4344	5543	8859	12149	5559	4497	2301	3831	61764
2017	2714	3425	4344	5117	4722	5361	8449	12257	5831	4967	2534	2854	62575
2018	3745	3019	4484	5065	6033	6131	9794	14143	7709	5444	3491	5189	74247
2019	3650	4929	6364	5694	6134	8026	10586	16052	8029	5929	3136	5351	83880
2020	5101	7228	3199	290	549	2616	10047	12720	6355	4564	900	1871	55440
2021	2147	1637	2406	1449	3163	4489	8413	12419	6760	6359	3689	3679	56610
2022	4845	6165	5722	4846	5763	6371	9665	11558	5096	5008	2967	4805	72811
	5,46%	6,39%	6,59%	5,59%	6,57%	8,25%	14,08%	19,54%	9,70%	7,87%	4,07%	5,90%	

Tabla 1. Nº de repostajes en la gasolinera por mes de 2016 a 2022

Como se puede observar, en los años 2020 y 2021 el número de repostajes es bastante inferior al resto, esto es debido a la Covid-19. Si nos fijamos además en los meses de abril y mayo de 2020, donde el

túnel de Bielsa (el acceso fronterizo entre ambos países mediante vehículos) estuvo cerrado debido al confinamiento, se aprecia que las ventas aún son más bajas.

Haciendo la media de repostajes de los últimos siete años, obtenemos que hay 66.761 vehículos (coches, motos, autobuses y camiones) que repuestan de media al año en esta gasolinera. Siendo el coche el vehículo mayoritario en un 99% respecto al resto.

En la siguiente tabla podemos ver el porcentaje del total de repostajes a lo largo de cada día de la semana dividido por franjas horarias.

Hora	%Repostajes						
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
1h	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2h	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3h	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4h	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5h	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6h	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
7h	2%	2%	2%	2%	2%	0%	0%
8h	3%	3%	3%	3%	3%	2%	1%
9h	4%	4%	4%	4%	4%	3%	2%
10h	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%
11h	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
12h	9%	9%	9%	9%	9%	10%	10%
13h	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
14h	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
15h	5%	5%	5%	5%	5%	5%	6%
16h	11%	11%	11%	11%	11%	12%	13%
17h	14%	14%	14%	14%	14%	15%	15%
18h	12%	12%	12%	12%	12%	13%	14%
19h	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%
20h	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
21h	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
22h	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%
23h	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
24h	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 2. Porcentaje del total de repostajes a lo largo de cada día de la semana dividido en horarias

Como se observa, el mayor número de repostajes se produce a media tarde y al mediodía, y apenas hay diferencia de porcentaje en las franjas horarias de los días de entre semana y el fin de semana.

En esta gasolinera el personal atiende de 8h a 20h y el resto de las horas funciona con una máquina prepago situada en pista. Por lo tanto, tiene servicio las 24 horas del día durante todos los días del año.

Nuestro proyecto de estación de recarga para vehículos eléctricos tiene el foco puesto en el horizonte de 2030. En ese año, según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es que haya 5 millones de vehículos eléctricos circulando en España, pero la patronal de fabricantes de automóviles cree que la cifra real será en torno a 2,5 millones de VE.[15]

En Francia, el presidente Emmanuel Macron presentó en otoño de 2021 un plan de inversión para la modernización económica del país dotado de 30.000 millones de euros, de los cuales 4.000 millones se invertirán en el sector del transporte, y de estos, 1.000 millones en dar un impulso a la movilidad eléctrica. Para 2030 prevén dos millones de vehículos eléctricos e híbridos en su territorio.[22]

El parque de automóviles en España en 2021 según la Dirección General de Tráfico estaba integrado por 24.940.969 de turismos. [23] En Francia el total de vehículos en circulación es aproximadamente de 33 millones.[24]

Si se mantienen estas cifras del parque de automóviles para 2030, y suponiendo 2,5 millones de vehículos eléctricos en circulación según la patronal de fabricantes de automóviles de España, el porcentaje de vehículos eléctricos en las carreteras españolas será del 10%. Según el Gobierno francés,

en 2030 habrá en circulación aproximadamente 2 millones de VE.[22] De este modo, el porcentaje de este tipo de vehículo respecto del total será del 6% en el país vecino.

Con estos datos, podemos hacer una aproximación de la demanda de recargas que podría tener nuestra estación de recarga.

Si en la gasolinera hay 66.761 repostajes de media al año y un 30% son españoles y un 70% franceses, tenemos que hay 20.028 repostajes de personas españolas y 46.733 de francesas al año aproximadamente. Teniendo en cuenta los porcentajes de vehículos eléctricos para 2030 en cada país calculados anteriormente, obtenemos que para ese año habrá 2.003 recargas de vehículos españoles y 2804 de vehículos franceses, haciendo un total de 4.807 recargas al año aproximadamente. Lo que equivale a 13 recargas al día de media, suponiendo que todos los meses tuvieran la misma demanda de recargas. Como hemos visto en la Tabla 1, esto no es así, por tanto, en el apartado 4 para el cálculo de la demanda de energía sí se tiene en cuenta la demanda mensual.

Con estos datos y el porcentaje de repostajes semanal fraccionado en horas obtenido anteriormente, se puede hacer una estimación aproximada del número de repostajes de media que puede haber cada hora a la largo de una semana en el área de servicio.

Hora	Recargas						
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
1h	0	0	0	0	0	0	0
2h	0	0	0	0	0	0	0
3h	0	0	0	0	0	0	0
4h	0	0	0	0	0	0	0
5h	0	0	0	0	0	0	0
6h	0	0	0	0	0	0	0
7h	0	0	0	0	0	0	0
8h	0	0	0	0	0	0	0
9h	0	0	0	0	0	0	0
10h	0	0	0	0	0	0	0
11h	1	1	1	1	1	1	1
12h	1	1	1	2	2	2	2
13h	1	1	1	1	1	1	1
14h	1	1	0	1	1	1	1
15h	1	1	1	1	1	1	1
16h	2	2	2	2	2	2	2
17h	2	2	2	2	2	2	2
18h	2	2	2	2	2	2	2
19h	1	1	1	1	1	1	1
20h	0	0	0	0	0	0	0
21h	0	0	0	0	0	0	0
22h	0	0	0	0	0	0	0
23h	0	0	0	0	0	0	0
24h	0	0	0	0	0	0	0
Total	12	12	11	13	13	15	15

Tabla 3. Estimación media del nº de recargas de VE al día durante la semana

### 3.4. Diseño de la estación de recarga

Con el estudio de los datos obtenidos y de la situación actual y futura recabados en el apartado anterior, se ha decidido que la infraestructura de recarga esté formada por dos puntos de recarga rápida de vehículos eléctricos.

Esta decisión se ha tomado por varias razones. Por un lado, debido a la moderada expansión de los vehículos eléctricos en la actualidad, aun siendo conscientes de los impulsos que se están dando para ello y se van a dar en los próximos años. También, porque la estación de recarga está ubicada en una vía con un IMD medio e incluso bajo en algunos meses del año, además de la inestabilidad existente en la zona debido a los posibles cierres del túnel transfronterizo de Bielsa por distintos motivos, y que como se ha visto en el apartado anterior afecta notablemente y de forma negativa en la demanda. Además, como se puede comprobar en la Tabla 3, el número de recargas máximas a la vez en una hora en el área de servicio sería de 2 vehículos aproximadamente.

Por otro lado, el objetivo marcado por la Unión Europea se centra en conseguir una red de puntos de recarga extendida, por lo que es más conveniente la instalación de puntos de recarga distribuidos y no concentrar las estaciones de recarga en pocas electrolinerías con múltiples puntos de recarga.

Cabe mencionar que este tipo de instalaciones necesita la realización de un proyecto, así lo establece la Instrucción Técnica Complementaria 52 cuando la recarga es exterior y superior a 10 kW.

Según la ITC-BT 52 del REBT “Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para recarga de vehículos eléctricos”, la instalación está clasificada en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión como "aparcamiento o estacionamientos públicos, gratuitos o de pago, sean de titularidad pública o privada".

La estación de recarga es de tipo autoservicio y está considerada como estación de movilidad eléctrica, ya que cuenta con dos puntos de recarga que permiten la recarga simultánea del vehículo eléctrico con categoría M1 (vehículo eléctrico de ocho plazas como máximo, excluida la de conductor, diseñados y fabricados para el transporte de pasajeros), y también de categoría N1 (vehículo eléctrico cuya masa máxima no supere las 3,5 Tn, diseñados y fabricados para el transporte de mercancías).

La conexión entre la estación de recarga y el vehículo eléctrico se realiza según el caso C descrito en la figura 3 de la ITC-BT 52 del REBT.

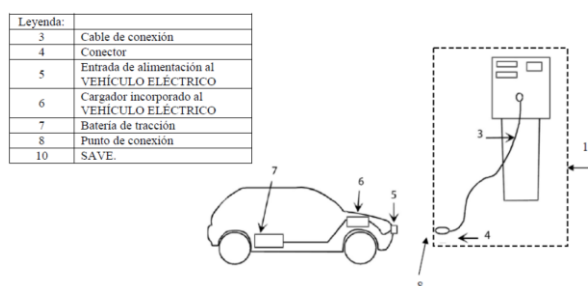


Figura 8. Caso C. Conexión del VE a la estación de recarga. ITC-BT 52 [13]

### 3.4.1. Tipo de cargador

Nuestra instalación va a constar de 2 cargadores de tipo poste.

Para la selección del cargador, se han analizado varias empresas dedicadas a la comercialización de este tipo de productos como son ABB, EvBox, Veltium, Wallbox o Schneider entre otros.

Finalmente se ha decidido por la empresa barcelonesa Circutor, debido a su experiencia de más de 45 años en la fabricación y asistencia técnica en material eléctrico tanto para generación de energía como movilidad eléctrica.

Se ha elegido el modelo de estación de recarga Raption 150 HC CCS1 CHA por su versatilidad y prestaciones, además de tener dos salidas, una ultrarrápida de hasta 150 kW y otra rápida a 50 kW para poder realizar recargas simultáneas, hasta un máximo de potencia de salida entre las dos de 150kW.

En la actualidad, son los cargadores más avanzados de la marca Circutor.

El Raption 150 HC consta de conectores CHAdeMO y CCS COMBO 1 para la recarga en corriente continua Modo 4. En función de la capacidad de las baterías puede cargar parcial o totalmente en un período de tiempo reducido. [26] También cuenta con una pantalla interactiva y comunicaciones

Ethernet y 4G que facilitan la interacción con el usuario y la gestión remota al centro de control. Por último, son compatibles con todo tipo de vehículos, al contar con conector CHAdeMO como CCS.

Con respecto al sistema de pago, estos equipos cuentan con un lector RFID para la identificación y activación de la recarga.[26] El lector RFID es la tecnología más empleada para el pago en las estaciones de recarga existentes.

Alimentación en alterna	
Corriente de entrada	228 A
Eficiencia	95 % con potencia nominal de salida
Factor de potencia	> 0,98
Frecuencia	50 / 60 Hz
Tipo de red	3F + N + PE
Tensión nominal	400 V ~ ± 10 %
Características eléctricas	
Protección contra sobretensiones (DSP)	Opcional: Sobretensiones transitorias de 4 polos (IEC 61643-11 Class II)
Protección de sobrecorriente	Interruptor magnetotérmico
Salida 1	
Corriente máxima	250 A
Potencia máxima	150 kW
Rango tensión	100 ... 920 Vdc
Tipo conector	CCS Combo 1 (CC)
Tipo de red	Monofásica (CC)
Salida 2	
Corriente máxima	125 A
Potencia máxima	50 kW
Rango tensión	100...500 Vdc
Tipo conector	JEVS G105 - CHAdeMO (AA)
Tipo de red	Monofásica (CC)

Figura 9. Especificaciones técnicas de Raption 150 HC CCS1 CHA [26]

### 3.4.2. Otros elementos de la instalación

La guía de instalación del modelo Raption 150 HC [26], establece pautas para la determinación de las actuaciones y componentes requeridos para la correcta instalación del equipo. Además, es de obligado cumplimiento seguir las instrucciones de la ITC BT-52.

#### Cimentación

En primer lugar, como el equipo se instala en el exterior, es necesario preparar una base de hormigón para la cimentación. La figura 10 muestra la tabla de la guía en la que se especifica el tamaño de la cimentación recomendado según el tipo de del terreno. En esta figura de la guía de instalación del Raption 150 HC aparece con el título de la estación de recarga Raption 50, esto es debido a que ambas estaciones tienen las mismas medidas.

BASES ORIENTATIVAS PARA EL RAPTION 50			
TIPO DE TERRENO	Ck (kg/cm <sup>2</sup> )	TAMAÑO DE LA BASE (Az x Bz Hz) cm	COMENTARIOS
SUAVE	5	65 x 65 x 65	Por ejemplo, terreno vegetal no compacto
COMPACTO	12	55 x 55 x 55	Por ejemplo, mezclar tierra vegetal con compactadores grabados
MUY COMPACTO	20	55 x 50 x 50	Por ejemplo, mezclar arena con asfalto de grava muy compacta y pavimentada
MUY COMPACTO Y CON FORJADO	20	55 x 45 x 40	Borde de losa mínimo 10 cm de hormigón HM - 100

Figura 10. Cimentación para la Raption 150 HC según su guía técnica de instalación [29]

Como puede observarse en la imagen tomada de Google Earth de la ubicación de la estación de recarga (figura 8), el suelo en el que se colocará el equipo es asfalto, por lo que corresponderá con el tipo "muy compacto". Por tanto, la cimentación tendrá un tamaño de  $110 \times 55 \times 50$  cm y se empleará hormigón en masa HM – 20 N/mm<sup>2</sup>.

### Cableado

Para la conexión del cable de entrada de alimentación a los cargadores, en la guía se recomienda "seguir estrictamente las normativas de corriente a la hora de determinar la sección adecuada de los cables de potencia que alimentan el equipo y cumplir, como mínimo, en todo momento con los datos técnicos".[29]

Para ello, si se estima una sección de 70 mm<sup>2</sup> será suficiente. No obstante, para comprobar el correcto dimensionamiento del cable de alimentación, se aplicarán los criterios térmicos y de caída de tensión.

Para el cálculo del criterio térmico, se empleará la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT 07: "Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión", aprobada por el Real Decreto 842/2002.

El criterio térmico establece que la intensidad máxima admisible corregida del cable deberá ser mayor que la corriente de diseño de la instalación. Esta última se obtiene mediante la expresión:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

Sustituyendo los valores, de acuerdo con la ficha técnica del cargador:

$$I_b = \frac{150000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,98} = 220,92 \text{ A}$$

Con los datos de la figura 9, tenemos:

P = 150.000 W. La máxima potencia que puede dar el cargador.

U = 400 V. La tensión de alimentación del cargador en CA.

Cos( $\varphi$ ) = 0,98. El factor de potencia.

Para calcular la intensidad máxima admisible del cable, primero hay que especificar el modo en el que se instalará el mismo, por lo que se determina que los cables de cobre unipolares se instalarán en canalizaciones entubadas subterráneas. Previendo la posible ampliación de la instalación, se instalarán dos tubos, puesto que la ITC-BT 07 establece que solo puede implementarse un circuito por tubo.

La tabla 5 de la ITC-BT 07, mostrada en la figura 11, establece las intensidades máximas admisibles para conductores de cobre, a unas condiciones de: temperatura del terreno 25°C, profundidad de instalación 0,70 y conductividad térmica del terreno de 1 K· m/W. Como los valores se corresponden con cables directamente enterrados, se aplica un factor de corrección de 0,9, al tratarse de una línea con cuatro cables unipolares.

Tabla 5. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).

SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Figura 11. Tabla 5 de ITC-BT 07. [30]

Se comprueba el cumplimiento del criterio térmico:

$$I_{z0} > \frac{I_b}{\prod f_i} = \frac{220,92}{0,9} = 245,47 A$$

Tomando un cable de Cu de sección 70mm<sup>2</sup>, cuya intensidad máxima admisible es igual a 280 A, se obtiene:

$$280 > 245,47 A$$

Por tanto, el cable de Cu de sección 70 mm<sup>2</sup> cumple con el criterio térmico. Hay que comprobar ahora que la sección también cumple el criterio de caída de tensión.

La caída de tensión máxima para este tipo de instalaciones está fijada por la ITC-BT 52 en un 5%. Este porcentaje de caída de tensión se calcula como:

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U_{Trifásica}}{U_{Nominal}} \cdot 100$$

Donde  $\Delta U_{Trifásica}$  es igual a:

$$\Delta U_{Trifásica} = \sqrt{3} \cdot I_b \cdot L \cdot [R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \text{sen}(\varphi)] = \Delta u_{Trifásica} \cdot I_b \cdot L$$

Los valores de  $\Delta U_{Trifásica}$  (V/ (A · km)) vienen dados solo para unos valores del factor de potencia iguales a 1 y 0,8. Como el factor de potencia en la instalación bajo estudio es 0,98, habrá que calcular primero los valores de R y X a partir de  $\Delta U_{Trifásica}$  (cos (φ) =1) y  $\Delta U_{Trifásica}$ (cos (φ) =0,8). Estos valores se toman del Libro Blanco de la Instalación de BT de la marca italiana especializada en producción de cable eléctrico Prysmian.

**TABLA E.2**  
**Coficiente para el cálculo de la caída de tensión [V/(A·km)] para cables termoestables**

SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	TRES CABLES UNIPOLARES TERMOESTABLES				UN CABLE MULTIPOLAR TERMOESTABLE			
	cos φ = 1	cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,8	cos φ = 1	cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,8
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
1,5	21,5	-	21,36	-	26,94	-	21,67	-
2,5	15,92	-	12,88	-	16,23	-	13,1	-
4	9,36	-	8,1	-	10,16	-	8,23	-
6	6,74	-	5,51	-	6,87	-	5,59	-
10	4	-	3,31	-	4,06	-	3,34	-
16	2,51	14,15	2,12	3,42	2,56	4,24	2,13	3,48
25	1,59	2,62	1,37	2,19	1,62	2,66	1,38	2,21
35	1,5	1,89	1,01	1,6	1,17	1,93	1,01	1,62
50	0,85	1,39	0,77	1,21	0,86	1,42	0,77	1,22
70	0,59	0,97	0,56	0,85	0,6	0,98	0,56	0,87
95	0,42	0,7	0,43	0,65	0,43	0,71	0,42	0,65
120	0,34	0,55	0,36	0,53	0,34	0,56	0,35	0,53
150	0,27	0,45	0,31	0,45	0,28	0,46	0,2	0,44
185	0,22	0,36	0,26	0,37	0,22	0,37	0,26	0,37
240	0,17	0,27	0,22	0,3	0,17	0,28	0,21	0,3
300	0,14	0,22	0,19	0,26	0,14	0,22	0,18	0,25
400	0,11	0,17	0,17	0,22	0,11	0,18	0,16	0,21

Figura 12. Tabla para el cálculo de la caída de tensión [31]

Los valores de R y X serán los siguientes:

$$R = \frac{u_{Trifásica}(\cos \varphi = 1)}{\sqrt{3}} = \frac{0,59}{\sqrt{3}} = 0,341 \Omega/km$$

$$X = \frac{u_{Trifásica}(\cos \varphi = 0,8) - 0,8 \cdot u_{Trifásica}(\cos \varphi = 0,8)}{\sqrt{3} \cdot 0,6} = \frac{0,59 - 0,8 \cdot 0,59}{\sqrt{3} \cdot 0,6} = 0,085 \Omega/km$$

De este modo, obtenemos que  $\Delta U_{Trifásica} = 1,34$

Considerando una longitud de cable de 10 m, la caída de tensión porcentual queda:

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{Trifásica}}{U_{Nominal}} \cdot 100 = \frac{1,34}{400} \cdot 100 = 0,33\% < 5\% \rightarrow \text{CUMPLE}$$

El cable escogido es el RZ1-K 0,6/1 kV.

### Protecciones

Con respecto a las protecciones, el propio punto de recarga incluye las requeridas conforme a la norma IEC 61851-1:2017 para proteger a las personas. No obstante, para garantizar la protección total de los usuarios y de la instalación, es obligatorio la instalación de un interruptor principal (MCB) y un dispositivo de corriente residual (RCD) aguas arriba del cargador [29]. Además, la ITC-BT 52 establece que la corriente asignada máxima es 30 mA para el diferencial de corriente diferencial-residual. Ambas protecciones se colocarán en el interior de un cuadro de protección para el cargador.

### Medida de la energía

La ITC-BT 52 establece la obligatoriedad de instalar un contador secundario de medida de energía, puesto que será necesario identificar el consumo realizado por los usuarios para determinar el pago por la recarga.

El contador instalado tendrá al menos la capacidad de medir energía activa y será de clase A o superior.

### 3.5. Acometida eléctrica

La acometida eléctrica es la conexión entre la red de distribución de la compañía distribuidora y la caja general de protección de un particular. En este caso, la compañía distribuidora será Endesa, puesto que es la que opera en Aragón.

Al tratarse de una instalación nueva, hace falta un nuevo suministro, por lo que hay que darse de alta.

Para ello, primero hay que determinar la potencia a solicitar. Teniendo en cuenta que, cuando dos coches estén cargando simultáneamente la potencia máxima de salida de la estación de carga elegida es 150 kW y que la eficiencia con respecto a la potencia de entrada es del 95% (figura 9), la potencia máxima consumida por la estación de recarga será igual a 157,5 kW. Por tanto, se solicitaría una potencia de 160 kW.

Lo segundo que hay que determinar es si la conexión se realizará en media o baja tensión. En el presente proyecto se va estudiar la conexión en BT porque la conexión en MT conlleva más gastos, además de reservar un espacio de terreno para la construcción de un centro de transformación de abonado.

#### 3.5.1. Conexión en baja tensión

Las instalaciones requeridas para la conexión en BT dependerán de la infraestructura existente. Como en las proximidades de la estación de recarga hay un área de servicio, para cuya alimentación se observa en Google Earth la presencia de un centro de transformación, se supondrá que este es propiedad de la distribuidora, pudiéndose ampliar para dar suministro a la electrolinería.

Cabe resaltar que la conexión en BT por medio del mismo centro de transformación que el restaurante y la estación de servicio es solo una hipótesis, siendo la compañía distribuidora quien determinará la manera de suministrar la energía a la electrolinería, una vez sea solicitada. Tras esto, el solicitante podrá elegir si las actuaciones a realizar serán llevadas a cabo por la compañía distribuidora o por una empresa cualificada de su propia elección.

#### 4. Demanda de energía de la estación de recarga

El tiempo necesario para recargar cualquier tipo de vehículo eléctrico depende principalmente de dos factores: la capacidad de la batería del VE y la potencia de carga.

La capacidad de la batería determina la cantidad de energía que puede almacenarse en ella y, por tanto, tiene una determinada influencia en el tiempo que se tardará en cargar por completo la batería.

La potencia de carga es la cantidad de energía que se puede introducir por hora en la batería y consta de tres factores: la conexión del cargador a la red eléctrica, el cargador y el cargador a bordo del coche o BMS (Battery Management System), este último es un sistema integrado en el propio vehículo eléctrico y se encarga de gestionar la demanda de potencia del vehículo eléctrico sobre el punto de carga. La conexión más débil de las tres (red eléctrica, cargador o BMS) determina la potencia de carga. [13]

Dependiendo del tipo de batería se tiene una capacidad diferente que puede variar en función del motor. Seguidamente se muestra la capacidad de las baterías según el tipo de coche de forma aproximada:

- Híbridos enchufables: entre 12 y 16 kWh.
- Eléctricos puros utilitarios o de gama media: entre 40 y 70 kWh.
- Eléctricos puros grandes o de gama alta: entre 70 y 100 kWh.

Los coches eléctricos más vendidos en 2022 en España y Europa fueron: [27] [28]

ESPAÑA			EUROPA		
1	Tesla Model 3	2.676 unidades	1	Tesla Model Y	45.165 unidades
2	Fiat 500e	1.867 unidades	2	Tesla Model 3	40.179 unidades
3	Tesla Model Y	1.866 unidades	3	Fiat 500e	32.837 unidades
4	Kia Niro	1.517 unidades	4	Peugeot e-208	23.025 unidades
5	Citroën ë-C4	1.442 unidades	5	Volkswagen ID.4	23.010 unidades
6	Mini Cooper SE	1.256 unidades	6	Kia e-Niro	22.749 unidades
7	Hyundai Kona	1.105 unidades	7	Skoda Enyaq iV	22.117 unidades
8	Dacia Spring	1.040 unidades	8	Renault ZOE	21.082 unidades
9	Kia EV6	918 unidades	9	Hyundai Kona	20.194 unidades
10	Hyundai Ioniq 5	918 unidades	10	Dacia Spring	19.689 unidades

Tabla 4. Los coches eléctricos más vendidos en 2022 en España y Europa [27] [28]

A continuación, vemos en la siguiente tabla los modelos de VE más vendidos entre España y Europa y sus respectivas capacidades de batería, potencias máximas de carga en CC y consumo aproximado.

Modelo de VE	Capacidad de la batería (kWh)	Potencia máxima de carga en CC (kW)	Consumo (kWh/100km)
Tesla Model Y	60, 75 y 83	200	15,8
Tesla Model 3	54 y 78	170	15,8
Fiat 500e	42	85	15,9
Peugeot e-208	50	100	15,6
Volkswagen ID.4	58	125	18
Kia e-Niro	64	77	20,7

Tabla 5. Capacidad de la batería (kWh) de los VE más vendidos en España y Europa

Si se hace una media con las capacidades de las baterías de los modelos de VE más vendidos, se obtiene un valor de capacidad media de batería de 58kWh.

Suponiendo que con el paso del tiempo las capacidades de las baterías de los VE van a ir aumentando, vamos a escoger para el cálculo de la demanda de energía una batería de 65kWh de capacidad.

Como se ha visto en el apartado 2.2.5, lo aconsejable es recargar el VE cuando está entre un 20% y un 80% su nivel de batería, por tanto, vamos a suponer que las recargas en nuestra estación van a cargar el 60% de la batería.

Seguidamente, con los datos obtenidos en el apartado 3.2: el total de recargas en un año calculadas en 4.807 y el porcentaje de clientes por mes que hay en la gasolinera actualmente, hallamos el número de recargas para cada mes.

Para finalizar, hallamos la demanda de energía necesaria mensual con la siguiente fórmula:

$$\text{Energía necesaria [kWh]} = 65 \text{ [kWh]} * 0,6 * \text{N}^\circ \text{ de recargas al mes}$$

Mes	Porcentaje de clientes (%)	Número de recargas	Demanda de energía (kWh)
Enero	5,46	262	10218
Febrero	6,39	307	11973
Marzo	6,59	317	12363
Abril	5,59	269	10491
Mayo	6,56	315	12285
Junio	8,25	397	15483
Julio	14,08	677	26403
Agosto	19,54	939	36621
Septiembre	9,70	466	18174
Octubre	7,87	378	14742
Noviembre	4,07	196	7644
Diciembre	5,90	284	11076
<b>TOTAL:</b>	<b>100%</b>	<b>4.807</b>	<b>187.473</b>

Tabla 6. Demanda de energía por mes

Como se podía intuir, los meses de mayor demanda son los de mayor número de clientes, en el caso de la gasolinera el mes de agosto con 36.621 kWh es el mes con mayor demanda de energía, y el mes de noviembre el menor con 7.644 kWh.

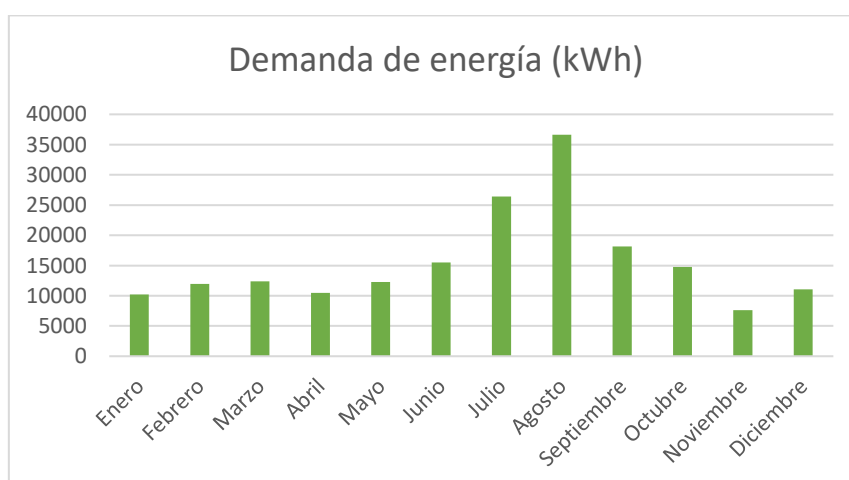


Figura 13. Demanda de energía mensual (kWh)

## 5. Estudio energético

En este capítulo se realiza el estudio energético de energía fotovoltaica teniendo en cuenta las necesidades de la estación de recarga. Para ello, se procede a elegir la modalidad de autoconsumo y a dimensionar la instalación de generación eléctrica aplicando los cálculos necesarios para el diseño del huerto solar.

### 5.1. Modalidades de autoconsumo

El RD244/2019 establece dos modalidades de autoconsumo: sin excedentes y con excedentes.

- **Autoconsumo sin excedentes.** Estas instalaciones disponen de un equipo anti-vertido que garantiza que no se vierte a la red eléctrica nada de la energía de sobra que produzca la instalación de placas solares. Tienen la ventaja de que su tramitación administrativa es mínima, pero en caso de que existan excedentes de producción no hay una repercusión económica.
- **Autoconsumo con excedentes.** En este caso, la instalación sí va a inyectar la energía excedentaria que produce a la red eléctrica. Dentro de esta modalidad hay dos subapartados importantes:
  - **Modalidad con excedentes no acogida a compensación simplificada.** Son aquellas instalaciones mayores de 100 kW cuyos excedentes van a ser volcados a la red, pero en régimen de venta, no de compensación.
  - **Modalidad con excedentes acogidos a compensación.** En esta modalidad la comercializadora eléctrica compensa (hace un descuento) en la factura eléctrica el excedente de energía que se vierte a la red. Solo pueden acogerse a esta modalidad las potencias instaladas inferiores a 100 kW. [34]

Teniendo en cuenta la situación de la estación de recarga del proyecto, donde hay una gran desigualdad de energía entre los meses de mayor demanda, como agosto (36621 kWh), y menor demanda, como noviembre (7644 kWh), lo que supone una diferencia entre ambos del 20,9%, se va a estudiar las tres posibilidades de autoconsumo.

Si se quiere instalar una cantidad de potencia que alcance como mínimo el 60-70% de la energía demandada para que la instalación pueda ser viable, la modalidad de autoconsumo sin excedentes no podría ser una opción factible puesto que habrá algunos meses en los que nuestro huerto solar produzca más energía de la demandada, por tanto, esos excedentes no se verían recompensados económicamente, aun teniendo en cuenta la ventaja de que con esta modalidad los trámites administrativos para la explotación y darse de alta son más sencillos y menos costosos que las otras dos modalidades.

La modalidad con excedentes no acogida a compensación simplificada tiene como principal requisito tener una instalación superior a 100kW. Para esta modalidad es necesario darse de alta en la producción del servicio y se debe enfrentar a trámites administrativos y fiscales más exigentes que para el resto de modalidades. Asimismo, con este modo se deberían instalar dos equipos de medida (contadores) para diferenciar la demanda del consumidor y la demanda de los servicios auxiliares de producción, añadir otro cuadro eléctrico, además de bastantes más metros de cable, lo que supondría un coste considerable para la instalación. Igualmente, por las limitaciones de terreno para nuestro proyecto (1,9 ha) y la ubicación en la que se encuentra nuestra estación, una zona de alta montaña donde en invierno hay muy pocas horas de luz al día, no parece lo más apropiado acogerse a esta modalidad debido a que el resultado sería de una baja eficiencia.

Por tanto, la modalidad con excedentes acogidos a compensación parece ser la más recomendable para nuestro proyecto, debido a que las exigencias de tramitación no son tan altas como las de productor de

energía y en caso de tener excedentes se compensa en la factura eléctrica del consumidor al final de su periodo de facturación. Además, el precio de €/kW de la compensación de excedentes, que se negocia con las comercializadoras, no tiene por qué ser menor que el precio de venta en la modalidad de productor. Va a depender del precio que se pacte con la comercializadora.

Según el RD244/2019 la modalidad con excedentes acogidos a compensación solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.
- El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.
- La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico. [35]

## 5.2. Cálculo de la energía solar fotovoltaica

Para el cálculo de la potencia fotovoltaica disponible se necesita conocer dos datos, la irradiación solar y la temperatura en las coordenadas geográficas donde deseamos instalar nuestro parque solar fotovoltaico.

Estos datos se obtienen de la herramienta gratuita con acceso web desarrollada por la Unión Europea PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [33], de esta base de datos obtenemos la irradiancia solar y el rendimiento energético a lo largo de todo un año en Parzán.

En esta aplicación la irradiancia y la temperatura están otorgados para un azimut ( $\alpha$ ) de  $0^\circ$  (paneles orientados al Sur) y la inclinación ( $\beta$ ) respecto al eje horizontal de la tierra de  $0^\circ$ .

Además, esta herramienta tiene la opción de calcular el azimut ( $\alpha$ ) y el grado de inclinación de los paneles ( $\beta$ ) más óptimos según la ubicación para obtener el máximo rendimiento.

Para el cálculo de la potencia energética en nuestra ubicación se ha obtenido un azimut óptimo de  $\alpha = 7^\circ$  y una inclinación de los paneles óptima de  $\beta = 34^\circ$ . Estos datos son los que vamos a utilizar de forma teórica por ser los más favorables, pero en la realidad para un instalador no es nada práctico instalar cada panel a dicha inclinación ya que es complicado y muy lento poner todos los soportes a una inclinación no prefijada como sí suelen tener para  $30^\circ$ ,  $35^\circ$ ,  $40^\circ$  o  $45^\circ$ , depende del soporte.

Igualmente, para el cálculo se ha escogido silicio cristalino como tecnología del panel fotovoltaico por su buen rendimiento y propiedades.

Para la selección de potencia fotovoltaica de pico instalada se ha elegido 100kW. Ya que con esta potencia se llega al 70% de la energía demanda y nos encontramos justos en el límite de la modalidad con excedentes acogidos a compensación, la modalidad más favorable para nuestro proyecto.

Las pérdidas en cables, inversores de potencia, suciedad en los módulos, el desgaste con los años, etc, se han estimado en un 14% debido a que es el porcentaje de pérdidas más común en estos sistemas.[33]

La estructura de soporte de los paneles se ha escogido de tipo fija en el suelo, descartando la instalación de estructuras con seguidor solar debido a la relación coste-potencia, porque, aunque se consigue más potencia generada cada mes (tabla 7), no se obtiene el suficiente aumento para que sea rentable

económicamente debido al elevado coste de este tipo de estructuras y el bajo precio al que se compensa la energía excedente. En España el precio del kilovatio excedente se pagó en 2022 alrededor de 0,10€/kWh aproximadamente.

Esta comparación de energía generada entre utilizar soportes fijos en los paneles solares o soportes con seguidor solar se puede observar en la tabla 7 y figura 14 obtenidas con la herramienta PVGIS.

Mes	Generación de energía solar sin seguidor (kWh)	Generación de energía solar con seguidor (kWh)	Diferencia de energía entre ambos soportes (kWh)
Enero	7255	8253	998
Febrero	8155	8775	620
Marzo	11128	12023	895
Abril	11429	12728	1299
Mayo	13419	15866	2447
Junio	14111	17048	2937
Julio	15707	19037	3330
Agosto	14594	17106	2512
Septiembre	11833	12830	997
Octubre	9586	10432	846
Noviembre	7300	8232	932
Diciembre	6256	7083	827
Total	<b>130773</b>	<b>149413</b>	<b>18640</b>

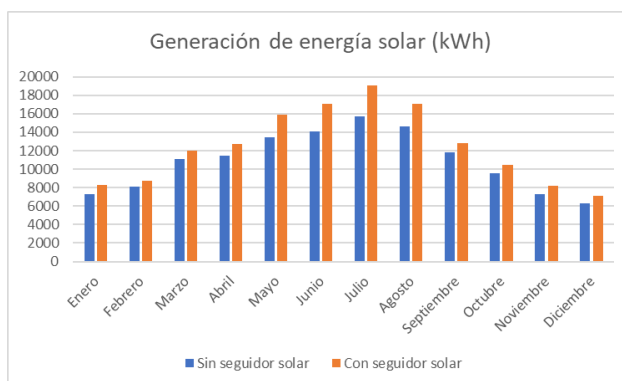


Tabla 7. Generación de energía solar con y sin seguidor

Figura 14. Generación de energía solar con y sin seguidor

Se puede apreciar como en los meses donde hay más irradiación solar la diferencia de generación de energía es mayor que en los meses donde se produce menos irradiación, siendo febrero el mes con menos diferencia.

### 5.3. Balance energético

Con las especificaciones técnicas mencionadas en el apartado anterior del huerto solar e introducidas en la herramienta PVGIS, se dispone a comparar los resultados de generación de energía con la demanda energética calculada en la figura 13 y de este modo, se obtiene el balance energético.

Mes	Demanda de energía en la estación de recarga (kWh)	Generación de energía solar (kWh)	Energía suministrada por la red (kWh)	Porcentaje de ahorro energético (%)
Enero	10218	7255	2963	71
Febrero	11973	8155	3818	68
Marzo	12363	11128	1235	90
Abril	10491	11429	-938	100
Mayo	12285	13419	-1134	100
Junio	15483	14111	1372	91
Julio	26403	15707	10696	59
Agosto	36621	14594	22027	40
Septiembre	18174	11833	6341	65
Octubre	14742	9586	5156	65
Noviembre	7644	7300	344	95
Diciembre	11076	6256	4820	56

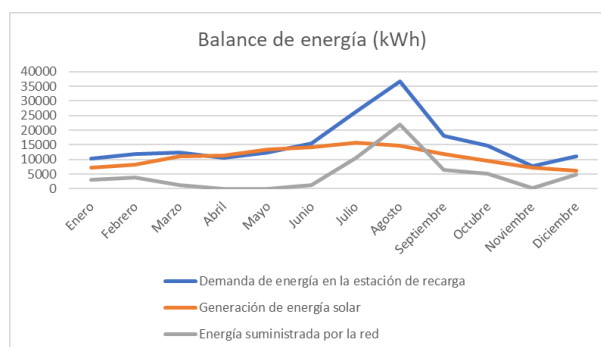


Tabla 8. Balance energético

Figura 15. Balance energético

En el balance se puede observar que con la instalación del huerto solar se produce un ahorro energético promedio total del 75% y que solamente se consigue cubrir el 100% de la demanda de energía en los meses de abril y mayo.

En los meses con más demanda como agosto y julio el porcentaje de ahorro energético no llega al 60%, siendo un ahorro del 40% en agosto y del 59% en julio. Esto es debido a gran aumento de demanda de recargas de VE durante la temporada estival.

El mes de diciembre tiene el segundo peor porcentaje de ahorro energético, un 56%, debido a que es el mes con menos días de sol al mes, por las horas de luz al día y los posibles días nublados y con precipitaciones.

#### 5.4. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica

Para el dimensionado del huerto se va a analizar el tipo de paneles y su cantidad, el inversor, los cuadros de AC y DC, la sección del cable y los soportes solares para los paneles fotovoltaicos.

En este proyecto se ha descartado el uso de baterías para almacenar la energía de los paneles debido a sus elevados costes y poca capacidad de almacenaje que presentan actualmente en el mercado, de esta forma, para una instalación de miles de kilovatios como la presente no es viable el uso de esta tecnología,

El conjunto de la instalación va a formar un esquema como el de la siguiente figura.

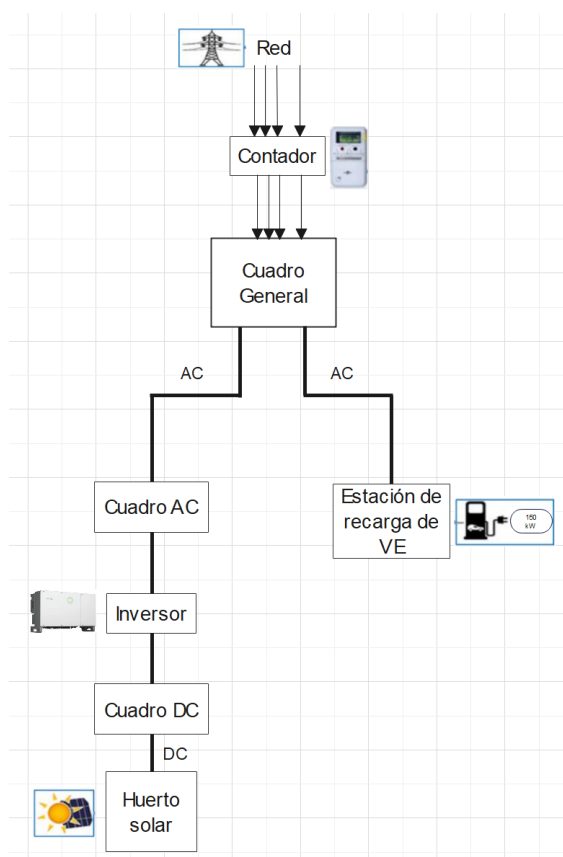


Figura 16. Esquema del proyecto

### 5.4.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles solares convierten la radiación solar en energía eléctrica gracias a sus materiales conductores que son capaces de retenerla y crear una corriente eléctrica, como es el caso del silicio. Esto es lo que se conoce como efecto fotovoltaico. Al absorber la radiación en cada una de las células tiene lugar un salto de electrones de una capa a otra de manera que se genera la mencionada corriente eléctrica.

Los paneles fotovoltaicos, en función del tipo de célula que los forman, se dividen en:

- **Cristalinas:** Que a su vez este grupo está formado por:
  - **Monocrystalinas:** se componen de secciones de un único cristal de silicio (Si) reconocibles por su forma circular u octogonal, suelen tener los bordes curvos y sin límites de granos, debido a que es una célula circular recortada. Presentan una alta eficiencia, aunque tienen un coste mayor que las policristalinas.
  - **Policristalinas:** están formadas por pequeñas partículas cristalizadas. Son las más utilizadas y comercializadas. Su fabricación es mucho más sencilla que en el caso anterior y resultan más económicas, aunque siguen resultando muy eficientes.
- **Amorfas:** cuando el silicio no se ha cristalizado. No suele emplearse en las instalaciones fotovoltaicas, sino que encuentra su aplicación en dispositivos que requieren poca energía o en ocasiones en las que su flexibilidad y delgadez son ventajosas.

Su efectividad es mayor cuanto mayor son los cristales, pero también su peso y grosor. [37]

Para la instalación solar se han escogido los paneles fotovoltaicos RSM144-7-450M de la marca Risen, porque presentan una ratio elevada de potencia entre superficie, alta resistencia y durabilidad, y una elevada eficiencia y tolerancia positiva a un precio competente. [36]

Las características del panel se presentan en la siguiente figura.

RISEN 450-455		RSM144-7-450M	RSM144-7-455M
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>			
Máxima potencia	(Pmax)	450 W	455 W
Tensión de máxima potencia	(Vmp)	41,3 V	41,4 V
Intensidad de máxima potencia	(Imp)	10,9 A	11 A
Tensión de circuito abierto	(Voc)	49,7 V	49,8 V
Corriente de cortocircuito	(Isc)	11,5 A	11,6 A
Eficiencia de módulo	(%)	20,40%	20,60%
Tensión máxima del sistema	V	1.500 V	
Protección fusible recomendable	A	20 A	
Tolerancia de potencia de salida	W	0...+5W	




Figura 17. Panel fotovoltaico Risen RSM144-7-450M [36]

### 5.4.2. Inversor

Los inversores son dispositivos electrónicos que se encargan de transformar la corriente continua, en nuestro proyecto proveniente de los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna a un voltaje y frecuencia determinados.

Estos se utilizan para aprovechar la energía eléctrica generada en los paneles solares con el fin de que puedan ser empleados en el uso diario, aunque también en generadores o en baterías de gran potencia.

Se debe tener en cuenta la potencia nominal a la cual trabaja. De esta forma nos aseguraremos de que el inversor será capaz de limitar la potencia total a la cual trabajan los paneles solares.

Según el tipo de conexión se puede diferenciar entre dos tipos de inversores:

**Inversores de instalaciones aisladas:** Son los inversores de corriente utilizados en las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas. Dentro de este tipo de inversores podemos encontrar los inversores con batería y los inversores con cargadores y reguladores.

**Inversores de red:** Son los inversores de corriente utilizados en las instalaciones solares fotovoltaicas en red. En el caso de estos inversores podemos encontrar dos variantes, los inversores híbridos, con posibilidad de trabajar con baterías, y los microinversores, para instalaciones con necesidades energéticas reducidas.[38]

Para nuestra instalación se ha escogido el inversor GH-IT 100 9M de la marca Greenheiss, porque tiene una potencia nominal de salida de 100kW y por su alta eficiencia debido a no incorporar transformador. Dispone de hasta 9 seguidores de punto de máxima potencia (MPPT), un rango amplio de tensiones de entrada y permite monitorizar los parámetros de funcionamiento.[36]

Las características del inversor de presentan en la siguiente figura.

GH TRIFÁSICOS ADVANCED				
		GH-IT 75 6M	GH-IT 100 9M	GH-IT 125 12M
<b>ENTRADA (CC)</b>				
Potencia máx. de entrada	kWp	112,5	150	180
Tensión máx. de entrada	V		1.100	
Tensión de entrada de inicio	V		200	
Rango de tensión MPPT	V		180-1.000	
Corriente máx. por MPPT	A		30	
Corriente máx. por entrada	A		15	
Número de MPPT		6	9	12
Número de entradas por MPPT			2	
<b>SALIDA (CA)</b>				
Potencia nominal de salida	kW	75	100	125
Potencia aparente máx. de salida	kVA	82,5	110	125
Tensión nominal de la red	V		400	
Frecuencia nominal de la red	Hz		50	
Factor de potencia			-0,8...+0,8	
Corriente máx. de salida	A	119,1	158,8	180,4
<b>EFICIENCIA</b>				
Eficiencia máxima	%		98,8%	
<b>PROTECCIÓN</b>				
Protección contra polaridad inversa CC			SI	
Protección de cortocircuito CA			SI	
Protección de sobretensión de DC tipo II			NO	
Protección de sobretensión de CA tipo II			NO	
Protección de sobrecorriente de salida			SI	
Fusibles DC			NO	
Protección antiisla			SI	
Seccionador CC			SI	
Monitorización aislamiento			SI	



Figura 18. Inversor Greenheiss GH-IT 100 9M y sus características [36]

### 5.4.3. Cálculo de los módulos fotovoltaicos y del inversor

El tipo de panel elegido, como se observa en la figura 17, tiene una potencia máxima de 450 W con una tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de 49,7 V y una intensidad de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) de 10,9 A, esta tensión y corriente son las necesarias para que el panel empiece a trabajar. A partir de esta intensidad el panel permite la circulación de corriente. Conforme el panel se vaya calentando, la intensidad va a ir

umentando hasta alcanzar la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de 11,5 A, a la vez que la tensión va ir disminuyendo hasta su valor de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) de 41,3 V, de tal forma que la potencia siempre sea constante en 450 W.

Para seleccionar el inversor se tiene como requisito que su potencia nominal de salida sea como mínimo de 100kW o coger dos que sumen como mínimo 100kW, para así tener la capacidad de producir una potencia igual a la potencia instalada de paneles, ya que, si el inversor fuese más pequeño, no tendríamos la capacidad de transformar a alterna toda la energía que están generando los paneles. Por tanto, el inversor escogido tiene una potencia nominal de salida de 100 kW, una potencia máxima de entrada de 150kWp con una tensión máxima de entrada de 1100 V y una tensión de entrada de inicio de 200 V, esto quiere decir que el inversor no va a arrancar hasta que no se alcance, como mínimo, una caída de tensión en los paneles de 200 V. De esta forma, como nos indica en sus características (figura 18), tiene una eficiencia máxima de 98,8% para su rango de tensión de funcionamiento entre 180 y 1000 V.

Además, consta de 9 seguidores de punto de máxima potencia (MPPT) cada uno de ellos con 2 entradas, por lo que se pueden conectar hasta 18 líneas.

Con esta información calculamos el número mínimo de paneles fotovoltaicos que debemos conectar para que el inversor funcione correctamente.

$$\text{N}^{\circ} \text{mínimo de paneles en cada línea} = \frac{V \text{ entrada de inicio (inversor)}}{V_{oc}(\text{panel})} = \frac{200}{49,70} = 4,02$$

Como mínimo se deben instalar 5 paneles por línea para que el inversor arranque.

Seguidamente, calculamos el número máximo de paneles fotovoltaicos que se pueden instalar para que el inversor trabaje a máxima eficiencia.

$$\text{N}^{\circ} \text{máximo de paneles en cada línea} = \frac{\text{Rango máx.de V MPPT (inversor)}}{V_{mp}(\text{panel})} = \frac{1000}{41,3} = 24,21$$

Como máximo se pueden instalar 24 paneles por línea.

Con forme los paneles van generando electricidad a medida que reciben mayor irradiación, estos se empiezan a calentar aumentando la temperatura del panel, y por tanto la intensidad va aumentando. Para nuestro modelo de panel seleccionado, según sus características, la intensidad va aumentando 0,05A por cada grado de temperatura que aumenta.[36]

Como la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de los paneles es de 11,5 A y el inversor tiene una corriente máxima por entrada de 15 A [36]. Únicamente se va a poder instalar una línea de paneles por cada entrada del inversor.

A continuación, vamos a calcular el número máximo de paneles que permite instalar el inversor.

$\text{N}^{\circ} \text{máximo de paneles} = \text{N}^{\circ} \text{entradas en cada línea} \times \text{N}^{\circ} \text{máx. paneles en una línea} \times \text{N}^{\circ} \text{líneas del inversor}$

$$\text{N}^{\circ} \text{máximo de paneles} = 1 \times 24 \times 18 = 432$$

El inversor nos permite instalar hasta un máximo de 432 paneles RSM144-7-450M.

De este modo, vamos a calcular el número de paneles que necesitamos para nuestro huerto solar.

$$\text{N}^{\circ} \text{paneles instalación} = \frac{P \text{ máx. instalada}}{P \text{ máx. de cada panel}} = \frac{100.000 [W]}{450 [w]} = 222,22$$

Para nuestra instalación fotovoltaica se necesitan 223 paneles RSM144-7-450M.

Seguidamente vamos a calcular cuantos MPPT del inversor vamos a utilizar.

$$\text{Líneas de MPPT necesarias} = \frac{\text{Nº de paneles de la instalación}}{\text{Paneles por línea}} = \frac{223}{24} = 9,29$$

Por tanto, para aprovechar al máximo el inversor vamos a instalar 24 paneles en 9 líneas de MPPT y 7 paneles en una línea MPPT, haciendo un total de 223 paneles. De esta forma utilizamos 5 MPPT dejando 4 libres para una posible ampliación en un futuro o por si alguna entrada MPPT se estropea.

A continuación, vamos a calcular la distancia mínima entre paneles.

Cuando hay un gran número de paneles solares a instalar o se tiene algún elemento de sombreado cercano hay que dejar una distancia mínima al elemento que pueda producir un sombreado en los paneles solares.

Según el CTE, la separación mínima entre filas de paneles orientadas al sur y con elevación fija, se calcula con la siguiente fórmula.

$$S > (L_p \sin \theta - \Delta y) \times k$$

Donde:

- S (m). Separación mínima entre filas de paneles
- $L_p$  (m). Longitud del panel: 2,10 m
- $\theta$ (°). Ángulo de inclinación del panel: 34°
- $\Delta y$ (m). Diferencia de alturas entre paneles: 0 m
- k. Constante en función de la latitud: Parzán está a una latitud de 42,66. De este modo  $k = 3,02$

$$S > (2,10 \times \sin 34^\circ - 0) \times 3,02 \rightarrow S > 4,05 \text{ m}$$

La separación mínima entre filas de paneles deberá ser de 4,05 m.

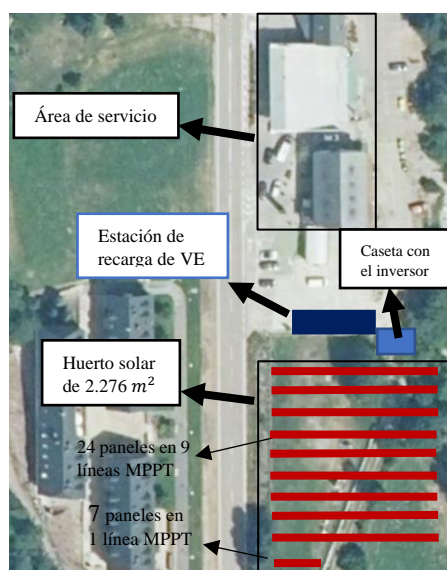


Figura 19. Disposición de los paneles fotovoltaicos en el huerto solar

#### 5.4.4. Cálculo del cable

Los cables solares, que unen los paneles con el inversor, están principalmente diseñados para ser instalados en instalaciones fotovoltaicas. Están compuestos por un conductor de cobre electrolítico estañado para asegurar la correcta conductividad, disponiendo de doble aislamiento para mejorar su resistencia en la intemperie, la incidencia directa de los rayos ultravioleta y temperaturas extremas ambientales. También, son compuestos libres de halógenos, material autoextinguible para evitar llama con baja emisión de gases nocivos en caso de incendio. Además, debemos tener en cuenta, a diferencia de los cables tradicionales de corriente alterna, que estos cables son unipolares, no se fabrican agrupados en manguera.

Este tipo de cables específicos para instalaciones fotovoltaicas mejora el rendimiento general de la instalación debido a su menor degradación con el paso del tiempo. Además, disponemos de una mayor vida útil, gracias a las propiedades mencionadas anteriormente.[39]

Se ha calculado que se va a necesitar un total de 1150m de cable para el huerto solar.

En la instalación fotovoltaica se va a utilizar el cable H1Z2Z2-K, ya que cumple con todas las características necesarias para este uso y además tiene las siguientes ventajas:

- Está específicamente diseñado para instalaciones fotovoltaicas.
- Presenta una cubierta exterior repelente a la acción de roedores.
- Es altamente flexible.
- Utilización en intemperie permanente.
- Vida útil de 25 años a 90 °C.
- Excelente resistencia a grasas, aceites industriales y rayos ultravioleta según EN 50618.[40]

Para el cálculo de la sección se va a utilizar la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times U^2 \times e} = \frac{2 \times 10800 \times 160}{44 \times 991,2^2 \times 0,015} = 5,33 \text{ mm}^2$$

Donde:

S ( $\text{mm}^2$ ): Sección del cable

P (W). Potencia de todos los paneles en una línea MPPT:  $24 \times 450 = 10.800 \text{ W}$

L (m): Longitud del cable: 160 m (distancia más larga desde el inversor al módulo más alejado)

$\gamma$  ( $\frac{\text{m}}{\Omega \times \text{mm}^2}$ ). Conductividad del cobre:  $44 \frac{\text{m}}{\Omega \times \text{mm}^2}$

U (V). Tensión de máxima potencia de todos los paneles de una línea MPPT:  $24 \times 41,3\text{V} = 991,2 \text{ V}$

e (%). Caída máxima de tensión: 0,015 (ITC-BT-40)

Por tanto, escogemos una sección mínima del cable de  $6\text{mm}^2$ .

Según la ITC-BT-07, la sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas y, en todo caso, esta sección no será inferior a  $6 \text{ mm}^2$  para conductores de cobre.

Para comprobar si se cumple:

$$e = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times U^2 \times S} \times 100 = \frac{2 \times 10800 \times 160}{44 \times 991,2^2 \times 6} \times 100 = 1,33\% < 1,5\% \rightarrow \text{Cumple}$$

### 5.4.5. Cuadro de corriente alterna (AC)

El cuadro eléctrico es la parte de la instalación eléctrica en la que se encuentran los elementos de protección y control de la energía, se encarga de proteger ante cualquier posible fallo tanto en la instalación como con los aparatos conectados.

Los cuadros AC se utilizan en instalaciones de conexión a red y en instalaciones aisladas e incorporan las protecciones en corriente alterna que se exigen en el REBT y en los RD.

Para calcular el magnetotérmico del cuadro utilizamos la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P_{inversor}}{\sqrt{3} \times U \cos \varphi} = \frac{100.000}{\sqrt{3} \times 400 \times \frac{100}{110}} = 158,77 \text{ A}$$

Donde el  $\cos \varphi = \frac{P_{inversor} (pot. activa)}{S_{inversor} (pot. aparente)}$

Por tanto, se necesita un magnetotérmico de 160 A.

De este modo, escogemos el relé diferencial tipo A WRU-10 de la marca Circutor y el magnetotérmico NSX160F TM160D 4P4R, siendo que ambos cumplen con los requisitos necesarios.



Figura 20. Relé diferencial tipo A WRU-10

### 5.4.6. Cuadro de corriente continua (CC)

Se necesita un cuadro con al menos 10 salidas, ya que del inversor van a salir 10 líneas MPPT.

Por consiguiente, se ha determinado coger dos cuadros de la marca Sölver de agrupación 1000V con protección (salida unificada) con 5 salidas (strings) cada uno.

Este tipo de cuadros presentan las siguientes características:

- Se utilizan en instalaciones de conexión a red o en bombeos en los que las tensiones en continua suelen ser elevadas.
- Los armarios son IP65 para poder instalarlos a la intemperie.
- Las protecciones que incorporan son fusibles, seccionadores y sobretensiones (según modelo).
- Los cuadros se entregan con prensaestopas incluidos para facilitar su montaje y cableado.[36]

#### Sölver cuadro agrupación 1000V con protección (salida unificada)



CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	STRINGS	PRECIO (€)
6427000001	STC1	1 STRING	259
6427000002	STC2	2 STRING	271
6427000003	STC3	3 STRING	394
6427000004	STC4	4 STRING	442
6427000005	STC5	5 STRING	499
6427000040	STC6	6 STRING	580

Recomendados para bombeo solar.

Figura 21. Sölver cuadro agrupación 1000V [36]

### 5.4.7. Soportes

Los soportes influyen, en gran medida en el correcto funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica, ya que proporcionan una óptima orientación de los paneles solares evitando que haya sombras y que pueda producirse un hot spot (punto caliente).

Los soportes solares son la estructura que sujeta y define la orientación que tendrán las distintas placas solares dependiendo del tipo de instalación que se realice para aprovechar al máximo la radiación solar y el efecto fotovoltaico que se genera en ellos. También la elección del tipo de soporte va a depender de la potencia instalada, del número de paneles y del lugar en el cual se instalen.

Los diferentes tipos de soportes para paneles solares están fabricados con materiales muy resistentes, ya que estos permanecerán durante años a la intemperie. Así pues, podemos encontrar soportes hechos de aluminio, de acero galvanizado o inoxidable, o de hormigón.

Los tipos de soporte que existen son:

- **Soportes solares para cubiertas planas:** Se trata de los soportes de paneles solares que se instalan en el suelo o sobre una cubierta plana. Estos pueden, a su vez, distinguirse entre aquellos que tienen una estructura individual y los que tienen una estructura con triángulo inclinado.
  - **Soportes solares con estructura individual:** Estos soportes están diseñados para instalarse sobre terrazas o tejados de suelo plano.
  - **Soportes solares con estructura de triángulo inclinado:** Son los soportes que se instalan sobre terrazas o tejados de suelo plano y ofrecen una mayor capacidad que los anteriores.
- **Soportes solares para cubiertas inclinadas:** Este tipo de soportes para paneles solares están pensados para instalar en cubiertas inclinadas. En este tipo de soporte solar podemos encontrar dos modelos diferentes:
  - **Soportes solares con estructura coplanar:** Son aquellos que se utilizan sobre superficies inclinadas.
  - **Otros diseños:** Aquellos que se utilizan para cuestiones específicas y a medida,
- **Soportes solares para cubierta de chapa:** Estos soportes solares tienen las mismas características que los de cubierta plana, pero están pensados para cubiertas de tipo chapa.
- **Soportes solares sobre marquesinas:** En este caso nos encontramos con soportes solares que funcionan como marquesina.
- **Soportes solares móviles:** Es el tipo de soporte para paneles solares incorporan ejes móviles con sensores que se encarga de seguir el movimiento del sol.[41]

Para nuestra instalación se han elegido los soportes solares con estructura de triángulo inclinado de hormigón con un ángulo de 34°. Se ha escogido este tipo de estructura por su buena relación calidad-precio, y por la rapidez y simplicidad de montaje.

EJEMPLO DE INSTALACIÓN Y COMPONENTE



	10°, 12°, 15°, 18°	28°, 30°, 34°
Tipo de superficie	Superficie plana	Superficie plana
Disposición de paneles	Vertical y horizontal	Horizontal
Grosor de panel	mm	30-50 mm
Ángulo de inclinación	10°-18°	28°-34°
Carga de viento	kg/m <sup>2</sup>	120 kg/m <sup>2</sup>
Carga de nieve	kg/m <sup>2</sup>	100 kg/m <sup>2</sup>
Peso medio del sistema	kg/m <sup>2</sup>	43 kg/m <sup>2</sup>
Materiales de los elementos de fijación	Aluminio y acero inoxidable	Aluminio y acero inoxidable

\*Según los estándares de montaje IEC 61215

Figura 22. Soporte solar de hormigón [36]

## 6. Análisis económico

El objetivo de este capítulo es analizar la viabilidad económica del conjunto de la instalación: huerto solar y estación de recarga.

Para ello, se estiman la inversión a realizar, los costes de explotación y los ingresos. Tras esto, se procede a realizar un análisis económico que muestre la viabilidad de la instalación.

### 6.1. Inversión necesaria

La inversión a realizar está formada principalmente por cuatro partidas: el coste de la instalación de puntos de recarga, el de la acometida eléctrica, el de la instalación fotovoltaica y otros costes.

#### Coste de la estación de puntos de recarga

El coste del cargador Raption 150 HC CCS1 CHA es de 35.416 €.

En la actualidad, en España está presente el plan de ayudas Moves III, donde en el caso de las empresas y entes públicos con actividad económica la ayuda puede ascender hasta un 60% del coste subvencionable.

Suponiendo una subvención del 25% al punto de recarga, el coste final del cargador Raption 150 HC CCS1 CHA sería de 26.562 €.

De este modo, las diferentes partidas de costes para la estación de recarga se recogen en la siguiente tabla:

<b>RESUMEN COSTES</b>	
Cargador Raption 150 HC CCS1 CHA	
Obra civil para interconexión de acometida con punto de carga	
Cableado Cu 70mm <sup>2</sup> para alimentación del cargador	
Cuadro secundario del cargador, incluyendo protecciones	
Equipo de medida	
Puesta a tierra	
Otras actuaciones y componentes	
<b>TOTAL</b>	<b>32.000 €</b>

Tabla 9. Costes instalación punto de recarga

#### Costes de la acometida eléctrica

Los costes de la acometida eléctrica están estipulados en el Real Decreto 1048/2013 (por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica). En su Artículo 21, se diferencian dos tipos de extensión de red:

- «Extensión natural de las redes de distribución»: cuando los nuevos suministros o la ampliación de los existentes se deben a un crecimiento vegetativo de la demanda. Los costes asociados recaen sobre la empresa distribuidora correspondiente, que después será retribuida de manera acorde.
- «Instalaciones de nueva extensión de red»: cuando los nuevos suministros o la ampliación de los existentes no se deben a crecimientos vegetativos de la demanda. Las instalaciones comprenden desde la red de distribución existente hasta el primer elemento propiedad del solicitante y sus costes recaen sobre este último.

La infraestructura requerida para alimentar a la electrolinera pertenece al segundo grupo (Instalaciones de nueva extensión de red), por lo que los costes recaen sobre el solicitante.

Según el Artículo 24 del RD 1048/2013, los pagos por derecho de acometida incluyen los siguientes conceptos:

- Pagos por derechos de extensión: pago por las nuevas instalaciones para la extensión de la red.
- Pagos por derechos de acceso: pago por la incorporación a la red del solicitante.
- Pagos por derechos de supervisión de instalaciones cedidas: pago por la supervisión al trabajo de terceros por parte de la distribuidora, cuando las acciones sean realizadas por el solicitante y posteriormente cedidas a la distribuidora.

El pago de los conceptos anteriores está regulado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y están recogidos en la Orden ITC/3519/2009. Sin embargo, con respecto a los costes de derechos de extensión, el Artículo 25 diferencia entre instalaciones de hasta 100 kW en BT y 250 kW en AT con carácter de solar urbano y el resto de instalaciones. En el primer caso, los costes de derechos de extensión se corresponden con los establecidos en la Orden ITC/3519/2009, pero en el segundo caso, este pago no se realiza, sino que la empresa distribuidora emitirá un presupuesto y un pliego de prescripciones técnicas con los costes incurridos por las actuaciones a realizar.

Además de por los conceptos anteriores, las distribuidoras también pueden recibir una contraprestación por los siguientes conceptos, recogidos en el Artículo 29:

- El enganche: conexión eléctrica entre la instalación del solicitante y la red.
- La verificación de las instalaciones: revisión del cumplimiento de la normativa técnica y de seguridad de la instalación.
- Actuaciones en los equipos de medida y control: conexionado y precintado de los equipos en caso de que el consumidor así lo decida.

La forma en la que todo lo anterior aplica a la solicitud de acometida eléctrica para el presente proyecto es la siguiente:

- Como la estación de recarga no se lleva a cabo en un solar urbano, los derechos de extensión no aplican, pero a cambio hay que hacerse cargo de los costes recogidos en el presupuesto que la empresa distribuidora emitirá al solicitante.
- Los derechos de acceso se pagarán de acuerdo a lo establecido en la ITC/3519/2009.
- Dependiendo de si la conexión se realiza en MT o BT se pagarán diferentes términos. Si la conexión se lleva a cabo en BT, aplicarán los siguientes pagos: por derechos de supervisión de instalaciones cedidas; por el enganche; por la verificación de las instalaciones; y por actuaciones en los equipos de medida y control.

Los derechos, en el caso de que apliquen, al presente proyecto y sus correspondientes cuantías para baja tensión y media tensión ( $V \leq 36$  kV) se recogen en la tabla 5.1 (según Orden ITC/3519/2009).

<b>Término</b>	<b>BT</b>
Derechos de acometida: cuotas de extensión (€/kW)	17,374714
Derechos de acometida: cuotas de acceso (€/kW)	19,703137
Derechos de supervisión de instalaciones cedidas: cuotas (€/actuación)	101,52
Derechos de enganche: cuotas (€/actuación)	9,044760
Derechos de verificación: cuotas (€/actuación)	8,011716

Tabla 10. Costes de derechos relacionados a la acometida

Como ya se ha comentado, los pagos por derechos de extensión no aplican, pero se recogen en la tabla anterior a modo de referencia.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el coste de la conexión en BT para una potencia solicitada de 160 kW será igual a 2088,89€, más los costes de extensión. Si estos últimos se pagaran según la ITC/3519/2009, el pago ascendería a 1737,47 €.

No obstante, se supone que el coste será mayor, al no tratarse de un solar urbano. Por consiguiente, se estima un coste total de la acometida eléctrica en BT de 5000 €.

### Costes de la instalación fotovoltaica

En el Real Decreto 477/2021, por el que se aprueba la concesión de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento con fuentes de energía renovable, se encuentra el programa de incentivos 1 para personas físicas que procedan a la realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector servicios, con o sin almacenamiento. Con una cuantía de incentivos de 460 - 1.188 €/kWp (15 - 45 % ayuda sobre coste subvencionable) en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.[42]

De este modo, nuestra instalación fotovoltaica estaría dentro del programa de incentivos 1. Por tanto, para una potencia instalada de 100kWp y suponiendo una subvención del 20%, el coste final de la instalación fotovoltaica sería de 74.280 €.

A continuación, se recogen en la siguiente tabla los costes derivados de la instalación fotovoltaica.

<b>RESUMEN COSTES</b>			
<b>COMPONENTES</b>	<b>PRECIO (€)</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>SUBTOTAL (€)</b>
Panel fotovoltaico Risen RSM144-7-450M	297	223	66.231
Inversor Greenheiss GH-IT 100 9M	12420	1	12.420
Cable solar H1Z2Z2-K	1,19	1150	1.368,50
Cuadro AC	829	1	829
Cuadro DC	499	2	998
Soportes	32,67	233	7.612,11
Otros	3391	1	3.391
<b>TOTAL (sin subvención)</b>			92.849,61 €
<b>TOTAL</b>			<b>74.280 €</b>

Tabla 11. Costes de la instalación fotovoltaica

### Otros costes

Estudio básico de seguridad y salud	600 €
Legalizaciones	500 €
Gestión de residuos	300 €
<b>TOTAL</b>	<b>1.400 €</b>

Tabla 12. Otros costes

## Coste total del proyecto

Para la estimación del coste total del proyecto se suman todos los tipos de costes mencionados anteriormente.

TIPO DE COSTE	SUBTOTAL (€)
Estación de puntos de recarga	32.000
Acometida eléctrica	5.000
Instalación fotovoltaica	74.280
Ostros Costes	1.400
<b>TOTAL</b>	<b>112.680</b>

Tabla 13. Coste total del proyecto

En conclusión, el coste total de todo el proyecto tendrá una inversión de 112.680 €.

## 6.2. Costes de explotación

Entre los costes de explotación, se diferencian los variables y los fijos.

Los costes variables se corresponden con la factura eléctrica, pues depende de la energía consumida de la red, que a su vez depende de la demanda.

Los costes fijos derivan principalmente del mantenimiento de la infraestructura, que también requiere de personal.

### 6.2.1. Factura eléctrica

Para la estación de recarga se va a contratar la tarifa 3.0TD, destinada a negocios o empresas conectados a la red eléctrica en baja tensión (inferior a 1 kV) con una potencia contratada en alguno de sus seis periodos superior a 15 kilovatios (kW).

Los términos y condiciones de este tipo de factura son los siguientes:

- Término de energía. Precio en € por kWh consumido.
- Término de potencia. Precio de la potencia facturada en cada uno de los tres periodos por los que se compone la tarifa. Suele indicarse en € por kW y mes.
- Penalización por exceso de energía reactiva. Solo se cobra si el consumo de energía reactiva supera el 33% de la activa y nunca es aplicable en el periodo 3.
- Impuesto eléctrico. Se trata de un impuesto especial de fabricación recogido en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de impuestos especiales. Se aplica sobre los términos de potencia y energía y la penalización por reactiva. Su valor es igual a 5,1127%.
- Alquiler de equipos de medida. Los equipos de medida pueden ser propiedad del consumidor o de la empresa distribuidora. En el segundo caso el coste del alquiler de equipos se encuentra regulado y publicado en el BOE nº 312, 29 de diciembre de 2007. En el caso de la tarifa 3.1, como el centro de transformación es de abonado, no hay que alquilar equipos. Por el contrario, en la tarifa 3.0 sí habrá que alquilarlos, por un coste de 2,79 €/mes. [43]

Al coste de todo lo anterior, hay que aplicarle el IVA (21%).

Con respecto al término de potencia, al tratarse de una tarifa de tres períodos, se diferenciarán tres precios diferentes del mismo, según corresponda con horas punta, llano o valle. La distribución de estas horas también varía según se trate de días laborables o festivos y según sea verano o invierno.

Además, la potencia a facturar se calcula aplicando la facturación por maxímetro. El método usado en las tarifas de tres periodos es el siguiente:

$$\begin{array}{ll} P_{max} < 0,85P_c & P_f = 0,85P_c \\ 0,85P_c < P_{max} < 1,05P_c & P_f = P_{max} \\ P_{max} > 1,05P_c & P_f = P_{max} + 2(P_{max} - 1,05P_c) \end{array}$$

Donde  $P_c$  es la potencia contratada;  $P_{max}$  es la medida por el maxímetro en el período (valor máximo de los parciales integrados en intervalos de 15 minutos durante todo el período medido); y  $P_f$  es la potencia facturada.

Se observa que hasta para un consumo 1,05 veces mayor que la potencia contratada, la potencia facturada es igual a la recogida por el maxímetro.

Como ya se explicó en el apartado 3.5, la potencia máxima consumida por la estación de recarga es de 157,5 kW.

Finalmente, considerando las pérdidas por el cable de alimentación y que puede consumirse una potencia 1,05 veces mayor que la contratada sin penalizaciones, se considera que la potencia óptima a contratar es 150 kW.

En cuanto a la penalización por exceso de energía reactiva, como el equipo utilizado tiene un factor de potencia mayor o igual a 0,98 (figura 9), no aparecerá ningún coste por este término en la factura.

Para el presente proyecto, se ha tomado como referencia la tarifa proporcionada por la comercializadora Endesa Energía denominada Tarifa Open 3.0 en BT.

En esta tarifa se ofrecen 5 opciones para descuentos en el Término de Energía. Para este caso específico, resultan relevantes dos de ellas, que se resumen a continuación:

- Tarifa Open Laboral: aplicación de un 25% de descuento de 8h a 24h de lunes a viernes, excepto festivos nacionales.
- Tarifa Open Fin de Semana: aplicación de un 45% de descuento las 24h del día sábados, domingos y festivos nacionales. [44]

Como se comentó en el apartado 3.3, la afluencia de vehículos en la carretera A-138 es bastante más significativa los fines de semana, vacaciones y días festivos. Por tanto, se ha decidido escoger la tarifa Open Fin de Semana 3.0.

El precio del término de energía para una potencia contratada de 150 kW se recoge en la siguiente tabla. [45]

Término de Energía (€/kWh) para una potencia > 100 kW	
Horas Open	Horas No Open
Fin de semana	
0,147216	0,285231

El precio base del Término de Potencia sin descuento es de 0,337831 €/kW por mes y de 4,053973 €/kW por año. [45]

### 6.2.2. Costes de mantenimiento y recursos humanos

El mantenimiento preventivo es fundamental para evitar que la estación de recarga quede inoperativa durante un periodo de tiempo elevado. De lo contrario, se provocaría frustración entre los usuarios de vehículos eléctricos y una mala publicidad, que conllevaría una reducción del uso de la estación de recarga ante la inseguridad de su correcto funcionamiento.

Además, en caso de que se produzca una avería, el mantenimiento correctivo debe tener lugar tan rápido como sea posible, realizando las reparaciones oportunas.

Por otro lado, las averías en los puntos de recarga no solo afectan negativamente al ejercicio económico, sino que también pueden suponer un peligro potencial. Al tratarse de equipos que operan con potencias elevadas, un fallo en los sistemas de protección o aislamiento puede causar graves daños a los usuarios que se encuentren en ese momento recargando su vehículo eléctrico o al medio ambiente.

Por tanto, el mantenimiento de la infraestructura de recarga es fundamental. A falta de más información, se estima un gasto de 50€/mes que hace un total de 600 € anuales.

Además, como para las operaciones de mantenimiento se requerirá personal cualificado, se estima el coste de la mano de obra de un operario. Asumiendo un coste de 2000€/mes haciendo un total de 24000 €/año.

### 6.3. Cálculos de la gestión de la energía activa y potencia contratada

Para calcular de una manera aproximada el coste total del consumo de energía eléctrica que la estación de recarga llevará a lo largo del todo el año, es necesario realizar un flujo de caja.

Para ello es necesario conocer el consumo de los puntos de recarga, la tarifa eléctrica, el término de potencia y los beneficios otorgados por la venta del excedente vertido a red.

El coste total de la electricidad se calcula sumando la energía consumida (TFE), y el término de potencia (TFP).

$$TFE(€) = \text{Tarifa eléctrica (€/kWh)} \times \text{Energía consumida (kWh)} \times Ie$$

Donde  $Ie$  representa el incremento anual del coste de la electricidad, como en la actualidad hay una variación bastante grande, vamos a considerar un porcentaje del 10%.

El precio de la tarifa eléctrica, en función a la contratada para nuestra estación de recarga (Open Fin de Semana 3.0), se ha hecho un promedio y se obtiene un precio de 0,21€/kWh.

$$TFP(€) = \text{Término de potencia (€/kW año)} \times \text{Potencia contratada (kW)}$$

Al coste de la energía habría que añadirle el IE (impuesto a la electricidad del 5.1% que se aplica al precio de la energía) y el IVA (el Impuesto del Valor Añadido que está en 10% para instalaciones mayores de 10kW).

Una vez conocida los consumos, la tarifa y el término de potencia, se debe calcular el beneficio que otorga el vertido del excedente de energía a la red. Para ello es necesario el precio de venta el cual se estima en 0,10€/kW, la cantidad de excedente de energía y el IPVEE, Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (7%).

$$TVR(€) = \text{Precio de venta (€/kWh)} \times \text{Energía excedente (kWh)} / IPVEE$$

Resumiendo, para el cálculo del coste total de la energía activa consumida de la red anualmente sería la suma de los siguientes valores:

$$\text{Coste Total Energía RED (€)} = (\text{TFE} - \text{TVR}) + \text{TFP} + \text{Alquiler Contador} + \text{IVA}$$

De este modo, si el precio total de la energía consumida por la estación de recarga es menor que el precio obtenido por la energía excedente vertida a la red, el balance total será de 0 €, la comercializadora nunca va a pagar al usuario. En estos casos el coste será del TFP, el alquiler del contador y el IVA.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos del balance de energía final de la gestión de la energía activa y la potencia contratada entre el municipio y la red eléctrica.

Mes	Energía Comprada a Red (kWh)	TFE (€)	Energía Vertida a Red (kWh)	TVR (€)	TFP (€)	Alquiler de contadores (€)	TFE - TVR (€)	Coste Total Energía (€)
Enero	2963,0	62,2	0,0	0,0	607,5	1,9	62,2	738,8
Febrero	3818,0	80,2	0,0	0,0	607,5	1,9	80,2	758,5
Marzo	1235,0	25,9	0,0	0,0	607,5	1,9	25,9	698,9
Abril	0,0	0,0	938,0	1340,0	607,5	1,9	0,0	670,3
Mayo	0,0	0,0	1134,0	1620,0	607,5	1,9	0,0	670,3
Junio	1372,0	28,8	0,0	0,0	607,5	1,9	28,8	702,0
Julio	10696,0	224,6	0,0	0,0	607,5	1,9	224,6	917,4
Agosto	22027,0	462,6	0,0	0,0	607,5	1,9	462,6	1179,2
Septiembre	6341,0	133,2	0,0	0,0	607,5	1,9	133,2	816,8
Octubre	5156,0	108,3	0,0	0,0	607,5	1,9	108,3	789,4
Noviembre	344,0	7,2	0,0	0,0	607,5	1,9	7,2	678,3
Diciembre	4820,0	101,2	0,0	0,0	607,5	1,9	101,2	781,7
<b>Total</b>	<b>58772,0</b>	<b>1234,2</b>	<b>2072,0</b>	<b>2960,0</b>	<b>7290,0</b>	<b>22,8</b>		<b>9401,7</b>

Tabla 14. Coste Total del balance energético de la estación de recarga

## 6.4. Ingresos

Los ingresos de la estación de recarga dependen de dos factores: la energía suministrada, que a su vez está condicionada por el número de vehículos que utilicen la infraestructura; y el precio de venta de la energía.

### 6.4.1. Precio de venta de la energía

En la figura 5 se recogen los precios de los principales proveedores de recarga rápida en España.

En nuestra estación se va a poner el mismo precio para las recargas de 50kWh como las de 150 kW.

Analizando los precios de la competencia y queriendo ser competitivos, se va a poner un precio de 0,50 €/kWh.

De esta forma, se va a calcular los ingresos generados cada mes en la estación de recarga. Para ello se ha utilizado la demanda de energía (en kWh) calculada en la tabla 6.

Como se puede apreciar en la siguiente tabla, los ingresos anuales serían de 93.736,50 €, con un promedio de 7.811,38 € mensuales.

Mes	Demanda de energía (kWh)	Ingresos (€)
Enero	10218	5109
Febrero	11973	5986,5
Marzo	12363	6181,5
Abril	10491	5245,5
Mayo	12285	6142,5
Junio	15483	7741,5
Julio	26403	13201,5
Agosto	36621	18310,5
Septiembre	18174	9087
Octubre	14742	7371
Noviembre	7644	3822
Diciembre	11076	5538
Total	187473	93736,5

Tabla 15. Ingresos, mensuales de la estación de recarga

## 6.5. Balance económico

Para el balance económico se ha elaborado la siguiente tabla donde se han agrupado todos los datos anteriores y de esta forma se ve de una forma más clara la comparación entre los costes totales y los ingresos, además del ahorro mensual.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTALES
Demanda (kWh/mes)	10218,0	11973,0	12363,0	10491,0	12285,0	15483,0	26403,0	36621,0	18174	14742,0	7644,0	11076,0	187473,0
Producción PV (kWh/mes)	7255	8155	11128	11429	13419	14111	15707	14594	11833	9586	7300	6256	130773,0
Sobreproducción (kWh)	0,0	0,0	0,0	938,0	1134,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2072,0
Aportación FV (%)	71,0	68,0	90,0	100,0	100,0	91,0	59,0	40,0	65	65,0	95,0	56,0	900,0
Consumo de red (kWh)	2963,0	3818,0	1235,0	0,0	0,0	1372,0	10696,0	22027,0	6341,0	5156,0	344,0	4820,0	58772,0
Costes de energía (€)	738,8	758,5	698,9	670,3	670,3	702,0	917,4	1179,2	816,8	789,4	678,3	781,7	9401,6
Ahorro energético (€)	725,5	815,5	1112,8	1049,1	1228,5	1411,1	1570,7	1459,4	1183,3	958,6	730,0	625,6	12870,1
Costes de mantenimiento (€)	2050,0	2050,0	2050,0	2050,0	2050,0	2050,0	2050,0	2050,0	2050,0	2050,0	2050,0	2050,0	24600,0
Venta en Recarga VE (€)	5109	5987	6182	5246	6143	7741,5	13201,5	18310,5	9087	7371	3822	5538	93736,5
Impuesto de electricidad (€)	357,6	419,1	432,7	367,2	430,0	541,9	924,1	1281,7	636,1	516,0	267,5	387,7	6561,6
IVA (€)	510,9	598,7	618,2	524,6	614,3	774,2	1320,2	1831,1	908,7	737,1	382,2	553,8	9373,7
Balance (€)	2320,2	3178,0	3432,6	2525,2	3422,2	4989,5	10234,1	15081,3	6220,2	4531,6	1093,7	2706,3	59734,9

Tabla 16. Balance económico

Como se puede apreciar, con la instalación se va a tener un ahorro anual de 12.870,10€ y un balance positivo anual de 59.734,90 €.

## 6.6. Viabilidad económica

Para analizar la viabilidad económica de la inversión, se ha calculado el rendimiento técnico y económico anual para los 10 años de vida de la infraestructura.

Para ello inicialmente se ha calculado el VAN (Valor Actual Neto):

$$VAN = -1 + \sum_{n=1}^n \frac{Q}{(1+r)^n}$$

A continuación, se ha calculado el TIR (Tasa Interna de Retorno):

$$TIR = \sum_{n=0}^n \frac{Q}{(1+r)^n}$$

Finalmente se ha calculado el Payback (Plazo de recuperación):

$$PAYBACK = \frac{1}{Q}$$

Donde:

- I: Es la inversión inicial, en euros €.
- n: Numero de periodos considerados, en años.
- Q: Flujo de cajas anuales, en euros €.
- r: Tasa de actualización, en %.

Además, se calcula el LCOE (Levelized Cost of Energy), el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil, parámetro fundamental para evaluar la rentabilidad de una instalación de producción de energía eléctrica.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{n=1}^n \frac{Mt}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^n \frac{Et}{(1+r)^n}}$$

Donde:

- I: Es la inversión inicial, en euros €.
- n: Numero de periodos considerados, en años.
- Mt: Coste de Mantenimiento anual, en euros €
- Et: Energía anual generada, en kWh
- r: Tasa de actualización, en %.

La tasa de actualización se encuentra actualmente al 3,30%.

A continuación, se adjuntan las tablas resumen para poder obtener los resultados comentados anteriormente.

Con un horizonte temporal de un año obtenemos la siguiente tabla.

Tasa actualización	3,30%
VAN	- 62.735,30 €
TIR	-8,40%
Payback (años)	1,89

Tabla 17. Resultado de rentabilidad para un año

Para un horizonte temporal de diez años obtenemos la siguiente tabla.

Tasa actualización	3,30%
VAN	203.980,51 €
TIR	25,73%
Payback (años)	1,89
LCOE (€/MWh)	14,6

Tabla 18. Resultado de rentabilidad para diez años

AMORTIZACIÓN A 10 AÑOS							
Inversión inicial:	Peajes de acceso:	Coste de mantenimiento:	Ahorro de electricidad:	Flujo de caja anual (VE)	Balance neto:	Ahorro acumulado:	Balance NETO
-112.680,00 €					-112.680,00 €		-112.680,00 €
€	€	24.600,00 €	12.870,10 €	59.734,90 €	22.264,80 €	22.264,80 €	-90.415,20 €
€	€	26.568,00 €	13.384,90 €	65.111,04 €	25.158,14 €	47.422,94 €	-42.992,26 €
€	€	28.693,44 €	13.920,30 €	70.971,03 €	28.357,29 €	75.780,23 €	32.787,97 €
€	€	30.988,92 €	14.477,11 €	77.358,43 €	31.892,40 €	107.672,63 €	140.460,60 €
€	€	33.468,03 €	15.056,20 €	84.320,69 €	35.796,46 €	143.469,09 €	283.929,69 €
€	€	36.145,47 €	15.658,44 €	91.909,55 €	40.105,63 €	183.574,73 €	467.504,42 €
€	€	39.037,11 €	16.284,78 €	100.181,41 €	44.859,52 €	228.434,24 €	695.938,66 €
€	€	42.160,08 €	16.936,17 €	109.197,73 €	50.101,48 €	278.535,73 €	974.474,39 €
€	€	45.532,88 €	17.613,62 €	119.025,53 €	55.879,03 €	334.414,75 €	1.308.889,14 €
€	€	49.175,51 €	18.318,17 €	129.737,83 €	62.244,15 €	396.658,90 €	1.705.548,04 €

Tabla 19. Amortización a 10 años

En base a los datos aportados por el análisis económico, podemos observar como el valor neto actualizado de esta inversión en una perspectiva de 10 años obtendremos un valor actual de 203.980,51 euros dándonos una tasa interna de rentabilidad de un 25,73%. lo cual puede ayudarnos a firmar de que se trata de un proyecto rentable de inversión teniendo además un plazo de recuperación o Payback de 1,89 años empezando a generar beneficios desde entonces.

Hemos estimado que el costo de mantenimiento crecerá un 8% cada año, por lo que el precio de la venta que se producirá de nuestros servicios irá creciendo cada año un 9%, estimando además que el crecimiento porcentual anual del ahorro de electricidad será de un 4%.

En el primer año se presenta un valor actualizado neto de pérdidas de 62.735,30 euros con una tasa interna de rentabilidad del 8,4%. Este dato se reafirma con el plazo de recuperación, que es superior al año (1,89 años), por lo que en un plazo de un año todavía no vamos a recuperar la inversión inicial hecha del proyecto.

## 7. Conclusión

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado consistía en analizar, desde un punto de vista técnico-económico, la viabilidad de una estación de recarga rápida para vehículos eléctricos alimentada con una instalación fotovoltaica.

Tras el estudio se puede deducir que es un proyecto a valorar para su realización, ya que hemos visto que podría ser rentable económicamente tras unos primeros años de pérdidas.

El hecho de haber elegido un cargador doble de 150kW ha sido uno de los elementos más determinante de la instalación por sus necesidades técnicas, y por tanto, también económicas, obligando a trabajar con potencias más grandes y elevando el coste de la instalación, a cambio de ofrecer un servicio muy escaso a día de hoy en España como son los puntos de carga ultrarrápidas.



En la actualidad, existen numerosos retos dentro del desarrollo de los vehículos eléctricos, tanto a nivel de componentes del vehículo como en la infraestructura de recarga. La evolución tecnológica de las baterías será un aspecto crítico por su potencia máxima de carga-descarga y por la energía que puedan almacenar.

Con el paso del tiempo se irá viendo seguramente como las infraestructuras de recarga deberán adaptarse a la demanda de clientes, potencia, energía de las baterías y al sistema de conexión.

La capacidad prevista de generación eléctrica permitirá integrar el crecimiento del consumo asociado a la carga de los vehículos eléctricos, de forma segura y con muy bajas emisiones de generación. No obstante, su impacto en las redes de distribución eléctrica requiere una gestión inteligente de las recargas para garantizar su eficiencia, dado que en caso contrario podría dar lugar a congestiones en la red de suministro que obliguen a reformar dicha red.

Para concluir, se puede decir que en un proyecto de estas características en un entorno rural y de montaña se pueden obtener resultados financieramente viables, además de estar contribuyendo a uno de los desafíos más grandes que tiene hoy en día la humanidad como es la transición energética.

## 8. Bibliografía

- [1] European Environment Agency. (2022). Decarbonising road transport — the role of vehicles, fuels and transport demand (No 02/2022). [Consultado el 28 de octubre de 2022].
- [2] Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (s.f.). [Consultado el 28 de octubre de 2022]. El Acuerdo de París. <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>
- [3] Comisión Europea. (2019, 11 de diciembre). El Pacto Verde Europeo. [Consultado el 28 de octubre de 2022] [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip\\_19\\_6691](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_19_6691)
- [4] Comisión Europea. (s.f.). Cumplir el Pacto Verde Europeo. [Consultado el 28 de octubre de 2022] [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_es](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_es)
- [5] Charlie Wilson, Laurie Kerr, Frances Sprei, Emilie Vrain y Mark Wilson. (2020, 29 de julio). Beneficios potenciales para el clima de las innovaciones digitales para el consumidor. [Consultado el 2 de noviembre de 2022] <https://www.annualreviews.org/doi/10.1146/annurev-environ-012320-082424>
- [6] Comisión Europea. (s.f.). Kioto: primer periodo de compromiso (2008-2012). [Consultado el 2 de noviembre de 2022]. [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/progress-made-cutting-emissions/kyoto-1st-commitment-period-2008-12\\_es](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/progress-made-cutting-emissions/kyoto-1st-commitment-period-2008-12_es)
- [7] Parlamento Europeo. (2019, 22 de marzo). Emisiones de CO2 de los coches: hechos y cifras (infografía). [Consultado el 5 de noviembre de 2022] <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20190313STO31218/emisiones-de-co2-de-los-coches-hechos-y-cifras-infografia#:~:text=El%20transporte%20era%20responsable%20de,Agencia%20Europea%20del%20Medio%20Ambiente.>
- [8] JATO. (2021, 21 de abril). Increased demand for EVs in 2020 contributed to a 12% fall in Europe's average CO2 emissions. [Consultado el 6 de noviembre de 2022] <https://www.jato.com/japan/increased-demand-for-evs-in-2020-contributed-to-a-12-fall-in-europes-average-co2-emissions/>
- [9] Parlamento Europeo. (2021, octubre). La energía renovable. [Consultado el 14 de noviembre de 2022] <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/70/la-energia-renovable>
- [10] Parlamento Europeo. (2022, septiembre). El mercado interior de la energía. [Consultado el 14 de noviembre de 2022] <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/45/el-mercado-interior-de-la-energia>
- [11] EMBER. (2021, 24 de enero). EU Power Sector in 2020. [Consultado el 16 de noviembre de 2022] <https://ember-climate.org/insights/research/eu-power-sector-2020/>
- [12] Red Eléctrica Española. (Publicado el 11 de enero del 2022). El sistema eléctrico español. Avance 2021. [Consultado el 21 de noviembre de 2022] [https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/03/downloadable/Avance ISE 2021.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/03/downloadable/Avance%20ISE%202021.pdf)
- [13] COGITIAR. INSTALACIONES DE RECARGA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO. (Curso impartido online en octubre de 2022 desde la plataforma: <https://formacion.cogitiar.es/>).

- [14] Los coches eléctricos más vendidos en Europa en 2021. (2022, 2 de febrero). [Consultado el 23 de noviembre de 2022] <https://www.motor.es/noticias/coches-electricos-mas-vendidos-2021-europa-202284639.html>
- [15] ECODES. (Publicado en febrero de 2021). Plan de despliegue de puntos de recarga eléctrica en España. [Consultado el 23 de noviembre de 2022] [https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2021\\_02\\_Resumen\\_estudio\\_sobre\\_el\\_despliegue\\_de\\_infraestructura\\_para\\_la\\_movilidad\\_el%C3%A9ctrica\\_en\\_Espa%C3%B1a\\_enero\\_2021.pdf](https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2021_02_Resumen_estudio_sobre_el_despliegue_de_infraestructura_para_la_movilidad_el%C3%A9ctrica_en_Espa%C3%B1a_enero_2021.pdf)
- [16] Motor.es, A. F. (2022, 3 de enero). Las ventas de coches eléctricos en España cierran 2021 con una subida del 37,76%. [Consultado el 23 de noviembre de 2022] <https://www.motor.es/noticias/renault-megane-rs-ultime-202392276.html>
- [17] RACE. (2022, 19 de agosto). ¿Cuántos coches eléctricos e híbridos hay en España? [Consultado el 23 de noviembre de 2022] <https://www.race.es/coche-electrico-espana-cuantos-hay>
- [18] OBS. (2021, 27 de septiembre). El vehículo eléctrico en España. Situación actual, objetivos y retos a abordar. [Consultado el 23 de noviembre de 2022] <https://www.obsbusiness.school/actualidad/informes-de-investigacion/informe-obs-el-vehiculo-electrico-en-espana-situacion-actual-objetivos-y-retos-abordar>
- [19] Ministerio para la transición ecológica y. el reto demográfico. (2022, 25 de octubre). Aprobada la regulación de la instalación de puntos de recarga eléctrica en las principales estaciones de servicio de carburantes. [Consultado el 23 de noviembre de 2022] <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/Aprobada-la-regulación-de-la-instalación-de-puntos-de-recarga-eléctrica-en-las-principales-estaciones-de-servicio-de-carburantes/tcm:30-546880>
- [20] EnerAgen. (Publicado en junio de 2019). Estudio de análisis de diferentes modelos de negocio en la operativa de carga de los Vehículos Eléctricos. [Consultado el 14 de diciembre de 2022]
- [21] ECODES. (Publicado en enero de 2021). Estudio sobre el despliegue de la infraestructura de carga del vehículo eléctrico en España. [Consultado el 15 de diciembre de 2022]
- [22] Híbridos y eléctricos, G. G. (2021, 14 de octubre). Dos millones de vehículos eléctricos: el plan de Francia para modernizar su industria. Híbridos y eléctricos. [Consultado el 9 de enero de 2023] <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/2-millones-vehiculos-electricos-plan-francia-modernizar-industria/20211014112218050231.html>
- [23] Ministerio de Transportes. (2022, noviembre). Parque nacional de vehículos por comunidad autónoma, provincia, tipo de vehículo y tipo de carburante. [Consultado el 9 de enero de 2023] <https://apps.fomento.gob.es/bdotle/visorBDpop.aspx?i=396>
- [24] Carwow. (2021, 5 de agosto). ¿Cuántos coches hay en el mundo? Cifras regionales, estatales, continentales y globales. Javier Montoro. [Consultado el 9 de enero de 2023] <https://www.carwow.es/blog/cuantos-coches-hay-en-espana-europa-mundo#gref>
- [25] EUROPA PRESS. (2022, 25 de noviembre). La cuota de coches eléctricos en Europa superará el 70% en 2030, por delante de China y EE.UU. [Consultado el 10 de enero de 2023] <https://www.europapress.es/motor/sector-00644/noticia-cuota-coches-electricos-europa-superara-70-2030-delante-china-eeuu-20221125105833.html>
- [26] Circutor. (s.f.). Estación de recarga exterior - RAPTION 150 HC CCS1 CHA. [Consultado el 11 de enero de 2023] [https://circutor.com/productos/recarga-inteligente-para-vehiculos-electricos/estacion-de-recarga-exterior/product/V1762D./](https://circutor.com/productos/recarga-inteligente-para-vehiculos-electricos/estacion-de-recarga-exterior/product/V1762D/)

- [27] Caranddriver, B. D. (2023, 8 de enero). Conoce a los 10 coches eléctricos que más triunfan en España. [Consultado el 16 de enero de 2023] <https://www.caranddriver.com/es/coches/planeta-motor/g40793334/coches-electricos-ventas-espana/>
- [28] Híbridos y eléctricos, D. G. (2022, 4 de agosto). *Estos son los 50 coches eléctricos más vendidos de Europa*. [Consultado el 16 de enero de 2023] <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/sector/50-coches-electricos-mas-vendidos-europa-primero-semester-2022/20220804123548061106.html>
- [29] CIRCUTOR. GUÍA DE INSTALACIÓN Serie Raption 150 (M291A01-01-21B). [Consultado el 11 de enero de 2023] <https://docs.circutor.com/docs/M291A01-01.pdf>
- [30] ITC-BT-07 Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión.
- [31] Prysmian. (s.f.). EL LIBRO BLANCO DE INSTALACIONES DE BT. [Consultado el 16 de enero de 2023] [http://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018\\_Prysmian\\_-\\_GUÍA-TECNICA\\_Baja-Tensión-ilovepdf-compressed.pdf](http://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018_Prysmian_-_GUÍA-TECNICA_Baja-Tensión-ilovepdf-compressed.pdf)
- [32] Endesa. (2018, septiembre). INSTALACIONES PRIVADAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN. [Consultado el 16 de enero de 2023] [https://www.edistribucion.com/content/dam/edistribucion/normastécnicasdeingenieriared/NRZ\\_102\\_EPIInstalacionesPrivadasConsumidoresATyMT\\_v2.pdf](https://www.edistribucion.com/content/dam/edistribucion/normastécnicasdeingenieriared/NRZ_102_EPIInstalacionesPrivadasConsumidoresATyMT_v2.pdf)
- [33] Comisión Europea. (s.f.-b). PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. [Consultado el 16 de enero de 2023] [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
- [34] Cambio energético. (2019, 27 de diciembre). CÓMO ACOGERSE A LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN POR EXCEDENTES. [Consultado el 16 de enero de 2023] <https://www.cambioenergetico.com/blog/como-acogerse-a-la-modalidad-de-autoconsumo-con-compensacion-por-excedentes/>
- [35] BOE Núm.83. MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA (6 de abril de 2019). RD244/2019 (5089).
- [36] Saltoki. (2022). Catálogo de Energía Solar Fotovoltaica 2022-2023.
- [37] SolarPlak. (s.f.). Cuál es la función de los paneles solares en una instalación solar. [Consultado el 17 de enero de 2023] <https://solarplak.es/energia/cual-es-la-funcion-de-los-paneles-solares-en-una-instalacion-solar/>
- [38] SolarPlak. (s.f.). Qué es y cómo funciona un inversor de corriente. [Consultado el 17 de enero de 2023] <https://solarplak.es/energia/que-es-y-como-funciona-un-inversor-de-corriente/>
- [39] AutoSolar. (2022, 25 de enero). Qué cable es el adecuado para las instalaciones solares. [Consultado el 17 de enero de 2023] <https://autosolar.es/energia-solar-fotovoltaica/que-cable-es-el-adecuado-para-las-instalaciones-solares>
- [40] Suministros eléctricos. (s.f.). CABLE SOLAR AR H1Z2Z2-K. [Consultado el 17 de enero de 2023] <https://www.suministroselectricos.es/material-electrico/cables-y-conductores-electricos/cables-electricos-solar-h1z2z2-k/cablesolar-ar-h1z2z2-k-as-1x6-mm2rojopor-metros>
- [41] SolarPlak. (s.f.-c). Tipos de soportes para instalaciones solares. [Consultado el 17 de enero de 2023] <https://solarplak.es/energia/tipos-de-soportes-para-instalaciones-solares/>
- [42] IDAE. (2021, junio). PARA ENERGÍAS RENOVABLES EN AUTOCONSUMO, ALMACENAMIENTO, Y TÉRMICAS SECTOR RESIDENCIAL (RD 477/2021. PRTR).



[Consultado el 18 de enero de 2023] <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-termicas-sector>

[43] Selectra. (s.f.). Tarifas de acceso 3.0TD: tarifas de luz para empresas. [Consultado el 18 de enero de 2023] <https://comparadorluz.com/pymes/tarifas/30>

[44] Endesa. (s.f.). Tarifa Open Empresas. <https://www.endesa.com/es/empresas/luz/tarifa-open>

[45] Endesa. (2023, 16 de enero). Tarifa Open 3.0TD. [Consultado el 19 de enero de 2023] <https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/endesaclientes/empresas/documentos/es/productos-luz/tarifa-open/tarifa-open-3.0.pdf>