



# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER OPTIMIZACIÓN DE LA INVERSIÓN Y LA EXPLOTACIÓN DE ELECTROLINERAS DE ALTA POTENCIA

Autor: Álvaro Pérez Triay

Directores: Miguel Martínez Velázquez, Andrés Díaz Casado

Co-Directores: Manuel Pérez Bravo, Antonio Canoyra Trabado

Madrid



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
OPTIMIZACIÓN DE LA INVERSIÓN Y LA EXPLOTACIÓN DE ELECTROLINERAS  
DE ALTA POTENCIA

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Álvaro José Pérez Triay

Fecha: 14/01/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Miguel Martínez Velázquez



Andrés Díaz Casado

Fecha: 14/01/2025





# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE EXPLOTACIÓN DE ELECTROLINERAS DE ALTA POTENCIA

Autor: Álvaro Pérez Triay

Directores: Miguel Martínez Velázquez, Andrés Díaz Casado

Co-Directores: Manuel Pérez Bravo, Antonio Canoyra Trabado

Madrid



# **Agradecimientos**

A mi familia, por apoyarme incesantemente durante toda mi vida y haberme ayudado a convertirme en la persona que soy hoy.





# OPTIMIZACIÓN DE LA INVERSIÓN Y LA EXPLOTACIÓN DE ELECTROLINERAS DE ALTA POTENCIA

**Autor:** Pérez Triay, Álvaro José

Director: Martínez Velázquez, Miguel; Díaz Casado, Andrés.

Co-Directores: Canoyra Trabado, Antonio; Pérez Bravo, Manuel.

Entidades Colaboradoras: Instituto de Investigación Técnica (Universidad Pontificia Comillas) y Endesa X Way

## RESUMEN DEL PROYECTO

**Palabras clave:** vehículo eléctrico, infraestructura de recarga, electrolinera, alta potencia, electrificación, vehículos ligeros y pesados.

### 1. Introducción

El cambio climático es una de las mayores amenazas globales, con impactos profundos en el medio ambiente, la economía y la salud pública. En este contexto, la electrificación del transporte y la creación de una infraestructura de carga adecuada son esenciales para mitigar estos efectos y asegurar un futuro sostenible. Este proyecto se enfoca en optimizar el modelo de explotación para electrolineras de alta potencia, diseñadas específicamente para la carga de vehículos eléctricos (VEs). El horizonte temporal del estudio abarca desde 2025 hasta 2040, un período suficiente para que la demanda de electricidad para la recarga de VEs aumente exponencialmente.

La motivación principal detrás de este proyecto es contribuir a la lucha contra el cambio climático mediante la innovación y la implementación de soluciones tecnológicas avanzadas. El autor ha combinado su experiencia previa en el análisis de infraestructuras de recarga y su formación en banca de inversión para desarrollar un modelo financiero robusto que evalúe la viabilidad y rentabilidad de las electrolineras de alta potencia. Este enfoque interdisciplinario permite abordar la problemática desde una perspectiva técnica y económica, ofreciendo soluciones integrales que promuevan un desarrollo sostenible.

El cambio climático está causando alteraciones significativas en los ecosistemas y el clima global. La temperatura media global está aumentando, lo que resulta en cambios estacionales, aumento del nivel del mar y eventos climáticos extremos más frecuentes y severos. Estos cambios afectan directamente a la biodiversidad, la agricultura y la disponibilidad de recursos hídricos, generando inseguridad alimentaria y menor acceso a agua potable [1]. Además, el aumento de la contaminación del aire, especialmente en grandes ciudades, relacionado con la quema de combustibles fósiles para el transporte o la producción de electricidad, contribuye a enfermedades respiratorias y cardiovasculares. Los costes económicos asociados con la atención médica y la pérdida de productividad debido a estos problemas de salud son significativos [2].

Desde una perspectiva económica, el cambio climático supone un retraso severo. Las catástrofes naturales como huracanes e inundaciones destruyen infraestructuras y propiedades, provocan inestabilidad económica al interrumpir las cadenas de suministro y pueden desplazar comunidades enteras. Estos eventos no solo afectan a las economías locales, sino que sus efectos se perciben a nivel global. La transición hacia una economía baja en carbono (Net Zero) ofrece una gran oportunidad para mitigar estos efectos y promover un crecimiento económico estable y sostenible.

La electrificación del transporte es una estrategia clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, dado que el sector del transporte representa una proporción considerable de estas emisiones. En Europa, el transporte por carretera representó el 18.8% de las emisiones totales en 2015 [3]. Los vehículos eléctricos (VEs) ofrecen una alternativa prometedora a los vehículos de combustión interna, ya que generan menos emisiones a lo largo de su ciclo de vida. Aunque la fabricación de VEs, especialmente de sus baterías, genera emisiones significativas, estas se reducen considerablemente cuando los vehículos se recargan con electricidad, particularmente si esta proviene de fuentes renovables [3].

No obstante, la adopción masiva de VEs presenta varios retos, como la alta inversión inicial, las limitaciones tecnológicas (menor autonomía y mayor tiempo de recarga), la falta de infraestructura de carga adecuada y la limitada disponibilidad de recursos naturales para la construcción de baterías. Además, la integración de una gran cantidad de VEs puede generar congestión en la red eléctrica [3].

La infraestructura de carga es crucial para promover la adopción de VEs. Numerosos estudios indican que la disponibilidad de estaciones de recarga influye significativamente en la decisión de los consumidores al considerar la compra de un VE. Las estaciones de carga rápida y ultra-rápida, a pesar de los posibles efectos adversos en la salud de las baterías, son especialmente importantes porque permiten recargar los VEs en menos tiempo, facilitando su uso en trayectos largos [4].

Es necesario invertir grandes cantidades de dinero y hacer una planificación estricta para construir una infraestructura de carga solvente. Para maximizar su uso y eficiencia, las estaciones de carga rápida deben estar ubicadas estratégicamente a lo largo de las principales rutas de transporte y equipadas con tecnología avanzada que permita una carga eficiente y segura [5]. Por ejemplo, con potencias de hasta 350 kW, las estaciones de carga ultrarrápida pueden cargar un VE hasta un 80% en menos de 20 minutos [5].

Para atraer inversiones privadas en infraestructura de carga, es necesario desarrollar modelos de negocio viables. Un estudio sobre el Rapid Charge Network en el Reino Unido sugiere que invertir en estaciones de carga rápida puede ser rentable si se utilizan datos reales de costos y uso para simular varios escenarios de adopción de VEs [4]. Estos modelos pueden fomentar la participación del sector privado y ayudar a determinar las condiciones necesarias para el éxito financiero.

El desarrollo de la infraestructura de carga también depende de la implementación de políticas gubernamentales adecuadas. La Unión Europea ha implementado medidas para promover el uso de combustibles alternativos y la creación de infraestructuras para la carga. Los Estados miembros están obligados por la Directiva sobre la Infraestructura de Combustibles Alternativos a establecer marcos políticos nacionales para el mercado de combustibles alternativos y su infraestructura [4].

La adopción de VEs y el desarrollo de una infraestructura de carga eficiente no solo benefician al medio ambiente, sino que también ofrecen ventajas económicas. La transición hacia una economía baja en carbono puede generar nuevas oportunidades de negocio y empleo en sectores como la fabricación de VEs, la instalación de estaciones de recarga y la producción de energía renovable. Además, los consumidores pueden beneficiarse de menores costes operativos y de mantenimiento asociados con los VEs en comparación con los vehículos de combustión interna [5]. Sin embargo, es importante reconocer que la transición hacia VEs también tendrá impactos económicos adversos en sectores

dependientes de los combustibles fósiles, como la pérdida de empleos y la quiebra de empresas en esas industrias.

En resumen, es fundamental luchar contra el cambio climático para preservar nuestro medio ambiente, salud y economías. La electrificación del transporte y la creación de una infraestructura de carga adecuada son aspectos clave en esta lucha. Se requiere una combinación de inversiones estratégicas, políticas gubernamentales favorables y el desarrollo de modelos de negocio viables para acelerar la adopción de VEs y contribuir significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. También es esencial que tanto el sector público como el privado colaboren para enfrentar este desafío global con urgencia y determinación.

## **2. Estado del Arte**

El estado del arte en el campo de la infraestructura de carga para VEs revela una escasez de estudios que aborden de manera integral la viabilidad económica y operativa de las electrolineras de alta potencia. Sin embargo, existen investigaciones que analizan aspectos específicos como las perspectivas económicas de las estaciones de carga, las configuraciones de los cargadores y la normativa europea que impulsa la infraestructura de recarga.

La literatura sobre vehículos eléctricos (VEs) es amplia y abarca temas desde la tecnología de las baterías hasta la infraestructura de carga y las políticas gubernamentales. En [6], se discuten los avances en la tecnología de baterías de iones de litio, fundamentales para la viabilidad de los VEs. Las mejoras en la densidad energética y la reducción de costos son aspectos clave que han permitido que los VEs sean más competitivos en el mercado. Además, se aborda la cuestión de la vida útil de las baterías y las técnicas de reciclaje que pueden hacer que la adopción de VEs sea más sostenible [6].

En [7], se analizan las diferentes arquitecturas de sistemas de carga para VEs. Se destacan las ventajas y desventajas de los cargadores AC y DC, así como las tendencias emergentes en cargadores ultra-rápidos que pueden proporcionar una carga del 80% en menos de 15 minutos. También se discuten las implicaciones de la infraestructura de carga para la red eléctrica y las soluciones tecnológicas que pueden mitigar los impactos negativos, como el uso de almacenamiento de energía y la integración de fuentes de energía renovable [7].

La normativa europea ha sido fundamental para impulsar la infraestructura de recarga de VEs. La Directiva sobre la Infraestructura de Combustibles Alternativos (2014/94/EU) establece requisitos mínimos para la construcción de estaciones de recarga de VEs en toda la Unión Europea, con el objetivo de garantizar una cobertura adecuada y promover la interoperabilidad de los sistemas de recarga [8]. Además, la Comisión Europea ha lanzado iniciativas como el Plan de Acción de Movilidad Urbana, que fomenta el desarrollo de infraestructuras de recarga en las ciudades para apoyar la transición hacia una movilidad sostenible [8].

La selección de cargadores para las estaciones de recarga de VEs es otro aspecto crítico. En [9], se discute la clasificación de los cargadores en diferentes niveles (1 a 4) según su potencia y velocidad de carga. Los cargadores de nivel 1 y 2 son adecuados para uso residencial y comercial, mientras que los cargadores de nivel 3 y 4 son necesarios para estaciones de carga rápida en autopistas y áreas de servicio. La selección de cargadores también depende de factores como el tipo de usuarios esperados, la ubicación de la estación y las proyecciones de crecimiento de la demanda de VEs [9].

En resumen, el estado del arte en este campo incluye un análisis detallado de la viabilidad económica y operativa de las estaciones de carga para VEs, los avances tecnológicos en baterías y sistemas de carga, la normativa europea que impulsa la infraestructura de recarga y la selección de cargadores adecuados para diferentes contextos. Este conocimiento es fundamental para desarrollar un modelo financiero y técnico que optimice la explotación de electrolineras de alta potencia y garantice su viabilidad a largo plazo.

### **3. Caracterización de la Demanda**

La caracterización de la demanda es una parte esencial de este proyecto, ya que permite definir los escenarios utilizados y los parámetros tecnológicos que los caracterizan. Se han establecido tres escenarios: base, optimista y pesimista, los cuales se diferencian en términos de penetración del VE, distancia entre electrolineras y otros factores macroscópicos y tecnológicos.

- Escenario base: Se asume una distancia inicial de 120 km entre electrolineras en 2025, reduciéndose a 60 km en 2030 y a 30 km en 2040, en línea con la regulación europea [10]. La penetración de los VEs en el parque nacional de vehículos se estima en 0.65% para 2025, aumentando a 16.67% para 2030 según el PNIEC [11].
- Escenario optimista y pesimista: Estos escenarios ajustan los parámetros mencionados para reflejar condiciones más favorables o desfavorables respectivamente, permitiendo así un análisis de sensibilidad y robustez del modelo frente a diferentes contextos futuros. Se aumentan un 30% los valores del escenario optimista y se disminuyen 30% los valores del escenario pesimista respecto al escenario base en los parámetros: penetración del vehículo eléctrico en el parque nacional de vehículos, autonomía y máxima potencia de carga tanto para ligeros como para pesados [12].

El cálculo de la demanda horaria se basa en la integración de diversos factores como el tráfico eléctrico horario, la probabilidad de carga, la autonomía a cargar y la eficiencia de los vehículos. Se emplean coeficientes de ajuste estacionales y específicos para cada bloque horario, asegurando una estimación precisa y adaptada a las variaciones temporales.

Para reducir la complejidad del modelo y facilitar la posterior optimización, se definen una serie de “días estándar” para los cuáles se llevará a cabo el estudio a nivel horario. Se divide el año en 4 “trimestres” con la peculiaridad de que el tercer trimestre solo incluye julio y agosto. Dentro de cada bloque de meses se distinguen tres tipos de días: L-V (días de entre semana), S-D (días de fin de semana) y Espec (días especiales como festivos y días de operación salida y entrada de grandes ciudades) [12].

Para obtener datos de tráfico, se utiliza la plataforma del Ministerio de Transporte y Movilidad Sostenible referente al Mapa de Tráfico en su versión más reciente: Mapa de tráfico 2021 - MITMA. Se selecciona la ubicación de la electrolinera y se recogen datos sobre la Intensidad Media Diaria (IMD) de lunes a viernes para cada mes del año, segregados entre vehículos ligeros y pesados [12].

Para conocer la distribución horaria de la demanda, se emplea Google Maps, que ofrece datos sobre la ocupación de estaciones de servicio a lo largo del día. Asumiendo que este comportamiento se mantiene relativamente constante a lo largo de los años y buscando la estación más cercana a la electrolinera de estudio, se puede determinar el perfil horario de la demanda de electricidad [12].

En resumen, la caracterización de la demanda en este proyecto implica un análisis detallado y metodológico de varios parámetros clave que afectan la demanda de carga de VEs. Los tres escenarios establecidos (base, optimista y pesimista) permiten un análisis exhaustivo de cómo podrían evolucionar las necesidades de carga a lo largo del tiempo y bajo diferentes condiciones. Este enfoque integral y detallado es fundamental para desarrollar un modelo financiero y técnico que optimice la explotación de electrolineras de alta potencia, garantizando su viabilidad económica y operativa en un futuro cada vez más electrificado.

#### 4. Modelo desarrollado

El fin principal de este proyecto es proveer de una herramienta estandarizada que permita optimizar la inversión en infraestructura a lo largo de los años de un proyecto basado en la instalación y explotación de una electrolinera de alta potencia. Se le llama “optimizar” a la búsqueda de la configuración exacta de los distintos tipos de cargadores de vehículos eléctricos, así como de la potencia del centro de transformación, a lo largo de un período de 15 años (con año de inicio 2025 y año final 2040), que permita maximizar el valor del proyecto (de ahora en adelante *Enterprise Value*). Sin embargo, la exhaustividad con la que se ha desarrollado este modelo lo convierte en una herramienta mucho más potente y que va más allá de una simple optimización. El modelo permite el estudio de los comportamientos del proyecto frente a diversos cambios en los datos de entrada (o inputs).

Se muestra en la Ilustración 1 el modelo desde una perspectiva general. Así, existen varios inputs tanto técnicos como económicos. También, se realizan una serie de cálculos intermedios que permiten llegar al *Enterprise Value* y a la tasa interna de retorno (de ahora en adelante *Internal Rate of Return* o IRR).

Se observa también que la variable a maximizar es el *Enterprise Value*, y la variable que se cambia para llegar a ese valor es el “Número de cargadores de cada tipo cada año”, por ser la variable que define las decisiones estratégicas del inversor.

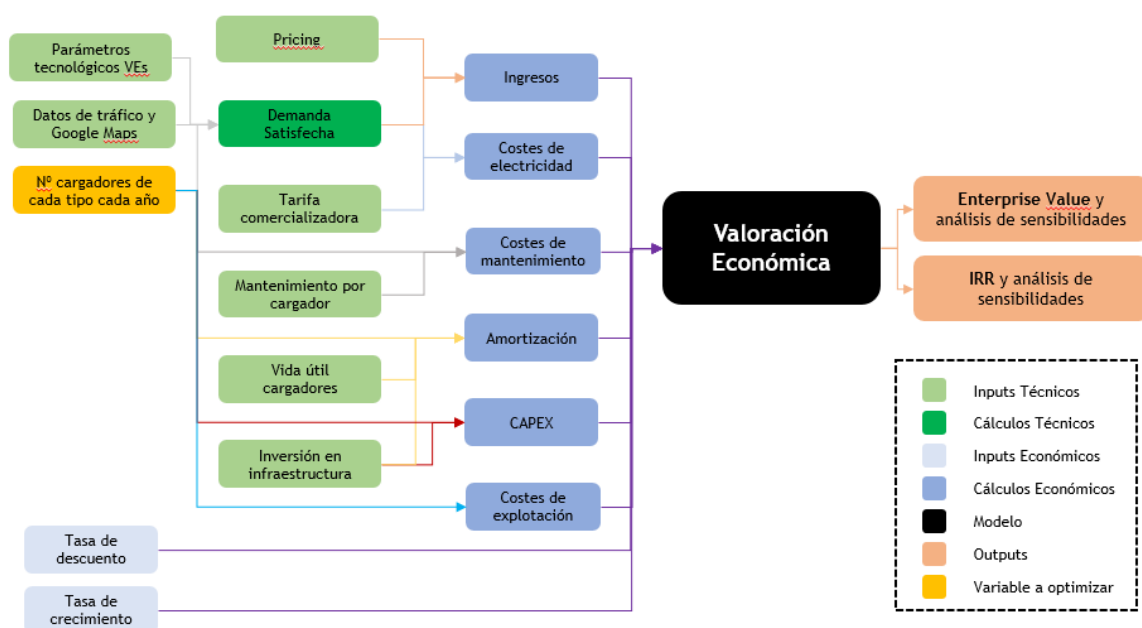


Ilustración 1: Diagrama de flujos del modelo. Fuente: Elaboración propia

Se procede ahora a explicar brevemente el cálculo de cada uno de los apartados del modelo:

- Demanda satisfecha

Para calcular la energía entregada a los vehículos eléctricos, se establece un sistema de cálculo que pasa primero por determinar la demanda ficticia, es decir, la cantidad de energía que se consumiría durante todo el tiempo que el vehículo permaneciese enfrente del cargador si no existiesen limitaciones físicas (tiempo que toma el usuario en bajarse del vehículo, enchufar el cargador, pagar, subirse, etc.). Luego, se ajusta esa demanda a la capacidad real disponible en la electrolinera.

- Demanda ficticia: esta se refiere a la energía demandada en un escenario sin limitaciones.
- Capacidad real: toma en cuenta la capacidad máxima de los cargadores disponibles.
- Demanda ficticia satisfecha: la porción de la demanda ficticia que puede ser atendida bajo las limitaciones reales de capacidad.
- Demanda satisfecha: finalmente, se determina cuánta energía de la demanda ficticia es efectivamente entregada a los vehículos eléctricos.

- Ingresos

La electrolinera de estudio solamente obtendrá ingresos por la venta de electricidad cargada. Así pues, los ingresos dependerán directamente del precio de electricidad que se ponga y de la electricidad cargada.

Se diferenciará entre el precio impuesto a vehículos ligeros y a vehículos pesados, además de hacer distinción según el tipo cargador empleado.

- Costes de electricidad

Los costes de electricidad son clave en el modelo, y se han calculado en función de las tarifas vigentes para puntos de carga.

Tarifa de electricidad: se especifican las tarifas eléctricas que aplican en España para electrolineras públicas, como la tarifa 6.1TDVE.

Cálculo de los costes de electricidad: los costes se calculan en función de la energía demandada y los precios futuros de la electricidad, considerando las previsiones del mercado energético.

Se definen como costes de electricidad aquellos costes relacionados con el suministro de electricidad comprado a las comercializadoras con el fin de proveer de electricidad a los vehículos eléctricos que paran a cargar. Para poder calcularlos, se necesita conocer la tarifa eléctrica de la comercializadora con la que se trabaje, la potencia contratada para poder calcular el término de potencia y la energía demandada para poder calcular el término de energía.

Para la tarifa eléctrica, se parte de la ofrecida por una comercializadora en España (pensada especialmente para puntos de carga de VEs con acceso público y basada en la tarifa 6.1TDVE) y se estima la tarifa a futuro de la siguiente forma: el precio de la energía se estima cada año de manera proporcional a la relación que existe entre la

cotización actual de los precios a futuro del mercado a plazo en España y la cotización de referencia (la cotización a finales de 2023 que había sobre el mercado a futuro del año 2024) y el precio de la potencia se actualiza según la estimación del IPC

- Costes de amortización

Los costes de amortización se definen como los gastos asociados a la depreciación o reducción del valor de un activo a lo largo del tiempo. En este proyecto, solamente existen dos tipos de activos a depreciar: infraestructura de recarga (cargadores de vehículos eléctricos), y el centro de transformación (CT). Además, el centro de transformación podrá recibir una repotenciación.

La vida útil de los cargadores se fija a 15 años, y la del centro de transformación a 30 años. En el caso de una repotenciación del centro de transformación, la vida útil del centro de transformación repotenciado se reiniciará, de nuevo, a 30 años.

Estos activos se amortizarán linealmente en el plazo de vida indicado, sin importar si existe repotenciación del CT o venta del cargador.

- Costes de mantenimiento

Los costes de mantenimiento se definen como los gastos asociados a la conservación y funcionamiento continuo de equipos, instalaciones, infraestructuras o sistemas para asegurar que operen de manera eficiente y segura. Solamente necesitan mantenimiento los cargadores y el centro de transformación.

El mantenimiento anual de cada cargador o centro de transformación se calcula como un porcentaje sobre la inversión total realizada, siendo del 7% para cada cargador y del  $2,29\% * (1 + 2,34\%)^{10}$  para el centro de transformación (el mantenimiento publicado en el BOE respecto a los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica es del 2,29% sobre la inversión inicial, y este es traído al presente empleando el IPC medio durante el período)

- Costes de explotación

Los costes de explotación incluyen limpieza, seguridad, servicios de cuartos de baño, seguros, entre otros.

- CAPEX

El CAPEX engloba todos los gastos asociados a la adquisición e instalación de cargadores y centros de transformación. El CAPEX por cargador se muestra en la Tabla 1:

| Cargador    | CAPEX    |
|-------------|----------|
| CCS2 100 kW | 50.820€  |
| CCS2 350 kW | 100.820€ |
| MCS 1000 kW | 286.534€ |

*Tabla 1: CAPEX por cargador*

En cuanto al centro de transformación, se establecen unos valores unitarios basados en el BOE como los mencionados para el mantenimiento.

- Datos de entrada económicos

Para una correcta evaluación del modelo económico, se incluyen los siguientes parámetros:

- Tasa de descuento: se emplea para descontar los flujos futuros, y cuyo valor toma el 14% para este proyecto
- Tasa de crecimiento: estima el crecimiento a largo plazo del proyecto
- Tasas de actualización: el ritmo al que se actualizan los precios de una línea del modelo (mantenimiento y explotación al 2% ligado principalmente a los salarios y CAPEX al -2%, por la espera de mejoras tecnológicas).

- Modelo económico

El modelo económico evalúa la rentabilidad de la electrolinera a través de indicadores financieros clave:

- *Enterprise Value*: calcula el valor económico del proyecto, empleando para ello el método de descuento de flujos de cajas (*DCF*, por sus siglas en inglés). Cada una de las líneas explicadas en los apartados anteriores sirve única y exclusivamente para realizar este cálculo
- *Internal Rate of Return*: estima la tasa interna de retorno para el inversor.

- Optimización

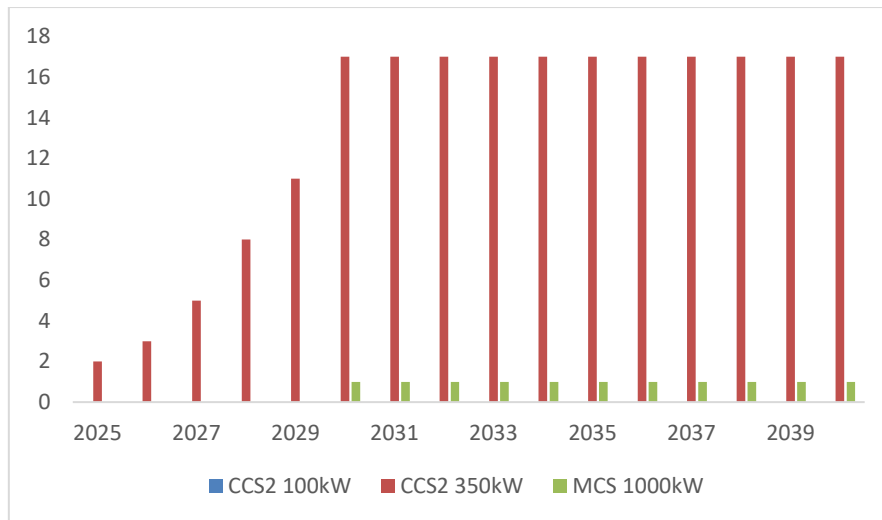
Se lleva a cabo la optimización del modelo para maximizar el valor del proyecto o *Enterprise Value*, tomando como variable a optimizar el número de cargadores de cada tipo para cada año. Es así como se optimiza la planificación de inversiones para la electrolinera de alta potencia.

## 5. Análisis de resultados

Se ha llevado a cabo el estudio de diversos casos que tratan de entender el comportamiento del modelo ante diferentes cambios en los parámetros de entrada. De esta forma, las variables clave se han visto modificadas para estudiar su efecto en los resultados.

Para el Caso Base, el número de cargadores de cada año se muestra en la Ilustración 2 y el valor del proyecto es de 21,33 M€:





*Ilustración 2: Número de cargadores a lo largo de los años Caso Base*

Tras poner al modelo con los diferentes casos de estudio, se han sacado las siguientes conclusiones, para las cuáles es útil entender lo sucedido en el Caso Base mediante la Ilustración 2:

1) Los parámetros tecnológicos de los VEs y la estrategia de pricing establecida son las dos variables que más influyen en la planificación óptima de la electrolinera y, consecuentemente, en el valor económico obtenido. Cualquier estímulo de pricing afecta a qué cargadores se instalarán y cuándo y, por tanto, al valor del proyecto; mientras que una mayor o menor penetración/autonomía/máxima potencia de carga de los VEs afecta a qué demanda habrá, y consecuentemente a qué cargadores se instalarán y, por tanto, al valor del proyecto.

Para inversores pequeños, la pérdida de control será total. Los parámetros tecnológicos dependerán de los avances a nivel global en tecnología automovilística mientras que la estrategia de pricing vendrá impuesta por el mercado.

2) Los cargadores CCS2 350kW son los más atractivos actualmente en proyectos a largo plazo. Esto es debido a varios factores: son notablemente más económicos que los CCS2 100kW y similares a los MCS 1000kW (según un experto en el sector) en €/kW instalado; permiten una potencia de carga más que suficiente para cubrir las necesidades de los vehículos ligeros durante los próximos años (su potencia máxima de carga se espere que aumente, pero los 350kW son más que suficientes durante casi todo el período a cubrir); y pueden satisfacer la carga de los vehículos pesados durante los primeros años debido a su limitada máxima potencia de carga y a que el volumen de demanda pesada esperada es muy inferior a la ligera, permitiendo que con los cargadores de este tipo que haya se cubra la poca demanda pesada existente. Su combinación con algún MCS 1000kW en los últimos años del período para cubrir esta demanda pesada y el exceso de ligera parece la combinación óptima.

3) A partir de, aproximadamente 2030, y en caso de haber instalado cargadores de alta potencia (CCS2 350kW y MCS 1000kW), es prácticamente innecesario llevar a cabo ninguna instalación más para cubrir el esperado aumento de la demanda. Esto se debe a que las hipótesis establecidas sobre los avances tecnológicos harían aumentar la máxima potencia de carga de los ligeros, aumentando la capacidad real de los cargadores instalados y pudiendo así satisfacer el esperado incremento de la demanda.

4) Desarrollos tecnológicos acelerados de los cargadores que permitan reducir notablemente su inversión inicial podrían afectar a aquellos inversores que lleven a cabo todas sus inversiones muy temprano, debido a la presión sobre los precios que podrían realizar los inversores más tardíos. Esto supondría una barrera al desarrollo actual de electrolineras.

Sin embargo, para una misma estrategia de pricing, cambios en los costes de inversión iniciales de los cargadores (ya sean crecientes a lo largo del tiempo, o que el MCS sea notablemente más caro o más barato) apenas afecta a los resultados. Esto es debido al poco peso que tiene el CAPEX respecto al flujo de caja generado por el proyecto, y que apenas afecta al valor del proyecto.

5) Existen varios días al año en los que la demanda ligera no es satisfecha totalmente. Estos días críticos son aquellos donde se producen los picos más altos de demanda, generalmente en verano y en los días especiales (operación entrada y salida en Navidad, Semana Santa o puentes) y en ninguno de los casos estudiados sale rentable cubrir su demanda total. Esto es debido a que los picos son muy abruptos, y solamente ocurren en pocos días durante pocas horas al año, por lo que los ingresos no percibidos durante esas horas no cubren los gastos incurridos en la instalación de más potencia de carga.

El hecho de que no salga rentable cubrir estos picos supone un grave problema para el consumidor: podría tener que esperar horas en la cola de una electrolinera hasta poder continuar su trayecto (situación que ya se ha dado en España en días concretos). Sin incentivos regulatorios para los inversores y sin cambios en los comportamientos de la demanda (p.ej. vehículos que traten de evitar esas horas o días concretos), no parece que el problema tenga solución sencilla.

6) Finalmente, pese a los diversos comportamientos de los consumidores y, por tanto, diferentes planificaciones de inversión, que existen a las afueras de Madrid y en el corredor del Mediterráneo, el valor del proyecto es similar. Esto pone de manifiesto que se puede sacar un rédito económico muy alto si eliges correctamente la localización.

El trabajo ha cumplido con su objetivo: proveer de una herramienta estandarizada que permita optimizar la inversión en infraestructura a lo largo de los años de un proyecto basado en la instalación y explotación de una electrolinera de alta potencia. Sin embargo, dadas las limitaciones del modelo, se plantean preguntas y se abre paso a muchos posibles estudios sobre el sector que pueden ser de mucho interés para los agentes involucrados.

# INVESTMENT AND OPERATION OPTIMIZATION OF HIGH-POWER POWER-CHARGING STATIONS

**Author:** Pérez Triay, Álvaro José

Supervisor: Martínez Velázquez, Miguel; Díaz Casado, Andrés.

Co-Supervisors: Canoyra Trabado, Antonio; Pérez Bravo, Manuel.

Collaborating Entities: Instituto de Investigación Técnica (Universidad Pontificia Comillas) and Endesa X Way

## ASBTRACT

**Keywords:** electric vehicle, charging infrastructure, charging station, high power, electrification, light and heavy vehicles.

### 1. Introduction

Climate change is one of the greatest global threats, with profound impacts on the environment, the economy, and public health. In this context, the electrification of transportation and the creation of an adequate charging infrastructure are essential to mitigate these effects and ensure a sustainable future. This project focuses on optimizing the operational model for high-power charging stations, specifically designed for charging electric vehicles (EVs). The study's time horizon spans from 2025 to 2040, a period sufficient for the demand for electricity for EV charging to increase exponentially.

The primary motivation behind this project is to contribute to the fight against climate change through innovation and the implementation of advanced technological solutions. The author has combined his previous experience in analyzing charging infrastructures and his background in investment banking to develop a robust financial model that evaluates the viability and profitability of high-power charging stations. This interdisciplinary approach allows the issue to be addressed from both a technical and economic perspective, offering comprehensive solutions that promote sustainable development.

Climate change is causing significant alterations to ecosystems and global weather patterns. The average global temperature is rising, resulting in seasonal changes, sea level rise, and more frequent and severe extreme weather events. These changes directly affect biodiversity, agriculture, and the availability of water resources, leading to food insecurity and reduced access to drinking water [1]. Additionally, increased air pollution, especially in large cities, related to the burning of fossil fuels for transportation or electricity production, contributes to respiratory and cardiovascular diseases. The economic costs associated with healthcare and productivity loss due to these health issues are significant [2].

From an economic perspective, climate change poses a severe setback. Natural disasters such as hurricanes and floods destroy infrastructure and properties, causing economic instability by disrupting supply chains and displacing entire communities. These events not only affect local economies, but their effects are also felt globally. The transition to a low-carbon economy (Net Zero) offers a great opportunity to mitigate these effects and promote stable and sustainable economic growth.

The electrification of transportation is a key strategy for reducing greenhouse gas emissions, as the transportation sector represents a considerable share of these emissions. In Europe, road transportation accounted for 18.8% of total emissions in 2015 [3]. Electric vehicles

(EVs) offer a promising alternative to internal combustion vehicles, as they generate fewer emissions over their lifecycle. Although EV manufacturing, especially their batteries, produces significant emissions, these are considerably reduced when the vehicles are charged with electricity, particularly if it comes from renewable sources [3].

However, the mass adoption of EVs presents several challenges, such as high initial investment, technological limitations (lower range and longer charging times), the lack of adequate charging infrastructure, and limited availability of natural resources for battery production. Additionally, integrating a large number of EVs can cause congestion in the electrical grid [3].

Charging infrastructure is crucial to promoting EV adoption. Numerous studies indicate that the availability of charging stations significantly influences consumers' decisions when considering purchasing an EV. Fast and ultra-fast charging stations, despite potential adverse effects on battery health, are particularly important because they allow EVs to be charged more quickly, making them more convenient for long trips [4].

Large investments and strict planning are necessary to build a reliable charging infrastructure. To maximize its use and efficiency, fast charging stations should be strategically located along major transportation routes and equipped with advanced technology that enables efficient and safe charging [5]. For example, with power levels of up to 350 kW, ultra-fast charging stations can charge an EV up to 80% in less than 20 minutes [5].

To attract private investment in charging infrastructure, it is necessary to develop viable business models. A study on the Rapid Charge Network in the UK suggests that investing in fast charging stations can be profitable if real cost and usage data are used to simulate various EV adoption scenarios [4]. These models can encourage private sector participation and help determine the conditions necessary for financial success.

The development of charging infrastructure also depends on the implementation of appropriate government policies. The European Union has implemented measures to promote the use of alternative fuels and the creation of charging infrastructure. Member states are required by the Alternative Fuels Infrastructure Directive to establish national policy frameworks for the alternative fuels market and its infrastructure [4].

The adoption of EVs and the development of an efficient charging infrastructure not only benefit the environment but also offer economic advantages. The transition to a low-carbon economy can generate new business and employment opportunities in sectors such as EV manufacturing, charging station installation, and renewable energy production. Additionally, consumers can benefit from lower operational and maintenance costs associated with EVs compared to internal combustion vehicles [5]. However, it is important to recognize that the transition to EVs will also have adverse economic impacts on sectors dependent on fossil fuels, such as job losses and the bankruptcy of companies in these industries.

In summary, it is essential to fight climate change to preserve our environment, health, and economies. The electrification of transportation and the creation of an adequate charging infrastructure are key aspects of this battle. A combination of strategic investments, favorable government policies, and the development of viable business models is required to accelerate EV adoption and contribute significantly to the reduction of greenhouse gas emissions. It is also essential that both the public and private sectors collaborate to address this global challenge with urgency and determination.

## **2. State of the art**

The state of the art in the field of charging infrastructure for EVs reveals a shortage of studies that comprehensively address the economic and operational viability of high-power charging stations. However, there are several investigations that analyze specific aspects, such as the economic prospects of charging stations, charger configurations, and European regulations that drive the development of charging infrastructure.

The literature on electric vehicles (EVs) is extensive, covering topics ranging from battery technology to charging infrastructure and government policies. In [6], advances in lithium-ion battery technology, which are crucial for the viability of EVs, are discussed. Improvements in energy density and cost reductions are key aspects that have made EVs more competitive in the market. Additionally, the issue of battery lifespan and recycling techniques is addressed, which can make the adoption of EVs more sustainable [6].

In [7], the different architectures of EV charging systems are analyzed. The advantages and disadvantages of AC and DC chargers are highlighted, as well as emerging trends in ultra-fast chargers that can provide 80% charge in less than 15 minutes. The implications of charging infrastructure for the electrical grid and the technological solutions that can mitigate negative impacts, such as energy storage and the integration of renewable energy sources, are also discussed [7].

European regulations have been fundamental in driving the development of EV charging infrastructure. The Alternative Fuels Infrastructure Directive (2014/94/EU) establishes minimum requirements for the construction of EV charging stations throughout the European Union, aiming to ensure adequate coverage and promote interoperability of charging systems [8]. Furthermore, the European Commission has launched initiatives such as the Urban Mobility Action Plan, which encourages the development of charging infrastructure in cities to support the transition towards sustainable mobility [8].

The selection of chargers for EV charging stations is another critical aspect. In [9], chargers are classified into different levels (1 to 4) based on their power and charging speed. Level 1 and 2 chargers are suitable for residential and commercial use, while Level 3 and 4 chargers are necessary for fast charging stations on highways and service areas. The selection of chargers also depends on factors such as the expected type of users, the location of the station, and the projected growth in EV demand [9].

In summary, the state of the art in this field includes a detailed analysis of the economic and operational viability of EV charging stations, technological advances in batteries and charging systems, European regulations driving the charging infrastructure, and the selection of appropriate chargers for different contexts. This knowledge is essential for developing a financial and technical model that optimizes the operation of high-power charging stations and ensures their long-term viability.

## **3. Characterization of demand**

The characterization of demand is an essential part of this project, as it allows the definition of the scenarios used and the technological parameters that characterize them. Three scenarios have been established: base, optimistic, and pessimistic, which differ in terms of EV penetration, distance between charging stations, and other macroeconomic and technological factors.

- Base scenario: An initial distance of 120 km between charging stations is assumed for 2025, reducing to 60 km by 2030 and to 30 km by 2040, in line with European regulations [10]. The penetration of EVs in the national vehicle fleet is estimated to be 0.65% by 2025, increasing to 16.67% by 2030 according to the National Energy and Climate Plan (PNIEC) [11].
- Optimistic and pessimistic scenarios: These scenarios adjust the parameters mentioned to reflect more favorable or unfavorable conditions, respectively, allowing for a sensitivity and robustness analysis of the model in different future contexts. The optimistic scenario increases the values by 30%, and the pessimistic scenario decreases them by 30% compared to the base scenario in parameters such as EV penetration in the national vehicle fleet, vehicle range, and maximum charging power for both light and heavy vehicles [12].

The calculation of hourly demand is based on the integration of various factors such as hourly EV traffic, charging probability, range to be charged, and vehicle efficiency. Seasonal and specific adjustment coefficients are applied for each time block, ensuring an accurate estimate adapted to temporal variations.

To reduce the complexity of the model and facilitate subsequent optimization, a series of “standard days” are defined for which the hourly study will be carried out. The year is divided into four “quarters,” with the third quarter only including July and August. Within each block of months, three types of days are distinguished: weekdays (*L-V*), weekends (*S-D*), and special days (*Espec*), such as holidays and high-traffic days in and out of major cities [12].

To obtain traffic data, the platform of the Ministry of Transportation and Sustainable Mobility, specifically the 2021 Traffic Map (MITMA), is used. The location of the charging station is selected, and data on the Average Daily Traffic (IMD) from Monday to Friday for each month of the year is collected, segmented between light and heavy vehicles [12].

To understand the hourly distribution of demand, Google Maps is used, which provides data on the occupancy of service stations throughout the day. Assuming that this behavior remains relatively constant over the years and by identifying the station closest to the studied charging station, the hourly demand profile for electricity can be determined [12].

In summary, the demand characterization in this project involves a detailed and methodological analysis of several key parameters that affect the charging demand of EVs. The three established scenarios (base, optimistic, and pessimistic) allow for a thorough analysis of how charging needs could evolve over time under different conditions. This comprehensive and detailed approach is essential for developing a financial and technical model that optimizes the operation of high-power charging stations, ensuring their economic and operational viability in an increasingly electrified future.

#### **4. Developed model**

The primary goal of this project is to provide a standardized tool to optimize infrastructure investment over the years for a project based on the installation and operation of a high-power charging station. "Optimization" refers to finding the exact configuration of the various types of electric vehicle chargers, as well as the power of the transformation center, over a 15-year period (starting in 2025 and ending in 2040), in order to maximize the project's value (hereafter referred to as Enterprise Value). However, the thoroughness with which this model has been developed makes it a much more powerful tool, going beyond

simple optimization. The model allows the study of project behaviors in response to various changes in input data.

Illustration 1 shows the model from a general perspective. There are both technical and economic inputs, and several intermediate calculations are performed to arrive at the Enterprise Value and Internal Rate of Return (IRR). It is also observed that the variable to be maximized is the Enterprise Value, and the variable that is adjusted to achieve this value is the "Number of chargers of each type per year," as this defines the investor's strategic decisions.

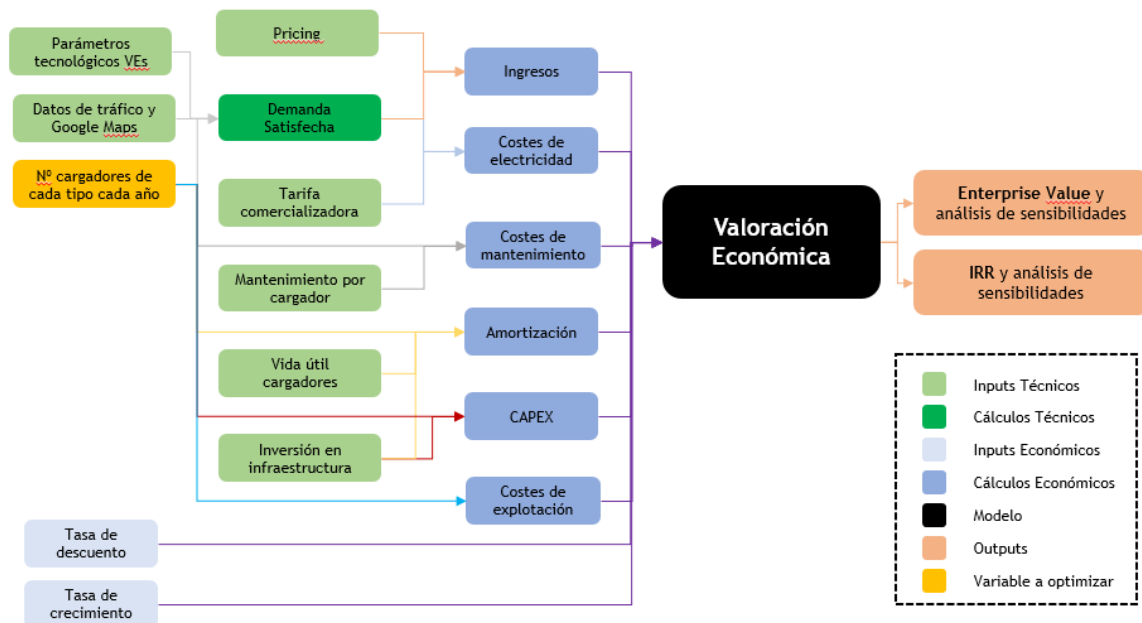


Illustration 1: Model Flow Diagram: Source: Own CreationThe following section briefly explains the calculation of each part of the model:

- Satisfied demand

To calculate the energy delivered to electric vehicles, a system is established that first determines the fictitious demand, which is the amount of energy that would be consumed during the time the vehicle remains connected to the charger without physical limitations (time for the user to exit the vehicle, plug in the charger, pay, get back in, etc.). This demand is then adjusted based on the real capacity available at the charging station.

- Fictitious demand: This refers to the energy demand in a scenario without limitations.
- Real capacity: Takes into account the maximum capacity of the available chargers.
- Satisfied fictitious demand: The portion of the fictitious demand that can be met within the real capacity limitations.
- Satisfied demand: This determines how much energy from the fictitious demand is actually delivered to the electric vehicles.

- Revenue

The charging station will only generate revenue from the sale of electricity charged. Therefore, the revenue will directly depend on the electricity price set and the electricity charged. There will be a distinction between the price for light vehicles and heavy vehicles, as well as between the types of chargers used.

- Electricity costs

Electricity costs are defined as those related to the supply of electricity purchased from retailers to provide electricity to electric vehicles that stop to charge. To calculate them, it is necessary to know the electricity tariff from the chosen retailer, the contracted power to calculate the power charge, and the energy demand to calculate the energy charge.

For the electricity tariff, the model starts with one offered by a Spanish retailer (specifically designed for public EV charging points and based on the 6.1TDVE tariff) and estimates the future tariff as follows: the energy price is estimated annually in proportion to the current relationship between future prices in the Spanish forward market and the reference price (the end of 2023 quotation for the 2024 forward market), while the power price is updated according to the inflation estimate.

- Depreciation

Depreciation costs are defined as expenses associated with the devaluation or reduction in value of an asset over time. In this project, there are only two types of assets to depreciate: charging infrastructure (EV chargers) and the transformation center (TC). Additionally, the transformation center may undergo repowering. The useful life of the chargers is set at 15 years, and for the transformation center, 30 years. In the case of a repowered transformation center, its useful life resets to another 30 years. These assets will be depreciated linearly over the indicated lifetime, regardless of whether there is repowering of the TC or charger sales.

- Maintenance costs

Maintenance costs are defined as the expenses associated with the continuous upkeep and operation of equipment, facilities, infrastructure, or systems to ensure they operate efficiently and safely. Only chargers and the transformation center require maintenance.

Annual maintenance for each charger or transformation center is calculated as a percentage of the total investment made, being 7% for each charger and  $2,29\% * (1 + 2,34\%)^{10}$  for the transformation center (the maintenance figure published in Spain's Official State Gazette (BOE) for unit reference values of investment, operation, and maintenance for fixed assets is 2.29% of the initial investment, updated using the average inflation rate over the period).

- Operating costs

Operating costs include cleaning, security, restroom services, insurance, and other associated expenses.

- CAPEX



Capital Expenditures (CAPEX) include all expenses related to the acquisition and installation of chargers and transformation centers. CAPEX per charger is shown in Table 1:

| Charger     | CAPEX    |
|-------------|----------|
| CCS2 100 kW | 50.820€  |
| CCS2 350 kW | 100.820€ |
| MCS 1000 kW | 286.534€ |

*Table 1: CAPEX per charger*

For the transformation center, unit values based on the BOE are established, similar to those mentioned for maintenance.

- Economic input data

To properly evaluate the economic model, the following parameters are included:

- Discount rate: Used to discount future cash flows, set at 14% for this project.
- Growth rate: Estimates the long-term growth of the project.
- Update rates: The rate at which prices for a specific line of the model are updated (maintenance and operation at 2%, mainly tied to wages, and CAPEX at -2%, due to expected technological improvements).

- Economic model

The economic model evaluates the profitability of the charging station through key financial indicators:

- Enterprise Value: Calculates the economic value of the project using the discounted cash flow (DCF) method. Each line explained in the previous sections serves exclusively to perform this calculation.
- Internal Rate of Return (IRR): Estimates the internal rate of return for the investor.

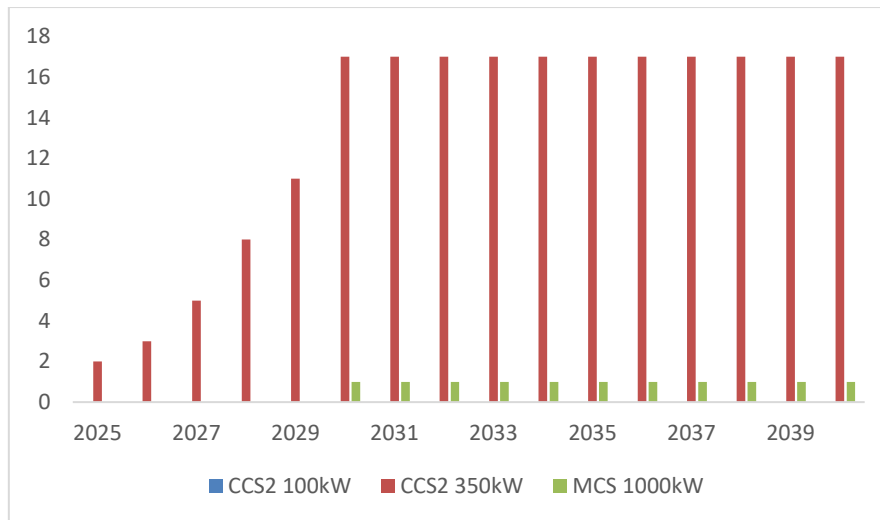
- Optimización

The model optimization is carried out to maximize the project's value (Enterprise Value), with the variable to be optimized being the number of chargers of each type per year. This optimizes the investment planning for the high-power charging station.

## 5. Outputs analysis

A study of various cases has been conducted to understand the model's behavior in response to different changes in the input parameters. In this way, key variables have been modified to analyze their effects on the results.

or the Base Case, the number of chargers per year is shown in Illustration 2, and the project value is 21,33 M€:



*Illustration 2: Number of chargers of each type Base Case*

Tras poner al modelo con los diferentes casos de estudio, se han sacado las siguientes conclusiones, para las cuáles es útil entender lo sucedido en el Caso Base mediante la Ilustración 2:

After applying the model to different case studies, the following conclusions have been drawn, for which it is useful to understand what happened in the Base Case, as shown in Illustration 2:

- 1) The technological parameters of EVs and the established pricing strategy affect everything: the project value and the planning of charger installation. Any pricing stimulus affects which chargers will be installed and when, and therefore, the project value. Similarly, the level of EV penetration, autonomy, and maximum charging power directly impact demand and consequently influence which chargers will be installed, and thus, the project's value. For smaller investors, the loss of control will be total, as technological parameters depend on global advances in automotive technology, while the pricing strategy will be dictated by the market.
- 2) The 350 kW CCS2 chargers are currently the most attractive for long-term projects. This is due to several factors: they are significantly more economical than the 100 kW CCS2 chargers and similar in cost per kW installed to the 1000 kW MCS chargers (according to an industry expert); they provide more than enough charging power to meet the needs of light vehicles in the coming years (although the maximum charging power is expected to increase, 350 kW will be sufficient for most of the period). Additionally, they can meet the charging needs of heavy vehicles during the initial years, as heavy vehicle demand is expected to remain much lower than light vehicle demand, allowing the existing 350 kW chargers to handle the small heavy vehicle demand. The combination of 350 kW CCS2 chargers with some 1000 kW MCS chargers in the final years of the period to meet heavy vehicle demand and excess light vehicle demand seems to be the optimal solution.
- 3) From approximately 2030 onwards, if high-power chargers (350 kW CCS2 and 1000 kW MCS) have been installed, it will be almost unnecessary to install any additional chargers to meet the expected increase in demand. This is because technological advancements will increase the maximum charging power of light vehicles, thereby increasing the real capacity of the installed chargers, which can handle the anticipated demand growth.

4) Accelerated technological developments in chargers that significantly reduce their initial investment costs could affect investors who make their investments very early, due to the price pressure that later investors might exert. However, for the same pricing strategy, changes in initial investment costs (whether increasing over time or if the MCS becomes significantly more expensive or cheaper) hardly affect the results. This is because CAPEX has a minimal impact on the cash flow generated by the project, and therefore has little influence on the project value.

5) Several days throughout the year see unmet demand for light vehicles. These critical days correspond to the highest demand peaks, usually in the summer and during special travel days (such as holiday rushes during Christmas, Easter, or long weekends). In none of the studied cases is it profitable to fully cover this demand. This is because the peaks are very abrupt and only occur on a few days for a few hours each year, so the lost revenue during those hours does not offset the costs incurred in installing more charging capacity.

The fact that covering these peaks is unprofitable poses a serious problem for consumers: they may have to wait hours in line at a charging station before they can continue their journey (a situation that has already occurred in Spain on specific days). Without regulatory incentives for investors and without changes in demand behaviors (e.g., drivers avoiding specific times or days), this problem does not seem to have a simple solution.

6) Finally, despite the differing consumer behaviors and investment plans in the outskirts of Madrid and the Mediterranean corridor, the project value remains similar. This highlights the potential for high economic returns if the location is chosen correctly.

The project has achieved its objective: to provide a standardized tool that allows the optimization of infrastructure investment over the years for a project based on the installation and operation of a high-power charging station. However, given the limitations of the model, new questions arise and many potential studies on the sector could be of great interest to the involved stakeholders.

## Índice de la memoria

|                                                                       |           |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Capítulo 1. Introducción .....</b>                                 | <b>9</b>  |
| 1.1 Motivación del proyecto.....                                      | 9         |
| 1.2 Contexto del proyecto .....                                       | 10        |
| 1.3 Justificación y objetivos del proyecto .....                      | 13        |
| 1.4 Herramientas empleadas.....                                       | 15        |
| <b>Capítulo 2. Estado del Arte.....</b>                               | <b>16</b> |
| 2.1 Estado de la cuestión .....                                       | 16        |
| 2.2 Literatura sobre el sector del vehículo eléctrico.....            | 20        |
| 2.2.1 Situación actual y proyecciones de la movilidad eléctrica ..... | 20        |
| 2.2.2 Impacto ambiental.....                                          | 23        |
| 2.2.3 Infraestructura y tecnología .....                              | 24        |
| 2.2.4 Economía y mercado .....                                        | 26        |
| 2.2.5 Retos y oportunidades futuras .....                             | 27        |
| 2.3 Referencias de la Normativa Europea .....                         | 28        |
| 2.4 Selección de cargadores .....                                     | 30        |
| <b>Capítulo 3. Caracterización de la Demanda.....</b>                 | <b>33</b> |
| 3.1 Escenarios.....                                                   | 33        |
| 3.1.1 Definición de parámetros y escenario base .....                 | 33        |
| 3.1.2 Escenario optimista y pesimista .....                           | 38        |
| 3.2 Cálculo de la demanda .....                                       | 39        |
| 3.2.1 Días estándar.....                                              | 39        |
| 3.2.2 Tráfico .....                                                   | 40        |
| 3.2.3 Distribución horaria.....                                       | 41        |
| 3.2.4 Coeficientes de ajuste .....                                    | 42        |
| 3.2.5 Cálculo de la demanda .....                                     | 44        |
| <b>Capítulo 4. Modelo Desarrollado.....</b>                           | <b>47</b> |
| 4.1 Introducción al modelo.....                                       | 47        |
| 4.2 Cálculo de la demanda satisfecha.....                             | 48        |
| 4.2.1 Demanda ficticia .....                                          | 49        |

|                                                   |    |
|---------------------------------------------------|----|
| 4.2.2 Capacidad real .....                        | 49 |
| 4.2.3 Demanda ficticia satisfecha .....           | 50 |
| 4.2.4 Demanda satisfecha.....                     | 50 |
| 4.3 Ingresos .....                                | 51 |
| 4.3.1 Pricing .....                               | 52 |
| 4.3.2 Cálculo de los ingresos .....               | 53 |
| 4.4 Costes de electricidad.....                   | 54 |
| 4.4.1 Tarifa de electricidad .....                | 54 |
| 4.4.2 Cálculo de los costes de electricidad ..... | 57 |
| 4.5 Costes de amortización.....                   | 60 |
| 4.6 Costes de mantenimiento.....                  | 61 |
| 4.6.1 Mantenimiento por activo.....               | 61 |
| 4.6.2 Cálculo de los costes de mantenimiento..... | 62 |
| 4.7 Costes de explotación.....                    | 62 |
| 4.7.1 Limpieza .....                              | 63 |
| 4.7.2 Seguridad.....                              | 63 |
| 4.7.3 Cuartos de baño .....                       | 64 |
| 4.7.4 Seguros .....                               | 64 |
| 4.7.5 Cálculo de los costes de explotación.....   | 65 |
| 4.8 CAPEX.....                                    | 65 |
| 4.8.1 Costes de adquisición e instalación.....    | 65 |
| 4.8.2 Aumento de cargadores.....                  | 67 |
| 4.8.3 Aumento del centro de transformación .....  | 67 |
| 4.8.4 Cálculo del CAPEX .....                     | 67 |
| 4.9 Datos de entrada económicos .....             | 68 |
| 4.9.1 Tasa de descuento.....                      | 68 |
| 4.9.2 Tasa de crecimiento.....                    | 69 |
| 4.9.3 Tasas de actualización .....                | 69 |
| 4.10 Modelo económico .....                       | 69 |
| 4.10.1 Enterprise Value .....                     | 70 |
| 4.10.2 Internal Rate of Return.....               | 71 |
| 4.11 Optimización .....                           | 71 |
| 4.11.1 Función objetivo.....                      | 71 |

|                                                                                                                         |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.11.2 Variable a optimizar .....                                                                                       | 72         |
| <b>Capítulo 5. Análisis de Resultados.....</b>                                                                          | <b>73</b>  |
| 5.1 Caso base.....                                                                                                      | 73         |
| 5.1.1 Parámetros de entrada .....                                                                                       | 73         |
| 5.1.2 Número de cargadores .....                                                                                        | 74         |
| 5.1.3 Resultados financieros.....                                                                                       | 75         |
| 5.1.4 Resultados a nivel de demanda .....                                                                               | 79         |
| 5.2 Sensibilidad ante cambios de escenario .....                                                                        | 93         |
| 5.2.1 Caso optimista.....                                                                                               | 93         |
| 5.2.2 Caso pesimista.....                                                                                               | 96         |
| 5.2.3 Conclusiones de la sensibilidad ante cambios de escenario .....                                                   | 99         |
| 5.3 Sensibilidad ante cambios en los costes de adquisición e instalación de los cargadores ..                           | 100        |
| 5.3.1 Costes de adquisición de instalación de MCS altos .....                                                           | 100        |
| 5.3.2 Costes de adquisición de instalación de MCS bajos .....                                                           | 102        |
| 5.3.3 Conclusiones sobre la sensibilidad ante cambios en los costes de adquisición e instalación de los cargadores..... | 105        |
| 5.4 Sensibilidad ante cambios de localización .....                                                                     | 105        |
| 5.4.1 Localización costera.....                                                                                         | 105        |
| 5.5 Sensibilidad ante cambios en la estrategia de pricing .....                                                         | 111        |
| 5.5.1 Pricing de precio único .....                                                                                     | 111        |
| 5.5.2 Pricing decreciente.....                                                                                          | 112        |
| 5.5.3 Pricing creciente .....                                                                                           | 114        |
| 5.5.4 Pricing de MCS Alto.....                                                                                          | 115        |
| 5.5.5 Conclusiones sobre cambios en la estrategia de pricing .....                                                      | 116        |
| 5.6 Sensibilidad ante cambios en los parámetros de entrada económicos.....                                              | 117        |
| 5.6.1 Tasa de descuento y tasa de crecimiento.....                                                                      | 117        |
| 5.6.2 Tasas de actualización .....                                                                                      | 117        |
| 5.7 Matriz de resultados .....                                                                                          | 118        |
| 5.7.1 Decisión sobre la solución a implementar .....                                                                    | 120        |
| <b>Capítulo 6. Conclusiones y Trabajos Futuros.....</b>                                                                 | <b>121</b> |
| <b>Capítulo 7. Bibliografía.....</b>                                                                                    | <b>126</b> |

***ANEXO I 131***

***ANEXO II 137***

## *Índice de figuras*

|                                                                                                                                   |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Ilustración 1: Diagrama de flujos del modelo. Fuente: Elaboración propia.....                                                     | 13 |
| Ilustración 2: Número de cargadores a lo largo de los años Caso Base .....                                                        | 17 |
| Ilustración 3: Penetración de vehículos eléctricos de batería sobre el total del parque de vehículos español. Fuente: ANFAC ..... | 34 |
| Ilustración 4: Carga estimada y real a lo largo del año. Fuente: CNMC.....                                                        | 44 |
| Ilustración 5: Demanda ligera horaria en 2025 .....                                                                               | 46 |
| Ilustración 6: Demanda pesada horaria en 2025.....                                                                                | 46 |
| Ilustración 7: Diagrama de flujos del modelo. Fuente: Elaboración Propia.....                                                     | 48 |
| Ilustración 8: Tarifa eléctrica para puntos de carga de VEs con acceso público. Fuente: Som Energia.....                          | 54 |
| Ilustración 9: Cotización del mercado a futuros de la electricidad español a 16/04/2024. Fuente: OMIP .....                       | 55 |
| Ilustración 10: Cotización del mercado a futuros de la electricidad español a 28/12/2023. Fuente: OMIP .....                      | 56 |
| Ilustración 11: Número de cargados a lo largo de los años Caso Base .....                                                         | 74 |
| Ilustración 12: Perspectiva financiera Caso Base.....                                                                             | 76 |
| Ilustración 13: Costes y CAPEX Caso Base .....                                                                                    | 77 |
| Ilustración 14: CAPEX extendido Caso Base .....                                                                                   | 78 |
| Ilustración 15: Amortización extendida Caso Base.....                                                                             | 78 |
| Ilustración 16: Demanda ligera horaria 2025 en kWh Caso Base.....                                                                 | 79 |
| Ilustración 17: Demanda ligera horaria 2030 en kWh Caso Base .....                                                                | 80 |
| Ilustración 18: Demanda ligera horaria 2040 en kWh Caso Base.....                                                                 | 80 |
| Ilustración 19: Demanda pesada horaria 2025 en kWh Caso Base .....                                                                | 81 |
| Ilustración 20: Demanda pesada horaria 2030 en kWh Caso Base .....                                                                | 82 |
| Ilustración 21: Demanda pesada horaria 2040 en kWh Caso Base .....                                                                | 82 |
| Ilustración 22: Demanda satisfecha ligera horaria 2025 en kWh Caso Base .....                                                     | 83 |
| Ilustración 23: Demanda satisfecha ligeros horaria 2030 en kWh Caso Base .....                                                    | 84 |
| Ilustración 24: Demanda satisfecha ligeros horaria 2040 en kWh Caso Base .....                                                    | 84 |



|                                                                                                                |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Ilustración 25: Demanda satisfecha pesados horaria 2025 en kWh Caso Base.....                                  | 85  |
| Ilustración 26: Demanda satisfecha pesados horaria 2030 en kWh Caso Base.....                                  | 86  |
| Ilustración 27: Demanda satisfecha pesados horaria 2040 en kWh Caso Base.....                                  | 86  |
| Ilustración 28: Demanda ligera vs Satisfecha ligera 3 Fest en kWh Caso Base .....                              | 87  |
| Ilustración 29: Media Anual Demanda Satisfecha sobre la Demanda Demandada Caso Base .....                      | 88  |
| Ilustración 30: Número de días en los que Demanda Satisfecha es menor que Demandada Caso Base .....            | 89  |
| Ilustración 31: Media Anual Demanda Satisfecha sobre la Demanda Demandada en días especiales Caso Base .....   | 90  |
| Ilustración 32: Número de días especiales en los que Demanda Satisfecha es menor que Demandada Caso Base ..... | 90  |
| Ilustración 33: Número de vehículos que paran a cargar y energía recargada en kWh, anualmente Caso Base.....   | 91  |
| Ilustración 34: Ocupación media anual de cargadores y número total de cargadores Caso Base .....               | 92  |
| Ilustración 35: Número de cargadores Caso Optimista .....                                                      | 94  |
| Ilustración 36: Perspectiva financiera Caso Optimista.....                                                     | 94  |
| Ilustración 37: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso Optimista .....                  | 95  |
| Ilustración 38: Ocupación media anual cargadores y número de cargadores Caso Optimista .....                   | 95  |
| Ilustración 39: Número de cargadores Caso Pesimista .....                                                      | 97  |
| Ilustración 40: Perspectiva financiera Caso Pesimista .....                                                    | 97  |
| Ilustración 41: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso Pesimista .....                  | 98  |
| Ilustración 42: Ocupación media anual de los cargadores y número de cargadores Caso Pesimista.....             | 98  |
| Ilustración 43: Número de cargadores Caso MCS Caro.....                                                        | 100 |
| Ilustración 44: Perspectiva financiera Caso MCS Caro .....                                                     | 101 |

|                                                                                                              |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Ilustración 45: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso MCS Caro .....                 | 101 |
| Ilustración 46: Ocupación media anual de cargadores y número de cargadores Caso MCS Caro .....               | 102 |
| Ilustración 47: Número de cargadores Caso MCS Barato.....                                                    | 103 |
| Ilustración 48: Perspectiva financiera Caso MCS Barato .....                                                 | 103 |
| Ilustración 49: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso MCS Barato .....               | 104 |
| Ilustración 50: Ocupación media anual de cargadores y número de cargadores Caso MCS Barato .....             | 104 |
| Ilustración 51: Número de cargadores Caso Costa.....                                                         | 106 |
| Ilustración 52: Perspectiva financiera Caso Costa .....                                                      | 106 |
| Ilustración 53: Demanda ligera horaria 2030 en kWh Caso Costa.....                                           | 107 |
| Ilustración 54: Demanda pesada horaria 2030 en kWh Caso Costa.....                                           | 107 |
| Ilustración 55: Demanda satisfecha ligera horaria 2030 en kWh Caso Costa.....                                | 108 |
| Ilustración 56: Demanda satisfecha pesados horaria 2030 en kWh Caso Costa .....                              | 108 |
| Ilustración 57: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso Costa ..                       | 109 |
| Ilustración 58: Ocupación media anual de cargadores y número de cargadores Caso Costa .....                  | 109 |
| Ilustración 59: Número de cargadores Caso Precio Único.....                                                  | 112 |
| Ilustración 60: Número de cargadores Caso Pricing Decreciente .....                                          | 113 |
| Ilustración 61: Número de cargadores Caso Pricing Creciente .....                                            | 114 |
| Ilustración 62: Número de cargadores Caso Pricing de MCS Alto.....                                           | 116 |
| Ilustración 63: Porcentaje de ocupación del lunes de la gasolinera Shell Alcorcón. Fuente: Google Maps ..... | 135 |

## *Índice de tablas*

|                                                                                                                                  |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 1: CAPEX por cargador .....                                                                                                | 15  |
| Tabla 2: Número de días de cada tipo de "día estándar" .....                                                                     | 40  |
| Tabla 3: Tabla de precios [EUR/kWh] de venta de electricidad de la electrolinera de estudio.<br>Fuente: elaboración propia ..... | 53  |
| Tabla 4: Períodos horarios de los términos de potencia y energía de la tarifa 6.1TDVE.<br>Fuente: Som Energia .....              | 58  |
| Tabla 5: Costes de adquisición e instalación por cargador.....                                                                   | 66  |
| Tabla 6: CAPEX por cargador .....                                                                                                | 66  |
| Tabla 7: Pricing Caso Base.....                                                                                                  | 74  |
| Tabla 8: Pricing Caso Precio Único .....                                                                                         | 111 |
| Tabla 9: Pricing Caso Pricing Decreciente.....                                                                                   | 113 |
| Tabla 10: Pricing Caso Pricing Creciente.....                                                                                    | 114 |
| Tabla 11: Pricing Caso Pricing de MCS Alto .....                                                                                 | 115 |
| Tabla 12: Análisis de sensibilidad del valor del proyecto frente a cambios en las tasas de<br>descuento y de crecimiento .....   | 117 |
| Tabla 13: Matriz de resultados de todos los casos en M€ .....                                                                    | 118 |
| Tabla 14: Evaluación de la solución óptima en M€ .....                                                                           | 119 |
| Tabla 15: Parámetros Tecnológicos Escenario Base (1) .....                                                                       | 131 |
| Tabla 16: Parámetros Tecnológicos Escenario Optimista (2) .....                                                                  | 132 |
| Tabla 17: Parámetros Tecnológicos Escenario Pesimista (3).....                                                                   | 132 |
| Tabla 18: IMD diario de la estación M-266-0. Fuente: Ministerio de Fomento .....                                                 | 133 |
| Tabla 19: Distribución horaria de la gasolinera Shell Alcorcón. Fuente: Google Maps...                                           | 134 |
| Tabla 20: Precio de la energía. Fuente: Som Energia y elaboración propia.....                                                    | 136 |
| Tabla 21: Precio de la potencia. Fuente: Som Energia y elaboración propia.....                                                   | 136 |

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 *MOTIVACIÓN DEL PROYECTO*

La búsqueda de ideas que puedan dar lugar a soluciones que resuelvan algunos de los múltiples y complejos retos a los que la humanidad se enfrenta en la lucha contra el cambio climático ha sido siempre mi principal motivación de cara a la innovación en proyectos de todo tipo, tanto académicos como personales. No hay mayor sensación de satisfacción que la de saber que estás ayudando a otros y es por ello que el trabajar en ayudar a la humanidad aportando tu (minúsculo) granito de arena supone una incesante fuente de inspiración.

Ya tuve la oportunidad de investigar en el área del vehículo eléctrico con mi Trabajo de Fin de Grado “Análisis de la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico en España. Diseño de un modelo de recarga inteligente y su integración con generación solar en una comunidad de vecinos”. Se abrió ante mí un sector de lo más interesante y que estaba en pleno crecimiento allá por 2022. Ahora es más que una realidad.

Es así como no tuve ninguna duda de que quería dedicar mi Trabajo de Fin de Máster a seguir ahondando mis conocimientos en el ámbito del vehículo eléctrico. Esta vez, tras haber realizado prácticas en banca de inversión, he querido aprovechar mis habilidades como modelador financiero y aplicarlas al sector. Además, he tratado de encontrar algún tema sobre el cuál no hubiese mucha literatura al respecto para así poder ir descubriendo todo a mi paso. De esta forma, el proyecto se centra en la optimización de la inversión y explotación de electrolineras de alta potencia. Las electrolineras no son más que estaciones de servicio diseñadas específicamente para la carga de vehículos eléctricos. Y son de alta potencia porque el horizonte temporal del proyecto abarca desde 2025 hasta 2040, tiempo suficiente para que la demanda de electricidad para la recarga de vehículos eléctricos incremente exponencialmente respecto a la que existe en la actualidad.

Este proyecto también me ha dado otra importante fuente de motivación: formarme en diversas áreas útiles para mi incipiente vida profesional como lo son el uso avanzado de hojas de cálculo, la modelización matemática, la búsqueda e investigación sobre información en la web, la interpretación de grandes cantidades de datos, la gestión de reuniones, correos, archivos, así como la presentación de avances y resultados. Este Trabajo de Fin de Máster me ha permitido desarrollarme para desempeñar mejor mi función como futuro consultor estratégico.

## **1.2 CONTEXTO DEL PROYECTO**

El cambio climático es una de las mayores amenazas globales de nuestra era, con graves repercusiones directas e indirectas que afectan tanto al medio ambiente como a la economía y la salud humana. Es por ello que la lucha contra el cambio climático es crucial para mitigar estos efectos y garantizar un futuro sostenible. Dentro de este contexto, la electrificación del transporte con el correspondiente desarrollo de una infraestructura de carga adecuada juega un papel fundamental.

El cambio climático está causando alteraciones significativas en los ecosistemas y en el clima a nivel mundial. La temperatura media global está aumentando, lo que resulta en cambios en las estaciones, aumento del nivel del mar y eventos climáticos extremos más frecuentes y severos. También, estos cambios afectan directamente a la biodiversidad, la agricultura y la disponibilidad de recursos hídricos, dando pie a una grave inseguridad alimentaria y a menor acceso a agua potable [1].

Su impacto no solo se limita al medio ambiente, sino que también tiene graves efectos en la salud humana. Olas de calor extremas, cada vez más comunes, pueden causar enfermedades y muertes, especialmente entre las poblaciones vulnerables como los ancianos y los niños. Además, el aumento de la contaminación del aire, especialmente en grandes ciudades, en gran parte relacionado con la quema de combustibles fósiles para el transporte o la producción de electricidad, contribuye a enfermedades respiratorias y cardiovasculares. Los

costes económicos asociados con la atención médica y la pérdida de productividad debido a estos problemas de salud son significativos [2].

Si se mira desde una perspectiva exclusivamente económica, el cambio climático supone un retraso económico severo. Por un lado, las catástrofes naturales, como huracanes e inundaciones, destruyen infraestructuras y propiedades, provocan inestabilidad económica dado que interrumpen las cadenas de suministro y pueden llegar a desplazar a comunidades enteras. Como es de notar, los eventos mencionados no solo afectan a las economías locales, sino que sus efectos se perciben a nivel global. La transición hacia el *Net Zero*, una economía verde, baja en carbono, aunque costosa, ofrece una gran oportunidad para mitigar estos efectos y promover un crecimiento económico estable y sostenible.

La electrificación del transporte puede convertirse en una estrategia clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, debido a la gran participación del sector del transporte en las emisiones de gases de efecto invernadero. En el caso de Europa, el sector del transporte por carretera representó el 18.8% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en 2015 [3]. Los vehículos eléctricos (VEs) suponen una alternativa con gran potencial respecto a los vehículos de combustión interna, ya que generan menos emisiones a lo largo de su ciclo de vida. Aunque en el proceso de fabricación de los vehículos eléctricos se generen grandes cantidades de emisiones, especialmente la fabricación de baterías, la generación de emisiones disminuye conforme se recargan con electricidad, y aún más si es procedente de fuentes de energía renovables. No obstante, la adopción masiva de vehículos eléctricos presenta varios retos, entre ellos la alta inversión inicial requerida, las limitaciones tecnológicas de los vehículos eléctricos (menor autonomía, mayor tiempo de recarga), la falta de infraestructura de carga adecuada, la limitada cantidad de recursos naturales disponibles para la construcción de baterías y los posibles efectos de congestión en la red eléctrica [3].

La infraestructura de carga se presenta como fundamental para promover la adopción de vehículos eléctricos. Numerosos estudios, como [4], demuestran que la disponibilidad de estaciones de recarga es un factor clave que influye en la decisión de los consumidores de

cara a la compra de un vehículo eléctrico. Y además, las estaciones de carga rápida y ultrarápida, pese a los posibles efectos adversos en la salud de las baterías que cargan, son verdaderamente importantes puesto que permiten recargar las baterías de los vehículos eléctricos en un menor tiempo, haciendo que sean más cómodos para los trayectos de larga distancia [5].

Es necesario invertir grandes cantidades de dinero y hacer una planificación estricta para construir una infraestructura de carga solvente. Para maximizar su uso y eficiencia, las estaciones de carga rápida deben estar ubicadas estratégicamente a lo largo de las principales rutas de transporte. Además, deben estar equipadas con tecnología sofisticada que permita una carga eficiente y segura, reduciendo al máximo el daño a la red eléctrica. Por ejemplo, con potencias de hasta 350 kW, las estaciones de carga ultrarápida pueden cargar un vehículo eléctrico hasta un 80% en menos de 20 minutos [13].

Para atraer inversiones privadas en infraestructura de carga, es necesario desarrollar modelos de negocios viables. Según un estudio sobre el Rapid Charge Network en el Reino Unido, invertir en estaciones de carga rápida puede ser rentable si se utilizan datos reales de costos y uso para simular varios escenarios de adopción de vehículos eléctricos [5]. Estos modelos pueden fomentar la participación del sector privado y ayudar a determinar las condiciones necesarias para el éxito financiero.

El desarrollo de la infraestructura de carga también depende de la implementación de políticas gubernamentales adecuadas. La Unión Europea ha implementado medidas para promover el uso de combustibles alternativos y la creación de infraestructuras para la carga. Los Estados miembros están obligados por la Directiva sobre la Infraestructura de Combustibles Alternativos a establecer marcos políticos nacionales para el mercado de combustibles alternativos y su infraestructura [5].

La adopción de vehículos eléctricos y el desarrollo de una infraestructura de carga eficiente no solo benefician al medio ambiente, sino que también ofrecen ventajas económicas. La transición hacia una economía *Net Zero*, es decir, baja en carbono, puede generar nuevas

oportunidades de negocio y empleo en sectores como la fabricación de vehículos eléctricos, la instalación de estaciones de recarga y la producción de energía renovable. Además, los consumidores pueden beneficiarse de menores costes operativos y de mantenimiento asociados con los vehículos eléctricos en comparación con los vehículos de combustión interna [13]. Sin embargo, es importante mencionar que la irrupción del vehículo eléctrico con la consecuente y escalonada desaparición del vehículo de combustión interna producirá grandes económicos efectos adversos en determinados sectores y geografías, como la desaparición de puestos de trabajos, quiebra de empresas y demás, especialmente en aquellos sectores y geografías dependientes de la extracción y explotación de combustibles fósiles.

En resumen, es fundamental luchar contra el cambio climático para preservar nuestro medio ambiente, nuestra salud y nuestras economías. La electrificación del transporte y la creación de una infraestructura de carga adecuada son aspectos claves de esta batalla. Es necesario una combinación de inversiones estratégicas, políticas gubernamentales favorables y el desarrollo de modelos de negocios viables para poder acelerar la adopción de vehículos eléctricos y contribuir significativamente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. También, es esencial que tanto el sector público como el privado colaboren para enfrentar con urgencia y determinación este desafío global a medida que avanzamos hacia un futuro más sostenible.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO**

Al principio, se planteó la posibilidad de optimizar el modelo de explotación de una solución innovadora propuesta por la REN (Redes Energéticas Nacionais en portugués), conocida como Speed-E [14]. Esta iniciativa propone una solución modular que permita a las estaciones de recarga de vehículos eléctricos conectarse directamente a las redes de transmisión de muy alta tensión de la red eléctrica. La muy alta tensión se transformaría a baja tensión para poder cargar los vehículos eléctricos hasta 300 metros de distancia, disponiendo de potencia de carga virtualmente ilimitada. Los ejemplos de aplicación incluyen áreas de servicio en autopistas, flotas de transporte público, grandes párquines y



flotas de compañías privadas, áreas residenciales suburbanas, centros logísticos, instalaciones militares remotas, etc [14].

Tras llevar a cabo una breve investigación, se llegó a la conclusión de que llevar a cabo este estudio en la actualidad apenas tiene sentido, pues los costes de infraestructura asociados a la apertura de una red de transporte son muy elevados, el proceso es muy complejo desde el punto de vista regulatorio, se necesitaba mucho tiempo de antelación por lo que las previsiones de demanda serían muy lejanas, y además, para el rango de potencia del que hablábamos, el proyecto seguía siendo viable con las redes de media tensión.

De esta forma, se desestimó ese proyecto. Sin embargo, se pensó que podríamos pivotarlo hacia un ámbito mucho más atractivo y con mucho mayor valor para el panorama actual: electrolineras en vías públicas no necesariamente conectadas a alta tensión. Tal y como se ha mencionado anteriormente, la bibliografía referente al tema, objeto de discusión, es cuanto menos escasa. Apenas existen investigaciones que lleven a cabo un estudio exhaustivo desde el punto de vista económico de un proyecto sobre la instalación y explotación de una electrolinera.

Así pues, con este proyecto se cumple un gran objetivo: ofrecer un modelo técnico-económico de una electrolinera que pueda ser empleado como herramienta de planificación de inversiones en cargadores de alta potencia por inversores. Esta herramienta se basa en multitud de parámetros, tales como la ubicación, demanda de electricidad segmentada en vehículos ligeros o pesados, escenarios de avance tecnológicos del vehículo eléctrico, número de cargadores de cada tipo instalados a lo largo de los años, estrategia de *pricing*, tarifas de electricidad, costes de mantenimiento, infraestructura, explotación, etc.

En este proyecto, primero se presentará una extensa introducción al sector en cuestión. Se analizará la bibliografía que existe relacionada con el tema, especialmente la relacionada con las perspectivas económicas de la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico, así como con el cálculo de la demanda de electricidad para la recarga. También se analizará la situación actual del vehículo eléctrico, de la infraestructura de recarga y de las tecnologías

relacionadas, del impacto medioambiental, de su economía y de retos y oportunidades para el futuro. Finalmente, se abordará la regulación europea al respecto.

En segundo lugar, se adentrará en cómo se lleva a cabo el cálculo de la previsión de demanda en función de multitud de parámetros (como el flujo de tráfico, la distribución horaria, autonomía, etc.) y se explicarán cuáles son las asunciones realizadas con respecto a los tres escenarios que se van a analizar para cada caso.

A continuación, se desarrollará el modelo en sí. Se partirá de una breve introducción que permitirá obtener una visión general del modelo. Después, se explicará cómo se ha procedido con el cálculo de cada uno de los componentes del modelo financiero, se expondrán los métodos utilizados para llevar a cabo esos cálculos, y también se mostrará la herramienta de optimización empleada.

Por último, se analizarán los resultados y conclusiones obtenidas de los múltiples casos estudiados.

## **1.4 HERRAMIENTAS EMPLEADAS**

El modelo desarrollado, base de este proyecto, se ha creado utilizando la herramienta de Excel en su versión “Microsoft® Excel® 2016 MSO (Version 2404 Build 16.0.17531.20140) 64-bit”. Se llevan a cabo ciertas simplificaciones a lo largo del proyecto para asegurar el correcto funcionamiento de la herramienta.

Además, para la obtención de datos de tráfico, se ha accedido a la plataforma del Ministerio de Transporte y Movilidad Sostenible referente al Mapa de Tráfico, en su versión de 2021: [Mapa de tráfico 2021 - MITMA](#).

## Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Pocos estudios disponibles realizan un planteamiento como el del presente proyecto. Estudiar el valor de un proyecto de instalación y funcionamiento de una electrolinera de alta potencia durante un largo período de tiempo en función de diversos parámetros como la demanda esperada, costes asociados de infraestructura, mantenimiento, electricidad, explotación, ubicación de la electrolinera, número de cargadores instalados de cada tipo... no es algo que esté muy estudiado, por lo menos desde el punto de vista académico.

Sin embargo, sí que hay numerosos estudios que tratan sobre el aspecto económico de las electrolineras. En [15], se plantea un análisis sobre las perspectivas económicas de las estaciones de carga para vehículos eléctricos. Se discuten las diferentes configuraciones de los cargadores, desde el nivel 1 hasta el nivel 4, y se explora cómo los costes de instalación y operación varían significativamente entre estos niveles. Se destaca que, aunque los cargadores de nivel 1 y 2 son más económicos de instalar y operar, los cargadores de nivel 3 y 4, que ofrecen cargas rápidas, requieren una inversión mucho mayor. Esto incluye no solo el coste del equipo, sino también las actualizaciones necesarias en la red eléctrica local y otros gastos asociados.

El estudio concluye que, para alcanzar un alto nivel de utilización es esencial para que las estaciones de carga rápida sean económicamente viables. Se ha descubierto que maximizar la utilización de las estaciones es fundamental para lograr la eficiencia, ya que los costos operativos son en su mayoría fijos. Debido a los altos costes asociados con las estaciones de carga rápida, se cree que el mercado de carga rápida se separará del mercado de carga en el hogar o en el trabajo. Además, se cree que la rapidez y la comodidad aumentarán en este segmento, lo que justificará un precio *premium* para los usuarios que valoran el tiempo ahorrado.

En [16], se analiza la rentabilidad de las estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos en Estados Unidos. Se establece que, a pesar del crecimiento significativo en la adopción de vehículos eléctricos, generar ganancias en una estación de carga pública sigue siendo un desafío. El análisis se centra en los factores que influyen en los ingresos de las estaciones de carga, como la utilización y el precio de la electricidad. Se destaca que la mayoría de los propietarios de vehículos eléctricos realizan la mayor parte de la carga en casa, lo que reduce la demanda de carga pública y dificulta alcanzar la rentabilidad. Es decir, el comportamiento de los propietarios de vehículos eléctricos, actualmente centrados en una mayor proporción de carga realizada en casa, influye directamente en la rentabilidad de los negocios que ofrecen cargadores eléctricos de acceso público.

El artículo presenta dos modelos comerciales principales para los proveedores de infraestructura de carga: el modelo de operador-propietario y el modelo de proveedor de soluciones. El primero implica que el operador es responsable de todos los costos de capital y operativos, mientras que el segundo implica que un tercero asume estos costos a cambio de una tarifa por servicios de operación y mantenimiento. Se llega a la conclusión de que muchas estaciones de carga rápida no serían rentables sin subsidios o préstamos gubernamentales. Sin embargo, la rentabilidad puede mejorar significativamente con la ayuda de programas como el Acta de Reducción de la Inflación (IRA, por sus siglas en inglés) y el Programa Nacional de Infraestructura de Vehículos Eléctricos (ambos programas ofrecidos en EEUU), que ofrecen subsidios significativos.

En [17], se examinan las capacidades técnicas y económicas de las estaciones de carga para vehículos eléctricos integradas con sistemas fotovoltaicos conectados a la red en varias ciudades de Pakistán. El estudio analiza la viabilidad técnica y económica de estos sistemas en Multan, Lahore e Islamabad utilizando el modelo System Advisor Model (SAM). Se destaca que la integración de la energía solar con las estaciones de carga puede reducir significativamente los costos operativos y contribuir a la sostenibilidad ambiental.

El estudio permite concluir que la instalación de sistemas de producción de energía solar fotovoltaica en estaciones de carga no solo es viable desde el punto de vista técnico, sino

también económicamente beneficiosa. Los indicadores de rendimiento empleados son el coste nivelado de la electricidad (LCOE), el valor presente neto (NPV) y el período de recuperación simple (SPP). Los resultados muestran que las estaciones en Islamabad y Multan tienen un LCOE más bajo en comparación con Lahore, lo que indica una mayor rentabilidad en estas ubicaciones. Además, se sugiere que el enfoque de instalar estaciones de carga en estaciones de combustible existentes puede optimizar los costes de construcción y aumentar la accesibilidad para los usuarios de vehículos eléctricos.

Además, existen estudios muy similares a lo realizado en este proyecto, pero basados en estaciones de servicio para vehículos de combustión interna. En [18], se plantea un análisis detallado de la viabilidad económica para la construcción de un área de servicio en la Autovía A-6, entre los enlaces de Vega de Valdetronco y Mota del Marqués. Este estudio tiene como objetivo evaluar la rentabilidad financiera del proyecto bajo distintos escenarios e hipótesis de beneficios y costes, así como establecer las condiciones de la concesión.

Para la evaluación económica, el estudio define el año base como 2015 y el año cero como 2018, estableciendo un horizonte temporal de 40 años. Los gastos de construcción incluyen obras civiles, señalización, iluminación y cerramientos, mientras que los ingresos anuales provienen de la venta de combustible, artículos en la tienda y servicios de cafetería-restaurante. Con una alta probabilidad de repostaje, se estima una captación de tráfico del 2 % para vehículos ligeros y del 3 % para vehículos pesados.

Las previsiones indican que los ingresos generados serán suficientes para cubrir los costes y generar un margen bruto positivo a lo largo del período de evaluación. Pese a que la inversión inicial es significativa, los ingresos estimados, basados en un análisis detallado del comportamiento de los usuarios y sus necesidades, aseguran la rentabilidad y viabilidad del proyecto. Se explora también la posibilidad de implementar servicios adicionales, como tiendas de conveniencia y estaciones de lavado, que contribuirían a incrementar los ingresos.

Las conclusiones del estudio indican que la creación de esta área de servicio es económicamente viable siempre que se mantenga un flujo constante de usuarios y se

optimicen los costes operativos. Además, se destaca la importancia de realizar un análisis de sensibilidad adecuado para evaluar los efectos de posibles cambios en los costes e ingresos, asegurando así la rentabilidad del proyecto en diferentes situaciones.

En cuanto a la estimación de la demanda de electricidad proveniente del uso de los cargadores de vehículos eléctricos, sí que se encuentra extensa literatura al respecto. En [19], se propone un modelo para predecir la demanda de electricidad de los cargadores de vehículos eléctricos. Este modelo tiene en cuenta tres factores: el número de cargadores disponibles, la llegada de vehículos eléctricos y el tiempo de carga. Teniendo en cuenta el estado de carga inicial y la capacidad de las baterías de los vehículos, se puede estimar la demanda de electricidad a diferentes horas del día utilizando datos históricos y algoritmos de aprendizaje automático. Según las cifras, la demanda de electricidad puede fluctuar significativamente, con picos que pueden superar varios megavatios en las horas de mayor afluencia.

En [20], se emplea una metodología basada en datos de tráfico reales para predecir las necesidades futuras de carga de vehículos eléctricos en las áreas de servicio de la red de autopistas italiana. Se muestra que la demanda de energía puede alcanzar picos de entre dos y tres megavatios durante las horas de mayor tráfico. El uso de este enfoque permite planificar la infraestructura necesaria y garantizar que se disponga de la energía y la potencia adecuadas para satisfacer la demanda de carga. La metodología desarrollada es aplicable en diversos contextos viales, lo que le da una gran versatilidad para su implementación en diferentes escenarios.

Un método innovador que utiliza datos de Google Maps se presenta en [21] para calcular el flujo de tráfico y, por lo tanto, la demanda de electricidad de los cargadores de vehículos eléctricos. En base a los datos de velocidad y flujo de los vehículos, este método puede calcular el volumen de tráfico y predecir el consumo de energía. Los resultados indican una fuerte correlación entre los volúmenes de tráfico y la necesidad de electricidad, lo que indica que la recopilación de datos colectivos puede ser una herramienta útil para simular la demanda de energía de las estaciones de carga de vehículos eléctricos.

En [22], se presenta un modelo de optimización que integra almacenamiento de energía y fuentes de energía renovable para reducir los costes de operación de las estaciones de carga de vehículos eléctricos. El estudio concluye que la combinación de almacenamiento y energía renovable puede hacer que las estaciones de carga sean más eficientes al gestionar la naturaleza intermitente de la producción de energía y reducir los costes de electricidad. Así pues, los resultados indican que esta integración puede mejorar la viabilidad económica de las estaciones de carga y contribuir a la sostenibilidad del sistema.

En [6], se usa un método estocástico para simular la llegada y el comportamiento de carga de vehículos eléctricos y también se examina la demanda de electricidad de los cargadores de vehículos eléctricos en entornos urbanos y rurales. Según el estudio, la demanda de electricidad varía según la ubicación y el tiempo del día, pero las áreas urbanas tienen picos más altos debido a la mayor concentración de vehículos. Los resultados muestran que una planificación adecuada y una infraestructura sólida son esenciales para satisfacer las necesidades de carga y evitar sobrecargas en la red eléctrica.

## **2.2 LITERATURA SOBRE EL SECTOR DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO**

### **2.2.1 SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA**

La situación actual y las proyecciones de la movilidad eléctrica presentan un panorama de rápido crecimiento y transformación en el sector del transporte. En España, la movilidad eléctrica ha ganado terreno debido a una mayor conciencia sobre el cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [7]. A nivel global, en 2022, las ventas de vehículos eléctricos alcanzaron cifras récord, con más de 10 millones de unidades vendidas, lo que representa un aumento del 55% en comparación con el año anterior. Este crecimiento exponencial se ha observado principalmente en China, Europa y Estados Unidos, que juntos representan los mercados de mayor tamaño para vehículos eléctricos [8].

La transformación del sector del transporte y la automoción ha sido impulsada por innovaciones tecnológicas y políticas gubernamentales que fomentan la adopción de vehículos eléctricos [9]. Un claro ejemplo de esto es China, donde las ventas de vehículos eléctricos representaron el 29% de todas las ventas de automóviles en 2022, superando las metas nacionales de manera anticipada. Esta rápida adopción se debe en parte a políticas de apoyo sostenidas durante más de una década, que incluyen incentivos de compra y una rápida expansión de la infraestructura de recarga [8].

En Europa, las ventas de vehículos eléctricos aumentaron más del 15% en 2022, alcanzando 2,7 millones de unidades, lo que demuestra un crecimiento continuo a pesar de las interrupciones en la cadena de suministro y la incertidumbre macroeconómica. Países como Noruega, Suecia y los Países Bajos presentan una gran proporción de ventas de vehículos eléctricos respecto a las ventas totales de automóviles. Noruega se sitúa a la cabeza, donde el 88% de los automóviles vendidos en 2022 fueron eléctricos [8].

Las ventas de vehículos eléctricos de batería (VEB) aumentaron significativamente en Estados Unidos en 2022, con un aumento del 55 %. Una mayor disponibilidad de modelos eléctricos además de Tesla e incentivos gubernamentales que alcanzan los \$7.500 por vehículo han contribuido a este crecimiento. Además, la Ley de Infraestructura Bipartidista ha asignado \$5 mil millones para financiar infraestructura de recarga de vehículos eléctricos entre 2022 y 2026, lo que permitirá fomentar un mercado ya en exponencial crecimiento [8].

El estado de la flota de vehículos eléctricos, así como la adaptación de la industria automotriz, también han experimentado una gran evolución. En comparación con el año anterior, el número de vehículos eléctricos en circulación en todo el mundo aumentó un 60% y llegó a más de 26 millones en 2022 [8]. No solo los consumidores están adoptando más vehículos eléctricos, sino que los fabricantes de automóviles están aumentando sus líneas de producción debido a este aumento en las ventas [7].

En América Latina, la expansión de la movilidad eléctrica también está en marcha, aunque a un ritmo más lento en comparación con otras regiones más avanzadas. En países como



Brasil, México y Chile, se están implementando políticas para fomentar la adopción de vehículos eléctricos y desarrollar la infraestructura de recarga necesaria [7]. Pese al gran potencial para el crecimiento de la movilidad eléctrica, impulsado por iniciativas gubernamentales y colaboraciones internacionales, que muestra la región, la industria en estos países presenta aún grandes desafíos [10].

En España, el impulso hacia la electromovilidad se ha visto reflejado en un crecimiento notable durante 2023, con un incremento del 58,7% en matriculaciones de vehículos eléctricos en el primer semestre del año. La adopción de vehículos eléctricos en el país se ve favorecida por iniciativas gubernamentales, como la Ley de Cambio Climático y Transición Energética y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo, que buscan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 90% para 2050. Asimismo, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia fomenta la instalación de puntos de recarga y la adquisición de vehículos eléctricos [7].

En términos de proyecciones, se espera que España continúe su tendencia ascendente en la adopción de vehículos eléctricos, contribuyendo a los objetivos europeos de sostenibilidad y neutralidad climática. La combinación de políticas favorables, mejora de la infraestructura y la creciente conciencia sobre el cambio climático, posiciona a España como un actor clave en la transición hacia una movilidad más sostenible [7].

No obstante, a nivel global, el año 2023 ha presentado grandes retos para la movilidad eléctrica. La demanda de materias primas críticas, como el litio, el cobalto y el níquel, ha aumentado considerablemente debido al crecimiento en la producción de baterías para vehículos eléctricos [10]. Debido a la escasa cantidad de reservas naturales de estas materias primas, se ha llevado a cabo un enfoque renovado en la sostenibilidad de la cadena de suministro y la necesidad de encontrar alternativas y mejoras en la tecnología de baterías [8].

La electrificación del transporte va más allá de los automóviles, incluyendo también autobuses, camiones pesados y vehículos comerciales ligeros, según las tendencias globales. Más de 310.000 vehículos comerciales ligeros eléctricos y cerca de 126.000 autobuses y

camiones eléctricos se vendieron en todo el mundo en 2022. Esto destaca el aumento de la adopción de vehículos eléctricos en una variedad de mercados y su contribución a la reducción de emisiones en el sector del transporte. [8].

En conclusión, la situación actual de la movilidad eléctrica muestra un panorama de crecimiento acelerado y adopción global, impulsado principalmente por innovaciones tecnológicas, políticas de apoyo y una mayor conciencia sobre la necesidad de reducir las emisiones de carbono [9]. Así, el avance en la movilidad eléctrica es esencial para lograr los objetivos climáticos y de sostenibilidad global, y requiere una colaboración continua entre gobiernos, industria y consumidores [8].

### **2.2.2 IMPACTO AMBIENTAL**

El impacto ambiental de la movilidad eléctrica es un tema crucial en el contexto de la lucha contra el cambio climático. Los vehículos eléctricos ofrecen una solución viable para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo significativamente a los objetivos de sostenibilidad global. Tan solo en 2022, se estima que los vehículos eléctricos evitaron la emisión de aproximadamente 700 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a nivel mundial, lo que representa una reducción significativa en comparación con lo que habrían producido si todos ellos hubieran sido vehículos de combustión interna [8].

En comparación con los vehículos de combustión interna, los vehículos eléctricos producen considerablemente menos emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de todos los años de su ciclo de vida. Esto se debe no solo a la ausencia de emisiones directas de escape, sino también a la creciente importancia de las fuentes de energía renovable en el *mix* de generación de electricidad, que luego es utilizada en la recarga de estos vehículos [7]. En Europa, por ejemplo, se estima que la proporción de energía renovable en la generación de electricidad aumente del 40% en 2022 a más del 60% para 2030, lo que permitirá mejorar aún más el perfil ambiental de los vehículos eléctricos [8].

Los vehículos eléctricos no solo reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también ayudan a reducir los contaminantes locales como los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>)

y las partículas (PM), que son nocivos para la salud humana. La adopción de vehículos eléctricos puede mejorar significativamente las condiciones ambientales y la salud pública en áreas urbanas donde la calidad del aire es un problema importante [7].

El impacto ambiental de los vehículos eléctricos puede reducirse significativamente mediante el reciclaje y la gestión de baterías usadas. Se están creando métodos y tecnologías para reciclar los componentes de las baterías de manera más eficiente, lo que reduce la necesidad de extraer nuevas materias primas y reduce el impacto ambiental global [10].

En resumen, la adopción de vehículos eléctricos presenta claros beneficios ambientales, incluyendo la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes, que permitirá principalmente una clara mejoría de la calidad del aire urbano. Estos factores, junto con el aumento del uso de energías renovables y el reciclaje eficiente de baterías, posicionan a los vehículos eléctricos como una solución clave para mitigar el cambio climático y promover un futuro más sostenible.

### **2.2.3 INFRAESTRUCTURA Y TECNOLOGÍA**

La expansión y el desarrollo de la movilidad eléctrica dependen de la infraestructura y la tecnología. Para mantener el mercado de vehículos eléctricos en expansión, se requiere una infraestructura de recarga sólida y fácilmente accesible. El número de puntos de recarga pública globales superó los 2,7 millones en 2022, un aumento del 55 % en comparación con el año anterior. La expansión ha sido principalmente impulsada por las inversiones realizadas en China y Europa, los cuales son los mercados más grandes para la infraestructura de recarga [8].

La expansión de la infraestructura de recarga depende enormemente de las ayudas públicas. En China, el gobierno ha facilitado la instalación de más de 1,5 millones de puntos de recarga públicos, lo que representa más del 50% de la infraestructura global. Europa también ha avanzado significativamente, con más de 400.000 puntos de recarga públicos disponibles en 2022, destacándose países como Alemania, Francia y los Países Bajos. Como se mencionó anteriormente, la Ley de Infraestructura Bipartidista de Estados Unidos ha asignado 5 mil

millones de dólares para la expansión de la infraestructura de recarga entre 2022 y 2026, lo que se espera que aumente significativamente el número de estaciones de recarga en el país [8].

La infraestructura de recarga en España también ha avanzado significativamente, con un incremento del 16,4% en puntos de recarga públicos, alcanzando 25.106 a mediados de 2023. No obstante, aún se necesitan más esfuerzos para alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, que prevé 110.000 puntos de recarga para 2025 y 340.000 para 2030 [7].

La tecnología de recarga rápida es otro aspecto crítico para la adopción de vehículos eléctricos. En este sentido, los cargadores rápidos de corriente continua (DC) permiten una recarga mucho más rápida en comparación con los cargadores de corriente alterna (AC), lo que resulta clave para reducir los tiempos de espera y mejorar la conveniencia para los usuarios [7]. En 2022, se instalaron más de 200.000 cargadores rápidos en todo el mundo, con nuevamente China liderando la instalación con más de 120.000 unidades [8].

La innovación tecnológica en baterías se presenta como un pilar crucial para el futuro de los vehículos eléctricos. Las innovaciones en baterías de estado sólido y tecnologías de cátodos y ánodos de próxima generación están aumentando la densidad energética y reduciendo los costes, lo que mejora significativamente la autonomía y la asequibilidad de los vehículos eléctricos [9]. Esto dará lugar a una mayor satisfacción de las necesidades de compra de los consumidores, fomentando así una mayor penetración de los vehículos eléctricos. Además, se están desarrollando alternativas a las baterías de ion de litio, como las baterías de sodio y las baterías de flujo, que ofrecen potenciales ventajas en términos de costes y sostenibilidad [8].

El reciclaje de baterías también es un área importante de atención. Los procesos de reciclaje más avanzados están permitiendo la recuperación de materiales valiosos de las baterías usadas, lo que reduce la necesidad de extraer nuevas materias primas y reduce el impacto

ambiental. Se están creando tecnologías que mejoran la eficiencia y la viabilidad económica del reciclaje, lo que contribuirá a una cadena de suministro más sostenible y circular. [10].

En resumen, la expansión de la infraestructura de recarga y las innovaciones tecnológicas en baterías son fundamentales para el crecimiento y la sostenibilidad de la movilidad eléctrica. La instalación de puntos de recarga, tanto públicos como rápidos, y el desarrollo de nuevas tecnologías de baterías están permitiendo una adopción más amplia y efectiva de los vehículos eléctricos en todo el mundo. Sin infraestructura de recarga no hay compra de vehículos eléctricos, y sin compra de vehículos eléctricos no se instala infraestructura de recarga.

## **2.2.4 ECONOMÍA Y MERCADO**

La transición hacia la movilidad eléctrica está creando significativas oportunidades económicas. Así, solo en 2022, las inversiones globales en tecnologías relacionadas con los vehículos eléctricos superaron los 200 mil millones de dólares, destacando la creciente confianza de los inversores en el futuro de la movilidad eléctrica [8]. En términos macroeconómicos, los vehículos eléctricos y sus baterías han tomado un papel central en las políticas industriales de muchos países, que compiten por atraer inversiones y construir nuevos clústeres de producción con alto valor añadido [9].

Como se explicó anteriormente, la producción de baterías para vehículos eléctricos requiere la disponibilidad de materias primas esenciales como el níquel, el cobalto y el litio. Debido al aumento en la producción de baterías, se espera que para 2030 la demanda de litio se cuadruple. Así, el aumento de la demanda ha llevado a un enfoque renovado en la sostenibilidad de la cadena de suministro y en el desarrollo de tecnologías de reciclaje eficientes. [10].

También se está viendo una creciente competencia entre fabricantes de vehículos eléctricos y tradicionales. En 2022, más de 40 nuevos modelos de vehículos eléctricos se lanzaron al mercado, ofreciendo a los consumidores una mayor variedad de opciones [8]. Esta

competencia está impulsando la innovación y reduciendo los precios, lo que facilita la adopción masiva de vehículos eléctricos [9].

En el contexto español, la cooperación entre el sector público y privado se convierte en esencial para fortalecer el mercado de la movilidad eléctrica. Se plantea como clave la eliminación de obstáculos administrativos en la instalación y operación de infraestructuras de recarga y el aumento de la transparencia en la información sobre la disponibilidad de energía en los puntos de conexión. Además, es necesario modernizar la red eléctrica para cubrir las crecientes necesidades de energía generadas por el uso de energías renovables y vehículos eléctricos [10].

A modo de conclusión, el mercado de vehículos eléctricos y su economía están en una fase de rápida expansión y transformación. Mantener el impulso del mercado requiere inversiones en tecnología y mejoras en la infraestructura de recarga. Para garantizar un crecimiento sostenible y competitivo en el sector de la movilidad eléctrica, también es esencial una gestión eficiente de materias primas críticas y la implementación de una economía circular sólida.

### **2.2.5 RETOS Y OPORTUNIDADES FUTURAS**

El futuro de la movilidad eléctrica presenta múltiples desafíos y oportunidades importantes. La necesidad de una infraestructura avanzada que permita la integración eficiente de la generación fotovoltaica y el almacenamiento de energía en las estaciones de recarga, como las "fotolineras", que utilizan energía solar, es uno de los principales desafíos [10].

Por otro lado, la movilidad compartida y el transporte público cero emisiones representan oportunidades significativas para reducir emisiones y mejorar la calidad del aire en áreas urbanas densamente pobladas [10].

Se espera que el crecimiento de la movilidad eléctrica en mercados emergentes como India y Tailandia continúe a un gran ritmo. Dada la gran proporción de gases de efecto invernadero que se emiten desde estos países en comparación al resto del mundo, una transición acelerada

cobra vital importancia. En 2022, las ventas de vehículos eléctricos en estos países se triplicaron, alcanzando 80.000 unidades, impulsadas por incentivos gubernamentales y un aumento en la capacidad de fabricación [8].

Debido al aumento de la demanda de materiales esenciales como el litio y el cobalto, la competencia por atraer inversiones en la cadena de suministro de baterías y la producción de vehículos eléctricos es un desafío importante. Las tecnologías de reciclaje y reutilización de materiales de baterías son cruciales para garantizar un suministro sostenible [10].

En conclusión, la movilidad eléctrica presenta retos y oportunidades que requieren innovaciones tecnológicas, inversiones estratégicas y una colaboración eficaz entre el sector público y privado para alcanzar una transición sostenible hacia un transporte de cero emisiones [10].

## **2.3 REFERENCIAS DE LA NORMATIVA EUROPEA**

La regulación de infraestructura de combustibles alternativos (AFIR, por sus siglas en inglés) establece un marco normativo crucial para el desarrollo de infraestructuras que soporten el crecimiento de vehículos eléctricos y otros medios de transporte impulsados por combustibles alternativos en la Unión Europea. Uno de los componentes más destacados de la AFIR es la obligación de los Estados miembros de asegurar la disponibilidad de puntos de recarga accesibles al público tanto para vehículos ligeros como para vehículos pesados [23].

Para los vehículos ligeros, la normativa establece objetivos vinculantes para la implementación de infraestructuras de recarga a lo largo de las principales redes de transporte (TEN-T). Antes del 31 de diciembre de 2025, los Estados miembros deben garantizar que cada vehículo eléctrico de batería (VEB) tenga acceso a una potencia de recarga total de al menos 1,3 kW en estaciones de recarga accesibles al público, y que cada vehículo híbrido enchufable (VHHE) tenga al menos 0,8 kW. Estas estaciones deben ubicarse a no más de 60 km entre sí en las rutas principales y garantizar una salida de

potencia agregada mínima de 400 kW por estación, con al menos un punto de recarga de 150 kW [23].

Para los vehículos pesados, se deben establecer estaciones de recarga cada 100 km en las redes TEN-T antes del 31 de diciembre de 2027, con una capacidad mínima agregada de 1.400 kW y puntos de recarga individuales de al menos 350 kW [23].

La regulación también aborda los requisitos de conectividad digital y tecnología de recarga inteligente. A partir del 14 de octubre de 2024, todos los nuevos puntos de recarga públicos deben estar equipados con capacidades de recarga inteligente que permitan la monitorización y el control remoto, así como la comunicación bidireccional con la red eléctrica y el vehículo. Esta tecnología es fundamental para gestionar de manera eficiente la demanda de electricidad y facilitar la integración de energías renovables en la red [23].

Además, la AFIR establece requisitos para el intercambio de datos y la transparencia en los precios de recarga. A partir del 14 de abril de 2025, los operadores de puntos de recarga deben compartir datos estáticos y dinámicos a través de una interfaz de programa de aplicación (API) común y accesible, proporcionando información como la ubicación geográfica, la disponibilidad y los precios en tiempo real. De esta forma, se asegura que los usuarios tengan acceso a información clara y comparable, facilitando la planificación y uso de los puntos de recarga [23].

El mercado de servicios de recarga también está regulado con el fin de fomentar la competencia y prevenir la discriminación. Los operadores de puntos de recarga deben asegurarse de que los precios sean justos, transparentes y no discriminatorios, ya que no pueden discriminar entre los precios que cobran a diferentes proveedores de servicios de movilidad. La creación de un mercado competitivo y accesible para todos los usuarios de vehículos eléctricos requiere esta medida [23].

En referencia a las especificaciones técnicas, la regulación introduce estándares comunes para asegurar la interoperabilidad completa de la infraestructura de recarga. Mediante el uso de estos estándares, se cubre desde las conexiones físicas hasta los intercambios de



comunicación y el acceso para personas con movilidad reducida. La implementación de estos estándares es esencial para garantizar que los sistemas de recarga sean uniformes y eficientes en toda la Unión Europea [23].

En conclusión, las regulaciones de la UE para la infraestructura de combustibles alternativos ofrecen un marco completo y ambicioso para respaldar la implementación de infraestructuras de recarga para vehículos eléctricos. La AFIR garantiza que los Estados miembros implementen las infraestructuras necesarias para facilitar la transición a un transporte más sostenible y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector del transporte por carretera, con objetivos claros y vinculantes. El éxito de esta transición depende de la adopción de tecnologías de recarga inteligente, la transparencia en los precios y la interoperabilidad de la infraestructura. Esto garantizará que la movilidad eléctrica sea accesible, eficiente y sostenible en toda la región [23].

## **2.4 SELECCIÓN DE CARGADORES**

Es necesario realizar una breve presentación de los tres tipos de cargadores que se van a emplear en este proyecto. Estos cargadores son: CCS2 de 100 kW, CCS2 de 350 kW y MCS de 1000 kW. A continuación, se explican las tecnologías de carga CCS2 y MCS.

La tecnología de carga CCS2 (*Combined Charging System*) es una de las soluciones de carga más extendidas en el ámbito de la electromovilidad, especialmente en Europa y América del Norte. Este sistema combina los métodos de carga en corriente alterna (AC) y corriente continua (DC) en un solo conector, lo que permite una mayor flexibilidad y conveniencia para los usuarios. Así pues, El CCS2 utiliza un conector Tipo 2 para la carga en AC y dos pines adicionales para la carga en DC, lo que le permite soportar potencias de carga de hasta 350 kW en estaciones de carga rápida. La alta capacidad de carga que permite este cargador se traduce en tiempos de recarga significativamente reducidos, siendo capaz de cargar la batería de un vehículo eléctrico del 20% al 80% en aproximadamente 20-30 minutos, dependiendo de la capacidad de la batería y la potencia del cargador [24].

Desde un punto de vista más técnico, el CCS2 se destaca por su capacidad para gestionar la comunicación entre el vehículo y la estación de carga a través del protocolo PLC (*Power Line Communication*). Mediante este sistema de comunicación se asegura que el proceso de carga sea seguro y eficiente, permitiendo ajustes dinámicos de la potencia de carga en función de las condiciones de la red eléctrica y el estado de la batería del vehículo. También, el CCS2 cumple con los estándares internacionales IEC 62196-3 y SAE J1772, lo que garantiza su compatibilidad con una amplia gama de vehículos eléctricos y estaciones de carga a nivel global [25].

Además, el sistema de carga MCS (*Megawatt Charging System*) está diseñado para satisfacer las necesidades de carga de vehículos eléctricos de gran tamaño, como camiones y autobuses. Este cargador es capaz de proporcionar potencias de carga superiores a 1 MW, lo que permite tiempos de recarga rápidos incluso para vehículos con baterías de gran capacidad. Se emplea un conector robusto y de mayor tamaño, específicamente diseñado para manejar las altas corrientes y voltajes necesarios para la carga rápida de vehículos pesados [26].

El MCS, actualmente en fase de estandarización, promete revolucionar la infraestructura de carga para vehículos comerciales, facilitando la transición hacia flotas de transporte más limpias y sostenibles. Este sistema incorpora avanzadas medidas de seguridad y gestión térmica para garantizar un proceso de carga seguro, incluso a altas potencias. Además, la implementación de protocolos de comunicación avanzados permite una integración eficiente con las redes eléctricas inteligentes, optimizando la distribución de la energía y minimizando el impacto en la red [27].

Ambos sistemas, CCS2 y MCS, representan avances significativos en la tecnología de carga para vehículos eléctricos, cada uno adaptado a diferentes necesidades y aplicaciones. Mientras que el CCS2 se consolida como el estándar para vehículos ligeros y de uso personal, el MCS se perfila como la solución ideal para el sector del transporte pesado, contribuyendo así al objetivo global de reducir las emisiones de carbono en todos los ámbitos del transporte [8].

Se ha optado por permitir la inclusión de tres tipos de cargadores para garantizar una flexibilidad que permita ir adaptando la infraestructura de recarga a las necesidades que irán apareciendo durante el período de estudio.

Mediante estos tres cargadores se cubre un gran rango de potencias que permiten esa flexibilidad. Así, el CCS2 de 100 kW es el más apropiado para vehículos ligeros actualmente. El CCS2 de 350 kW es el más apropiado para vehículos pesados actualmente e incluso algún vehículo ligero que permita tales potencias de carga. Presumiblemente, este cargador será el más interesante para vehículos ligeros durante los próximos años. El MCS de 1000 kW es un cargador que aún no está ampliamente comercializado en España, y que está pensado para cubrir las necesidades de carga de vehículos pesados con grandes baterías.

## Capítulo 3. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

Como parte imprescindible de este proyecto, se analiza, de manera previa al desarrollo del modelo, cuáles son los escenarios utilizados y qué parámetros tecnológicos los definen, así como el cálculo de la demanda horaria de electricidad en base a esos parámetros. Se dedica un capítulo a la caracterización de la demanda debido a su especificidad y a las diferencias en la metodología empleada respecto al resto del modelo.

### 3.1 *ESCENARIOS*

En primer lugar, se explican los tres escenarios utilizados para el estudio de los diferentes casos. Estos escenarios plantean diferencias en cuanto a los parámetros tecnológicos que definirán los vehículos eléctricos y en cuanto a variables macroscópicas del parque de vehículos; también existen diferencias en cuanto a su correspondiente evolución durante el período estudiado (2025-2040). Se asume que el proyecto se desarrolla en España.

Se distinguen tres escenarios: escenario base (1), escenario optimista (2) y escenario pesimista (3).

#### 3.1.1 DEFINICIÓN DE PARÁMETROS Y ESCENARIO BASE

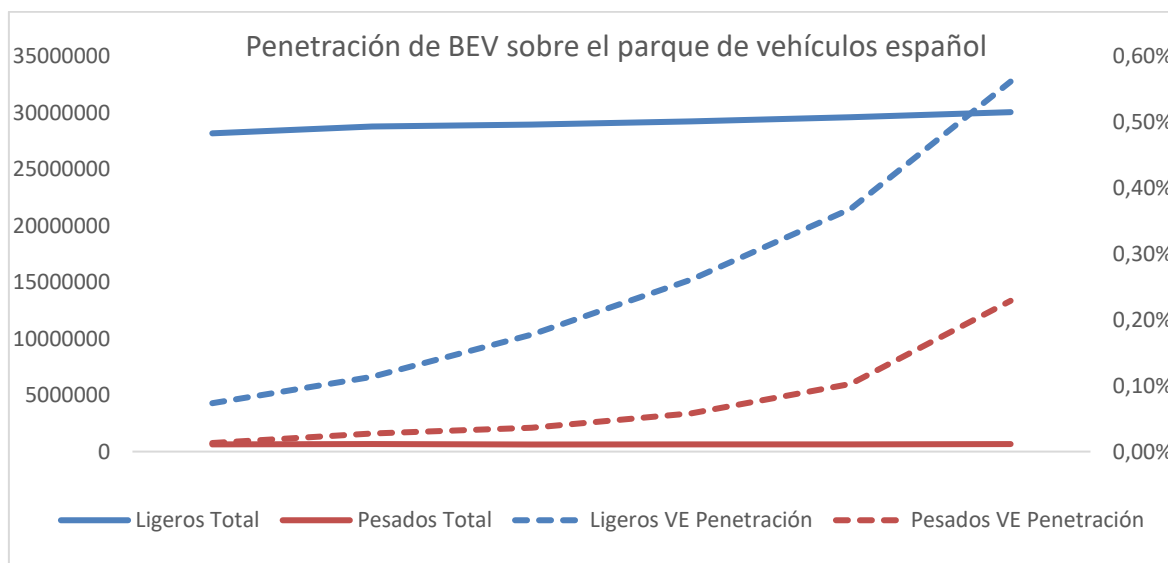
A continuación, se definen todos los parámetros estudiados y se muestran cómo se han obtenido los valores para el escenario base (1):

1. Distancia entre electrolineras [km]: se asume que en 2025 hay una distancia entre electrolineras en vía pública de 120 km, tal y como se estipula en la regulación europea [23]. En 2030, se supone que la distancia se reducirá a 60 km [23]. En 2040, se presume que la distancia se reducirá a 30 km, asumiendo una convergencia hacia las distancias actuales entre gasolineras.

Entre 2025 y 2030, y entre 2030 y 2040, se asume que la distancia entre electrolineras va disminuyendo linealmente hasta casar con los valores indicados. Por tanto, la distancia decrecerá a mayor ritmo entre 2025 y 2030.

La disminución de la distancia entre electrolineras tiene sentido dentro de un mercado competitivo donde se espera que la demanda de electricidad por parte de vehículos eléctricos aumente exponencialmente durante los próximos años.

2. Penetración del vehículo eléctrico dentro del parque nacional de vehículos [%]: se corresponde con la división entre el total de vehículos eléctricos matriculados en España con el total de vehículos matriculados en España. En la Ilustración 3, se observa la evolución de la penetración del vehículo eléctrico de batería (BEV) en el parque nacional de vehículos español.



*Ilustración 3: Penetración de vehículos eléctricos de batería sobre el total del parque de vehículos español.*

*Fuente: ANFAC*

Encontramos diferencias entre las hipótesis sobre vehículos ligeros y pesados:

- 2.1. Ligeros: en 2025, se adopta como hipótesis que habrá una penetración del 0,75%.

Sabiendo que a cierre de 2023 el total de VEs en España era de 168.900 unidades y que se sumaron 62.800 en un año [11], además de que el total del parque de vehículos es de aproximadamente 30.063.003 [12], el cálculo es (suponiendo que se matriculan el mismo número de VEs en 2024 que en 2023):

$$\frac{168.900 + 62.800}{30.063.003 + 462.658} = 0,75\%$$

En 2030, se presume que habrá una penetración del 16,67%. Según el PNIEC, se estima que en España habrá 5,5 millones de VEs, y que el parque total será de unos 33 millones [28]. Así, el cálculo es:

$$\frac{5.500.000}{33.000.000} = 16,67\%$$

Entre 2025 y 2030, se extrapola el crecimiento anualizado al resto de años.

Entre 2030 y 2040, se extrapola al resto de años el crecimiento anualizado entre 2030 y 2050 asumiendo que en 2050 la penetración en el parque de vehículos en circulación es del 100%.

2.2. Pesados: en 2023 había 1.510 vehículos eléctricos de batería pesados matriculados en España, del total de 659.462 [12]. Siguiendo el mismo procedimiento que antes, la penetración en 2025 será del 0,35%. En 2030 se espera que haya 8.000 camiones eléctricos [7]. Dado que el parque de camiones en España es de 675.000 camiones [29], y suponiendo constante ese número, el cálculo es:

$$\frac{8.000}{675.000} = 1,19\%$$

Entre 2025 y 2030 se asume que un crecimiento lineal hasta casar con la penetración establecida para 2030.

Entre 2030 y 2040, se extrapola al resto de años el crecimiento anualizado entre 2030 y 2050 asumiendo que en 2050 la penetración es del 100%.

3. Autonomía [km]: se trata de la cantidad media de kilómetros que podrían ser recorridos por un vehículo con la batería cargada al máximo en condiciones normales. Evidentemente, difieren las autonomías de ligeros y pesados:

3.1. Ligeros: en 2025, se asume que la autonomía media en Europa es de unos 300 km [8]. Esta es menor que la media de EEUU y mayor que la media de China, dadas las preferencias de compra de los conductores [8].

Hay compañías que hablan de rangos de autonomía mucho mayores de cara al futuro, como Toyota, que tiene en sus planes extender la autonomía de sus vehículos hasta el rango de 1.500 km mediante la tecnología de baterías de estado sólido [30].

Así pues, se es un poco más prudente que las predicciones de la firma, y se asume que el rango de 1.500 km llegaría en 2040.

Se extrapola el crecimiento anualizado entre 2025 y 2040 al resto de años.

3.2. Pesados: en 2025, se asume que la autonomía media en Europa es de unos 400 km [8].

Para el resto de años, se asume un crecimiento en la autonomía proporcional al de los ligeros.

4. Proporción de batería a cargar [%]: se refiere al porcentaje de batería que se recargará en la electrolinera. Dado que se trata de carga rápida, la salud de la batería se ve protegida por lo general si se carga del 20% al 80% [31]. Además, esa forma de carga es más eficiente desde el punto de vista del tiempo empleado [31]. Es por ello que se asume que solo se recarga un 60% de toda la batería, tanto para ligeros como para pesados, a lo largo de todo el período de estudio.
5. Autonomía a cargar [%]: se refiere al número de kilómetros que se recargarán en cada parada. Tanto para ligeros como para pesados, se calcula como:

$$\text{Autonomía a cargar [km]} = \% \text{ de batería a cargar} * \text{Autonomía [km]}$$

6. Carga en vía pública [%]: se refiere al porcentaje de electricidad cargado en vía pública respecto al total de electricidad cargado por un vehículo eléctrico. Debido a los diferentes fines del uso del vehículo eléctrico según ligeros o pesados, existen patrones de carga diferentes:

6.1. Ligeros: en 2023, el consumo eléctrico total en movilidad en España fue de 640 GWh, mientras que solamente 92 GWh fueron consumidos en puntos de carga pública [10]. Así pues, se asume que en 2025, el porcentaje de carga en vía pública será:

$$\text{Carga en vía pública} = \frac{\text{Consumo en vía pública}}{\text{Consumo total}} = \frac{92 \text{ GWh}}{640 \text{ GWh}} = 14\%$$

En 2040, se asume que este porcentaje ascenderá a un 25%, dado los cambiantes patrones de consumo [8].

Entre 2025 y 2040 se asume un crecimiento lineal.

- 6.2. Pesados: los patrones de carga de los vehículos pesados serán radicalmente diferentes. Los vehículos pesados se usan casi exclusivamente con finales comerciales. Es por ello que, por lo general, saldrán recargados de centros logísticos propios y recorrerán una distancia media/larga para la que necesitarán una recarga en vía pública. Se asume que un 50% de la carga se realizará en vía pública, porcentaje que se mantendrá constante para todo el período de estudio. Esta información ha sido contrastada con expertos del sector.
7. Probabilidad de carga [%]: es la probabilidad de que un vehículo que pasa por la electrolinera de estudio pare a recargar. Se calcula, tanto para ligeros como para pesados, como:
- $$Prob. de carga [\%] = \frac{Dist. entre electrolineras [km]}{Autonomía a cargar [km]} * \% Carga vía pública$$
8. Eficiencia [km/kWh]: es la cantidad de kilómetros que un vehículo eléctrico puede recorrer por cada kWh de carga en su batería. Difiere en ligeros y pesados:
- 8.1. Ligeros: por lo general, un VE ligero consume entre 15 y 22 kWh por cada 100 km recorridos [32]. Así pues, como media se consumen 19 kWh por cada 100 km, dando lugar a una eficiencia de 5,26 km/kWh. Este parámetro es constante para todo el período de estudio.
- 8.2. Pesados: un estudio realizado en Uruguay obtiene que la eficiencia promedia de dos camiones es de 2,08 km/kWh de uno y de 1,93 km/kWh del otro [33]. Por prudencia, se toma el más desfavorable y se mantiene constante para todo el período de estudio.
9. Máxima potencia de carga [kWh]: es la potencia máxima a la que se puede cargar el vehículo eléctrico. Los VEs disponen de reguladores que pueden limitar la potencia de carga en caso de que el cargador disponga de mayor potencia que la máxima admitida por el vehículo. Naturalmente, esta difiere en ligeros y pesados:
- 9.1. Ligeros: en 2025, se asume que la potencia máxima de carga es de 100 kW.
- Para el resto de años, se extrapola la relación entre máxima potencia de carga y la batería [kWh] (la batería se calcula como la autonomía entre la eficiencia) del año 2025.



9.2. Pesados: en 2025, se asume que la potencia máxima de carga es de 300 kW. Para el resto de años, se extrapola la relación entre máxima potencia de carga y la batería del año 2025.

10. Tiempo de parada [min]: es el tiempo en el que el vehículo está ocupando un cargador, pero no se está recargando. Ese tiempo es empleado en bajar y subirse del coche, enchufar y desenchufar el cargador, pagar, etc. Se considera que es de 5 minutos tanto para ligeros como para pesados y que es constante para todo el período de estudio.
11. Coeficiente extra de parada []: es la proporción de tiempo necesitado para realizar una carga sobre el tiempo que realmente está cargando el vehículo. Se calcula, tanto para ligeros como para pesados como:

$$\text{Coef. Extra Parada} = \frac{\text{Tiempo cargando [min]} + \text{Tiempo de parada [min]}}{\text{Tiempo cargando [min]}}$$

Siendo el tiempo cargando referido a una carga estándar:

$$\text{Tiempo cargando [min]} = \frac{60 * \text{Autonomía a cargar [km]}}{\text{Eficiencia} \left[ \frac{\text{km}}{\text{kWh}} \right] * \text{Potencia máx. carga [kWh]}}$$

De esta forma, quedan definidos todos los parámetros de estudio y el cálculo de los valores que toman para el caso base (1). En Tabla 15<sup>1</sup> del ANEXO I se encuentra una tabla con todos los valores para cada año.

### 3.1.2 ESCENARIO OPTIMISTA Y PESIMISTA

Los escenarios optimista (2) y pesimista (3) se basan en los valores definidos para el caso base (1). Simplemente, se aplican ajustes favorables (optimista) o desfavorables (pesimista), en ciertos parámetros. Así pues:

- Se aumentan un 30% los valores del escenario optimista y se disminuyen 30% los valores del escenario pesimista respecto al escenario base en los parámetros:

---

<sup>1</sup> Se observa que, pese a que el período de estudio abarca de 2025 a 2040, se incluye el año 2041 en el modelo para facilitar el cálculo de la función objetivo y no convertir 2040 en un año no representativo

Penetración del vehículo eléctrico en el parque nacional de vehículos, Autonomía y Máxima Potencia de Carga, tanto para ligeros como para pesados.

- El cálculo de los parámetros intermedios mantiene la misma formulación, pero los valores habrán cambiado debido a los cambios introducidos en el punto anterior.
- Se asume que el resto de parámetros se quedan igual que en el caso base

En Tabla 16 y Tabla 17 del ANEXO I se encuentran tablas con todos los valores para cada año de los respectivos escenarios.

## **3.2 CÁLCULO DE LA DEMANDA**

En primer lugar, se entiende como cálculo de la demanda todos aquellos procesos destinados a conseguir la demanda de electricidad de los vehículos eléctricos [kWh] con detalle horario que habrá en la electrolinera.

Se procede a continuación a explicar cada uno de esos procesos.

### **3.2.1 DÍAS ESTÁNDAR**

Para reducir la complejidad del modelo y facilitar la posterior optimización, se definen una serie de “días estándar” para los cuáles se llevará a cabo el estudio a nivel horario.

Se divide el año en 4 “trimestres”, con la peculiaridad de que el tercer trimestre solo incluye julio y agosto. Por tanto, los 4 bloques de meses quedarán conformados por:

1. Bloque 1: Enero, Febrero y Marzo
2. Bloque 2: Abril, Mayo y Junio
3. Bloque 3: Julio y Agosto
4. Bloque 4: Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre

Dentro de cada bloque de meses, se distinguen tres tipos de días:

1. L-V: son los días de entre semana

2. S-D: son los días de fin de semana
3. Espec: son los días especiales, entendiendo estos como días, generalmente festivos, de operación salida y entrada de grandes ciudades, y con grandes flujos de tráfico a lo largo de las principales autopistas del país

Así, se distinguen 12 tipos de días a lo largo de un año. Cogiendo como referencia el año 2025, y atendiendo a la selección de días Espec realizada en el apartado 3.2.4.1, se presentan en la Tabla 2 el número de días que representa cada tipo de “día estándar”:

|       | Bloque 1 | Bloque 2 | Bloque 3 | Bloque 4 |
|-------|----------|----------|----------|----------|
| L-V   | 63       | 63       | 42       | 84       |
| S-D   | 26       | 26       | 18       | 32       |
| Espec | 1        | 2        | 2        | 6        |

*Tabla 2: Número de días de cada tipo de "día estándar"*

### 3.2.2 TRÁFICO

Tal y como se señaló en el apartado 1.4, los datos de tráfico se obtienen de la plataforma del Ministerio de Transporte y Movilidad Sostenible referente al Mapa de Tráfico, en su versión más reciente: [Mapa de tráfico 2021 - MITMA](#).

Se selecciona la ubicación de la electrolinera, y se clica en la plataforma sobre el punto de la vía más cercano a ella. A continuación, se descarga el PDF asociado a la “Intensidad todos los días del año – ambos sentidos”, donde aparecen los datos de Intensidad Media Diaria (IMD) de lunes a viernes para cada mes del año, segregados entre ligeros y pesados. Así, se conoce el número medio de vehículos ligeros y pesados que pasan por delante de la electrolinera cada día.

En la Tabla 18 del ANEXO I, se incluyen los datos recogidos para la ubicación base del estudio de este proyecto: Estación M-66-0, Vía A-5, PK 11,09, tipo Autovía, Provincia Madrid, Año 2021. Se trata de un punto a la salida de Madrid a la altura de Alcorcón.

Para casar estos datos de entrada con los “días estándar” de los que se dispone, se realiza la media de los días representados por cada “día estándar”. Así, el día “Bloque 1 L-V” incluirá el IMD medio de lunes a viernes durante enero, febrero y marzo.

### 3.2.3 DISTRIBUCIÓN HORARIA

Para poder conocer cómo se distribuirá la demanda a nivel horario, se opta por utilizar la herramienta [Google Maps](#). En ciertos establecimientos, Google Maps permite la visualización del porcentaje de ocupación a partir de la geolocalización de teléfonos móviles. Para el caso de una gasolinera o estación de recarga, se puede ver las horas de mayor afluencia según el día de la semana. Se puede hacer una aproximación razonable del perfil horario de la demanda actual de repostaje de gasolina y recarga de vehículos eléctricos.

Asumiendo que este comportamiento se mantiene relativamente constante a lo largo de los años y que se busca la gasolinera o punto de recarga más cercano a la ubicación seleccionada, se tiene el perfil horario de la demanda de electricidad de vehículos eléctricos en la electrolinera de estudio.

En la Tabla 19 del ANEXO I se muestra la distribución horaria para cada día de la semana de la gasolinera seleccionada para el caso base: la Shell de Alcorcón ([Shell Alcorcón - Google Maps](#)). Es la gasolinera más cercana a la estación de tráfico del caso base. La distribución horaria ha sido sacada de los datos de ocupación de Google Maps, tal y como se muestra en el ejemplo de la Ilustración 63 del ANEXO I.

Para casar los datos de entrada con los “días estándar” de los que disponemos, se realiza la media de los días representados por cada “día estándar”. Así, para la hora de 10:00 a 11:00 de S-D, se realiza la media de las horas de 10:00 a 11:00 de sábado y domingo. Se asume que los días Espec siguen la misma distribución horaria que los S-D.

### 3.2.4 COEFICIENTES DE AJUSTE

Debido a la naturaleza de los datos de entrada y a la simplificación realizada con el fin de facilitar la optimización, es necesario disponer de ciertos coeficientes de ajuste que permitan afinar lo más realistamente que se pueda la demanda obtenida según el cálculo a la demanda real. De esta forma, se tienen dos coeficientes de ajuste: el coeficiente especial, y el coeficiente de verano

#### 3.2.4.1 *Coeficiente especial*

Como se mencionaba anteriormente, los días de operación entrada o salida (los representados en el proyecto como Espec) suponen un gran aumento del tráfico en las grandes autopistas del país y en especial a las afueras de las grandes ciudades. Este comportamiento tan concreto, que apenas se da en unos pocos días al año, cambia completamente el perfil de repostaje de los vehículos de combustión interna actualmente y de la recarga de los vehículos eléctricos.

Según expertos del sector, y como se confirma con la curva de carga horaria agregadas por grupo tarifario para el año 2022 de la CNMC [34], existen picos significativos en la carga asociada a la tarifa 6.1TDVE (la tarifa para estaciones de carga de VEs conectadas a media tensión, y que sirve como buena aproximación a la demanda agregada en estaciones de recarga rápida ya que la recarga residencial está en la 3.0TDVE, la tarifa para estaciones de carga de VEs conectadas a baja tensión) que reflejan este comportamiento durante los días especiales.

De esta forma, se calcula el coeficiente de los días especiales o coeficiente especial, como:

$$\text{Coeficiente especial} = \frac{\sum \frac{\text{carga total del día [kWh]}}{\text{carga diaria media de ese mes [kWh]}}}{N}$$

Siendo N el número de días considerados como Espec. Se ajusta la carga total del día con respecto a la carga diaria media de ese mes y no con respecto a la carga diaria media anual debido a que en 2022 se produce una tendencia de crecimiento a lo largo del año que

convierte a los primeros meses del año en meses completamente incomparables con los meses finales del año. Es decir, el año 2022 no es un año representativo por la gran tendencia de crecimiento mensual que presenta que es causada por la incorporación de tantos nuevos agentes a la por entonces novedosa tarifa 6.1TDVE.

Dado que la curva de carga horaria de la CNMC más reciente es de 2022, se emplea el calendario laboral de 2022 y la carga total del día respecto a la media diaria del mes para seleccionar los días Espec: 7 enero, 9 abril, 18 abril, 30 julio, 15 agosto, 28 octubre, 1 noviembre, 2 diciembre, 10 diciembre, 23 diciembre y 30 diciembre.

Así pues, el coeficiente especial estimado será 1,47 para los días Espec y 1 para el resto de días.

#### **3.2.4.2 Coeficiente de verano**

Durante el verano se produce una situación extraordinaria en cuanto al comportamiento de recarga de los vehículos eléctricos. Gran parte de los usuarios de VEs se encuentran de vacaciones durante el bloque 3 (julio y agosto) y, por lo general, vivirán durante un determinado período de tiempo lejos de sus casas. Dado que gran parte del consumo de electricidad por parte del vehículo eléctrico se realiza en cargadores particulares situados en sus propias casas, durante los meses de verano gran parte de ese consumo tendrá que ser satisfecho por cargadores de acceso público. Por este motivo, la demanda de electricidad durante esos meses es notablemente superior a la del resto de meses.

Según expertos del sector, y como se confirma con la curva de carga horaria agregadas por grupo tarifario para el año 2022 de la CNMC [34], la carga durante los meses de verano asociada a la tarifa 6.1TDVE (la tarifa para estaciones de carga de VEs conectadas a media tensión, y que sirve como buena aproximación a la demanda agregada en estaciones de recarga rápida ya que la recarga residencial está en la 3.0TDVE, la tarifa para estaciones de carga de VEs conectadas a baja tensión) refleja este comportamiento.

De esta forma, se calcula el coeficiente de verano como:

$$\text{Coeficiente de verano} = \frac{\text{demanda media en julio y agosto [kWh]}}{\text{demanda media estimada para julio y agosto [kWh]}}$$

Siendo la demanda media diaria estimada para julio y agosto una estimación de cómo incrementaría la curva si durante julio y agosto no existiese este comportamiento, como se puede ver en la Ilustración 4. Es necesario calcular esa demanda estimada debido a que, como se explicaba anteriormente, 2022 no es un año representativo por la gran tendencia de crecimiento mensual que presenta que es causada por la incorporación de tantos nuevos agentes a la por entonces novedosa tarifa 6.1TDVE.

Así pues, el coeficiente de verano estimado será 1,96 para el bloque 3 y 1 para el resto de bloques.

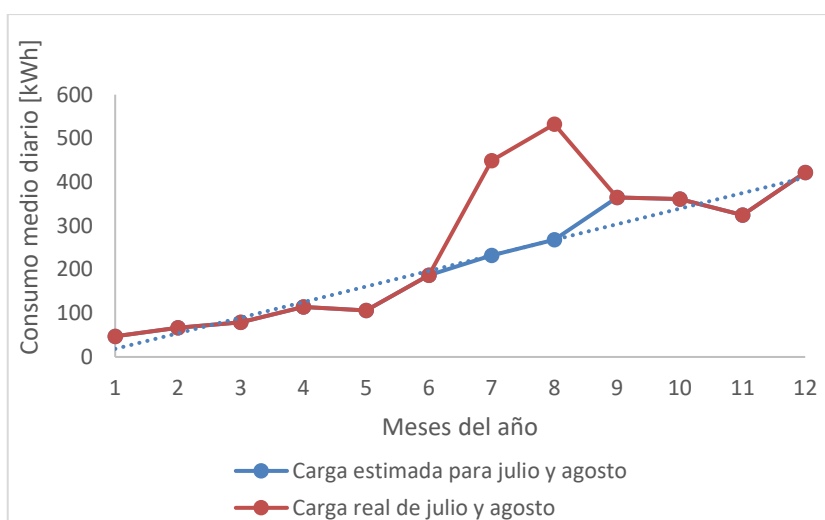


Ilustración 4: Carga estimada y real a lo largo del año. Fuente: CNMC

### 3.2.5 CÁLCULO DE LA DEMANDA

Con todo lo anterior, se puede calcular la demanda para cada hora de cada “día estándar” como:

---

*Demanda [kWh]*

$$= \frac{\text{tráfico eléctrico horario ajustado} * \text{prob. de carga [\%]} * \text{autonomía a cargar [km]}}{\text{eficiencia} \left[ \frac{\text{km}}{\text{kWh}} \right]}$$

Siendo

*tráfico eléctrico horario ajustado*

$$= \text{tráfico eléctrico horario} * \text{coeficiente especial} \\ * \text{coeficiente de verano}$$

Y

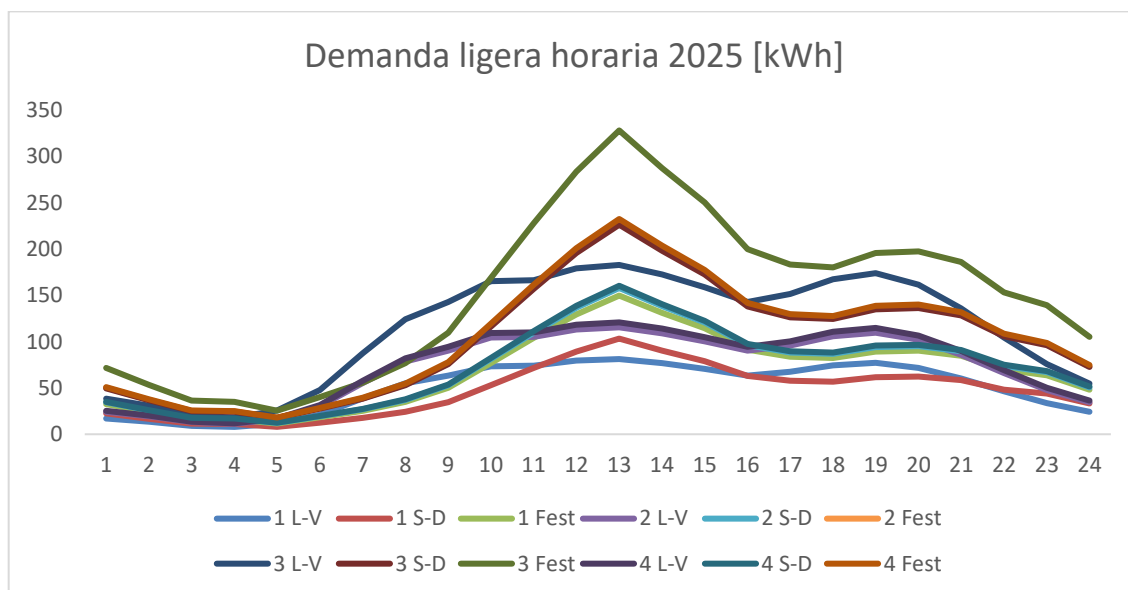
*tráfico eléctrico horario*

$$= \text{IMD diario} * \text{distribución de esa hora para ese día [\%]} \\ * \text{penetración del VE [\%]}$$

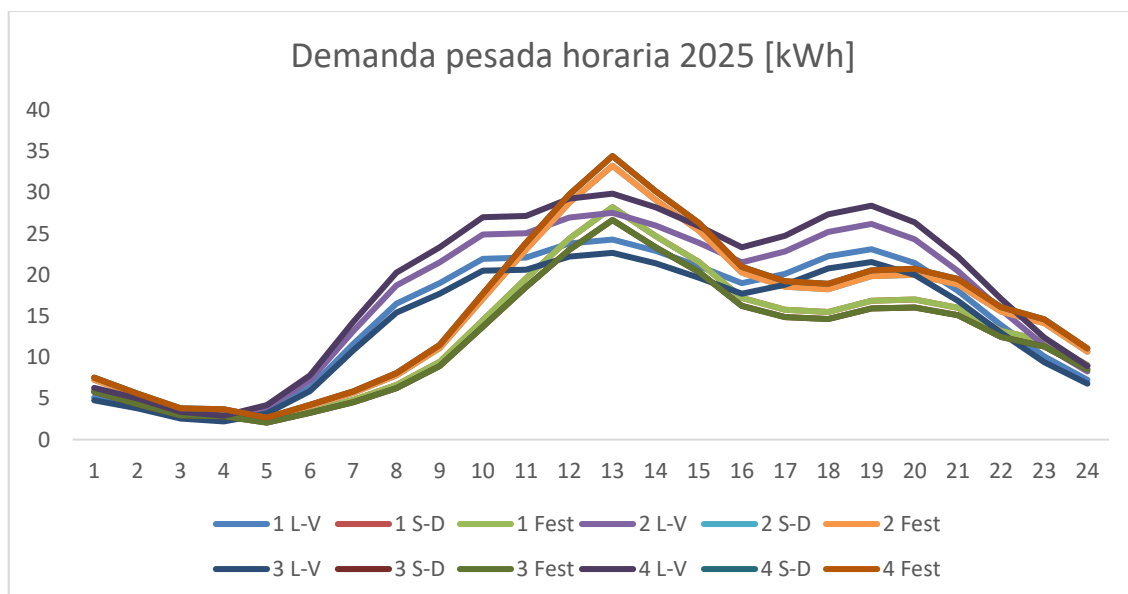
Hay que tener en cuenta que los parámetros tecnológicos empleados (penetración del VE, probabilidad de carga, autonomía a cargar, eficiencia) se actualizan año a año durante el período de estudio.

De esta forma, se obtiene la demanda horaria para cada “día estándar” del año, para cada año. En este proyecto, se obtiene una matriz de demanda de 24x204. En la Ilustración 5 se observa la demanda ligera horaria para 2025 en kWh y en la Ilustración 6 la demanda pesada horaria para 2025 en kWh, en ambos casos para cada uno de los días estándar.





*Ilustración 5: Demanda ligera horaria en 2025*



*Ilustración 6: Demanda pesada horaria en 2025*

## Capítulo 4. MODELO DESARROLLADO

Una vez se han definido los principales parámetros para los tres escenarios y se tiene la demanda horaria de electricidad para recarga de vehículos eléctricos, se procede a desarrollar el modelo paso a paso, comenzando por una breve introducción.

### 4.1 INTRODUCCIÓN AL MODELO

El fin principal de este proyecto es proveer de una herramienta estandarizada que permita optimizar la inversión en infraestructura a lo largo de los años de un proyecto basado en la instalación y explotación de una electrolinera de alta potencia. Se le llama “optimizar” a la búsqueda de la configuración exacta de los distintos tipos de cargadores de vehículos eléctricos, así como de la potencia del centro de transformación, a lo largo de un período de 15 años (con año de inicio 2025 y año final 2040), que permita maximizar el valor del proyecto (de ahora en adelante *Enterprise Value*).

Sin embargo, la exhaustividad con la que se ha desarrollado este modelo lo convierte en una herramienta mucho más potente y que va más allá de una simple optimización. El modelo permite el estudio de los comportamientos del proyecto frente a diversos cambios en los datos de entrada (o *inputs*). Así, se puede entender cómo evolucionarán las diferentes variables económicas frente a cambios en la penetración del vehículo eléctrico en la flota, frente a diversas ubicaciones, frente a diferentes desarrollos tecnológicos, frente a diversos comportamientos de los usuarios en cuanto a la recarga del vehículo eléctrico (más en casa que en la vía pública, recarga en el trabajo, etc.), y mucho más. Esto es realmente lo que convierte al modelo en una herramienta valiosa.

Para entender un poco mejor el funcionamiento, se muestra en Ilustración 7 el modelo desde una perspectiva general. Así, existen varios *inputs* tanto técnicos como económicos. También, se realizan una serie de cálculos intermedios que permiten llegar al *Enterprise*

*Value* y a la tasa interna de retorno (de ahora en adelante *Internal Rate of Return* o *IRR*), con sus correspondientes análisis de sensibilidad respecto a las variables económicas más críticas: tasa de descuento y tasa de crecimiento.

Se observa también que la variable a maximizar es el *Enterprise Value*, y la variable que se cambia para llegar a ese valor es el “Número de cargadores de cada tipo cada año”.

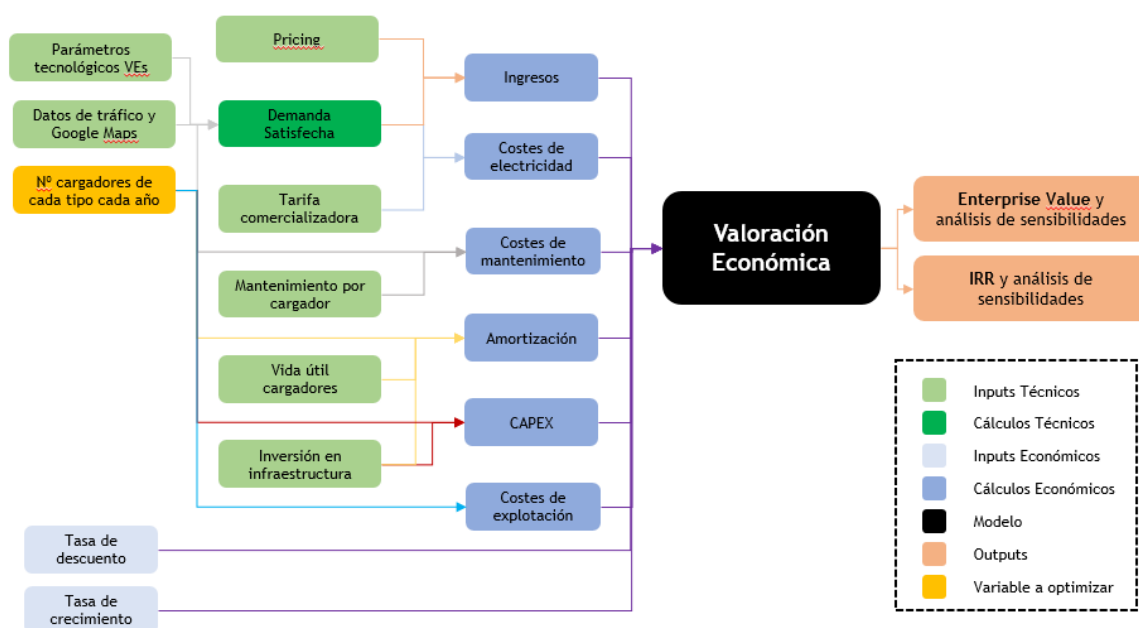


Ilustración 7: Diagrama de flujos del modelo. Fuente: Elaboración Propia

Se ha optado por seleccionar el “Número de cargadores de cada tipo cada año” como variable a optimizar por ser la variable que define las decisiones estratégicas del inversor. La gran mayoría del resto de variables no dependen del inversor.

## 4.2 CÁLCULO DE LA DEMANDA SATISFECHA

El primer paso que se debe realizar es calcular la demanda horaria de electricidad realmente satisfecha a partir de la demanda. Es decir, cuántos kWh de electricidad se han cargado realmente cada hora, tanto para vehículos ligeros como para vehículos pesados.

#### 4.2.1 DEMANDA FICTICIA

Dado que la demanda de la que partimos está en kWh y hace únicamente referencia a la electricidad que los vehículos necesitan recargar, se necesita tener en cuenta el tiempo extra de parada (como se definió anteriormente: el tiempo de bajar y subirse al vehículo, enchufar y desenchufar el cargador y pagar) para conocer el tiempo que realmente está ocupado el cargador y poder compararlo con el tiempo disponible de cada cargador.

Es por ello que se define la demanda ficticia como la cantidad de electricidad que se cargaría en total si durante el tiempo extra de parada el vehículo estuviese cargándose si no hubiese límite de disponibilidad de cargadores. Se calcula como:

$$Demanda\ ficticia\ [kWh] = Demanda\ [kWh] * Coeficiente\ Extra\ de\ Parada$$

Esta demanda ficticia sí se puede comparar con la potencia disponible de carga, puesto que ya incluye el tiempo extra de parada. Se trata de comparar tiempos, pero en kWh para ahorrarse el doble cambio de unidades.

#### 4.2.2 CAPACIDAD REAL

La capacidad real es la cantidad de demanda ficticia que se puede recargar con los cargadores disponibles.

Existen tres tipos de cargadores: CCS2 100 kW, CCS2 350 kW y MCS 1000 kW. Cada uno de ellos carga siempre a la potencia mínima entre la potencia nominal y la potencia máxima de carga del vehículo que se esté cargando. Es decir, si un vehículo ligero con potencia máxima de carga de 100 kW en el año 2025 para a recargar en uno de CCS2 350 kW, la potencia de carga será de 100 kW.

Así pues, se establecen las siguientes reglas de prioridad para la recarga de vehículos, siempre en términos de demanda ficticia:

1. Demanda de pesados:

- 1.1. Primero se satisface mediante los cargadores MCS 1000 kW

- 1.2. Lo restante, si queda aún electricidad por cargar, se carga mediante los cargadores CCS2 350 kW
2. Demanda de ligeros:
  - 2.1. Primero se satisface mediante los cargadores CCS2 100 kW
  - 2.2. Lo restante, si aún queda electricidad por cargar, se carga mediante:
    - 2.2.1. Primero, los cargadores CCS2 350 kW, si les quedase disponibilidad
    - 2.2.2. Y segundo, los cargadores MCS 1000 kW, si les quedase disponibilidad

Naturalmente, si se agota la disponibilidad de los cargadores MCS 1000 kW mediante la carga de pesados, no habrá disponibilidad para cargar ligeros (en caso de que quede aún demanda por satisfacer y no quede disponibilidad de los cargadores CCS2 100 kW y CCS2 350 kW).

Además, tanto los vehículos ligeros como pesados cargarán a la potencia máxima de carga permitida, que podrá ser menor a los 350 kW o 1000 kW de los cargadores superiores.

#### **4.2.3 DEMANDA FICTICIA SATISFECHA**

La demanda ficticia satisfecha es la cantidad de electricidad que se cargaría en total si durante el tiempo extra de parada el vehículo estuviese cargándose, teniendo en cuenta la disponibilidad de cargadores.

Se calcula como el mínimo entre la capacidad real de los cargadores y la demanda ficticia.

#### **4.2.4 DEMANDA SATISFECHA**

Es la demanda de electricidad que realmente va a parar al vehículo. Están segregados a nivel horario y se distingue entre ligeros y pesados. Se calcula como:

$$Demanda\ satisfecha\ [kWh] = \frac{Demanda\ ficticia\ satisfecha\ [kWh]}{Coeficiente\ Extra\ de\ Parada}$$

Se muestra a continuación un ejemplo para dejar claro el funcionamiento del proceso:

1. Demanda
  - 1.1. Ligeros: 100 kWh
  - 1.2. Pesados: 200 kWh
2. Demanda ficticia
  - 2.1. Ligeros: 150 kWh (suponiendo coeficiente extra de parada de 1,5 para ligeros)
  - 2.2. Pesados: 240 kWh (suponiendo coeficiente extra de parada de 1,2 para pesados)
3. Capacidad real
  - 3.1. Ligeros: 120 kWh (se tiene un cargador CCS2 100 kW con máxima potencia de recarga de ligeros de 100 kW y, además, se disponen de 20 kWh de recarga del cargador CCS2 350 kW que han sobrado de la carga de pesados:  $\left(100\% - \frac{240 \text{ kWh}}{\min(300 \text{ kW}; 350 \text{ kW}) \text{ kWh}}\right) * \min(100 \text{ kW}; 350 \text{ kW}) = 20 \text{ kWh}$ )
  - 3.2. Pesados: 300 kWh (se tiene un cargador CCS2 350 kW, pero la máxima potencia de recarga de pesados es 300 kW)
4. Demanda ficticia satisfecha
  - 4.1. Ligeros: 120 kWh (es el mínimo de entre la demanda ficticia y la capacidad real)
  - 4.2. Pesados: 240 kWh (es el mínimo de entre la demanda ficticia y la capacidad real)
5. Demanda satisfecha
  - 5.1. Ligeros: 80 kWh (la demanda ficticia satisfecha dividida por el coeficiente extra de parada)
  - 5.2. Pesados: 200 kWh (la demanda ficticia satisfecha dividida por el coeficiente extra de parada)

### **4.3 INGRESOS**

La electrolinera de estudio solamente obtendrá ingresos por la venta de electricidad cargada. Así pues, los ingresos dependerán directamente del precio de electricidad que se ponga.

---

### 4.3.1 PRICING

Dado que la electrolinera de estudio es un pequeño *player* del sector de la recarga de vehículos eléctricos en comparación con las grandes energéticas (Iberdrola, Endesa, Naturgy) o las grandes petroleras (Repsol, Cepsa) que se han introducido en el mercado y, suponiendo que se trata de un mercado más o menos perfecto, se asume que la electrolinera no tiene el volumen suficiente como para ser capaz de producir cambios en el precio de venta de la electricidad cargada y es un simple *price-taker*, es decir, vende la electricidad al precio estándar del mercado.

Pese a que existen diversas estrategias de *pricing*, como cobrar por tiempo, cobrar por potencia, cobrar por una mezcla de ambas... la gran mayoría de competidores optan por tarifas fijas, en las que el kWh se vende a un precio fijo a cualquier hora del día durante cualquier día del año. Sin embargo, esta tarifa sí que diferencia entre la potencia de los cargadores: a mayor potencia de carga, mayor es el precio del kWh. Esta estrategia de *pricing* la llevan a cabo o, al menos, forma parte de los planes ofrecidos a sus clientes, los grandes competidores del mercado español, como Ionity [35], Wenea [36], Iberdrola [37] o Endesa X Way [38].

De esta forma, se asume que los precios de venta de electricidad serán fijos para cualquier hora del día durante cualquier día del año y dependerán del cargador que se emplee para la carga y del tipo de vehículo que sea. Esto es debido a que no tiene sentido cobrar el mismo precio por kWh en un cargador de alta potencia a un pesado que a un ligero que no puede aprovecharlo al máximo debido a su limitante máxima potencia de carga.

La diferencia de precios a lo largo de los años se debe a cambios en las máximas potencia de carga. De esta forma, el precio de venta de electricidad de los MCS 1000kW pasa a ser mayor que el de CCS2 350kW porque los ligeros pasan a tener una máxima potencia de carga mayor que 350kW. Es una forma de cargar más por el servicio recibido.

Así, los precios establecidos para todo el período de estudio vienen recogidos en la Tabla 3.

|         |      | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ligeros |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| CCS2    | 350  | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 |
| MCS     | 1000 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 |
| Pesados |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| CCS2    | 350  | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 |
| MCS     | 1000 | 0,75 | 0,75 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |

Tabla 3: Tabla de precios [EUR/kWh] de venta de electricidad de la electrolinera de estudio. Fuente: elaboración propia

Estos precios se mantienen actualmente relativamente bajos para fomentar la penetración del vehículo eléctrico. La necesidad de rentabilidad de las inversiones implicará aumentos en el precio, pero mejoras de las tecnologías de recarga y el aumento de la competencia implicarán disminuciones en el precio, compensando los aumentos previos. Es por ello que se cree razonable la opción de mantener los precios más o menos constantes, en línea con lo ofrecido por el mercado.

### 4.3.2 CÁLCULO DE LOS INGRESOS

Una vez se tiene el *pricing* de venta de electricidad, los ingresos se calculan como:

*Ingresos horarios* [€]

$$\begin{aligned}
 &= \text{Precio CCS2 100} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * \text{Demanda satisfecha CCS2 100 [kWh]} \\
 &+ \text{Precio CCS2 350} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * \text{Demanda satisfecha CCS2 350 [kWh]} \\
 &+ \text{Precio MCS 1000} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * \text{Demanda satisfecha MCS 1000 [kWh]}
 \end{aligned}$$

Para calcular los ingresos anuales simplemente se calculan los ingresos diarios por cada “día estándar” como la suma de los ingresos horarios de cada hora de ese día, y se multiplica cada “día estándar” por el número de “días estándar” de cada tipo que hay en cada año, como se señala en el apartado 3.2.1.



## 4.4 COSTES DE ELECTRICIDAD

Se definen como costes de electricidad aquellos costes relacionados con el suministro de electricidad comprado a las comercializadoras con el fin de proveer de electricidad a los vehículos eléctricos que paran a cargar.

Para poder calcularlos, necesitamos conocer la tarifa eléctrica de la comercializadora con la que se trabaje, la potencia contratada para poder calcular el término de potencia y la energía demandada (que ya se conoce) para poder calcular el término de energía.

### 4.4.1 TARIFA DE ELECTRICIDAD

Se parte de la tarifa eléctrica ofrecida por la comercializadora Som Energia [39], especialmente pensada para puntos de carga de vehículos eléctricos con acceso público y basada en la tarifa 6.1TDVE, como se muestra en la Ilustración 8. Esta tarifa incorpora los peajes de transporte y distribución recogidos por el BOE [40], además de la correspondiente compra de energía.

| <b>TARIFA 6.1TDVE PERIODOS</b><br>Tensión de acceso entre 1 kV y 30 kV | Precio de la potencia     | Precio de la energía |
|------------------------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------|
|                                                                        | P1: 4,656308 euros/kW año | P1: 0,308 euros/kWh  |
|                                                                        | P2: 2,890792 euros/kW año | P2: 0,220 euros/kWh  |
|                                                                        | P3: 2,248322 euros/kW año | P3: 0,176 euros/kWh  |
|                                                                        | P4: 1,777672 euros/kW año | P4: 0,152 euros/kWh  |
|                                                                        | P5: 0,073645 euros/kW año | P5: 0,109 euros/kWh  |
|                                                                        | P6: 0,073645 euros/kW año | P6: 0,108 euros/kWh  |

*Ilustración 8: Tarifa eléctrica para puntos de carga de VEs con acceso público. Fuente: Som Energia*

Sin embargo, esta tarifa está disponible en 2024, por lo que se necesita alguna forma de obtener las tarifas estimadas para todos los años que dura el período de estudio.

Tras contrastar con diversos expertos en el sector, se determina que la manera de operar es la siguiente: el precio de la energía se estimará cada año de manera proporcional a la relación que existe entre la cotización actual de los precios a futuro del mercado a plazo en España

[41] y la cotización de referencia (la cotización a finales de 2023 que había sobre el mercado a futuro del año 2024) y el precio de la potencia se actualizará según la estimación del IPC.

#### 4.4.1.1 Término de energía

En la Ilustración 9 se observa la cotización actual del mercado a futuros de los años 2025 hasta 2034. Se asume que a partir de 2034 se mantiene constante. Se aprecia como los precios nominales son decrecientes, algo que no es habitual, pero que viene dado por la situación de crisis energética por la invasión de Ucrania y aún se está “camino” de la normalización.

En la Ilustración 10 se observa que la cotización de referencia (la cotización a finales de 2023 que había sobre el mercado a futuros del año 2024) es de 80,23 €/MWh.

| SPEL Base Futures - Year                                                                      |                  |                  |              |               |      |              |                 |                 |                  |                  |             |                                                                                       |                                                                                       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------|--------------|---------------|------|--------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| SESSION INFO                                                                                  |                  |                  |              | LAST DEAL     |      |              | END OF DAY INFO |                 |                  | REFERENCE PRICES |             |                                                                                       |                                                                                       |
| Contract name                                                                                 | Best bid (€/MWh) | Best Ask (€/MWh) | Volume (MWh) | Price (€/MWh) | Time | Volume (MWh) | Open Interest   | Nr of Contracts | OTC volume (MWh) | D (€/MWh)        | D-1 (€/MWh) |                                                                                       | Transparency info                                                                     |
|  FTB YR-25 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 165             | 0               | 0                | 60.50            | 58.75       |  |  |
|  FTB YR-26 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 122             | 2               | 17520            | 56.25            | 55.50       |  |  |
|  FTB YR-27 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 124             | 0               | 0                | 53.45            | 52.75       |  |  |
|  FTB YR-28 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 99              | 0               | 0                | 53.00            | 52.64       |  |  |
|  FTB YR-29 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 96              | 0               | 0                | 52.75            | 52.38       |  |  |
|  FTB YR-30 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 96              | 0               | 0                | 52.75            | 52.38       |  |  |
|  FTB YR-31 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 97              | 0               | 0                | 52.75            | 52.38       |  |  |
|  FTB YR-32 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 10              | 0               | 0                | 52.63            | 51.71       |  |  |
|  FTB YR-33 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 10              | 0               | 0                | 52.50            | 52.00       |  |  |
|  FTB YR-34 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 0               | 0               | 0                | 52.46            | 51.96       |  |  |

Ilustración 9: Cotización del mercado a futuros de la electricidad español a 16/04/2024. Fuente: OMIP

### SPEL Base Futures - Year

| Contract name                                                                                 | SESSION INFO     |                  |              | LAST DEAL     |      |              | END OF DAY INFO |                 |                  | REFERENCE PRICES |             |                                                                                       | Transparency info                                                                     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------|--------------|---------------|------|--------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                               | Best bid (€/MWh) | Best Ask (€/MWh) | Volume (MWh) | Price (€/MWh) | Time | Volume (MWh) | Open Interest   | Nr of Contracts | OTC volume (MWh) | D (€/MWh)        | D-1 (€/MWh) |                                                                                       |                                                                                       |
|  FTB YR-24   | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 330             | 3               | 26352            | 80.23            | 82.75       |    |    |
|  FTB YR-25   | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 149             | 0               | 0                | 66.00            | 68.38       |    |    |
|  FTB YR-26   | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 130             | 0               | 0                | 64.79            | 65.98       |    |    |
|  FTB YR-27   | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 124             | 0               | 0                | 63.55            | 63.55       |    |    |
|  FTB YR-28   | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 99              | 0               | 0                | 61.35            | 61.35       |    |    |
|  FTB YR-29   | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 96              | 0               | 0                | 60.07            | 60.07       |    |    |
|  FTB YR-30   | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 96              | 0               | 0                | 58.48            | 58.48       |    |    |
|  FTB YR-31   | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 96              | 0               | 0                | 56.18            | 56.18       |    |    |
|  FTB YR-32  | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 10              | 0               | 0                | 54.67            | 54.67       |   |   |
|  FTB YR-33 | n.a.             | n.a.             | 0            | n.a.          | n.a. | n.a.         | 10              | 0               | 0                | 51.55            | 51.55       |  |  |

Ilustración 10: Cotización del mercado a futuros de la electricidad español a 28/12/2023. Fuente: OMIP

De esta forma, el precio de la energía de cada período para cada año se calcula como:

$$\begin{aligned}
 & \text{Precio energía } 20XX \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \\
 &= \text{Precio energía } 2024 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \\
 & \quad * \frac{\text{Cotización actual mercado a futuros } 20XX \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]}{80,23 \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]}
 \end{aligned}$$

La Tabla 20 del ANEXO I muestra los precios de la energía para cada año y para cada período.

#### 4.4.1.2 Término de potencia

El precio de la potencia se actualiza con el IPC, cuya estimación viene dada por Bankinter en base a los datos del Banco de España [42]. Dado que sólo existen estimaciones hasta 2026, se asume que el IPC se mantiene constante a partir de entonces, en el 1,70%,

ligeramente por debajo del 2% establecido como objetivo por el Banco Central Europeo [43]. Así, el precio de la potencia de cada período para cada año se calcula como:

$$\begin{aligned}
 \text{Precio potencia } 20XX & \left[ \frac{\text{€}}{\text{kW} - \text{año}} \right] \\
 &= \text{Precio potencia } 2024 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kW} - \text{año}} \right] * (1 + IPC_{2024}) * (1 + IPC_{2025}) \\
 & * \dots * (1 + IPC_{20XX-1})
 \end{aligned}$$

La Tabla 21 del ANEXO I muestra los precios de la energía para cada año y para cada período.

#### 4.4.2 CÁLCULO DE LOS COSTES DE ELECTRICIDAD

Para ajustar los datos de entrada de los precios de energía y potencia determinados en el apartado anterior a los “días estándar” de los que disponemos, simplemente se toma la media de los días que representa cada “día estándar”. Es decir, para calcular el precio de la energía del Bloque 4 L-V de 8:00 a 9:00 se hace la media de los precios de energía de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 8:00 a 9:00. De 8:00 a 9:00 el período correspondiente es diferente cada mes: septiembre P4, octubre P5, noviembre P3 y diciembre P2, como se puede observar en la Tabla 4.

| PENÍNSULA |       |         |       |       |      |       |       |        |            |         |           |           |                                    |  |
|-----------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| MES       | ENERO | FEBRERO | MARZO | ABRIL | MAYO | JUNIO | JULIO | AGOSTO | SEPTIEMBRE | OCTUBRE | NOVIEMBRE | DICIEMBRE | SABADOS,<br>DOMINGOS<br>Y FESTIVOS |                                                                                     |
| 0-1       | P6    | P6      | P6    | P6    | P6   | P6    | P6    | P6     | P6         | P6      | P6        | P6        | P6                                 |                                                                                     |
| 1-2       | P6    | P6      | P6    | P6    | P6   | P6    | P6    | P6     | P6         | P6      | P6        | P6        | P6                                 |                                                                                     |
| 2-3       | P6    | P6      | P6    | P6    | P6   | P6    | P6    | P6     | P6         | P6      | P6        | P6        | P6                                 |                                                                                     |
| 3-4       | P6    | P6      | P6    | P6    | P6   | P6    | P6    | P6     | P6         | P6      | P6        | P6        | P6                                 |                                                                                     |
| 4-5       | P6    | P6      | P6    | P6    | P6   | P6    | P6    | P6     | P6         | P6      | P6        | P6        | P6                                 |                                                                                     |
| 5-6       | P6    | P6      | P6    | P6    | P6   | P6    | P6    | P6     | P6         | P6      | P6        | P6        | P6                                 |                                                                                     |
| 6-7       | P6    | P6      | P6    | P6    | P6   | P6    | P6    | P6     | P6         | P6      | P6        | P6        | P6                                 |                                                                                     |
| 7-8       | P6    | P6      | P6    | P6    | P6   | P6    | P6    | P6     | P6         | P6      | P6        | P6        | P6                                 |                                                                                     |
| 8-9       | P2    | P2      | P3    | P5    | P5   | P4    | P2    | P4     | P4         | P5      | P3        | P2        | P6                                 |                                                                                     |
| 9-10      | P1    | P1      | P2    | P4    | P4   | P3    | P1    | P3     | P3         | P4      | P2        | P1        | P6                                 |                                                                                     |
| 10-11     | P1    | P1      | P2    | P4    | P4   | P3    | P1    | P3     | P3         | P4      | P2        | P1        | P6                                 |                                                                                     |
| 11-12     | P1    | P1      | P2    | P4    | P4   | P3    | P1    | P3     | P3         | P4      | P2        | P1        | P6                                 |                                                                                     |
| 12-13     | P1    | P1      | P2    | P4    | P4   | P3    | P1    | P3     | P3         | P4      | P2        | P1        | P6                                 |                                                                                     |
| 13-14     | P1    | P1      | P2    | P4    | P4   | P3    | P1    | P3     | P3         | P4      | P2        | P1        | P6                                 |                                                                                     |
| 14-15     | P2    | P2      | P3    | P5    | P5   | P4    | P2    | P4     | P4         | P5      | P3        | P2        | P6                                 |                                                                                     |
| 15-16     | P2    | P2      | P3    | P5    | P5   | P4    | P2    | P4     | P4         | P5      | P3        | P2        | P6                                 |                                                                                     |
| 16-17     | P2    | P2      | P3    | P5    | P5   | P4    | P2    | P4     | P4         | P5      | P3        | P2        | P6                                 |                                                                                     |
| 17-18     | P2    | P2      | P3    | P5    | P5   | P4    | P2    | P4     | P4         | P5      | P3        | P2        | P6                                 |                                                                                     |
| 18-19     | P1    | P1      | P2    | P4    | P4   | P3    | P1    | P3     | P3         | P4      | P2        | P1        | P6                                 |                                                                                     |
| 19-20     | P1    | P1      | P2    | P4    | P4   | P3    | P1    | P3     | P3         | P4      | P2        | P1        | P6                                 |                                                                                     |
| 20-21     | P1    | P1      | P2    | P4    | P4   | P3    | P1    | P3     | P3         | P4      | P2        | P1        | P6                                 |                                                                                     |
| 21-22     | P1    | P1      | P2    | P4    | P4   | P3    | P1    | P3     | P3         | P4      | P2        | P1        | P6                                 |                                                                                     |
| 22-23     | P2    | P2      | P3    | P5    | P5   | P4    | P2    | P4     | P4         | P5      | P3        | P2        | P6                                 |                                                                                     |
| 23-0      | P2    | P2      | P3    | P5    | P5   | P4    | P2    | P4     | P4         | P5      | P3        | P2        | P6                                 |                                                                                     |

Tabla 4: Períodos horarios de los términos de potencia y energía de la tarifa 6.1TDVE. Fuente: Som Energía

Una vez se tiene el precio de la energía y de la potencia para cada “día estándar” y para cada hora, se necesita la demanda satisfecha (ya se dispone de ella) y la potencia contratada.

#### 4.4.2.1 Potencia contratada

La potencia contratada en cada período se modela de manera similar a la empleada por un estudio de la Technical University of Denmark en colaboración con el Smart Freight Centre [44].

La metodología empleada es muy sencilla. La potencia contratada será menor o igual a la potencia total de los cargadores y mayor a la potencia máxima en cada período multiplicada por un coeficiente de seguridad, que se fija en 1,5. Es decir, la potencia contratada se calcula como:

---

*Potencia contratada [kW]*

$$= \text{mín} ( \text{potencia total cargadores [kW]}; \text{coef. seguridad} \\ * \text{potencia máxima de ese período [kW]} )$$

Con todos los datos necesarios en la mano, se calculan los costes de electricidad de la siguiente manera.

#### **4.4.2.2 Término de energía**

El coste de energía para cada período se calcula como:

$$\text{Coste energía [€]} = \text{precio energía} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * \text{demanda satisfecha [kWh]}$$

Para calcular el coste anual del término de energía simplemente se calcula el coste de energía diario como la suma de cada uno de los costes de energía para cada hora y luego se multiplica el coste diario por el número de días que representa ese “día estándar” al año.

#### **4.4.2.3 Término de potencia**

El coste de potencia para cada período se calcula como:

$$\text{Coste potencia [€]} = \frac{\text{precio potencia} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kW} - \text{año}} \right] * \text{potencia contratada [kW]}}{365 * 24}$$

Para calcular el coste anual del término de potencia simplemente se calcula el coste de potencia diario como la suma de cada uno de los costes de potencia para cada hora y luego se multiplica el coste diario por el número de días que representa ese “día estándar” al año.

#### **4.4.2.4 Coste de electricidad anual**

Los costes de electricidad anuales se calculan como la suma de los costes anuales del término de energía y los costes anuales del término de potencia.

---

## 4.5 *COSTES DE AMORTIZACIÓN*

Los costes de amortización se definen como los gastos asociados a la depreciación o reducción del valor de un activo a lo largo del tiempo. Se registran periódicamente en la contabilidad para reflejar la disminución del valor del activo debido al uso, desgaste, obsolescencia o el paso del tiempo. La amortización permite distribuir el coste inicial de un activo a lo largo de su vida útil.

En este proyecto, solamente existen dos tipos de activos a depreciar: infraestructura de recarga (cargadores de vehículos eléctricos), y el centro de transformación (CT). Un centro de transformación se define, en este proyecto, como una instalación eléctrica donde se lleva a cabo el proceso de transformar la tensión de la energía eléctrica desde un nivel alto a uno más bajo, adecuado para su distribución y consumo. Es esencial ya que permiten ajustar la tensión para que sea segura y utilizable por los cargadores.

El centro de transformación podrá recibir una repotenciación. La repotenciación se refiere al aumento de su potencia nominal, que vendrá dada por una inversión en alguna o varias de las siguientes: obra civil, transformadores, interruptores, seccionadores, dispositivos de control, etc.

La vida útil de los cargadores se fija a 15 años, y la del centro de transformación a 30 años. En el caso de una repotenciación del centro de transformación, la vida útil del centro de transformación repotenciado se reiniciará, de nuevo, a 30 años.

De esta forma, se establecen las siguientes reglas:

1. Los cargadores y el centro de transformación se amortizarán linealmente en el plazo de vida indicado
2. Los cargadores que se vendan o que se desperdicien (e.g., si se decide pasar de 10 CCS2 100 kW a 8 CCS2 100 kW) se venderán por 0€, y se continuará con la amortización lineal de su inversión inicial

3. En el caso de que se produzca una repotenciación del centro de transformación antes de llegar al final de la vida útil del centro de transformación, se continuará con la amortización lineal de la inversión inicial en el centro de transformación de manera independiente a la nueva amortización lineal de la inversión en repotenciación

## **4.6 COSTES DE MANTENIMIENTO**

Los costes de mantenimiento se definen como los gastos asociados a la conservación y funcionamiento continuo de equipos, instalaciones, infraestructuras o sistemas para asegurar que operen de manera eficiente y segura. Estos costes incluyen todas las actividades necesarias para prevenir fallos, reparar averías y mantener el rendimiento óptimo.

En este caso, solamente requieren de costes de mantenimiento dos tipos de activo: infraestructura de recarga (cargadores de vehículos eléctricos), y el centro de transformación.

### **4.6.1 MANTENIMIENTO POR ACTIVO**

#### **4.6.1.1 Mantenimiento por cargador**

Cada cargador requiere de mantenimiento preventivo (inspecciones regulares, ajustes necesarios para prevenir averías), mantenimiento correctivo (reparaciones y reemplazos de componentes averiados o desgastados), actualización de software, etc. Así, se establece que el mantenimiento anual de cada cargador es del 7% de su valor inicial. De esta forma, un cargador CCS2 100 kW requiere de menos gastos de mantenimiento en valor absoluto que un cargador MCS 1000 kW, por tener este último un mayor coste inicial.

#### **4.6.1.2 Mantenimiento del centro de transformación**

El centro de transformación requiere de mantenimiento preventivo (inspecciones regulares, pruebas y calibraciones), mantenimiento correctivo (reparaciones y reemplazos de piezas o equipos dañados o desgastados), etc.



El mantenimiento necesario para el centro de transformación se obtiene en base a lo publicado en el BOE respecto a los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica [45]. Los valores de mantenimiento establecidos son siempre el 2,29% de la inversión inicial en el centro de transformación. Sin embargo, el archivo es de 2015, así que se actualizan estos costes relativos de mantenimiento según el IPC medio durante el período entre 2015 y 2025, que es del 2,34% [46].

#### **4.6.2 CÁLCULO DE LOS COSTES DE MANTENIMIENTO**

De esta manera, los costes de mantenimiento se calculan como la suma de los dos siguientes términos.

##### **4.6.2.1 Cálculo de los costes de mantenimiento asociados a los cargadores**

*Mantenimiento anual por tipo de cargador*

$$= 7\% * \text{Inv. total en cargador} * \# \text{cargadores de ese tipo}$$

##### **4.6.2.2 Cálculo de los costes de mantenimiento asociados al centro de transformación**

$$\text{Mantenimiento anual del CT} = 2,29\% * (1 + 2,34\%)^{10} * \text{Inv. total en CT}$$

#### **4.7 COSTES DE EXPLOTACIÓN**

Los costes de explotación se definen como los gastos recurrentes asociados con la operación de un negocio o instalación. En este caso, estos costes son necesarios para que la electrolinera pueda funcionar de manera continua y eficiente, y se incurren en el día a día de las operaciones.

Se considera que en este proyecto solamente se incurrirán en cuatro tipos de costes de explotación: limpieza, seguridad, cuartos de baño y seguros.

#### 4.7.1 LIMPIEZA

Siguiendo la metodología empleada en [18], se contratarán al doble de trabajadores de los mínimamente necesarios, debido a que hay que tener en cuenta sábados, domingos, festivos, cuatro semanas de vacaciones y un 3% de absentismo laboral. Así pues, para gozar de un trabajador de limpieza durante 8 horas al día todos los días del año, necesitaremos dos trabajadores que trabajen 8 horas cada uno.

Se les asigna un sueldo bruto anual de 17.000€, algo por encima del sueldo medio de limpiadores en España (16.422€) [47]. Esto supondrá un gasto de 22.465,5€ al año por trabajador, asumiendo que se trata de un contrato indefinido, con 2,25% de cotización AT y EP y sin incluir ningún tipo de complementos [48]. De esta manera, los costes anuales de limpieza se calculan como:

$$\text{Costes de limpieza [€]} = 22.465,5 \text{ [€]} * 2$$

#### 4.7.2 SEGURIDAD

Se asume que se necesitará a una persona encargada de la seguridad 24 horas al día. Teniendo en cuenta que los turnos son de 8 horas y empleando la misma metodología que para el caso de la limpieza, se necesitarán seis trabajadores en total.

Se les asigna un sueldo bruto anual de 20.000€, algo por encima del sueldo medio de vigilantes en España (18.700€) [49]. Esto supondrá un gasto de 26.430€ al año por trabajador, asumiendo que se trata de un contrato indefinido, con 2,25% de cotización AT y EP y sin incluir ningún tipo de complementos [48]. De esta manera, los costes anuales de seguridad se calculan como:

$$\text{Costes de seguridad [€]} = 26.430 \text{ [€]} * 6$$

#### 4.7.3 CUARTOS DE BAÑO

Se entiende que existen dos gastos principales relacionados con los cuartos de baño disponibles para el uso de los clientes: el agua y productos relacionados con la higiene (como jabón, papel, escobillas, etc.).

Según [18], los gastos asociados al agua de una gasolinera a pleno uso son de 7.200€ anuales y los asociados a productos de higiene son de 2.500€ anuales. Entendiendo que la electrolinera no llegará a un pleno uso similar al de la gasolinera de [18] hasta el final del horizonte de estudio, donde se logre una gran penetración del vehículo eléctrico en la flota nacional de vehículos, se asume que será ahí cuando se lleguen a los costes de 7.200€ por agua y 2.500€ por productos de higiene. Hasta entonces, los gastos anuales asociados a agua y a productos de higiene se calculan de manera proporcional a la relación entre el número de vehículos que paran a cargar al final del horizonte de estudio y el número de vehículos que paran a cargar en el año específico. De esta manera, los costes de cuartos de baño para cada año se calculan como:

*Costes de cuarto de baño [€]*

$$= \frac{n^{\circ} \text{ de vehículos que paran a cargar este año}}{n^{\circ} \text{ de vehículos que paran a cargar en 2041}} * (7.200 + 2.500) \text{ [€]}$$

#### 4.7.4 SEGUROS

Atendiendo a la metodología empleada en [18], se asume que se contratarán tres tipos de seguros:

1. Responsabilidad civil: es una póliza que protege a individuos y empresas contra reclamaciones de terceros por daños o perjuicios causados por actos negligentes o errores involuntarios, cubriendo costes legales e indemnizaciones. Se asume que es el 0,02% de los ingresos
2. Lucro cesante de un mes: cubre la pérdida de ingresos que una empresa sufre durante un mes debido a la interrupción de sus operaciones por un evento imprevisto. Se asume que es el 0,07% de la recaudación mensual (se asume que la recaudación mensual es el

beneficio neto y, para evitar referencias circulares en el modelo, que este es un 10% de los ingresos)

3. Daños áreas de servicios: cubre los costes de reparación o reemplazo de instalaciones y equipos en un área de servicio afectados por daños accidentales o imprevistos. Se asume que es el 0,05% del CAPEX acumulado

#### 4.7.5 CÁLCULO DE LOS COSTES DE EXPLOTACIÓN

Los costes de explotación anuales serán la suma de los costes de explotación anuales de limpieza, seguridad, cuartos de baño y seguros.

### 4.8 CAPEX

El CAPEX (*Capital Expenditure* en inglés) son los gastos que una empresa realiza para adquirir, mejorar o mantener activos fijos a largo plazo, como edificios, maquinaria y equipos. Estos gastos se consideran inversiones esenciales para aumentar la capacidad productiva y eficiencia operativa de la empresa.

En este proyecto, el CAPEX va exclusivamente dirigido a dos tipos de activos: infraestructura de recarga (cargadores de vehículos eléctricos) y al centro de transformación.

Como se explicó anteriormente en el apartado 4.5, tanto los cargadores como el centro de transformación pueden recibir repotenciaciones.

#### 4.8.1 COSTES DE ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN

##### 4.8.1.1 Costes de adquisición e instalación de cargadores

Los costes de adquisición e instalación de los cargadores asumidos, en base a lo comentado con expertos en el sector, se muestran en la Tabla 5:

| Cargador    | Coste de adquisición e instalación |
|-------------|------------------------------------|
| CCS2 100 kW | 50.000€                            |
| CCS2 350 kW | 100.000€                           |

MCS 1000 kW 285.714€

*Tabla 5: Costes de adquisición e instalación por cargador*

Sin embargo, se opta por instalar una terminal de pago en cada cargador. La terminal de pago seleccionada es la Self 5000 [50], a un precio de 820€ cada una [51]. De esta manera, el CAPEX total de cada cargador se muestra en la Tabla 6.

| Cargador    | CAPEX    |
|-------------|----------|
| CCS2 100 kW | 50.820€  |
| CCS2 350 kW | 100.820€ |
| MCS 1000 kW | 286.534€ |

*Tabla 6: CAPEX por cargador*

#### **4.8.1.2 Costes de adquisición e instalación del centro de transformación**

La inversión en el centro de transformación se determinará en base a lo publicado en el BOE respecto a los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica [45].

El mayor centro de transformación de referencia es de apenas 1.250 KVA y, dado que la inversión en euros por KVA de centro de transformación instalado va disminuyendo conforme aumenta el número de KVA instalados, pero la complejidad en cuanto a la obra civil realizada para centros de transformación mayores probablemente encarecerá los costes, se determina que la relación entre euro por KVA instalado en el centro de transformación de 1.250 KVA se mantendrá constante para centros de transformación mayores. Esta relación es de 35,08 €/KVA. De esta forma, la inversión inicial en un centro de transformación mayor que 1.250 KVA se calcula como:

$$CAPEX \text{ en CT de XXX KVA } [€] = 35,08 \left[ \frac{€}{KVA} \right] * XXX [KVA]$$

Solamente se permite disponer de centros de transformación de potencias nominales múltiplos de 1.000 KVA, es decir, centros de transformación de 1.000 KVA, 2.000 KVA, 6.000 KVA, etc. hasta 40.000 KVA.

#### **4.8.2 AUMENTO DE CARGADORES**

Se produce un aumento de cargadores de un tipo cuando hay más cargadores de ese tipo en el año N que en el año N-1. El aumento de cargadores de cada tipo determina el CAPEX en cargadores de cada año.

#### **4.8.3 AUMENTO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN**

Las repotenciaciones sólo tendrán lugar cada 5 años, dado que no es viable realizar obras para aumentar la potencia nominal del centro de transformación cada vez que se aumente el número de cargadores. Las repotenciaciones se ajustarán de tal manera que soporten el funcionamiento de los cargadores instalados durante los siguientes 5 años, hasta la siguiente repotenciación. De esta forma se permite retrasar inversiones no necesarias en los primeros años (cuando existe poca demanda de potencia dado el menor número de cargadores instalados) para aumentar la rentabilidad del proyecto.

El aumento que se produzca en el número de KVA entre dos años consecutivos determinará el CAPEX en CT de ese año.

#### **4.8.4 CÁLCULO DEL CAPEX**

Con todo lo anterior, el CAPEX se calcula como:

$$\begin{aligned} \text{CAPEX [€]} = & \text{Aumento cargadores CCS2 100 kW} * 50.820€ \\ & + \text{Aumento cargadores CCS2 350 kW} * 100.820€ \\ & + \text{Aumento cargadores MCS 1000 kW} * 286.534€ + 35,08 \left[ \frac{€}{\text{KVA}} \right] \\ & * (\text{Potencia Nominal}_{20XX} - \text{Potencia Nominal}_{20XX-1})[\text{KVA}] \end{aligned}$$

## 4.9 DATOS DE ENTRADA ECONÓMICOS

Se necesitan una serie de parámetros económicos que permitan la correcta evaluación económica del proyecto. Se desarrollan a continuación uno a uno.

### 4.9.1 TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento es el tipo de interés utilizado para calcular el valor presente de flujos de efectivo futuros, reflejando así el coste de oportunidad del dinero en el tiempo y el riesgo asociado con esos flujos de efectivo.

La tasa de descuento (o *Weighted Average Cost of Capital*, WACC) para un proyecto como el planteado se puede calcular como:

$$WACC = \left(\frac{E}{V}\right) * Re + \left(\frac{D}{V}\right) * Rd * (1 - Tc)$$

Siendo E el valor del capital propio, D el valor de la deuda, V el valor total del capital (E+D), Re el coste de capital propio, Rd el coste de la deuda y Tc la tasa impositiva corporativa.

Asumiendo que la estructura de capital es 75% capital propio y 25% deuda (dado que es un negocio pequeño y bastante arriesgado, la capacidad de apalancamiento es pequeña), que la tasa impositiva es del 35%, que el coste de la deuda pre-impuestos es del 6% (las tasas de interés para préstamos comerciales en España suelen estar entre el 3% y el 6%, aunque para empresas pequeñas el riesgo percibido por los prestamistas es mayor, por lo que la tasa de interés promedio se sitúa entre un 5% y un 7% [52]) y que el coste de capital propio es del 17,5% (usando el *Capital Asset Pricing Model*: el *risk-free rate* está en torno al 2,5%, el *market risk premium* en España está en torno al 7,5% [53] y la beta para una compañía pequeña podría estar en torno a 2). De esta forma:

$$WACC = (0,75) * 17,5\% + (0,25) * 6\% * (1 - 35\%) = 14\%$$

---

#### **4.9.2 TASA DE CRECIMIENTO**

La tasa de crecimiento de los flujos de caja esperados posteriores al final del período de estudio es difícil de estimar, pero normalmente se opta por aplicar la tasa de crecimiento del PIB del país [54], en este caso el 2,5% [55].

#### **4.9.3 TASAS DE ACTUALIZACIÓN**

Las tasas de actualización se definen como el ritmo al que se actualizan los precios de una línea del modelo. Hasta ahora, los costes de explotación (los sueldos de los trabajadores o los gastos asociados a los cuartos de baño), los costes de inversión (los costes de adquisición e instalación de los cargadores y del CT) o los costes de mantenimiento no se actualizan a lo largo de los años. Así, las tasas de actualización para cada uno:

1. Costes de mantenimiento: 2% (principalmente ligado a los salarios y a los costes de los componentes de los equipos)
2. Costes de explotación: 2% (principalmente ligado a los salarios)
3. CAPEX: -2% (se espera que las mejoras tecnológicas permitan la reducción de los costes asociados a la adquisición e instalación de cargadores y CT)

Los ingresos no requieren de tasa de actualización ya que el precio de venta de la electricidad ya ha sido fijado en el apartado 4.3.1. Los costes de electricidad tampoco, puesto que ya tienen incluida la estimación de la tarifa eléctrica a futuro, como lo visto en el apartado 4.4.1.

#### **4.10 MODELO ECONÓMICO**

Como se ha comentado en apartados anteriores, el objetivo último del proyecto es la obtención de la máxima rentabilidad posible. Para ello, se utilizan dos indicadores, que se explican a continuación.



#### 4.10.1 ENTERPRISE VALUE

El Valor de la Empresa, o *Enterprise Value*, es una medida del valor total de una empresa, calculada como la suma del valor de mercado de su capital propio (acciones), su deuda total, menos el efectivo y equivalentes de efectivo. Representa el valor teórico de una empresa si fuera adquirida.

En definitiva, cuanto mayor sea el *Enterprise Value*, mayor rentabilidad podrán conseguir los inversores de la electrolinera al venderla en un futuro.

Para calcular el *Enterprise Value* del proyecto, se opta por realizar un Método de Flujos de Fondos Descontados, o *Discounted Cash Flow Analysis (DCF)*. Para ello se necesita calcular el Flujo de Caja Libre No Apalancado, o *Unlevered Free Cash Flow (UFCF)*, para cada año. Este se calcula como:

$$UFCF = EBIT * (1 - Tc) + D\&A - CAPEX - Inc. NWC$$

Siendo el EBIT las ganancias de la empresa antes de intereses e impuestos, Tc la tasa de impuestos corporativa, D&A los costes de amortización, e Inc. NWC el incremento del fondo de maniobra.

El EBIT se calcula como:

$$EBIT = Ingresos - Costes de electricidad - Costes de mantenimiento \\ - Costes de explotación - Costes de amortización$$

Desde el EBIT se puede llegar fácilmente a los beneficios netos:

$$Beneficio Neto = EBIT - intereses - impuestos$$

Una vez se han descontado los UFCF de cada año, se debe añadir el valor terminal del proyecto, calculado como:

$$Terminal Value = \frac{UFCF_N * (1 + g)}{WACC - g}$$

Siendo  $g$  la tasa de crecimiento establecida en el apartado anterior al 2,5%.

Este valor terminal también debe ser descontado al valor actual, llegando así al *Enterprise Value*:

$$Enterprise\ Value = \frac{UFCF_1}{(1 + WACC)^1} + \frac{UFCF_2}{(1 + WACC)^2} + \dots + \frac{UFCF_N + TV}{(1 + WACC)^N}$$

#### 4.10.2 INTERNAL RATE OF RETURN

La Tasa Interna de Retorno, o *Internal Rate of Return (IRR)*, es la tasa de descuento que iguala el valor presente neto (VAN) de los flujos de efectivo futuros de una inversión a cero, indicando la rentabilidad esperada del proyecto. Permite la evaluación y comparación entre inversiones.

### 4.11 OPTIMIZACIÓN

Pese a que el objetivo es maximizar la rentabilidad de los inversores, en cuyo caso se podría interpretar como la maximización del *Enterprise Value* o del *IRR*, se ha optado por establecer una función objetivo concreta que permita una optimización evitando potenciales problemas de cola derivados del gran peso que corresponde al valor terminal del proyecto.

#### 4.11.1 FUNCIÓN OBJETIVO

Así pues, la función objetivo establecida no es más que el descuento de flujos de caja de todos los períodos (tal y como se lleva a cabo en el *DCF*) más la suma de la venta de todos los activos en el año 2041 descontados al presente.

Esta función objetivo establece una manera alternativa de valorar la compañía, basándose por un lado en los flujos de caja generados durante el período de estudio, y por otro, en el valor obtenido de la venta de todos los activos un año después del final del período de estudio. Así pues, la función objetivo se calcula como:

---

$$\text{Función objetivo} = \frac{UFCF_1}{(1 + WACC)^1} + \frac{UFCF_2}{(1 + WACC)^2} + \dots + \frac{UFCF_N + \text{Venta activos}}{(1 + WACC)^N}$$

#### 4.11.2 VARIABLE A OPTIMIZAR

Como se explicó en el apartado 4.1, se ha optado por seleccionar el “Número de cargadores de cada tipo cada año” como variable a optimizar por ser la variable técnica más decisiva que dependa directamente de las decisiones estratégicas del inversor.

La evolución de los parámetros tecnológicos de los vehículos eléctricos son meras estimaciones y no dependen del inversor. El precio de venta de electricidad, como ya se comentó, no es una variable de decisión puesto que la electrolinera no gozará de un volumen suficiente como para provocar cambios en los precios del mercado. Los costes de adquisición, instalación, mantenimiento, explotación y las tarifas de la electricidad están basados en datos del mercado. La vida útil de los cargadores y del CT está basado en comentarios de expertos del sector.

Sí, se pueden modificar todas estas variables para ver cómo cambios repentinos en las condiciones de contorno del proyecto afectarían a su rentabilidad. Pero no, la gran mayoría de variables no dependen del inversor.

## Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez se ha desarrollado el modelo a fondo, se procede a explorar los resultados obtenidos al correr la optimización empleando la herramienta descrita en el apartado 1.4.

Con el fin de entender cómo varían los resultados de la optimización ante diferentes datos de entrada, se analizan múltiples casos.

### 5.1 CASO BASE

En primer lugar, se va a realizar un estudio a fondo del caso base para poder entender todas las variables que afectan al resultado.

#### 5.1.1 PARÁMETROS DE ENTRADA

Así pues, este caso base parte de todas las asunciones desarrolladas a lo largo de la memoria. Se resumen a continuación todos los parámetros de entrada que se modificarán en cada uno de los próximos casos de estudio.

- Escenario: **Base (1)**
- Costes de adquisición e instalación del MCS 1000 kW: **285.714€**
- Localización: **M-266-0, A5, Madrid, PK 11,09**
- Pricing (€/kWh):

Como indicado en el apartado 4.3.1, el precio de venta de la electricidad cargada depende del tipo de cargador y del tipo de vehículo.

|         |        | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ligeros |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| CCS2    | 350kW  | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 |
| MCS     | 1000kW | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 |
| Pesados |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| CCS2    | 350kW  | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 |
| MCS     | 1000kW | 0,75 | 0,75 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |

Tabla 7: Pricing Caso Base

- Parámetros de entrada económicos
  - Tasa de descuento: **14%**
  - Tasa de crecimiento: **2,5%**
  - Tasas de actualización:
    - Mantenimiento: **2%**
    - Explotación: **2%**
    - CAPEX: **-2%**

Con todo esto, los resultados de la optimización son:

### 5.1.2 NÚMERO DE CARGADORES

El número de cargadores de cada tipo a lo largo de los años se muestra en la Ilustración 11:

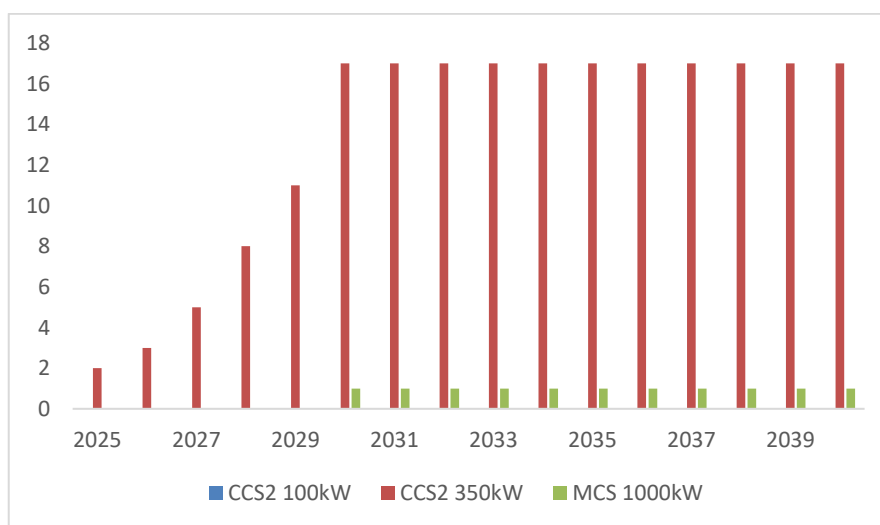


Ilustración 11: Número de cargados a lo largo de los años Caso Base

Se observa que no se instala en ningún momento un cargador CCS2 100kW y que solamente se instala un único cargador MCS 1000kW en 2030. Esto va en favor de los cargadores CCS2 350kW, que se instalan exponencialmente hasta 2030. A partir de entonces no se vuelve a instalar ninguno más, quedándose en 17 CCS2 350kW y 1 MCS 1000kW.

Se podría explicar esta situación de manera sencilla si atendemos al coste por kW instalado de cada cargador, donde, como se indicó previamente, el cargador CCS2 100kW es casi el doble de caro, mientras que el CCS2 350kW es prácticamente parejo a MCS 1000kW (debido a la falta de datos y por consejo de un experto en el tema, se asumió que el MCS 1000kW podría aproximarse a ese coste por kW).

De esta forma, dadas las restricciones de máxima potencia de carga de los pesados al principio del período y, especialmente de los ligeros durante casi todo el período, el cargador CCS2 350kW parece el más equilibrado para satisfacer la demanda. El único cargador MCS podría haberse instalado para ayudar a satisfacer la poca demanda de pesados que existe cuando la máxima potencia de carga es lo suficientemente alta para que compense instalarlo. Además, existe cierto estímulo de pricing para los MCS tanto en ligeros como en pesados para el momento en el que su máxima potencia de carga supera los 350kW, lo que podría indicar la necesidad de instalar al menos 1 de ellos.

Algo curioso es que la instalación de cargadores se frene tan pronto (en 2030) pese a que la demanda sigue aumentando. Se podría deber a que a partir de ese momento no da tiempo a amortizar un nuevo cargador durante el período restante debido a que el modelo no recogiera el posible efecto en el valor del proyecto de mayor infraestructura de carga durante los últimos años del período. Sin embargo, la razón correcta es que el propio aumento en las máximas potencia de cargas de pesados, y especialmente ligeros, hace que la potencia disponible de carga aumente y sea más que suficiente para cubrir la demanda en esos años posteriores a 2030.

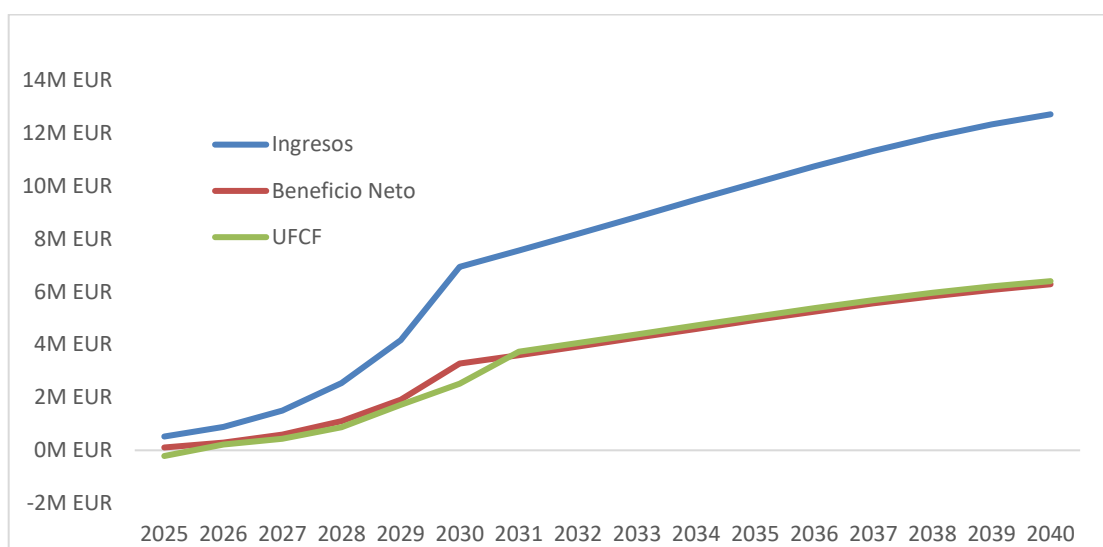
### 5.1.3 RESULTADOS FINANCIEROS

- *Enterprise Value*: 21,33 M€
- *IRR*: 186%

Se observa que la inversión es altamente rentable, con un valor de proyecto de varios millones de euros y con un *IRR* altísimo. Esto es debido a que no se ha tenido en cuenta la compra del terreno ni de la infraestructura de conexión a la red, edificio... pensando en el

caso de una gasolinera que ya exista y quiera transformarse poco a poco en electrolinera. Sin embargo, incluso teniendo en cuenta las inversiones mencionadas, probablemente no superen el valor del proyecto obtenido.

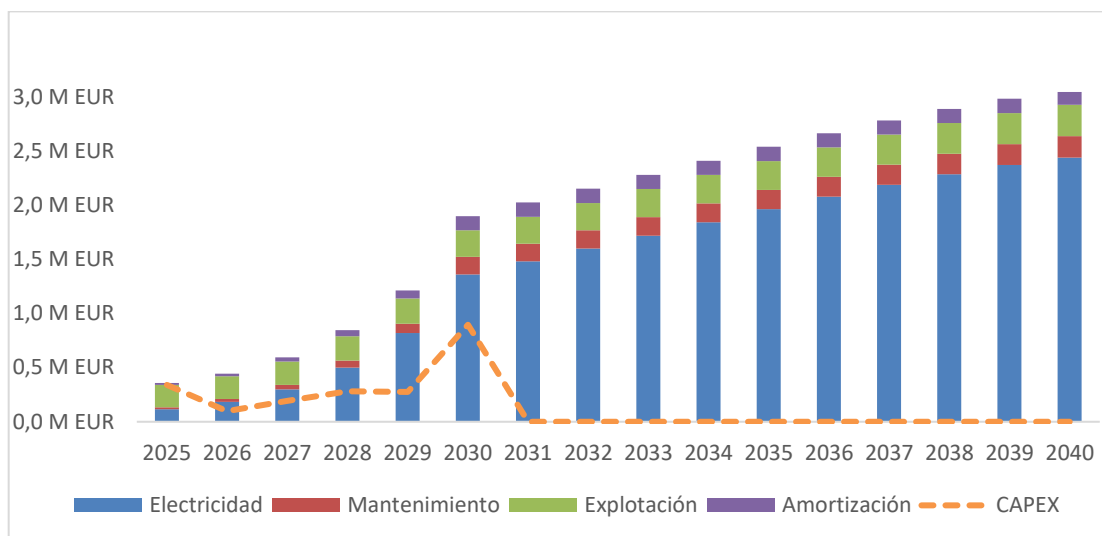
La Ilustración 12 muestra los ingresos, los beneficios netos y el flujo de caja libre no apalancado (UFCF) a lo largo de los años:



*Ilustración 12: Perspectiva financiera Caso Base*

Desde el primer año, el beneficio neto es positivo, aunque el flujo de caja es negativo debido a la alta inversión en relación con los ingresos que hay al comienzo del período. Solo hay ligeras diferencias entre el flujo de caja y los beneficios netos en los años donde se producen grandes inversiones de CAPEX. Los ingresos tienen la misma forma que la curva de penetración del VE estimada.

En la Ilustración 13 se muestra la estructura de costes y su evolución a lo largo de los años:



*Ilustración 13: Costes y CAPEX Caso Base*

El coste más importante a lo largo de prácticamente todo el período es el coste de electricidad. Este sigue la misma forma que la curva de penetración del VE también, puesto que a mayor demanda mayor electricidad se necesita extraer de la red (comprar) para cargarla a los vehículos (vender). Además, como se comentó antes, pese a que a partir de 2030 no se instalan más cargadores el aumento de las máximas potencias de carga de los vehículos lleva a un aumento de la energía cargada y por tanto de los costes de electricidad.

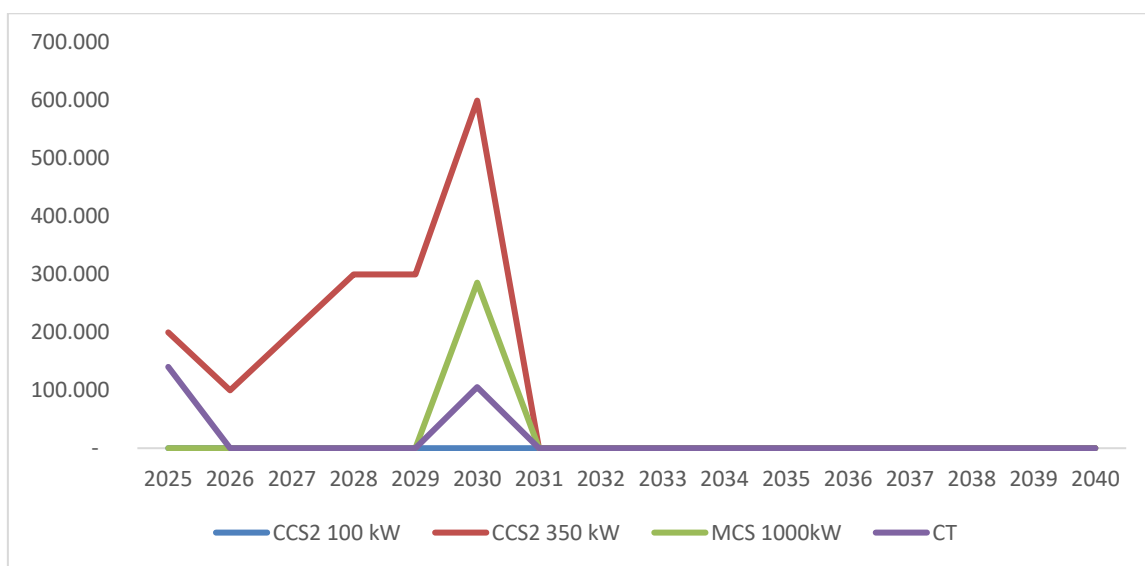
El que la electricidad sea el principal coste es importante desde el punto de vista regulatorio. Por ejemplo, para vehículos comerciales el coste de operación es clave a la hora de decidir qué vehículo comprar; en el caso de un eléctrico, este coste de operación viene dado por el coste de recarga de electricidad, y si a la electrolinera lo que más le cuesta es comprar esa electricidad, se podrían establecer incentivos mediante reducciones fiscales sobre esa compra de electricidad por parte de electrolineras para que así puedan ofrecer un precio de venta más competitivo y así el coste de operación del vehículo comercial eléctrico sea menor; de esta forma los vehículos eléctricos serían una alternativa más atractiva para ejercer como vehículos comerciales.

Los costes de explotación se mantienen prácticamente fijos, mientras que los costes de mantenimiento y de amortización aumentan en línea con el aumento de la potencia instalada.

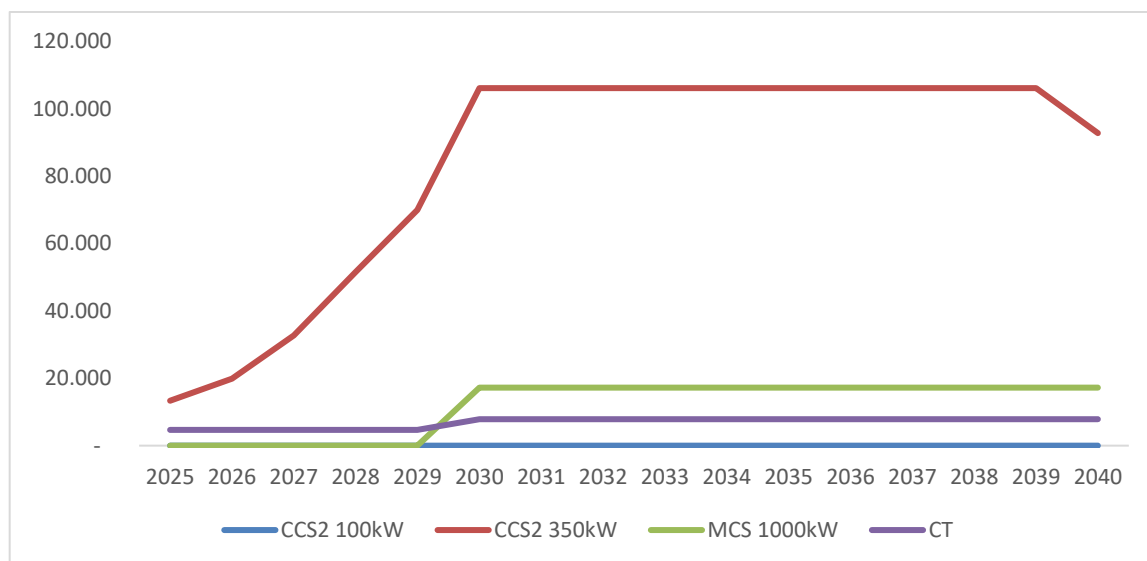


El CAPEX es alto especialmente en 2030, pero el flujo de caja generado es más que suficiente para pagarlo y además generar caja sobrante.

Además, en la Ilustración 14 y en la Ilustración 15 se pueden ver el CAPEX y los costes de amortización, respectivamente, según el tipo de cargador:



*Ilustración 14: CAPEX extendido Caso Base*



*Ilustración 15: Amortización extendida Caso Base*

Se observa que el CT apenas supone CAPEX en comparación con la instalación de cargadores, y su amortización es muy baja. Se observa que tan solo un MCS supone prácticamente la mitad de CAPEX que 6 CCS2 350kW.

## 5.1.4 RESULTADOS A NIVEL DE DEMANDA

### 5.1.4.1 Demanda ligera

En primer lugar, se examina la demanda de electricidad de vehículos ligeros para cada uno de los días estándar para los años 2025, 2030 y 2040, en la Ilustración 16, Ilustración 17 e Ilustración 18, respectivamente.

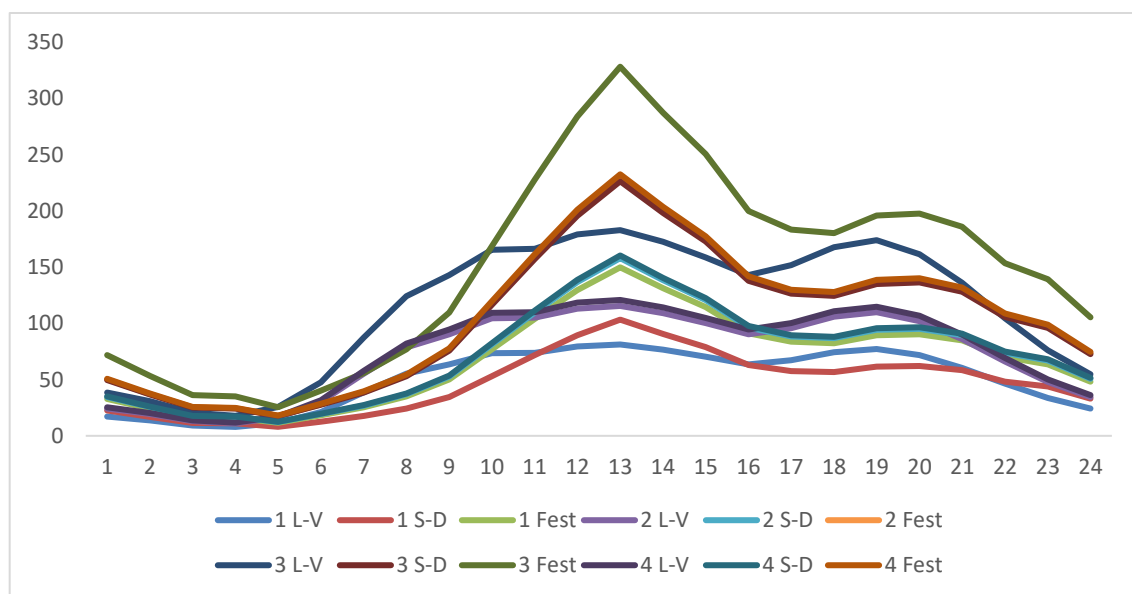
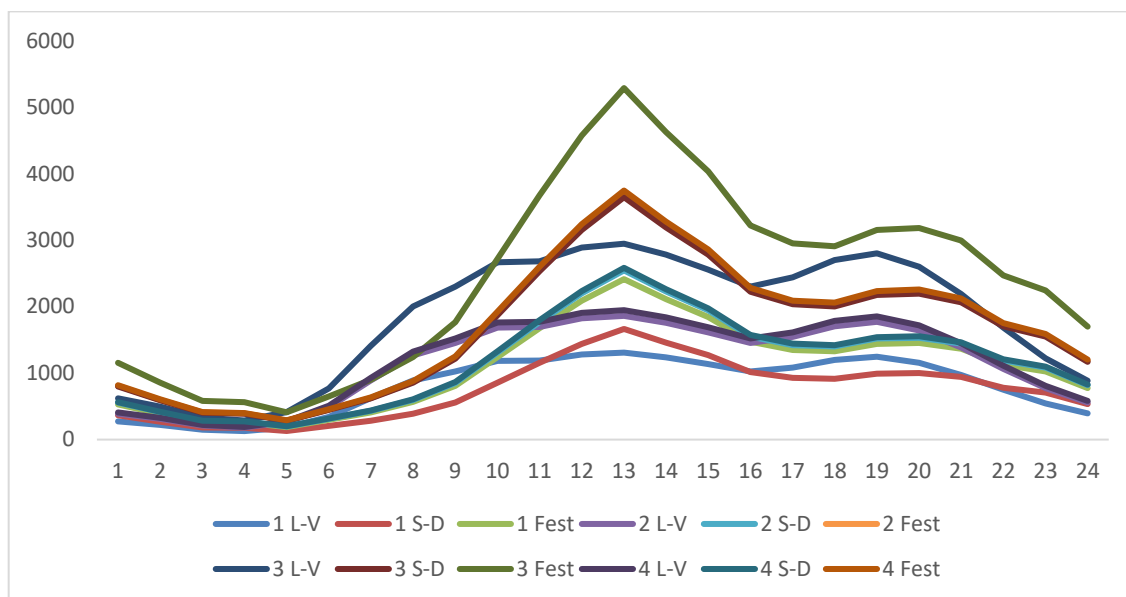
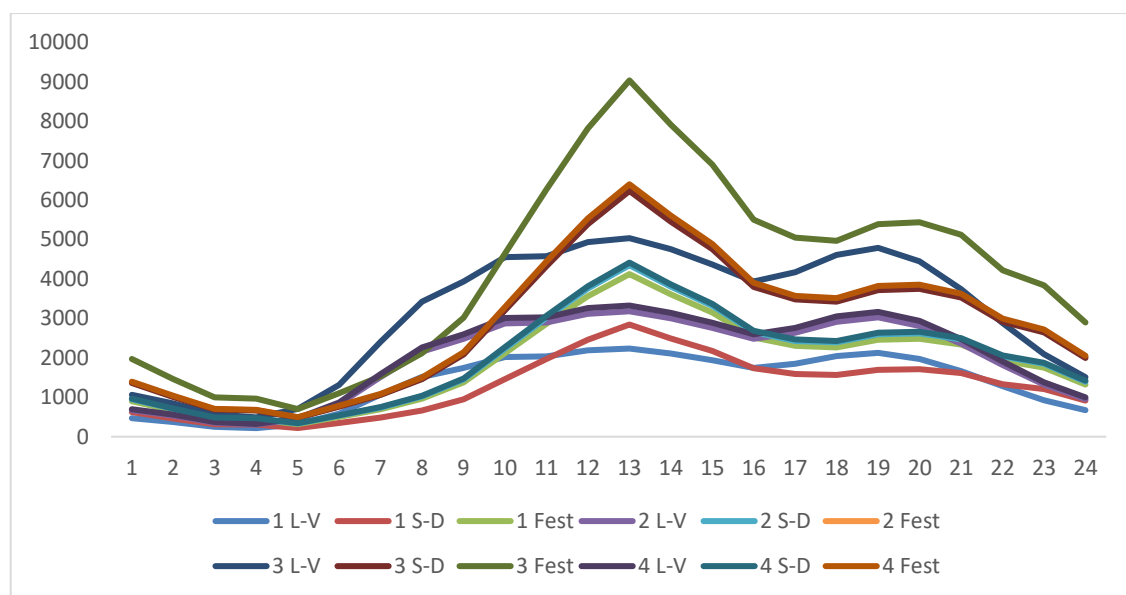


Ilustración 16: Demanda ligera horaria 2025 en kWh Caso Base



*Ilustración 17: Demanda ligera horaria 2030 en kWh Caso Base*



*Ilustración 18: Demanda ligera horaria 2040 en kWh Caso Base*

Se observa que las curvas tienen la misma forma para todos los años de estudio, y simplemente cambia la magnitud de la escala (todas han sido estimadas en base a distribuciones horarias según el tipo de día que no cambia a lo largo de los años). Además, se observa que el pico se produce en el día “3 Fest”, los días especiales de julio y agosto. En

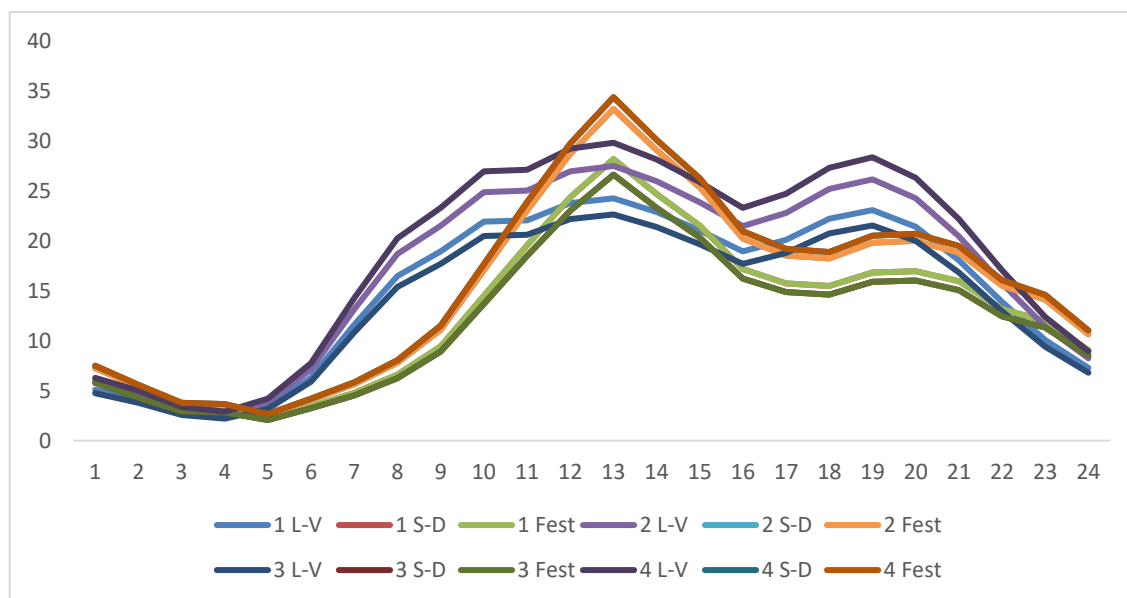
concreto, este pico es más de un 180% más alto que el que se produce en un día laborable de otoño “4 L-V”, lo que pone de manifiesto la gran variabilidad de la demanda no solo intradiaria sino entre diferentes días de la semana y meses del año.

Las curvas más altas son las de verano y de los días festivos, debido a los coeficientes de verano y de días especiales que se introdujeron al modelar la demanda. También se observa que la forma de la curva los días entre semana es más plana y con dos “montañitas” por la mañana y por la tarde, mientras que la de los fines de semana y días especiales tienen un gran pico a mediodía.

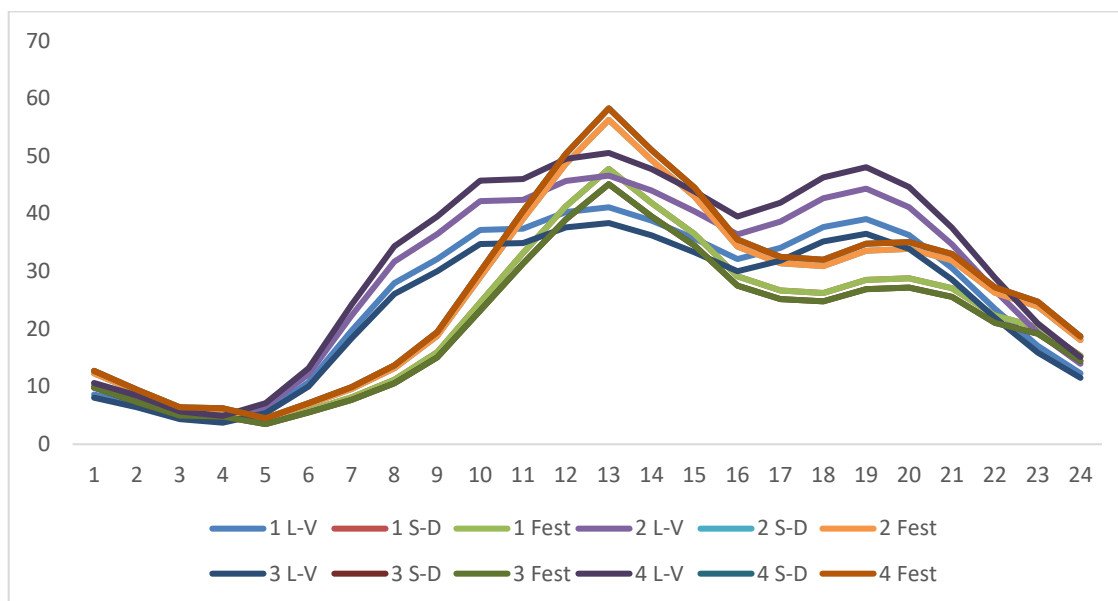
Por otro lado, se observa un notable incremento de la demanda a lo largo de los años, pasando de los 150kWh de 2025, a los 2000kWh de 2030 y a los 4000kWh de 2040. De nuevo, esto va ligado a la curva de penetración del VE, que es exponencial hasta 2030 y después se aplana.

#### 5.1.4.2 Demanda pesada

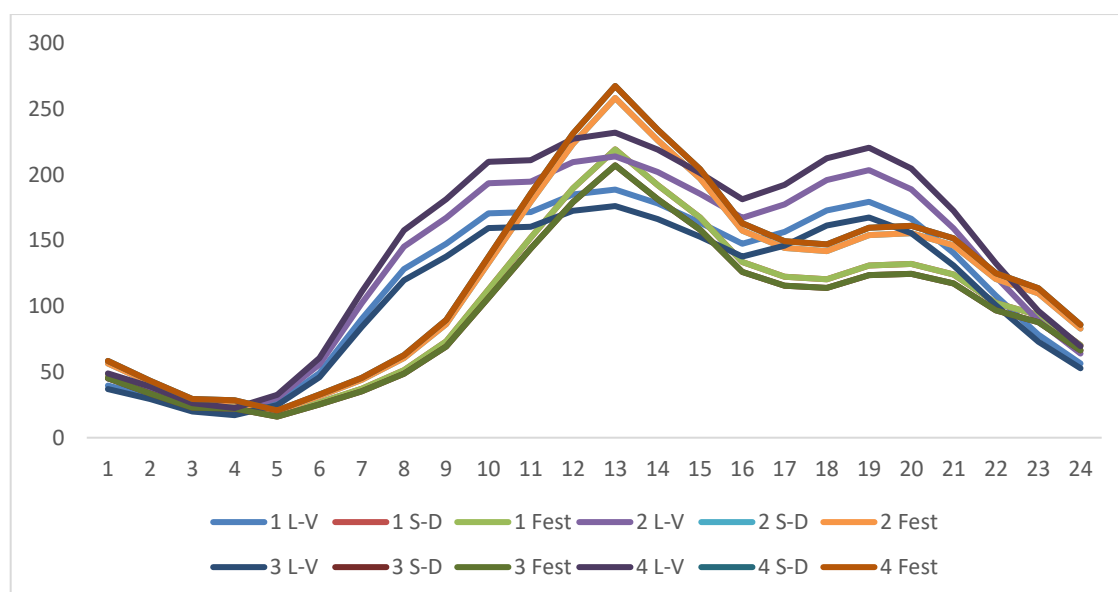
Se repite el mismo proceso para la demanda pesada



*Ilustración 19: Demanda pesada horaria 2025 en kWh Caso Base*



*Ilustración 20: Demanda pesada horaria 2030 en kWh Caso Base*



*Ilustración 21: Demanda pesada horaria 2040 en kWh Caso Base*

Se observa un *trend* muy similar al caso de la demanda ligera, pero la magnitud de la demanda es mucho menor: de 25kWh en 2025, a 45kWh en 2030 y 200kWh en 2040. Hablamos de un orden de magnitud 6 veces menor en 2025, y prácticamente 20 veces menor

después. Esto hace que el negocio de la demanda pesada sea muy pequeño y a priori, no merezca la pena centrarse solo en él.

En cuanto a la distribución horaria, la forma de las curvas de fines de semana y de días laborables es igual que en el caso de los ligeros (puesto que se generó a partir de una misma distribución horaria).

Sin embargo, no se produce una gran diferencia entre días de la semana ni meses del año, manteniéndose más o menos constante a lo largo de todo el año y sin grandes picos.

#### 5.1.4.3 Demanda satisfecha ligera

A continuación, se muestra la evolución de la demanda satisfecha de electricidad procedente de vehículos ligeros para los años 2025, 2030 y 2040 en la Ilustración 22, Ilustración 23 e Ilustración 24, respectivamente:

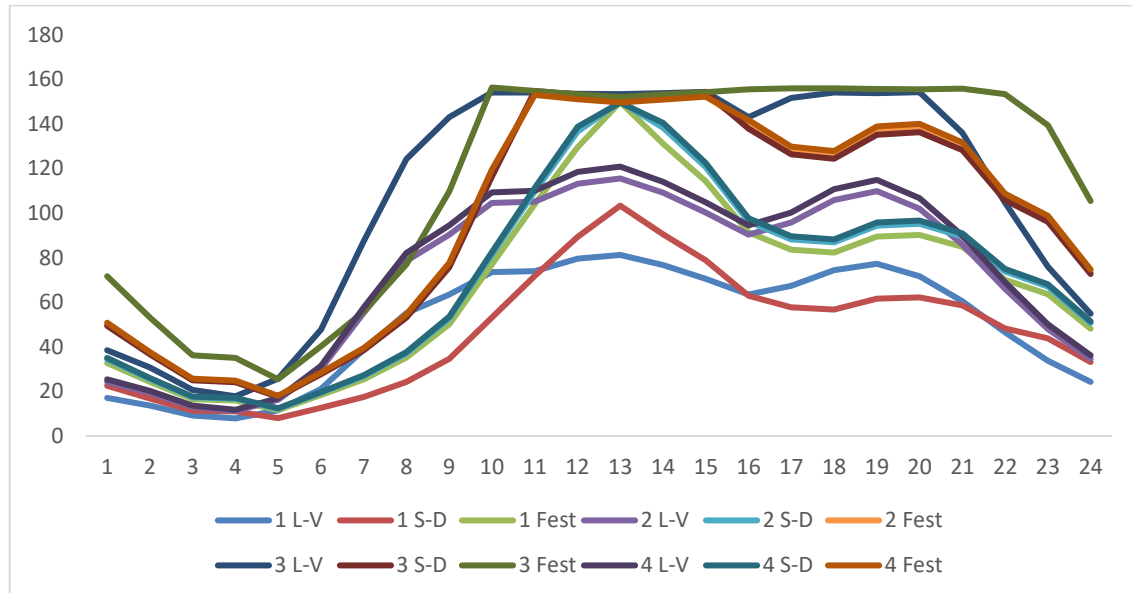
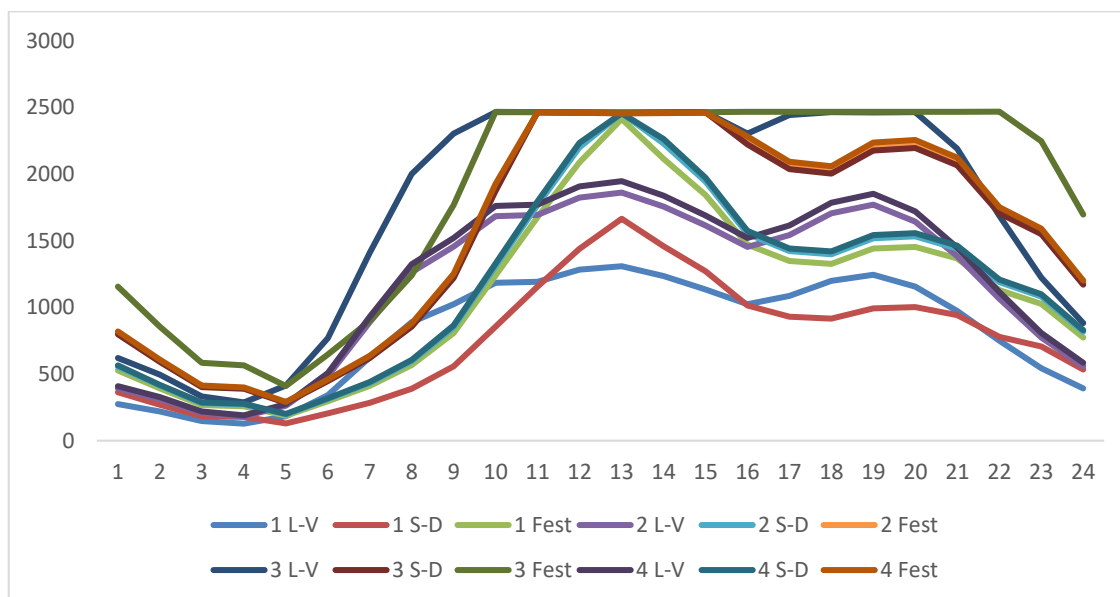
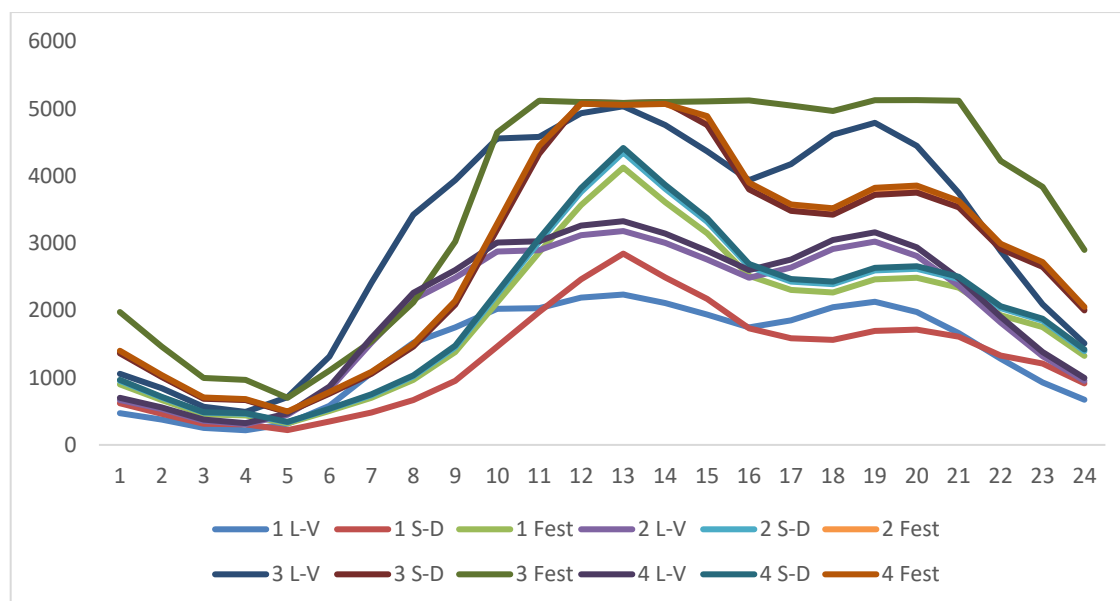


Ilustración 22: Demanda satisfecha ligera horaria 2025 en kWh Caso Base



*Ilustración 23: Demanda satisfecha ligeros horaria 2030 en kWh Caso Base*



*Ilustración 24: Demanda satisfecha ligeros horaria 2040 en kWh Caso Base*

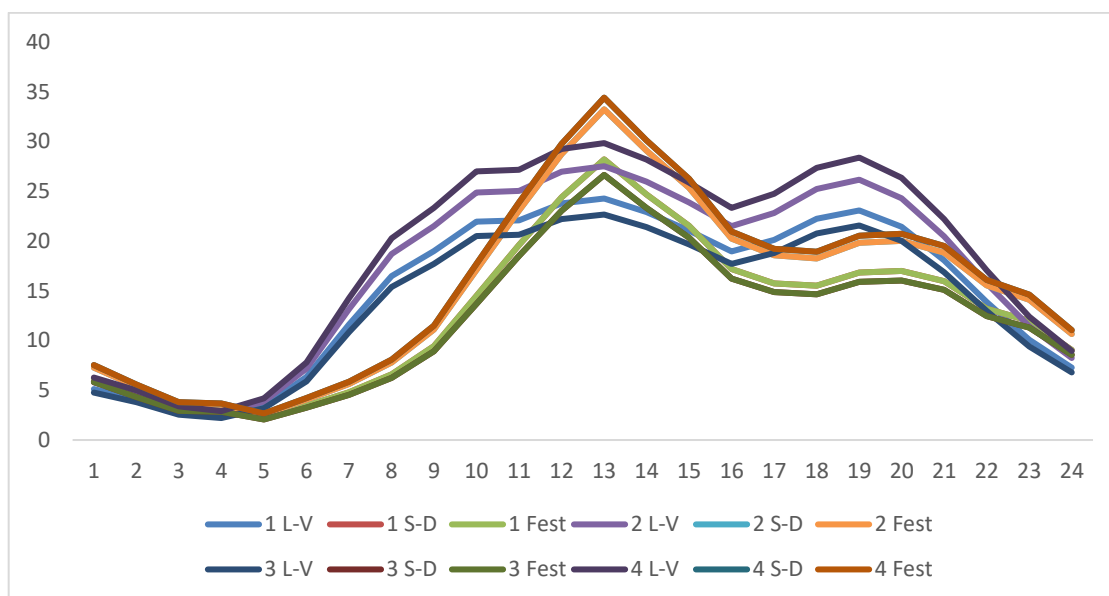
Se observa que en ninguno de los años se satisface la demanda plenamente. Los picos más altos son los no satisfechos, correspondientes a las horas punta de los días de verano (tanto entre semana como fines de semana y días especiales) y a los días especiales de septiembre, octubre, noviembre y diciembre.

La optimización lleva a cabo la instalación de cargadores necesaria para cubrir el grueso de la demanda, pero no le es rentable instalar algo más de potencia para cubrir unas pocas horas extraordinarias al año que superan ese grueso.

Se observa también, que, como se ha mencionado antes, se produce un aumento en la potencia de carga disponible entre 2030 y 2040 por el simple hecho de una mayor máxima potencia de carga de ligeros aunque no se hayan instalado más cargadores.

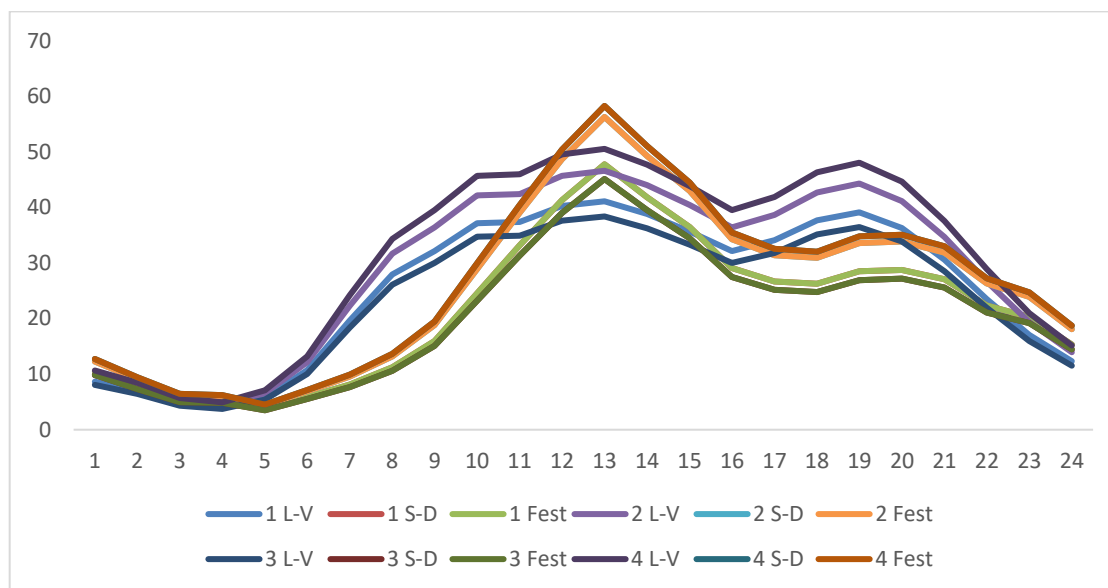
#### 5.1.4.4 *Demanda satisfecha pesada*

Se sigue el mismo proceso para la demanda satisfecha pesada:

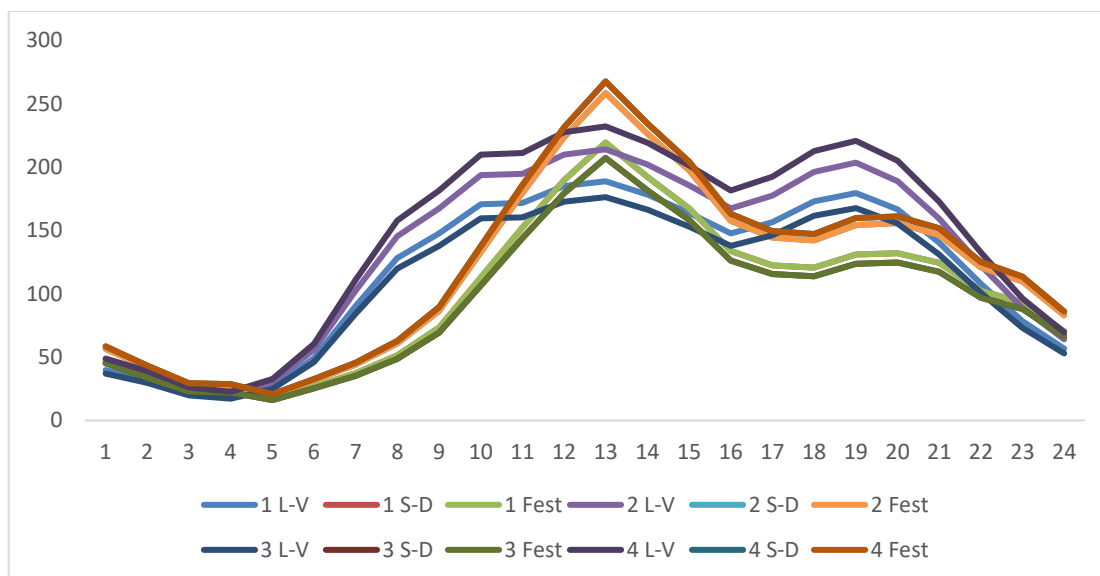


*Ilustración 25: Demanda satisfecha pesados horaria 2025 en kWh Caso Base*





*Ilustración 26: Demanda satisfecha pesados horaria 2030 en kWh Caso Base*

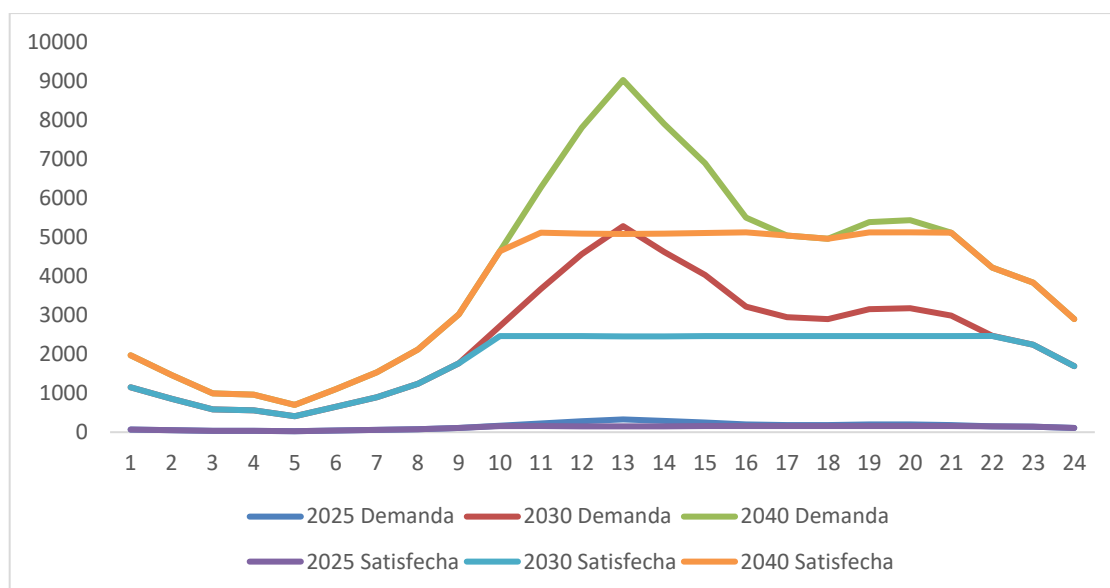


*Ilustración 27: Demanda satisfecha pesados horaria 2040 en kWh Caso Base*

Se observa que, a diferencia del caso de los ligeros, la demanda pesada siempre se satisface. Esto es debido a que es una pequeña cantidad de energía demandada frente a la ligera y que, la demanda pesada tiene prioridad de satisfacerse que la ligera en los cargadores de alta potencia como el CCS2 350kW y el MCS 1000kW.

#### 5.1.4.5 Perspectiva general sobre la demanda

Además, por poner en perspectiva lo mostrado hasta ahora en relación con la demanda, en la Ilustración 28 se muestran en el mismo gráfico las demandas ligera y satisfecha ligera (no se muestra la pesada puesto que siempre se satisface al 100%) en los años 2025, 2030 y 2040 para el día estándar “3 Espec”, el día con el pico de demanda más alto.



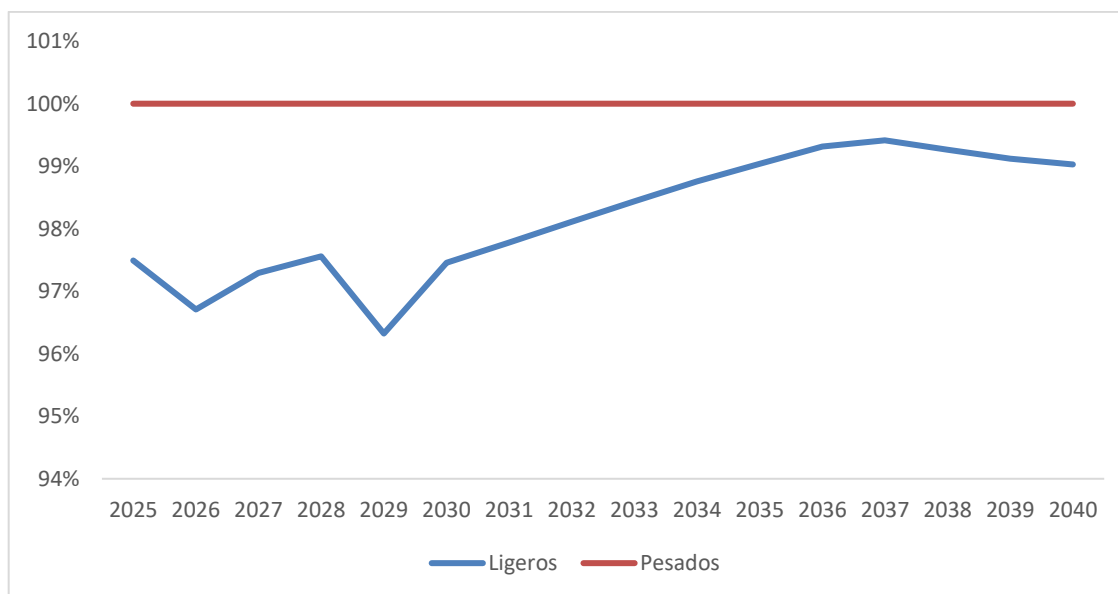
*Ilustración 28: Demanda ligera vs Satisfecha ligera 3 Fest en kWh Caso Base*

Se observa cómo no se cubre la demanda total de este día estándar durante unas 12 horas en 2025 y 2030 y durante unas 8 horas en 2040. El pico es mucho más alto que la demanda satisfecha a esa hora, llegando a ser de casi el doble.

Sin embargo, como se ha comentado antes, estos días extraordinarios son muy pocos al año, y hace que no sea rentable la instalación de más cargadores para satisfacer esta demanda.

Desde el punto de vista del consumidor, esto supondría un problema que ya se ha dado en días así en España: colas enormes de vehículos eléctricos esperando a ver su demanda satisfecha en horas concreta de días especiales en las grandes autopistas del país, en sitios que normalmente están vacíos.

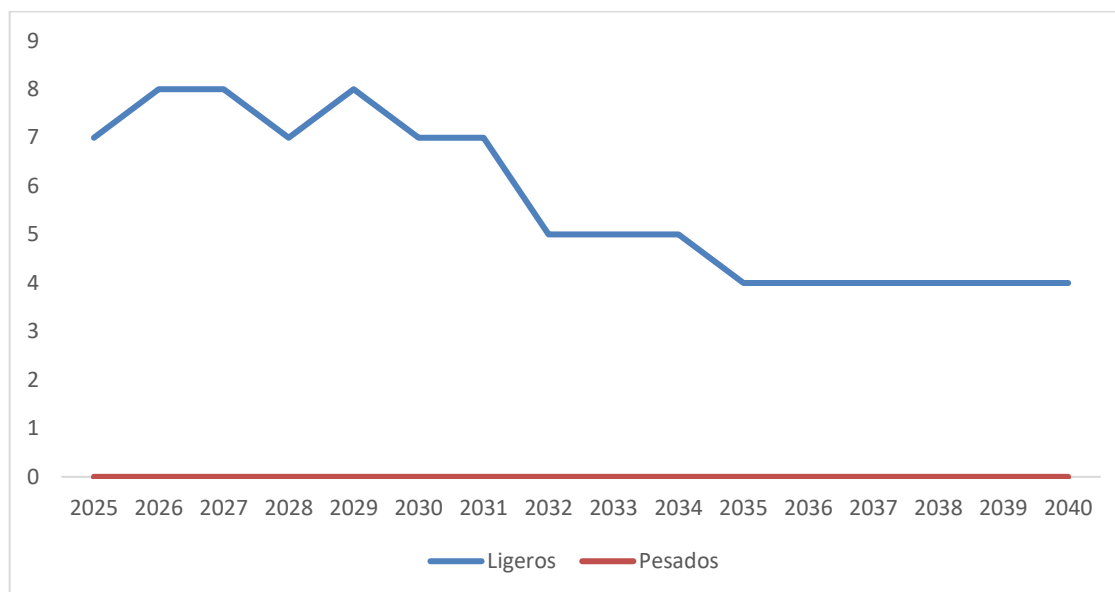
Además, en la Ilustración 29 se muestra el porcentaje del total de la electricidad demandada que es satisfecha a lo largo de los años, tanto para ligeros como para pesados:



*Ilustración 29: Media Anual Demanda Satisfecha sobre la Demanda Demandada Caso Base*

Se puede observar que, siguiendo el razonamiento anterior, se satisface prácticamente el 100% de la demanda ligera y el 100% de la demanda pesada cada año. Solamente esas pocas horas de días extraordinarios no se satisface la demanda ligera en su totalidad. También se observa cómo la demanda satisfecha sobre la demandada va aumentando desde 2030 hasta 2037 debido al mayor aumento de máxima potencia de carga. A partir de 2037, el aumento de la máxima potencia de carga no basta para cubrir el aumento de demanda.

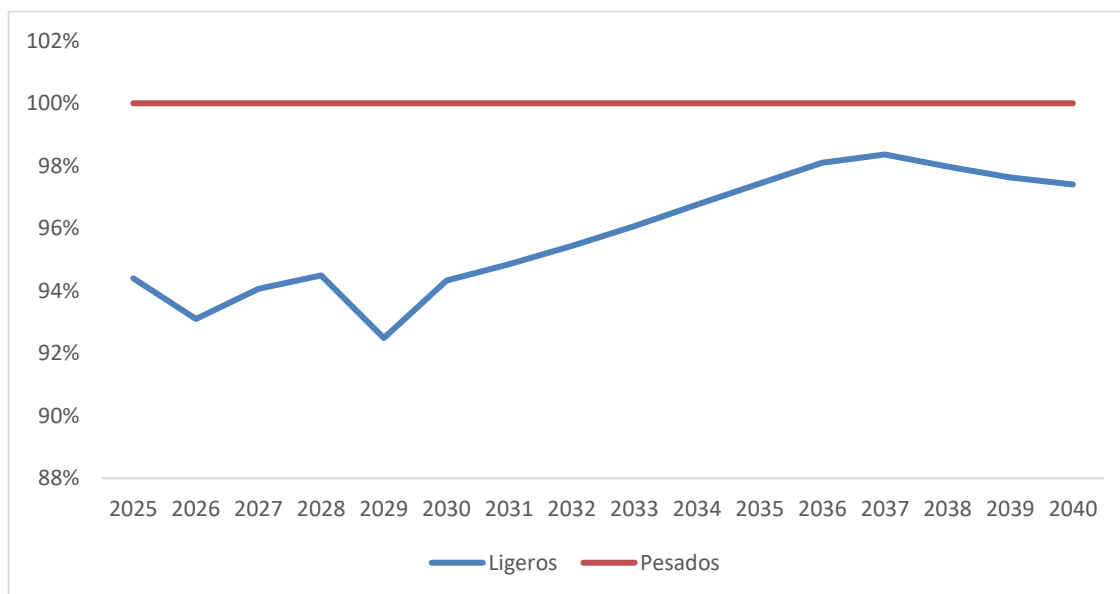
El número total de días en los que la demanda no es satisfecha al 100% se muestra en la Ilustración 30:



*Ilustración 30: Número de días en los que Demanda Satisfecha es menor que Demandada Caso Base*

Se ve que tan solo son unos 7 días al año en los que sucede esto, y ese número va disminuyendo hasta 4 a partir de 2035.

Se realiza el mismo análisis para los días especiales en la Ilustración 31 y en la Ilustración 32:



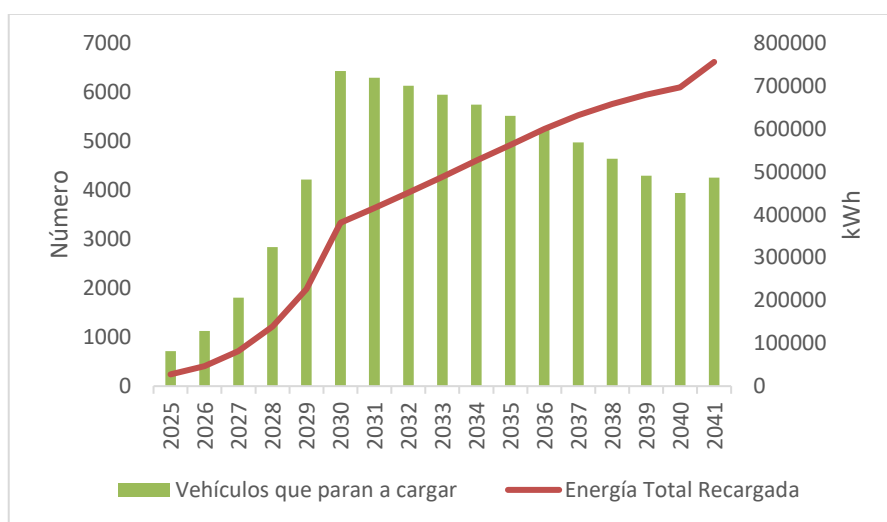
*Ilustración 31: Media Anual Demanda Satisfecha sobre la Demanda Demandada en días especiales Caso Base*



*Ilustración 32: Número de días especiales en los que Demanda Satisfecha es menor que Demandada Caso Base*

Se observa que los días especiales son especialmente críticos con este tema, dada su mayor demanda estructural por el coeficiente especial implantado. La media anual de demanda satisfecha sobre la demandada es menor que para el resto de días, y el número de días en los que la demanda no es cubierta en su totalidad son prácticamente la mitad (y  $\frac{3}{4}$  a partir de 2035).

Por otro lado, en la Ilustración 33 se muestra, a nivel anual, el número de vehículos que paran a cargar y la energía total recargada.

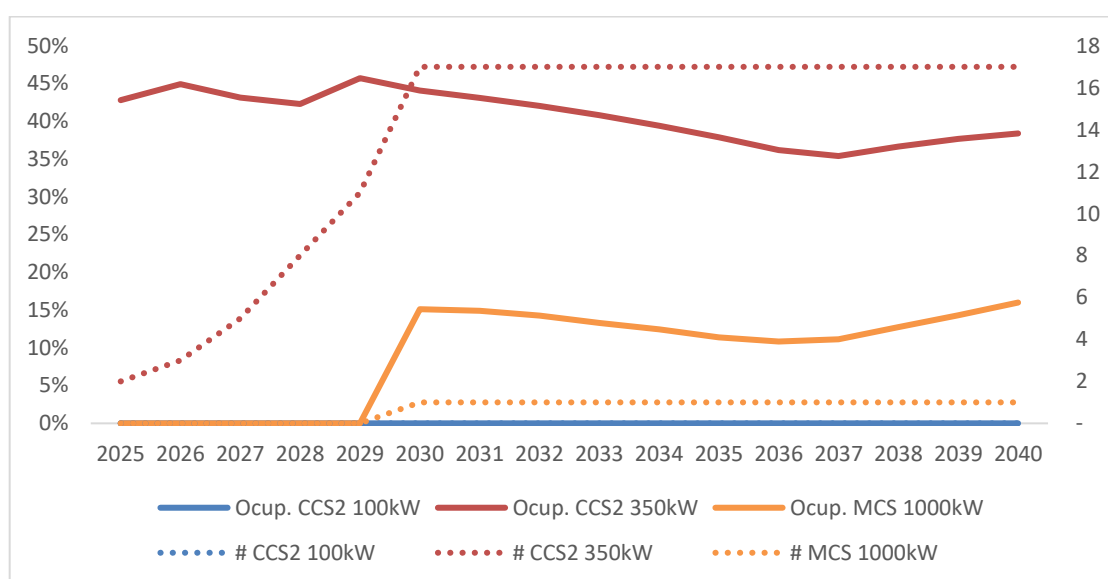


*Ilustración 33: Número de vehículos que paran a cargar y energía recargada en kWh, anualmente Caso Base*

Se observa cómo la energía recarga aumenta de manera similar a la curva de penetración del VE, lo cual tiene sentido. Sin embargo, es curioso observar cómo desde 2030 el número de vehículos que paran a cargar disminuye notablemente. Cada vehículo requiere de más energía cada año (debido a las hipótesis sobre los parámetros tecnológicos de los VE sobre el aumento de la autonomía y sobre la eficiencia constante) y se carga más rápido cada año si el cargador que haya así lo permite (debido a la hipótesis sobre el aumento de la máxima potencia de carga del vehículo). Del gráfico se desprende que el aumento de la máxima potencia de carga no es suficiente para compensar el aumento de la energía cargada, por lo

que cada vehículo pasaría más tiempo frente al cargador y, por tanto, habría menos vehículos que puedan parar a cargar.

Finalmente, se muestra en la Ilustración 34 cómo varía la ocupación total de los cargadores de cada tipo a lo largo de los años, entendiendo ocupación como la cantidad de tiempo que están cargando electricidad respecto del tiempo total:



*Ilustración 34: Ocupación media anual de cargadores y número total de cargadores Caso Base*

Se observa que la ocupación media de los cargadores CCS2 350kW nunca llega al 50%. Es decir, más de la mitad del tiempo los cargadores están parados. Esto es debido a la fluctuación horaria de la demanda y a que es más rentable cubrir un poco más de demanda y estar parado otro rato respecto a cubrir menos demanda pero no estar parado. Se observa también que la ocupación media va disminuyendo desde 2030 hasta 2037, por lo mencionado anteriormente respecto al aumento de la máxima potencia de carga.

En el caso del MCS, la ocupación apenas llega al 20%. Su alta potencia permite satisfacer la carga solicitada (la pesada) y la poca carga ligera que no haya sido satisfecha por el CCS2 350kW rápidamente.

---

## **5.2 SENSIBILIDAD ANTE CAMBIOS DE ESCENARIO**

En este apartado se analiza cómo el cambio de escenario (cambios en los parámetros tecnológicos del VE, cuya explicación se dio en el apartado 3.1.2 y cuyos valores se detallan en el ANEXO I) impacta en los resultados.

De esta forma, se analizan dos casos: el caso de escenario optimista y el caso de escenario pesimista.

### **5.2.1 CASO OPTIMISTA**

#### **5.2.1.1 Parámetros de entrada**

En este caso, los parámetros de entrada que se diferencian respecto al Caso Base son:

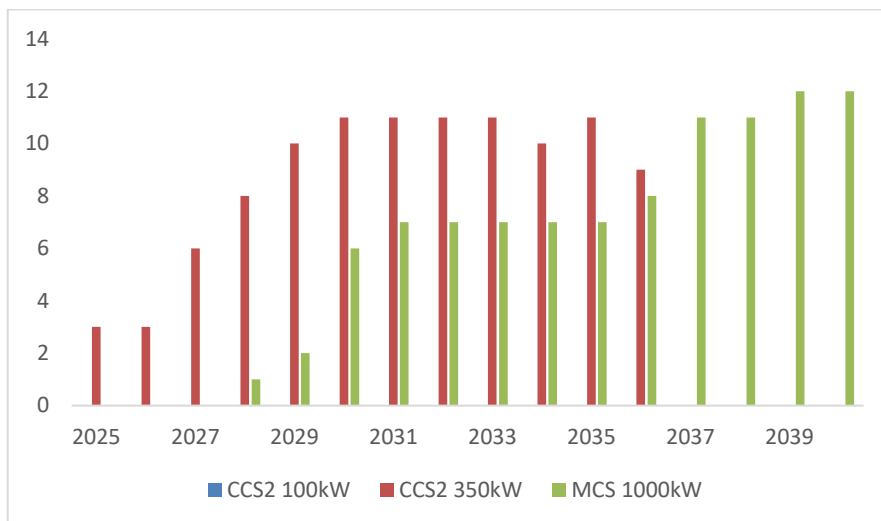
- Escenario: **Optimista (2)**

#### **5.2.1.2 Resultados**

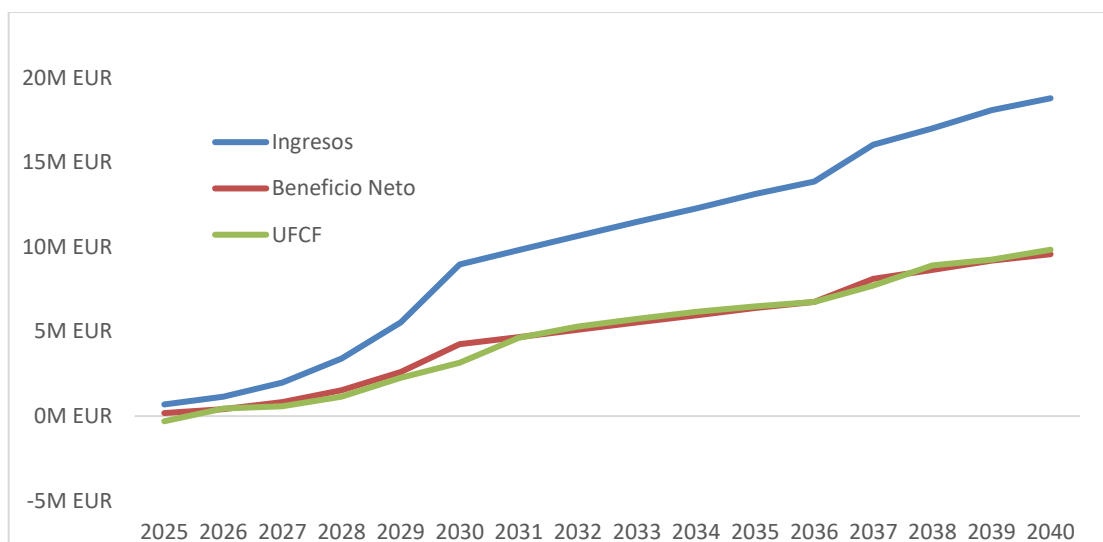
Se han elegido cuatro gráficos además del valor del proyecto que resumen los resultados del escenario para poder extraer las conclusiones pertinentes de manera rápida y sencilla:

- *Enterprise Value*: 29,94 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base)

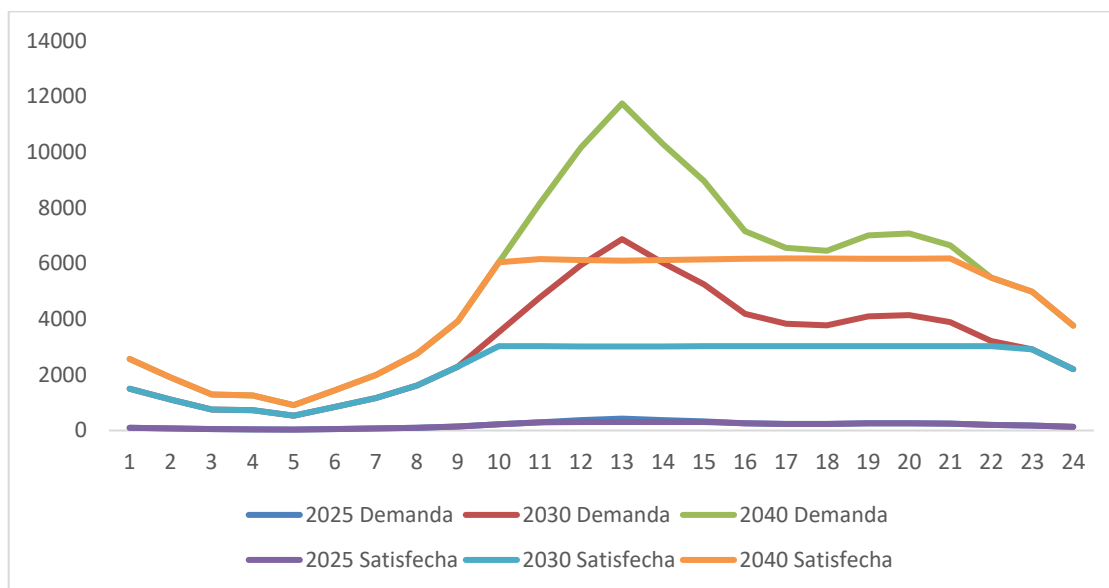




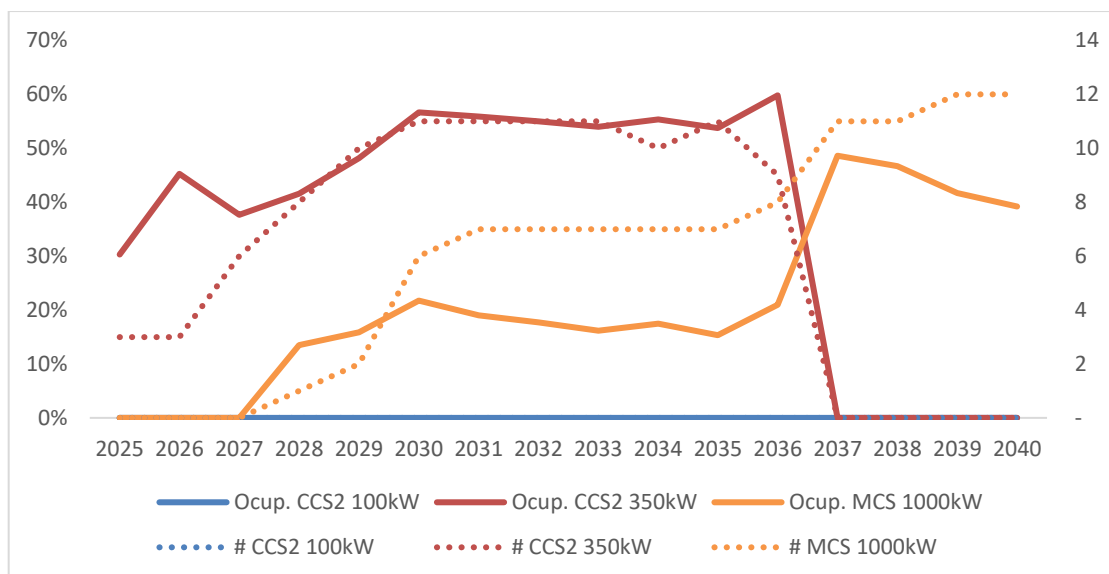
*Ilustración 35: Número de cargadores Caso Optimista*



*Ilustración 36: Perspectiva financiera Caso Optimista*



*Ilustración 37: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso Optimista*



*Ilustración 38: Ocupación media anual cargadores y número de cargadores Caso Optimista*

### 5.2.1.3 Análisis de resultados

El valor del proyecto en este caso es superior al que se obtuvo en el Caso Base en un 40%, más que el 30% de mejora en muchas de los parámetros tecnológicos de los VEs (penetración del VE entre ellos), lo que parece indicar una relación entre valor de proyecto y parámetros

tecnológicos de los VEs con unos retornos marginales crecientes. Esto indica que el valor del proyecto es muy sensible ante cambios en los parámetros tecnológicos de los VEs.

Nuevamente, no se instala ningún cargador CCS2 100kW. Sin embargo, se instalan más cargadores CCS2 350kW que en el Caso Base al principio para luego pararse de instalar en favor de cargadores MCS 1000kW. Durante varios años conviven ambos tipos de cargadores, hasta que al final se eliminan todos los CCS2 350kW restantes para instalar más MCS 1000kW hasta llegar a 12 en total.

La mayor cantidad de CCS2 350kW al principio encuentra su explicación en la mayor demanda que hay que cubrir; que se queden estancados en comparación con los MCS 1000kW puede deberse a la mayor velocidad de crecimiento de la máxima potencia de carga de los ligeros, que superan los 350kW antes. Finalmente, pese a no parecer una decisión racional, el eliminar los CCS2 350kW se hace por el estímulo de precio que se produce en los últimos años en favor de los MCS 1000kW. Debido a que los ligeros se cargarían por prioridad con los CCS2 350kW (una hipótesis ya explicada en el apartado 4.2), se decide eliminar para no quitar carga vendida barata que se puede vender más cara.

El margen de beneficio es similar al del Caso Base, siendo nuevamente el flujo de caja muy similar al beneficio neto, lo que indica que el CAPEX apenas tiene afecta a los beneficios netos para la generación de flujo de caja; es decir, es muy bajo en comparación.

Se observa que el número de horas de demanda satisfecha frente a demandada es similar al Caso Base.

La ocupación de los cargadores alcanza valores ligeramente superiores a los del Caso Base, lo que parece venir dado por una mayor demanda constantemente.

## **5.2.2 CASO PESIMISTA**

### **5.2.2.1 Parámetros de entrada**

En este caso, los parámetros de entrada que se diferencian respecto al Caso Base son:

- Escenario: **Pesimista (3)**

### 5.2.2.2 Resultados

- Enterprise Value: 14,13 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base)

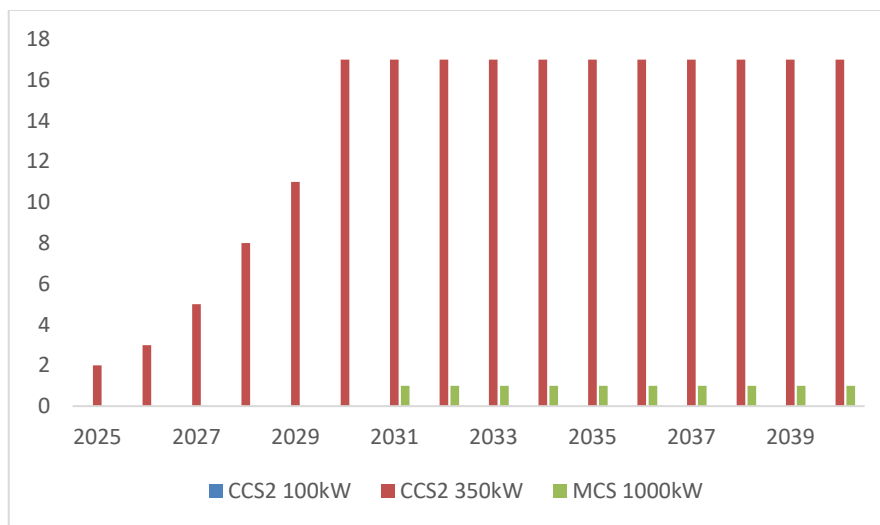


Ilustración 39: Número de cargadores Caso Pesimista

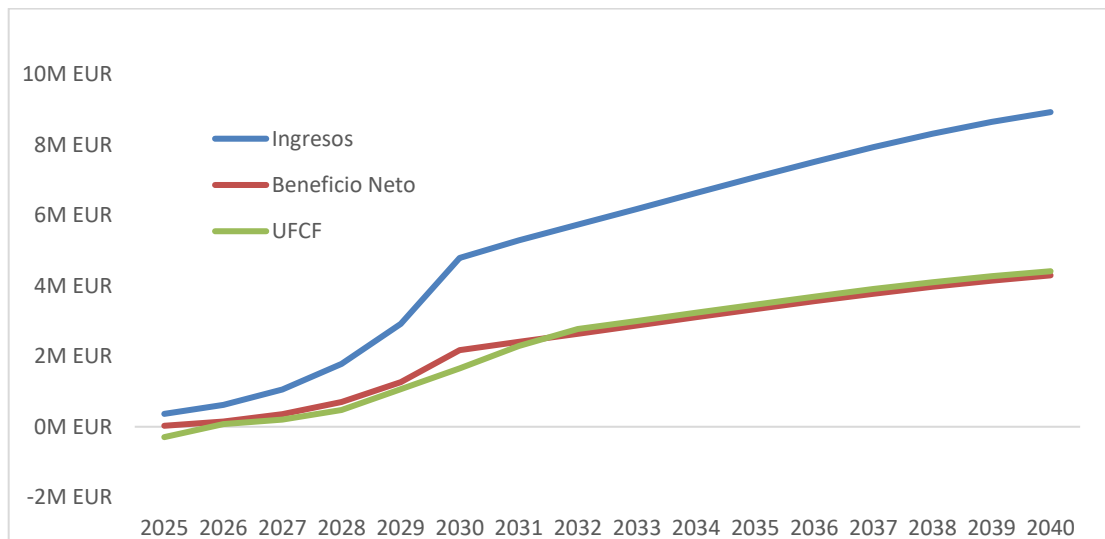
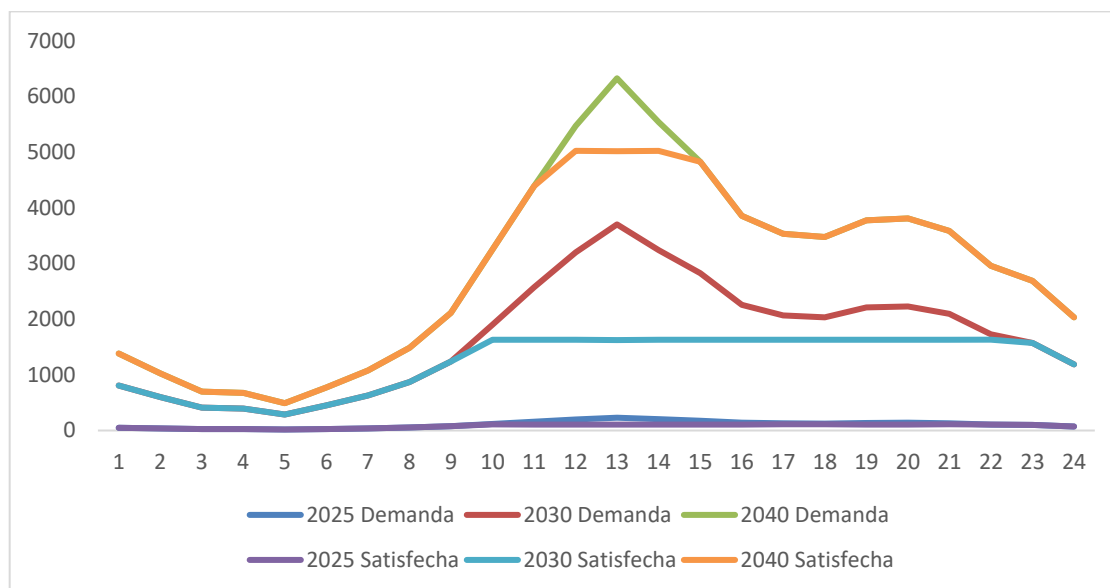
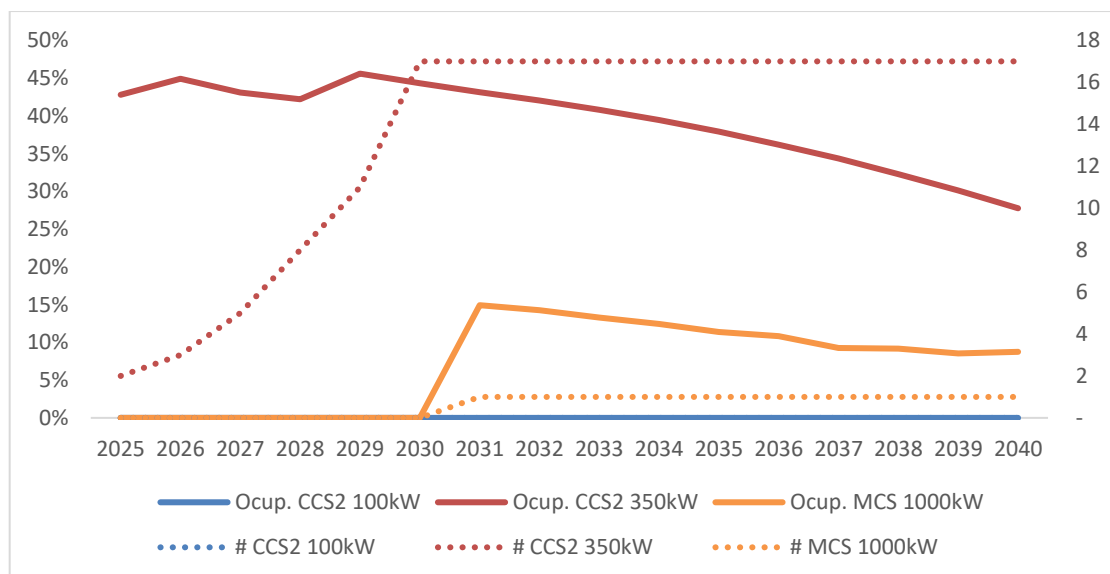


Ilustración 40: Perspectiva financiera Caso Pesimista



*Ilustración 41: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso Pesimista*



*Ilustración 42: Ocupación media anual de los cargadores y número de cargadores Caso Pesimista*

### 5.2.2.3 Análisis de resultados

El valor del proyecto en este caso es casi un 35% inferior al del Caso Base, un porcentaje mayor que el 30% de reducción en los parámetros tecnológicos de los VEs, lo que parece

confirmar la relación de retornos marginales crecientes existentes entre el valor del proyecto y los parámetros tecnológicos de los VEs.

El margen de beneficio es ligeramente inferior, debido al mayor peso de los costes fijos en el total de los costes.

En este caso, el comportamiento en cuanto a la instalación de cargadores es prácticamente idéntico al Caso Base. Simplemente existe una diferencia: el MCS 1000kW se instala en 2031, un año más tarde que en el Caso Base.

Parece ser que se opta por una estrategia similar en cuanto a los primeros años: cubrir el grueso de la demanda para sacar provecho del mayor peso en el valor del proyecto de estos años; sin embargo, al mantener el mismo número de cargadores que en el Caso Base con una demanda sustancialmente menor en los últimos años, la proporción de demanda satisfecha en los últimos años es mayor que en el Caso Base. Podría entenderse que el menor peso de los últimos años haga que no sea necesario un ajuste previo acorde a su demanda.

La ocupación de los CCS2 350kW es similar a la del Caso Base en los primeros años, pero después se ve mermada por el menor aumento de la demanda.

### **5.2.3 CONCLUSIONES DE LA SENSIBILIDAD ANTE CAMBIOS DE ESCENARIO**

Cambios en los parámetros tecnológicos de los VEs afectan de lleno al diseño óptimo de la planificación de la electrolinera. Además, existe una relación de retornos marginales crecientes entre estos parámetros tecnológicos y el valor del proyecto, lo que pone de manifiesto la gran sensibilidad económica que existe en proyectos de infraestructura de recarga ante diversas evoluciones tecnológicas de la movilidad eléctrica.

## 5.3 SENSIBILIDAD ANTE CAMBIOS EN LOS COSTES DE ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE LOS CARGADORES

### 5.3.1 COSTES DE ADQUISICIÓN DE INSTALACIÓN DE MCS ALTOS

#### 5.3.1.1 Parámetros de entrada

En este caso, los parámetros de entrada que se diferencian respecto al Caso Base son:

- Costes de adquisición e instalación del MCS 1000 kW: **400.000€**

#### 5.3.1.2 Resultados

- Enterprise Value: 21,26 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base)

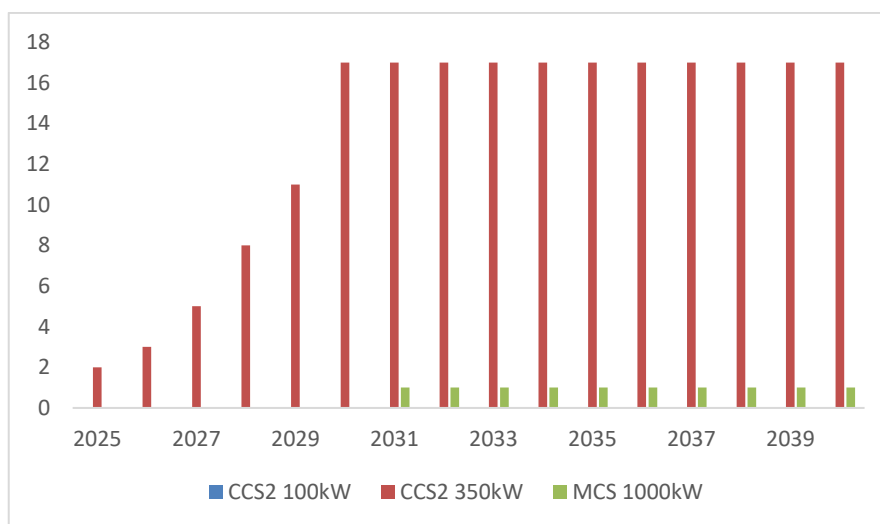
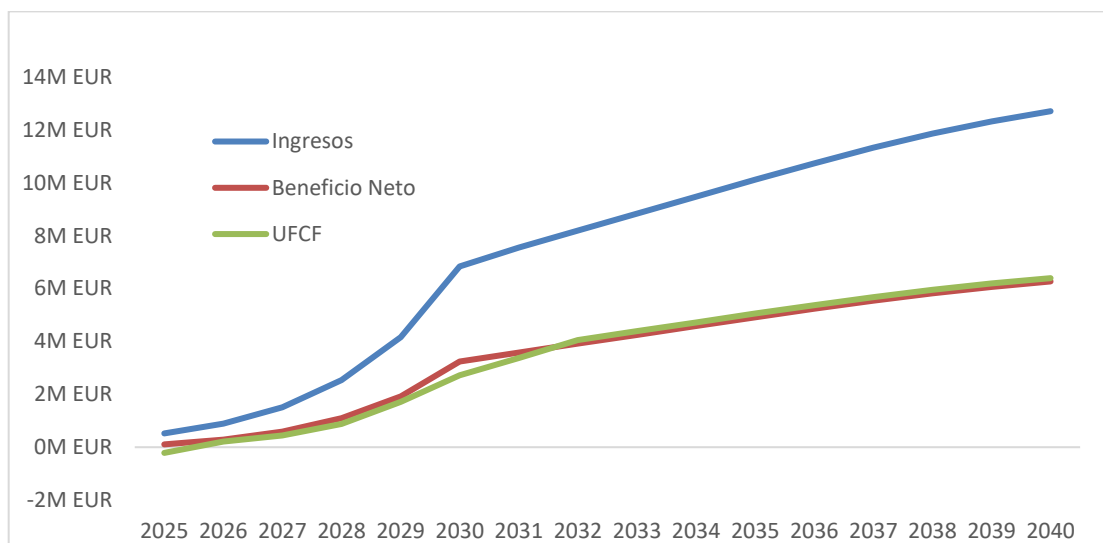
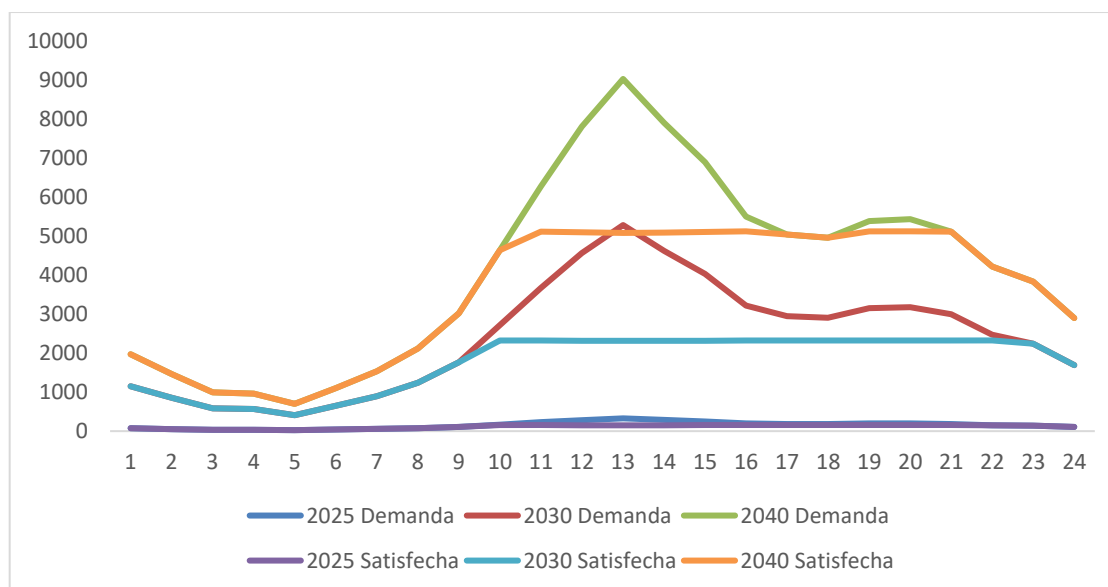


Ilustración 43: Número de cargadores Caso MCS Caro

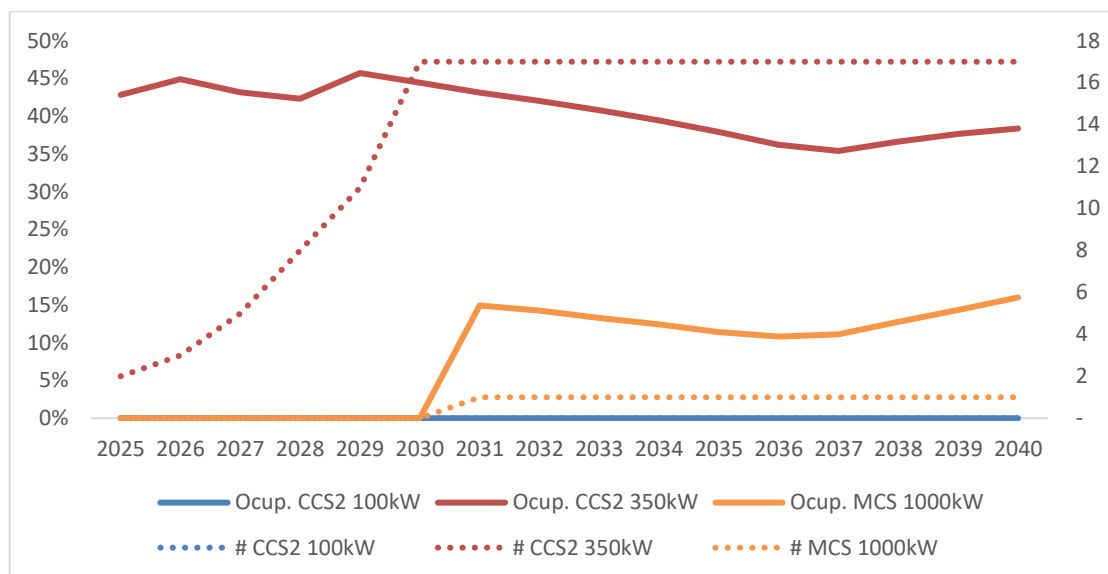


*Ilustración 44: Perspectiva financiera Caso MCS Caro*



*Ilustración 45: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso MCS Caro*





*Ilustración 46: Ocupación media anual de cargadores y número de cargadores Caso MCS Caro*

### 5.3.1.3 Análisis de resultados

En este caso, todos los resultados son prácticamente calcados al del Caso Base. Tan solo el MCS 1000kW se instala un año más tarde, probablemente por el hecho de que sea un poco más caro de instalar. La demanda cubierta y la ocupación son, por tanto, prácticamente idénticas. El valor del proyecto es ligeramente inferior, por esa diferencia de precio de instalación de este cargador. Al no haber apenas MCS instalados, no existe apenas diferencia en ningún parámetro económico.

## 5.3.2 COSTES DE ADQUISICIÓN DE INSTALACIÓN DE MCS BAJOS

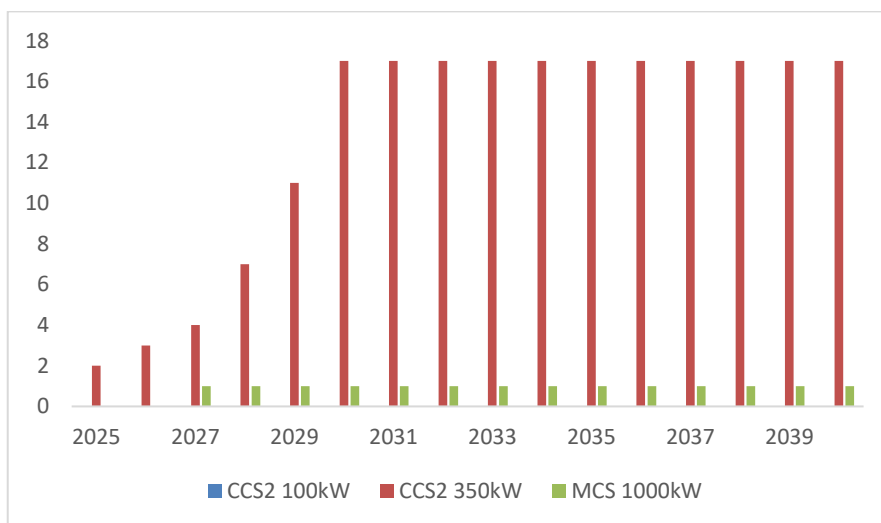
### 5.3.2.1 Parámetros de entrada

En este caso, los parámetros de entrada que se diferencian respecto al Caso Base son:

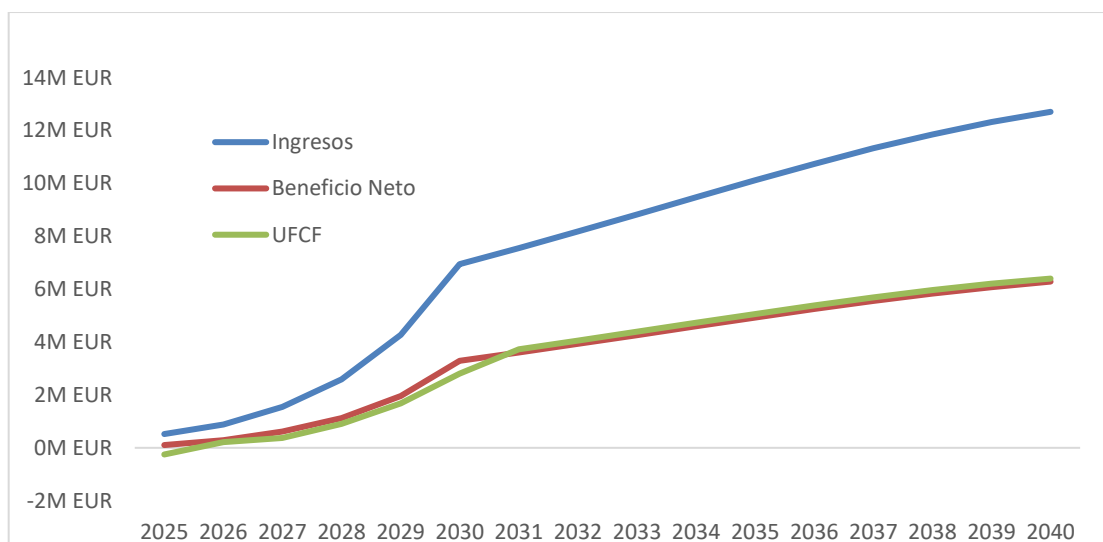
- Costes de adquisición e instalación del MCS 1000 kW: **200.000€**

### 5.3.2.2 Resultados

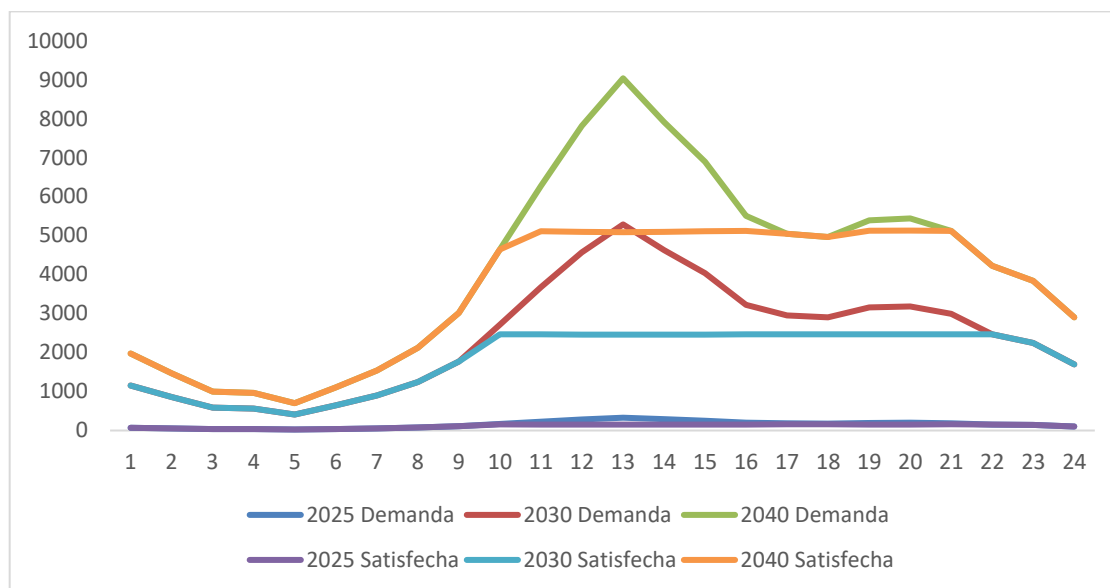
- Enterprise Value: 21,39 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base)



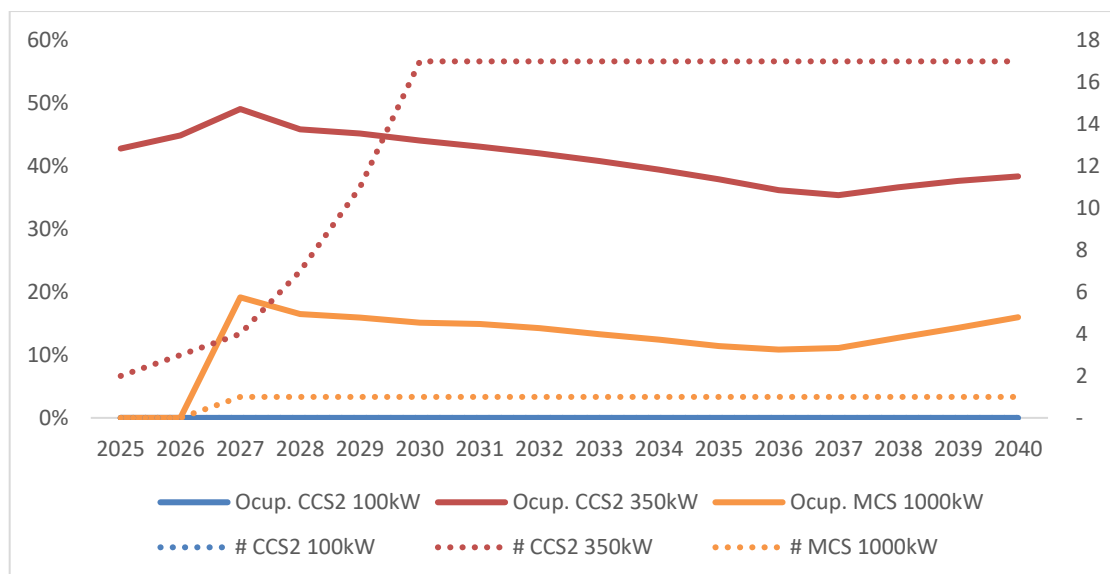
*Ilustración 47: Número de cargadores Caso MCS Barato*



*Ilustración 48: Perspectiva financiera Caso MCS Barato*



*Ilustración 49: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso MCS Barato*



*Ilustración 50: Ocupación media anual de cargadores y número de cargadores Caso MCS Barato*

### 5.3.2.3 Análisis de resultados

En este caso ocurre exactamente lo mismo que en el de MCS Caro, pero a la inversa. Se instala el MCS tres años antes, pero el efecto en resultados económicos y en demanda satisfecha y ocupación es prácticamente nulo.

---

### 5.3.3 CONCLUSIONES SOBRE LA SENSIBILIDAD ANTE CAMBIOS EN LOS COSTES DE ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE LOS CARGADORES

Dada la poca relevancia de los costes de amortización respecto a los costes de electricidad, el diseño óptimo de la planificación de la electrolinera permanece prácticamente inalterado ante cambios en los costes de adquisición e instalación de los cargadores. Apenas hay diferencias en ninguna otra variable. En este caso, solamente afecta al año de instalación del primer cargador MCS, donde a mayor coste, más se tarda en instalar, y viceversa.

## 5.4 SENSIBILIDAD ANTE CAMBIOS DE LOCALIZACIÓN

### 5.4.1 LOCALIZACIÓN COSTERA

#### 5.4.1.1 *Parámetros de entrada*

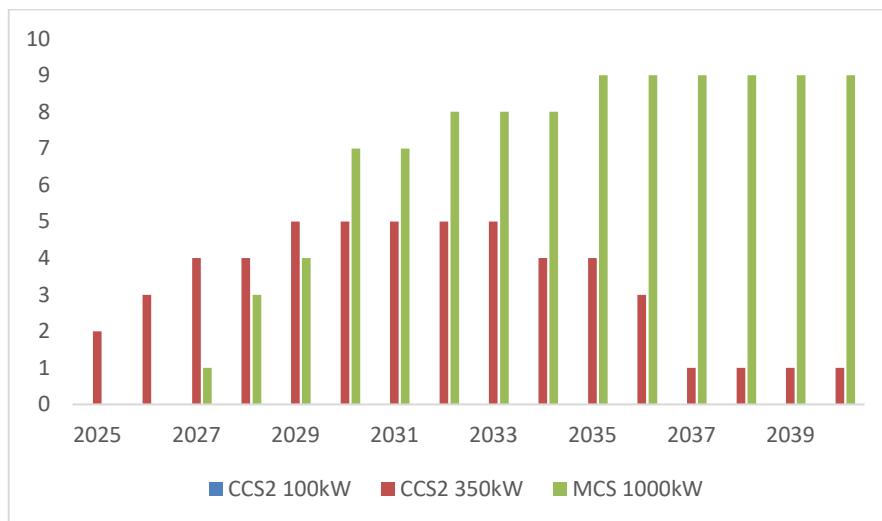
En este caso, los parámetros de entrada que se diferencian respecto al Caso Base son:

- Localización: **V-83-0, Valencia, AP-7N, PK 473.01**

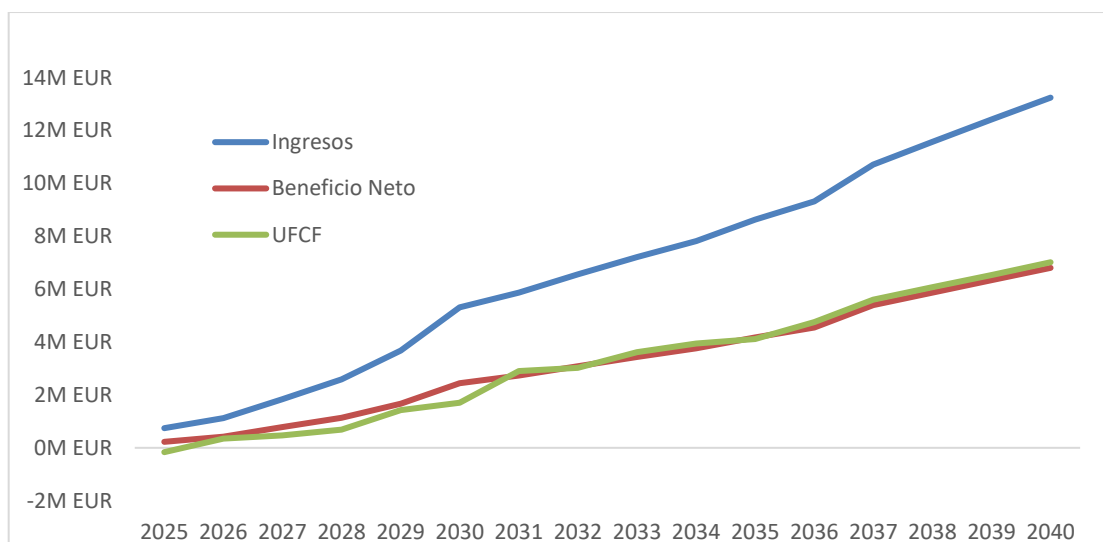
#### 5.4.1.2 *Resultados*

En este caso, al realizarse en una ubicación diferente y existir más parámetros a analizar, se muestran gráficas sobre demanda horaria ligera y pesada, además de la respectiva satisfecha para 2030, elegido por ser un año intermedio.

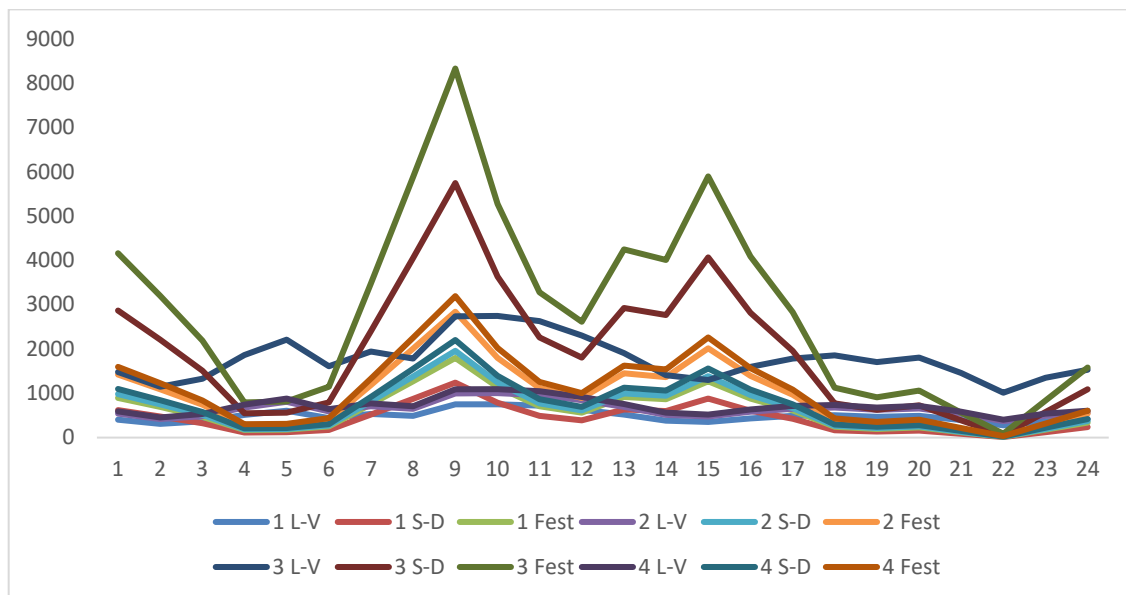
- *Enterprise Value*: 20,19 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base)



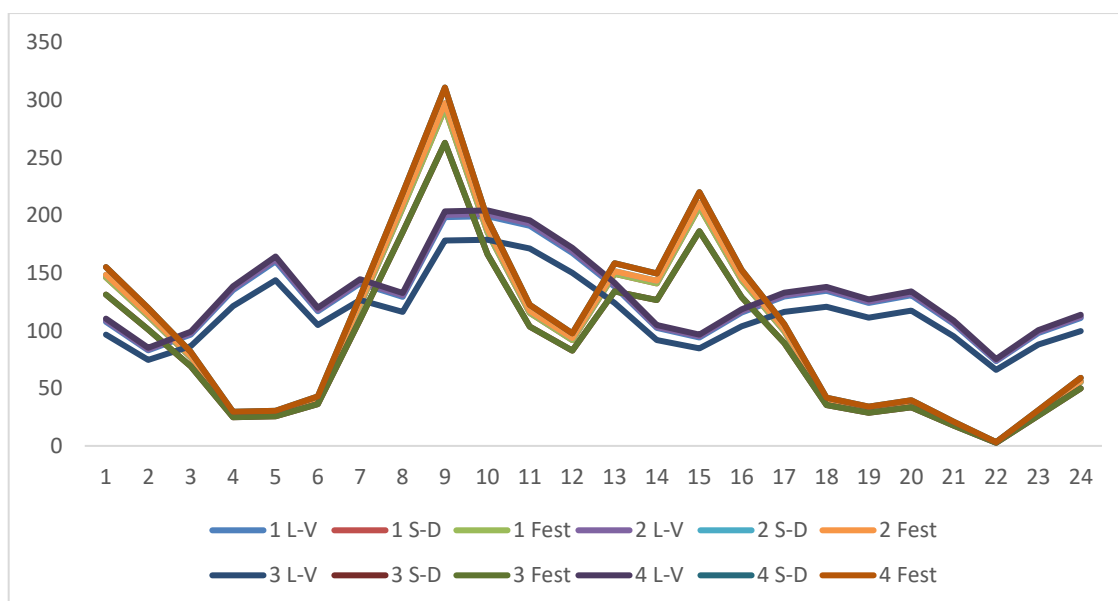
*Ilustración 51: Número de cargadores Caso Costa*



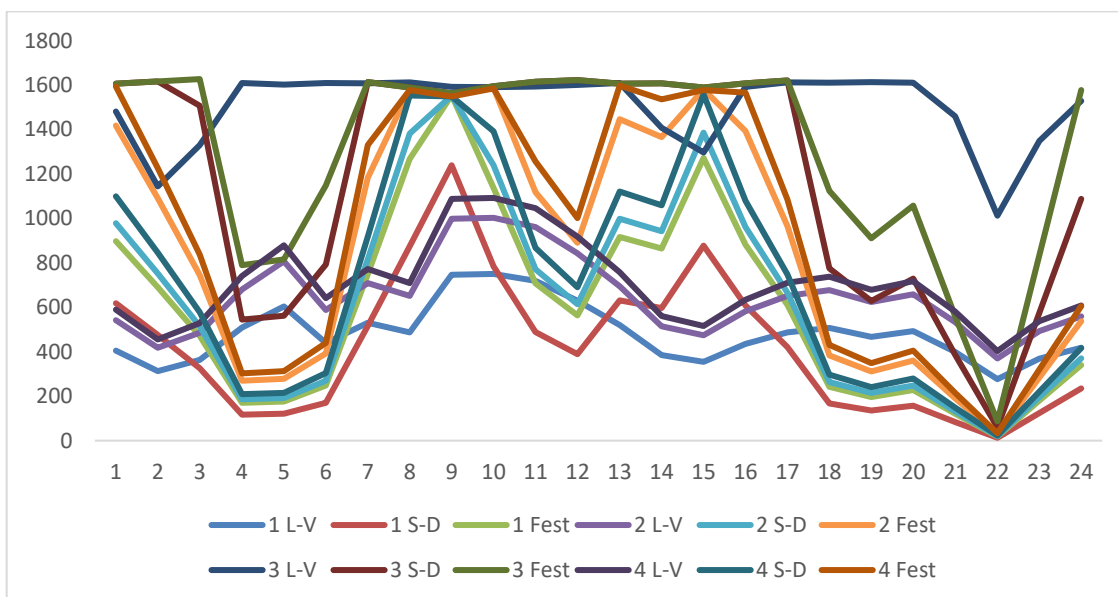
*Ilustración 52: Perspectiva financiera Caso Costa*



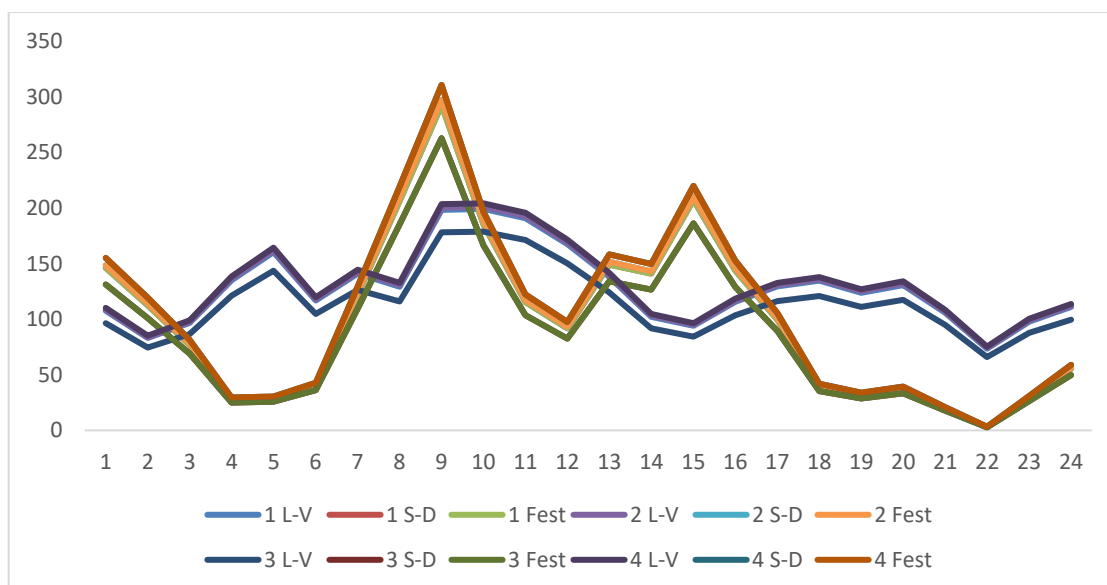
*Ilustración 53: Demanda ligera horaria 2030 en kWh Caso Costa*



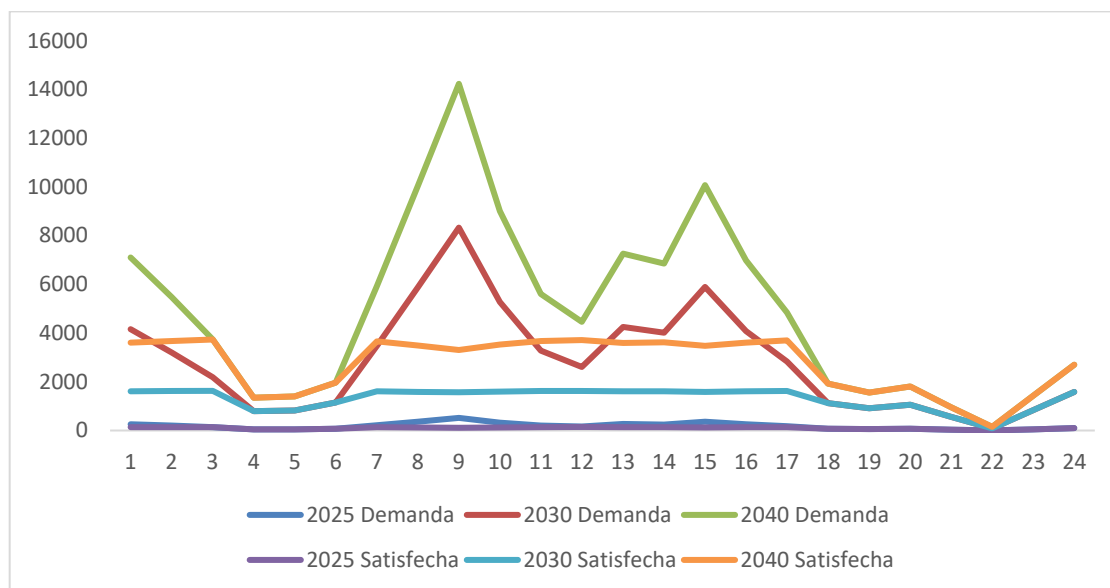
*Ilustración 54: Demanda pesada horaria 2030 en kWh Caso Costa*



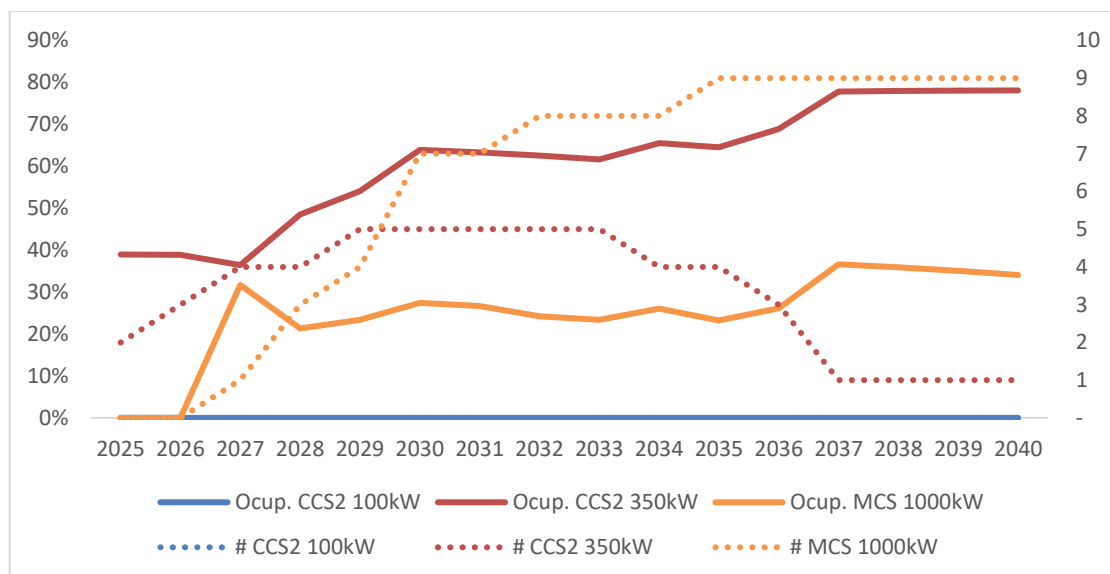
*Ilustración 55: Demanda satisfecha ligera horaria 2030 en kWh Caso Costa*



*Ilustración 56: Demanda satisfecha pesados horaria 2030 en kWh Caso Costa*



*Ilustración 57: Demanda ligera vs Satisfecha ligera en kWh día "3 Espec" Caso Costa*



*Ilustración 58: Ocupación media anual de cargadores y número de cargadores Caso Costa*

### 5.4.1.3 Análisis de resultados

Se observa que el valor del proyecto es algo inferior al del Caso Base, aunque bastante similar. Es llamativo que, pese a lo diferente que son las soluciones óptimas debido a una diferente modulación de la demanda, y pese a que los resultados no se pueden extrapolar de



una ubicación a otra, los valores de proyecto sean tan similares. Esto parece indicar que el provecho económico que se le puede sacar a una electrolinera a las afueras de Madrid es similar a la de una en el corredor del Mediterráneo a las afueras de Valencia, ubicaciones que se han considerado a priori adecuadas.

El número de cargadores es, en general, menor que en el Caso Base, aunque la potencia instalada es mayor a lo largo de todo el período (acabando con 9350kW instalados frente a 6950kW del Caso Base). Se produce una transformación a lo largo del período, pasando de muchos CCS2 350kW a muchos MCS 1000kW (hasta 9), con varios años en las que conviven. La elección de los MCS 1000kW no parece deberse al mayor negocio de vehículos pesados respecto al Caso Base, ya que sigue sin tener el tamaño suficiente para explicar una preferencia así. La eliminación de CCS2 350kW que se produce al final puede deberse al estímulo de precio en favor de los MCS 1000kW tantas veces mencionado.

Se observa que el incremento de ingresos, beneficio neto y flujo de caja se produce de una manera mucho más lineal.

Se observa como las diferencias entre picos de demanda para días de un mismo año son descomunales (llegando a ser de 8 veces más en los días especiales de verano). Esto no solo es debido al efecto del coeficiente especial y de verano, sino a que el tráfico en esta ubicación presenta gran variabilidad entre meses del mismo año, siendo los meses de verano los que más hay y los meses de inviernos los que menos. Estos picos tan abruptos llevan a que el grueso de la demanda sea de potencias muy inferiores respecto a esos picos.

La demanda de pesados es nuevamente insignificante respecto a la demanda ligera, y es siempre satisfecha en su totalidad.

Se identifica una situación de la demanda notablemente distinta en un fin de semana o día especial respecto a la ubicación de Madrid, con dos grandes picos por la mañana y por la tarde. En el caso concreto de un día especial de verano, existe una menor demanda satisfecha respecto a la demandada a lo largo de todo el período respecto a la del Caso Base, con unas 14 horas en las que no se llega a satisfacer la demanda total, poniendo de manifiesto que se

produce un menor aprovechamiento de la demanda para sacarle rendimiento económico, y que se busca una mayor ocupación de los cargadores, llegando a ser del 80% en CCS2 350kW y del 40% en MCS 1000kW. Como se ha mencionado anteriormente, los picos tan abruptos de demanda debido a la variabilidad del tráfico y a la diferente distribución horaria provocan esta disparidad entre demanda satisfecha y demandada en días críticos.

## 5.5 SENSIBILIDAD ANTE CAMBIOS EN LA ESTRATEGIA DE PRICING

Se procede a analizar cuatro casos, todos ellos con los mismos parámetros de entrada que en el Caso Base, pero con diferentes estrategias de pricing.

No se incluyen figuras sobre la demanda ni la satisfecha debido a que el comportamiento es similar al Caso Base: se satisface el grueso de la demanda, pero no los picos durante unas pocas horas de los días extraordinarios.

### 5.5.1 PRICING DE PRECIO ÚNICO

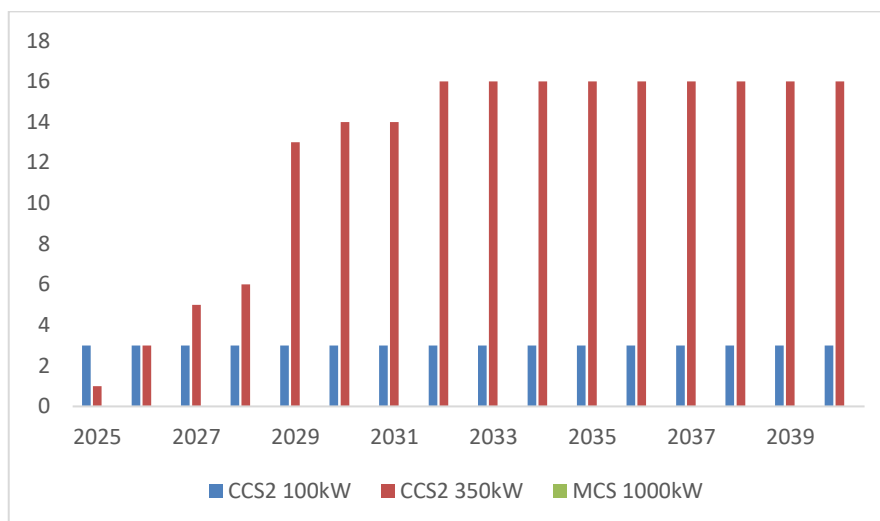
#### 5.5.1.1 Pricing (€/kWh):

|         |        | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ligeros |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| CCS2    | 350kW  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| MCS     | 1000kW | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| Pesados |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| CCS2    | 350kW  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| MCS     | 1000kW | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |

Tabla 8: Pricing Caso Precio Único

#### 5.5.1.2 Resultados

- Enterprise Value: 16,36 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base)



*Ilustración 59: Número de cargadores Caso Precio Único*

### 5.5.1.3 Análisis de resultados

La igualdad de precios para todos los cargadores permite que, por primera vez, se instalen cargadores CCS2 100kW. Estos se instalan al principio, para hacer frente a las demandas iniciales de la forma más barata posible. Pese a ello, la mayor rentabilidad por kW que ofrece el CCS2 350kW hace que solamente se instalen de este tipo. Sin ningún tipo de incentivo o discriminación de precio que valore el mejor servicio que ofrece (si la máxima potencia de carga del vehículo así lo permite), el MCS 1000kW no se instala.

El valor del proyecto es notablemente menor debido a este menor precio, pese a que la potencia instalada es muy similar a lo largo de todo el período al Caso Base.

### 5.5.2 PRICING DECRECIENTE

Se realiza un análisis en el que el precio decrece a lo largo de los años por la posibilidad existente de que esta sea la tendencia en el mercado, la cual puede deberse a varias razones: abaratamiento de la energía o menores costes de instalación de cargadores, que permitirían mantener un margen de beneficio similar a precio de venta reducido; incentivo a la movilidad eléctrica; incentivos regulatorios, etc.

### 5.5.2.1 Pricing (€/kWh):

|         |        | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ligeros |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,53 | 0,52 | 0,50 | 0,49 | 0,47 | 0,46 | 0,44 | 0,43 | 0,42 | 0,41 | 0,39 | 0,38 | 0,37 | 0,36 | 0,35 | 0,34 |
| CCS2    | 350kW  | 0,65 | 0,63 | 0,61 | 0,59 | 0,58 | 0,56 | 0,54 | 0,53 | 0,51 | 0,49 | 0,48 | 0,46 | 0,45 | 0,44 | 0,42 | 0,41 | 0,40 |
| MCS     | 1000kW | 0,75 | 0,73 | 0,71 | 0,68 | 0,66 | 0,64 | 0,62 | 0,61 | 0,59 | 0,57 | 0,55 | 0,54 | 0,52 | 0,50 | 0,49 | 0,47 | 0,46 |
| Pesados |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,53 | 0,52 | 0,50 | 0,49 | 0,47 | 0,46 | 0,44 | 0,43 | 0,42 | 0,41 | 0,39 | 0,38 | 0,37 | 0,36 | 0,35 | 0,34 |
| CCS2    | 350kW  | 0,75 | 0,73 | 0,71 | 0,68 | 0,66 | 0,64 | 0,62 | 0,61 | 0,59 | 0,57 | 0,55 | 0,54 | 0,52 | 0,50 | 0,49 | 0,47 | 0,46 |
| MCS     | 1000kW | 0,85 | 0,82 | 0,80 | 0,78 | 0,75 | 0,73 | 0,71 | 0,69 | 0,67 | 0,65 | 0,63 | 0,61 | 0,59 | 0,57 | 0,55 | 0,54 | 0,52 |

Tabla 9: Pricing Caso Pricing Decreciente

### 5.5.2.2 Resultados

- Enterprise Value: 14,56 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base)

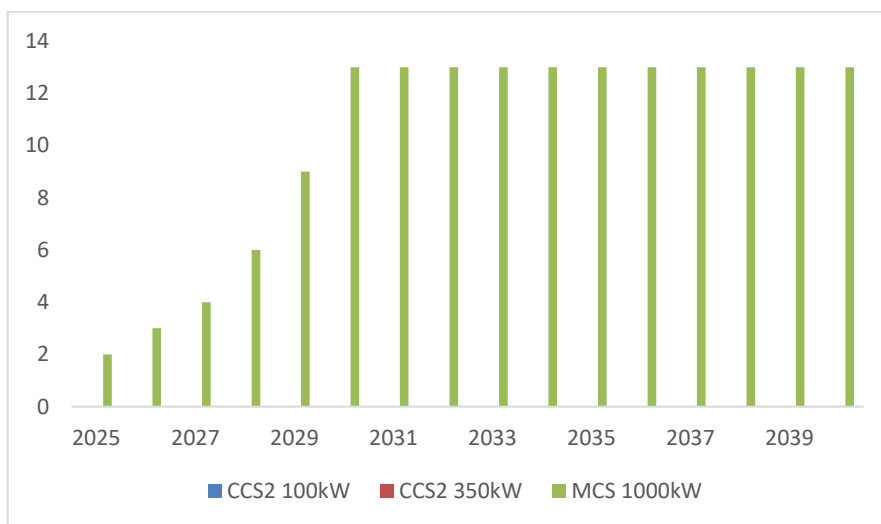


Ilustración 60: Número de cargadores Caso Pricing Decreciente

### 5.5.2.3 Análisis de resultados

El pricing decreciente tiene un gran efecto: menor valor del proyecto. El hecho de que solo se instalen MCS 1000kW probablemente viene por la discriminación inicial de precios, donde el MCS se retribuye mejor.

Hay que tener en cuenta que no se ha modelado la elasticidad de la demanda, que podría llevar a que durante los primeros años en los que el MCS 1000kW no aporta valor respecto

a un CCS2 350kW para el vehículo ligero (debido a la restricción de su máxima potencia de carga) pero sí tiene un precio de venta más alto, la demanda podría ser menor.

### 5.5.3 PRICING CRECIENTE

#### 5.5.3.1 Pricing (€/kWh):

|         |        | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ligeros |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,57 | 0,58 | 0,60 | 0,62 | 0,64 | 0,66 | 0,68 | 0,70 | 0,72 | 0,74 | 0,76 | 0,78 | 0,81 | 0,83 | 0,86 | 0,88 |
| CCS2    | 350kW  | 0,65 | 0,67 | 0,69 | 0,71 | 0,73 | 0,75 | 0,78 | 0,80 | 0,82 | 0,85 | 0,87 | 0,90 | 0,93 | 0,95 | 0,98 | 1,01 | 1,04 |
| MCS     | 1000kW | 0,75 | 0,77 | 0,80 | 0,82 | 0,84 | 0,87 | 0,90 | 0,92 | 0,95 | 0,98 | 1,01 | 1,04 | 1,07 | 1,10 | 1,13 | 1,17 | 1,20 |
| Pesados |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,57 | 0,58 | 0,60 | 0,62 | 0,64 | 0,66 | 0,68 | 0,70 | 0,72 | 0,74 | 0,76 | 0,78 | 0,81 | 0,83 | 0,86 | 0,88 |
| CCS2    | 350kW  | 0,75 | 0,77 | 0,80 | 0,82 | 0,84 | 0,87 | 0,90 | 0,92 | 0,95 | 0,98 | 1,01 | 1,04 | 1,07 | 1,10 | 1,13 | 1,17 | 1,20 |
| MCS     | 1000kW | 0,85 | 0,88 | 0,90 | 0,93 | 0,96 | 0,99 | 1,01 | 1,05 | 1,08 | 1,11 | 1,14 | 1,18 | 1,21 | 1,25 | 1,29 | 1,32 | 1,36 |

Tabla 10: Pricing Caso Pricing Creciente

#### 5.5.3.2 Resultados

- Enterprise Value: 35,52 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base)

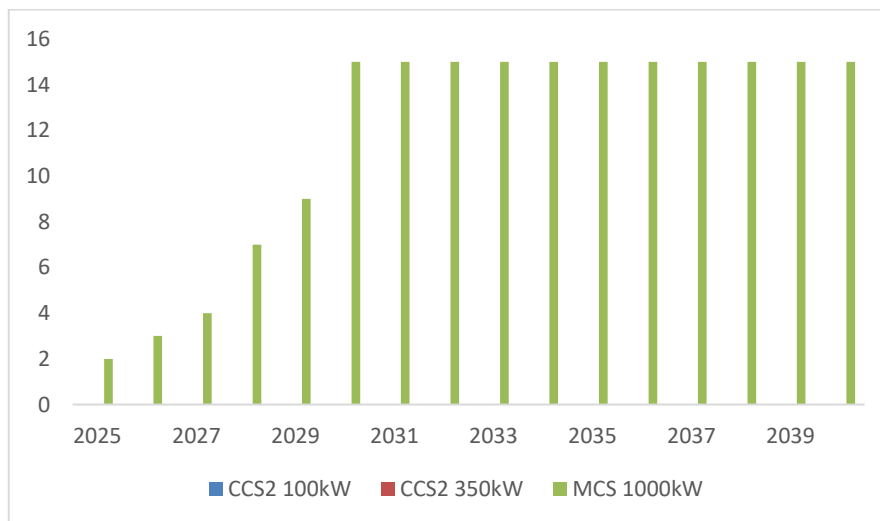


Ilustración 61: Número de cargadores Caso Pricing Creciente

### 5.5.3.3 *Análisis de resultados*

El pricing creciente tiene un impacto muy importante en el valor del proyecto: crece en más de un 65% respecto al Caso Base, siendo un aumento muy progresivo en el precio de venta de electricidad de cada año.

Nuevamente, la discriminación de precios inicial en favor del MCS 1000kW parece hacer que solo se instalen cargadores de este tipo. Además, el mayor precio de venta de electricidad hace que se instale mayor potencia en los últimos años para beneficiarse de esa rentabilidad extra.

Y también, como mencionado en el caso anterior, hay que tener en cuenta que no se ha modelado la elasticidad de la demanda, que podría llevar a que durante los primeros años en los que el MCS 1000kW no aporta valor respecto a un CCS2 350kW para el vehículo ligero (debido a la restricción de su máxima potencia de carga) pero sí tiene un precio de venta más alto, la demanda podría ser menor.

## 5.5.4 PRICING DE MCS ALTO

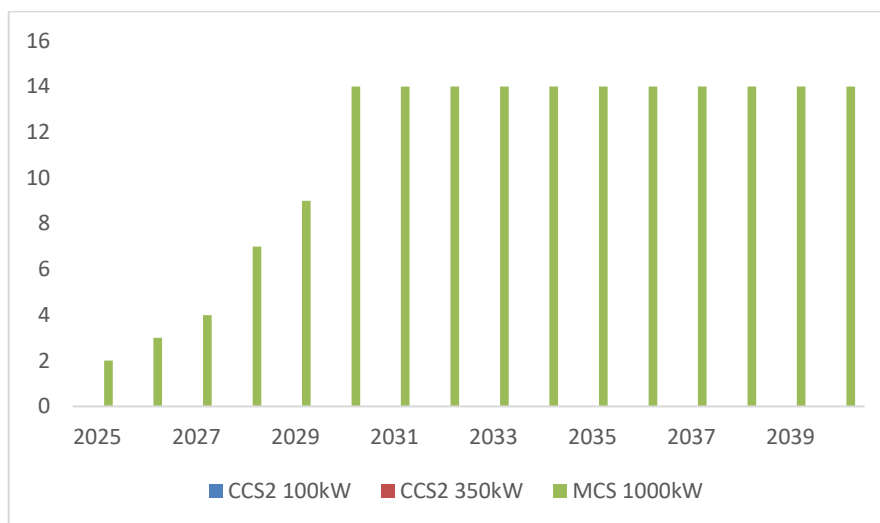
### 5.5.4.1 *Pricing (€/kWh):*

|         |        | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ligeros |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| CCS2    | 350kW  | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 |
| MCS     | 1000kW | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| Pesados |        |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| CCS2    | 100kW  | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| CCS2    | 350kW  | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 |
| MCS     | 1000kW | 0,95 | 0,95 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 |

Tabla 11: Pricing Caso Pricing de MCS Alto

### 5.5.4.2 *Resultados*

- Enterprise Value: 29,83 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base)



*Ilustración 62: Número de cargadores Caso Pricing de MCS Alto*

#### 5.5.4.3 Análisis de resultados

Nuevamente, la mayor retribución recibida por el MCS hace que solo se instalen cargadores de este tipo. Al quedarse el precio del MCS 1000kW entre medias de los dos casos anteriores, la potencia instalada en los últimos años también lo hace.

#### 5.5.5 CONCLUSIONES SOBRE CAMBIOS EN LA ESTRATEGIA DE PRICING

La estrategia de pricing afecta de lleno al diseño óptimo de la planificación de una electrolinera. Pequeños estímulos en el pricing llevan a completas diferencias en cuanto a cargadores instalados y, evidentemente, al valor del proyecto obtenido.

Pese a que la instalación de cargadores CCS2 350kW parecía la planificación más robusta hasta ahora, al imponer pequeñas diferencias en precio se observa que se prioriza la instalación de MCS 1000kW en algunos casos, mientras que en otros se instalan cargadores CCS2 100kW por primera vez.

Esto es debido a que los costes de amortización son ridículos en comparación a los ingresos obtenidos, por lo que afectar a la variable que impacta directamente en los ingresos tiene un efecto enorme en la instalación de cargadores.

## 5.6 SENSIBILIDAD ANTE CAMBIOS EN LOS PARÁMETROS DE ENTRADA ECONÓMICOS

### 5.6.1 TASA DE DESCUENTO Y TASA DE CRECIMIENTO

Se muestra en la Tabla 12 un análisis de sensibilidad del *Enterprise Value* ante variaciones en las tasas de descuento y de crecimiento, explicadas en el apartado 4.9:

|      | 11,2% | 12,6% | 14,0% | 15,4% | 16,8% |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2,0% | 31,31 | 25,39 | 21,00 | 17,64 | 15,01 |
| 2,3% | 31,70 | 25,64 | 21,16 | 17,75 | 15,08 |
| 2,5% | 32,12 | 25,90 | 21,33 | 17,86 | 15,15 |
| 2,8% | 32,56 | 26,17 | 21,50 | 17,97 | 15,23 |
| 3,0% | 33,03 | 26,45 | 21,68 | 18,09 | 15,31 |

Tabla 12: Análisis de sensibilidad del valor del proyecto frente a cambios en las tasas de descuento y de crecimiento

Se observa como, a mayor tasa de descuento, menor es el valor del proyecto; por otro lado, a mayor tasa de crecimiento, mayor es el valor del proyecto. Ligeros cambios en cualquiera de ambos (especialmente en la tasa de descuento), afectan enormemente al valor del proyecto. Esto es un efecto común en cualquier valoración por descuento de flujos de caja.

### 5.6.2 TASAS DE ACTUALIZACIÓN

#### 5.6.2.1 CAPEX creciente

Incrementando la tasa de actualización del CAPEX de -2% a 5%, el número de cargadores por año se queda idéntica al primer año, debido a que todo el CAPEX se produce antes de 2030, para el que no ha pasado suficiente tiempo como para que haya cambios significativos. Al encarecer un poquito estas inversiones previas a 2030, el valor del proyecto se ve reducido a 21,10 M€ vs 21,33 M€ (Caso Base). El resto de resultados no económicos permanecen inalterados.



## 5.7 MATRIZ DE RESULTADOS

Como análisis final, se muestra una matriz de resultados que mide la robustez de cada una de las soluciones óptimas encontradas para cada apartado. Así, en la tabla Tabla 13 se evalúa el valor del proyecto obtenido al incluir la solución óptima de cada caso (en filas) según los parámetros de entrada de cada caso (en columnas). De esta forma se evalúa el comportamiento de una solución óptima encontrada para un caso concreto en la situación de que se diesen las hipótesis establecidas para cada uno del resto de casos:

| Solución óptima                    | En la situación de que ocurriese el Caso: |         |        |         |         |         |         |         |         |         |
|------------------------------------|-------------------------------------------|---------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                    | 00                                        | 11      | 12     | 21      | 22      | 41      | 42      | 43      | 44      | 51      |
| <b>00 Caso Base</b>                | 15,0930                                   | 20,2210 | 9,8396 | 15,0354 | 15,1362 | 11,4535 | 10,2008 | 21,3762 | 15,2134 | 14,8607 |
| <b>11 Caso Optimista</b>           | 14,9079                                   | 20,3734 | 9,4293 | 14,3989 | 15,1427 | 10,4651 | 9,9290  | 21,7517 | 17,0109 | 14,3033 |
| <b>12 Caso Pesimista</b>           | 15,0863                                   | 20,2054 | 9,8415 | 15,0369 | 15,1233 | 11,4634 | 10,2025 | 21,3699 | 15,1951 | 14,8513 |
| <b>21 Caso MCS Caro</b>            | 15,0863                                   | 20,2054 | 9,8415 | 15,0369 | 15,1233 | 11,4634 | 10,2025 | 21,3699 | 15,1951 | 14,8513 |
| <b>22 Caso MCS Barato</b>          | 15,0828                                   | 20,2337 | 9,8082 | 14,9925 | 15,1506 | 11,3867 | 10,1668 | 21,3530 | 15,2464 | 14,8585 |
| <b>41 Caso Precio Único</b>        | 14,2555                                   | 19,4057 | 9,1503 | 14,2555 | 14,2555 | 11,5120 | 9,6030  | 20,4349 | 14,2680 | 14,0797 |
| <b>42 Caso Pricing Decreciente</b> | 13,8798                                   | 19,2092 | 8,5494 | 12,8555 | 14,6480 | 9,5043  | 10,6699 | 23,0989 | 20,1143 | 13,4904 |
| <b>43 Caso Pricing Creciente</b>   | 13,8587                                   | 19,2877 | 8,4304 | 12,7084 | 14,7215 | 9,4141  | 10,6075 | 23,2548 | 20,1875 | 13,3836 |
| <b>44 Caso Pricing MCS Alto</b>    | 13,8892                                   | 19,2786 | 8,4996 | 12,7965 | 14,7088 | 9,4717  | 10,6554 | 23,2128 | 20,1984 | 13,4598 |
| <b>51 Caso CAPEX Creciente</b>     | 15,0930                                   | 20,2210 | 9,8396 | 15,0354 | 15,1362 | 11,4535 | 10,2008 | 21,3762 | 15,2134 | 14,8607 |

Tabla 13: Matriz de resultados de todos los casos en M€

Se observa que el menor valor de proyecto medio se obtiene para los parámetros de entrada del Caso Pesimista y el mayor para el Caso Pricing Creciente. Se observa también que la mayor variabilidad de valores de proyecto se obtiene en el Caso Pricing MCS Alto, puesto que aquellas soluciones donde apenas hay MCS se ven desfavorecidas por esa discriminación de precios. Además, al ser las soluciones del Caso Pesimista y Caso MCS Caro iguales entre sí, y las del Caso Base y Caso CAPEX Creciente también, los valores de proyecto obtenidos también lo son.

Por otro lado, es resaltable el hecho de que soluciones tan diferentes como la del Caso Base y la del Caso Optimista obtengan valores de proyecto tan parecidos para todos los casos. Esto da a entender que cuando las máximas potencias de carga no son limitantes, los cargadores CCS2 350kW y MCS 1000kW son prácticamente intercambiables en relaciones

proporcionales (100 cargadores CCS2 350kW serán casi idénticos a 35 MCS 1000kW) debido a su similar precio por kilovatio instalado (en la práctica el tiempo extra de parada, que es fijo, haría que los cargadores MCS 1000kW tardasen algo más de tiempo).

En la tabla Tabla 14 se muestran la media, mediana y el mínimo de los valores de proyecto obtenidos para cada una de las soluciones óptimas, así como la solución óptima con mayor valor de media, mediana y mínimo:

| Solución óptima             | Media        | Mediana      | Mínimo            |
|-----------------------------|--------------|--------------|-------------------|
| 00 Caso Base                | 14,8430      | 15,0642      | 9,8396            |
| 11 Caso Optimista           | 14,7712      | 14,6534      | 9,4293            |
| 12 Caso Pesimista           | 14,8376      | 15,0616      | 9,8415            |
| 21 Caso MCS Caro            | 14,8376      | 15,0616      | 9,8415            |
| 22 Caso MCS Barato          | 14,8279      | 15,0377      | 9,8082            |
| 41 Caso Precio Único        | 14,1220      | 14,2555      | 9,1503            |
| 42 Caso Pricing Decreciente | 14,6020      | 13,6851      | 8,5494            |
| 43 Caso Pricing Creciente   | 14,5854      | 13,6212      | 8,4304            |
| 44 Caso Pricing MCS Alto    | 14,6171      | 13,6745      | 8,4996            |
| 51 Caso CAPEX Creciente     | 14,8430      | 15,0642      | 9,8396            |
| Solución con mayor valor    | 00 Caso Base | 00 Caso Base | 12 Caso Pesimista |

Tabla 14: Evaluación de la solución óptima en M€

Se observa que la solución óptima con mayor media y mediana es la del Caso Base. Dado que todos los parámetros de entrada de cada uno de los casos emanan de este Caso Base, tiene sentido que la solución más balanceada sea esta. La robustez mostrada a lo largo de todos los casos la convierten en una solución muy atractiva.

El caso con el máximo valor de mínimo valor de proyecto es el Caso Pesimista y el Caso MCS Caro, debido a que son las soluciones óptimas encontradas para el caso en el que todos obtienen su peor valor de proyecto.

Es curioso ver que, pese a las disparidades encontradas en los valores de proyecto según cada caso, la diferencia máxima entre medias de los valores de proyecto queda reducida a menos de 0,75 millones de euros.

---

### 5.7.1 DECISIÓN SOBRE LA SOLUCIÓN A IMPLEMENTAR

Si empleásemos el criterio de selección del mínimo arrepentimiento, la solución óptima sería la obtenida en el Caso Pesimista y el Caso MCS Caro.

Si empleásemos el criterio de selección de la mayor media o mediana, la solución óptima sería la obtenida en el Caso Base.

En el caso idílico en el que pudiésemos saber la probabilidad de ocurrencia de cada caso (y asumiendo que sólo se pudiesen dar estos casos), obtendríamos la solución óptima ponderando el valor del proyecto obtenido en cada caso por la probabilidad de que ocurra.

En caso de que la decisión tuviera que hacerla el autor de este trabajo y tuviera que elegir la planificación más adecuada de la electrolinera (y sin poder actualizarla a medida que pase el tiempo), elegiría la del Caso Base por las siguientes razones:

- Mayor media y mediana de todas
- Segundo mejor valor mínimo de proyecto
- Robustez ante todos los casos
- Las estimaciones realizadas para los parámetros de entrada del Caso Base son las que más probabilidad de ocurrencia tienen según los estudios actuales y, por tanto, mayor peso tendrían a la hora de calcular un valor de proyecto ponderado
- Poco riesgo económico ante un posible escenario ultra pesimista, dado que la inversión en CCS2 350kW es notablemente menor que en MCS 1000kW

## Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

A partir de todo lo observado en los resultados de este trabajo, se pueden extraer varias conclusiones que arrojan cierta luz sobre los proyectos de instalación de electrolineras de alta potencia:

- 1) Los parámetros tecnológicos de los VEs y la estrategia de pricing establecida son las dos variables que más influyen en la planificación óptima de la electrolinera y, consecuentemente, en el valor económico obtenido. Cualquier estímulo de pricing afecta a qué cargadores se instalarán y cuándo y, por tanto, al valor del proyecto; mientras que una mayor o menor penetración/autonomía/máxima potencia de carga de los VEs afecta a qué demanda habrá, y consecuentemente a qué cargadores se instalarán y, por tanto, al valor del proyecto.

Para inversores pequeños, la pérdida de control será total. Los parámetros tecnológicos dependerán de los avances a nivel global en tecnología automovilística mientras que la estrategia de pricing vendrá impuesta por el mercado.

- 2) Los cargadores CCS2 350kW son los más atractivos actualmente en proyectos a largo plazo. Esto es debido a varios factores: son notablemente más económicos que los CCS2 100kW y similares a los MCS 1000kW (según un experto en el sector) en €/kW instalado; permiten una potencia de carga más que suficiente para cubrir las necesidades de los vehículos ligeros durante los próximos años (su potencia máxima de carga se espere que aumente, pero los 350kW son más que suficientes durante casi todo el período a cubrir); y pueden satisfacer la carga de los vehículos pesados durante los primeros años debido a su limitada máxima potencia de carga y a que el volumen de demanda pesada esperada es muy inferior a la ligera, permitiendo que con los cargadores de este tipo que haya se cubra la poca demanda pesada existente. Su combinación con algún MCS 1000kW en los últimos años del período para cubrir esta demanda pesada y el exceso de ligera parece la combinación óptima.

3) A partir de, aproximadamente 2030, y en caso de haber instalado cargadores de alta potencia (CCS2 350kW y MCS 1000kW), es prácticamente innecesario llevar a cabo ninguna instalación más para cubrir el esperado aumento de la demanda. Esto se debe a que las hipótesis establecidas sobre los avances tecnológicos harían aumentar la máxima potencia de carga de los ligeros, aumentando la capacidad real de los cargadores instalados y pudiendo así satisfacer el esperado incremento de la demanda.

4) Desarrollos tecnológicos acelerados de los cargadores que permitan reducir notablemente su inversión inicial podrían afectar a aquellos inversores que lleven a cabo todas sus inversiones muy temprano, debido a la presión sobre los precios que podrían realizar los inversores más tardíos. Esto supondría una barrera al desarrollo actual de electrolineras.

Sin embargo, para una misma estrategia de pricing, cambios en los costes de inversión iniciales de los cargadores (ya sean crecientes a lo largo del tiempo, o que el MCS sea notablemente más caro o más barato) apenas afecta a los resultados. Esto es debido al poco peso que tiene el CAPEX respecto al flujo de caja generado por el proyecto, y que apenas afecta al valor del proyecto.

5) Existen varios días al año en los que la demanda ligera no es satisfecha totalmente. Estos días críticos son aquellos donde se producen los picos más altos de demanda, generalmente en verano y en los días especiales (operación entrada y salida en Navidad, Semana Santa o puentes) y en ninguno de los casos estudiados sale rentable cubrir su demanda total. Esto es debido a que los picos son muy abruptos, y solamente ocurren en pocos días durante pocas horas al año, por lo que los ingresos no percibidos durante esas horas no cubren los gastos incurridos en la instalación de más potencia de carga.

El hecho de que no salga rentable cubrir estos picos supone un grave problema para el consumidor: podría tener que esperar horas en la cola de una electrolinera hasta poder continuar su trayecto (situación que ya se ha dado en España en días concretos). Sin incentivos regulatorios para los inversores y sin cambios en los

comportamientos de la demanda (p.ej. vehículos que traten de evitar esas horas o días concretos), no parece que el problema tenga solución sencilla.

- 6) Finalmente, pese a los diversos comportamientos de los consumidores y, por tanto, diferentes planificaciones de inversión, que existen a las afueras de Madrid y en el corredor del Mediterráneo, el valor del proyecto es similar. Esto pone de manifiesto que se puede sacar un rédito económico muy alto si eliges correctamente la localización.

También cabe mencionar la influencia de la modulación de la demanda (determinada por el tráfico y la distribución horaria de la demanda que dependen de la ubicación seleccionada) en la planificación óptima de la electrolinera.

Además, cabe mencionar que la precisión de los resultados para un caso concreto (número exacto de cargadores de cada tipo para cada uno de los 15 años del período) no exime de un razonamiento global sobre este. Es decir, el número de cargadores para cada año da a entender al inversor cuántos cargadores es probable que más o menos se tenga que instalar si se cumplen las estimaciones realizadas. Sin embargo, conforme avancen los años se deben revisar todas las estimaciones realizadas, modificarlas conforme a la realidad, y poder entender los nuevos resultados obtenidos. De esta forma, al inversor realmente solo le importan los cargadores instalados durante los primeros años (puesto que estos son los resultados más fiables), mientras que los cargadores del resto de años aportan algo de idea de lo que podría pasar, sin tener que realmente instalar exactamente ese número de cargadores en esos años concretos.

El trabajo ha cumplido con su objetivo: proveer de una herramienta estandarizada que permita optimizar la inversión en infraestructura a lo largo de los años de un proyecto basado en la instalación y explotación de una electrolinera de alta potencia. La exhaustividad con la que se ha desarrollado este modelo lo convierte en una herramienta mucho más potente y que va más allá de una simple optimización. Esta exhaustividad, especialmente en el modelado de la demanda, permite tener en cuenta los períodos críticos para el dimensionamiento de los cargadores y aproximar la demanda de electricidad para todas las

horas del año. Además, el modelo permite el estudio de los comportamientos del proyecto y de las variables económicas frente a diversos cambios en los datos de entrada (o *inputs*).

Sin embargo, este trabajo no pretende haber solucionado todos los problemas de los inversores en electrolineras, ni mucho menos. Se conocen las limitaciones de este proyecto y todos los posibles estudios a los que pueden dar lugar:

- 1) La optimización, llevada a cabo en Excel, no ha sido completa ni fácil de llevar a cabo. Excel está muy limitado para optimizar ficheros con grandes cantidades de variables, y más aún cuando los resultados deben ser variables discretas. Es por esa razón por la que se han tenido que simplificar los cálculos de la demanda, agrupando en “días estándar” todos los días del año.  
Es por ello que, utilizando métodos de programación más adecuados, se podría llegar a mejores soluciones de una manera mucho más eficiente.
- 2) El trabajo ha evitado entrar en la compra o alquiler de terrenos y en la compleja conexión a la red eléctrica con toda la infraestructura que ello conlleva. Esto es debido a que no ha sido considerado como prioritario en el proyecto, y a que se enfocado desde el punto de vista de una gasolinera ya existente que quisiese transformarse gradualmente en una electrolinera. Haciendo un estudio sobre el tema, se podría llegar a valores de proyecto y tasas internas de retorno más realistas.
- 3) Se ha asumido que no existe elasticidad de la demanda en los consumidores frente al precio de carga. Esto no se corresponde con la realidad, donde sí que existe elasticidad. Entender estos comportamientos según el tipo de usuario puede dar mucha información a los gestores de electrolineras sobre las estrategias de pricing a introducir.
- 4) Se han asumido, por simplicidad, que existen ciertas prioridades de carga para cada cargador según el vehículo sea ligero o pesado. Esto no se corresponde del todo con la realidad, donde cada usuario puede cargar su vehículo donde le plazca siempre y cuando esté libre. Un estudio de esta universidad, surgido de este mismo trabajo, se está realizando actualmente sobre el análisis de colas en una electrolinera. Además,

---

convendría realizar buscar alguna solución para la situación de los picos de demanda no satisfecha en días especiales o al menos cuantificar el impacto en rentabilidad que tendría cubrirlos.

- 5) Muchos datos sobre costes se han estimado o extrapolado. Por ejemplo, si ya existe un cargador CCS2 350kW y se quiere instalar otro, se ha supuesto que la inversión es la misma que en el primero, omitiendo cualquier tipo de sinergias. Por otro lado, los costes del centro de transformación se han extrapolado desde potencias muy pequeñas. También, el coste de inversión de los MCS 1000kW viene dado por estimaciones hechas por un experto en el sector.

Futuros estudios que empleen algo de esta herramienta podrán afinar más en cualquier de estos datos sobre costes para obtener resultados más precisos.

Este trabajo plantea preguntas y abre paso a muchos posibles estudios sobre el sector que pueden ser de mucho interés para los agentes involucrados.



## Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Y. Malhi *et al.*, “Climate change and ecosystems: threats, opportunities and solutions,” *Philos. Trans. R. Soc. B Biol. Sci.*, vol. 375, no. 1794, p. 20190104, Jan. 2020, doi: 10.1098/rstb.2019.0104.
- [2] Xu Rongbin *et al.*, “Wildfires, Global Climate Change, and Human Health,” *N. Engl. J. Med.*, vol. 383, no. 22, pp. 2173–2181, Nov. 2020, doi: 10.1056/NEJMSr2028985.
- [3] C. Suarez and W. Martinez, “Fast and Ultra-Fast Charging for Battery Electric Vehicles – A Review,” in *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Sep. 2019, pp. 569–575. doi: 10.1109/ECCE.2019.8912594.
- [4] S. Hardman *et al.*, “A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure,” *Transp. Res. Part Transp. Environ.*, vol. 62, pp. 508–523, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.trd.2018.04.002.
- [5] J. Serradilla, J. Wardle, P. Blythe, and J. Gibbon, “An evidence-based approach for investment in rapid-charging infrastructure,” *Energy Policy*, vol. 106, pp. 514–524, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.04.007.
- [6] S. Wang, C. Zhuge, C. Shao, P. Wang, X. Yang, and S. Wang, “Short-term electric vehicle charging demand prediction: A deep learning approach,” *Appl. Energy*, vol. 340, p. 121032, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121032.
- [7] “Informe OBS: Movilidad Eléctrica en España 2023,” OBS Business School. Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.obsbusiness.school/actualidad/informes-de-investigacion/informe-obs-movilidad-electrica-en-espana-2023>
- [8] “Global EV Outlook 2023 – Analysis,” IEA. Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- [9] “EVO Report 2023 | BloombergNEF | Bloomberg Finance LP,” BloombergNEF. Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>
- [10] “AEDIVE Anuario Movilidad Eléctrica 2023-2024,” AEDIVE. Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: <https://aedive.es/anuario-movilidad-electrica-2023/>
- [11] C. G. Bolinches, “Las ventas de coches eléctricos puros no despegan y se quedan por debajo del 6% en 2023,” *elDiario.es*. Accessed: May 21, 2024. [Online]. Available: [https://www.eldiario.es/economia/ventas-coches-electricos-puros-no-despegan-quedan-debajo-6-2023\\_1\\_10808509.html](https://www.eldiario.es/economia/ventas-coches-electricos-puros-no-despegan-quedan-debajo-6-2023_1_10808509.html)
- [12] “Informe-ANFAC-Vehiculo-Electrificado-2023.pdf.” Accessed: Jun. 29, 2024. [Online]. Available: <https://anfacs.com/wp-content/uploads/2024/03/Informe-ANFAC-Vehiculo-Electrificado-2023.pdf>
- [13] N. Yuan, Z. Yu, Y. Zhang, H. Chang, and H. Kang, “Review of Electric Vehicle Ultra-Fast DC Charging Station,” in *2022 7th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, Apr. 2022, pp. 1–9. doi: 10.1109/ACPEE53904.2022.9783995.

- 
- [14] “Speed-E | Innovative solution for electric mobility.” Accessed: May 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.ren.pt/en-gb/activity/speed-e>
  - [15] PricewaterhouseCoopers, “Electric vehicles and the charging infrastructure: a new mindset?,” PwC. Accessed: May 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.pwc.com/us/en/industries/industrial-products/library/electric-vehicles-charging-infrastructure.html>
  - [16] “Can public EV fast-charging stations be profitable in the United States? | McKinsey.” Accessed: May 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/features/mckinsey-center-for-future-mobility/our-insights/can-public-ev-fast-charging-stations-be-profitable-in-the-united-states>
  - [17] T. H. Shah *et al.*, “Techno-economic appraisal of electric vehicle charging stations integrated with on-grid photovoltaics on existing fuel stations: A multicity study framework,” *Renew. Energy*, vol. 209, pp. 133–144, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.03.128.
  - [18] “Anejo nº16\_Estudio\_de\_Explotación.pdf.” Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: [https://www.transportes.gob.es/recursos\\_mfom/carreteras/A37-VA-3520/Anejo\\_n%C2%BA16\\_Estudio\\_de\\_Explotaci%C3%B3n.pdf](https://www.transportes.gob.es/recursos_mfom/carreteras/A37-VA-3520/Anejo_n%C2%BA16_Estudio_de_Explotaci%C3%B3n.pdf)
  - [19] Y. Amara-Ouali, Y. Goude, P. Massart, J.-M. Poggi, and H. Yan, “A Review of Electric Vehicle Load Open Data and Models,” *Energies*, vol. 14, no. 8, Art. no. 8, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14082233.
  - [20] “Power and Energy Demand to Support E-Mobility on Highway: The Italian Case Study | IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore.” Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10036084>
  - [21] J. E. Rito, N. S. Lopez, and J. B. M. Biona, “Modeling Traffic Flow, Energy Use, and Emissions Using Google Maps and Google Street View: The Case of EDSA, Philippines,” *Sustainability*, vol. 13, no. 12, Art. no. 12, Jan. 2021, doi: 10.3390/su13126682.
  - [22] Y. Amry, E. Elbouchikhi, F. Le Gall, M. Ghogho, and S. El Hani, “Optimal sizing and energy management strategy for EV workplace charging station considering PV and flywheel energy storage system,” *J. Energy Storage*, vol. 62, p. 106937, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.106937.
  - [23] “Regulation - 2023/1804 - EN - EUR-Lex.” Accessed: May 16, 2024. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj>
  - [24] “EN IEC 62196-3:2022 - Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 3: Dimensional compatibility requirements for DC and AC/DC pin and contact-tube vehicle couplers,” iTeh Standards. Accessed: May 29, 2024. [Online]. Available: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/clc/db1d8fe9-0b61-42af-ba97-9a636236d59a/en-iec-62196-3-2022>
  - [25] “J1772\_201710: SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler - SAE International.” Accessed: May 29, 2024. [Online]. Available: [https://www.sae.org/standards/content/j1772\\_201710/](https://www.sae.org/standards/content/j1772_201710/)
  - [26] “Megawatt Charging System (MCS).” Accessed: May 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.charin.global/technology/mcs/>
-

- [27] “Press Releases.” Accessed: May 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.epri.com/about/media-resources/press-release/lxkvH3E1qHPiRZnsPvro4>
- [28] “Borrador para la actualización del PNIEC 2023-2030-64347.pdf.” Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: [https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/\\_layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%202023-2030-64347.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/_layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%202023-2030-64347.pdf)
- [29] “La edad media de los camiones en España supera los 14 años.” Accessed: May 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.autonomosenruta.com/transporte-mercancias/sector/flota-camiones-espana-envejecida-europa>
- [30] “Toyota’s EV battery future promises 500 miles of range by 2026 — and much more beyond,” Autoblog. Accessed: May 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.autoblog.com/2023/09/17/toyotas-ev-battery-future-promises-500-miles-of-range-by-2026-and-much-more-beyond/>
- [31] J. C. Franco, “¿Por qué es aconsejable cargar baterías del 20% hasta el 80%?,” Movilidad Eléctrica. Accessed: May 21, 2024. [Online]. Available: <https://movilidadelectrica.com/aconsejable-cargar-baterias-minimo-20-maximo-80-capacidad/>
- [32] “What is the driving range of an electric vehicle and how many kilometres can travel before needing to be recharged? | Endolla Barcelona.” Accessed: May 21, 2024. [Online]. Available: <https://endolla.barcelona/en/news/endolla-service/what-driving-range-electric-vehicle-and-how-many-kilometres-can-travel-needing>
- [33] “FSE 2019 - Transporte Eléctrico de Carga: Análisis de los desafíos para su introducción en Uruguay | UM.” Accessed: May 21, 2024. [Online]. Available: <https://um.edu.uy/cinovi/fse-2019-transporte-electrico-de-carga-analisis-de-los-desafios-para-su-introduccion-en>
- [34] “RAP/DE/009/23 - RESOLUCIÓN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL EJERCICIO 2024 | CNMC.” Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00923>
- [35] “OUR TARIFFS,” Home. Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://ionity.eu/en/access-and-payment>
- [36] “Precio cargar coche eléctrico. Precios carga pública,” Wenea. Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://wenea.com/precios/>
- [37] I. S.A.U, “Puntos de Recarga para Coches Eléctricos,” Iberdrola. Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.es/movilidad-electrica/puntos-de-recarga>
- [38] “Tarifas 2024-pdf.pdf.” Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.store.endesaxway.com/content/dam/enel-x-store-exw/es/docs/products/app/Tarifas%202024-pdf.pdf>
- [39] “Tarifa Periodos,” Som Energia. Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.somenergia.coop/es/tarifas-de-electricidad-que-ofrecemos/tarifa-periodos/>
- [40] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *Resolución de 21 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la*

- que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2024*, vol. BOE-A-2023-26251. 2023, pp. 171491–171500. Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: [https://www.boe.es/eli/es/res/2023/12/21/\(1\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2023/12/21/(1))
- [41] “Derivatives | OMIP.” Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.omip.pt/es/dados-mercado?date=2024-04-16&product=EL&zone=ES&instrument=FTB&maturity=YR>
- [42] “Previsiones del Banco de España de la economía de España,” Bankinter. Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.bankinter.com/blog/mercados/prevision-pib-banco-espana>
- [43] “¿Por qué tener un objetivo de inflación del 2 % en lugar del 0 %?,” Banco de España. Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.bde.es/wbe/es/areas-actuacion/politica-monetaria/politica-monetaria-area-euro/bce-estrategia-politica-monetaria/por-que-2-en-lugar-del-0.html>
- [44] “Guidelines\_Charging\_Infrastructure\_for\_Truck\_Depots.pdf.” Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/333679689/Guidelines\\_Charging\\_Infrastructure\\_for\\_Truck\\_Depots.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/333679689/Guidelines_Charging_Infrastructure_for_Truck_Depots.pdf)
- [45] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales*, vol. BOE-A-2015-13488. 2015, pp. 117270–117389. Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/o/2015/12/11/iet2660>
- [46] “El IPC en un clic.” Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.ine.es/calcula/calcula.do>
- [47] “Salario para Personal De Limpieza en España - Salario Medio,” Talent.com. Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://es.talent.com/salary>
- [48] “Calculadora coste empresa contratar un trabajador | Factorial.” Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://factorialhr.es/calculadora-coste-trabajador>
- [49] “Salario para Vigilante en España - Salario Medio,” Talent.com. Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://es.talent.com/salary>
- [50] “Ingenico | Self/5000 LE.” Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://ingenico.com/es/recursos/self5000>
- [51] “Self 5000,” UCP Inc. Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.ucp-inc.com/product-page/self-5000>
- [52] “Interest rates statistics,” Banco de España. Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.bde.es/webbe/en/estadisticas/temas/tipos-interes.html>
- [53] “ES - Market Risk Premia.” Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <http://www.market-risk-premia.com/es.html>

- 
- [54] “El valor residual y la tasa de crecimiento ‘g’ (II).” Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://es.linkedin.com/pulse/el-valor-residual-y-la-tasa-de-crecimiento-g-ii-f%C3%A9lix-mex%C3%AD>
- [55] “España - Producto Interior Bruto (PIB) de España, según la Contabilidad Nacional Trimestral.” Accessed: May 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.epdata.es/datos/pib-espana-ine-contabilidad-nacional-trimestra/36/espana/106>

## ANEXO I

### PARÁMETROS TECNOLÓGICOS ESCENARIO BASE (1)

| ESCENARIO 1                |                       | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|----------------------------|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Dist. Entre Electrolineras |                       | 120  | 108  | 96   | 84   | 72   | 60   | 57   | 54   | 51   | 48   | 45   | 42   | 39   | 36   | 33   | 30   | 30   |
| Ligeros                    | % parque              | 1%   | 1%   | 2%   | 5%   | 9%   | 17%  | 18%  | 20%  | 22%  | 24%  | 26%  | 29%  | 31%  | 34%  | 37%  | 41%  | 45%  |
|                            | km Autonomía          | 300  | 334  | 372  | 414  | 461  | 513  | 571  | 636  | 708  | 788  | 877  | 977  | 1087 | 1210 | 1347 | 1500 | 1500 |
|                            | % batería a cargar    | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  |
|                            | km Autonomía a cargar | 180  | 200  | 223  | 248  | 276  | 308  | 343  | 381  | 425  | 473  | 526  | 586  | 652  | 726  | 808  | 900  | 900  |
|                            | % carga vía pública   | 14%  | 15%  | 16%  | 17%  | 17%  | 18%  | 19%  | 19%  | 20%  | 21%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 24%  | 25%  | 25%  |
|                            | Prob. Carga           | 10%  | 8%   | 7%   | 6%   | 4%   | 3%   | 3%   | 3%   | 2%   | 2%   | 2%   | 2%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   |
|                            | km/kWh Eficiencia     | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 |
|                            | kWh Máx Pot. Carga    | 100  | 111  | 124  | 138  | 154  | 171  | 190  | 212  | 236  | 263  | 292  | 326  | 362  | 403  | 449  | 500  | 500  |
|                            | min Tiempo de parada  | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    |
|                            | Coef. Extra Parada    | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 |
| Pesados                    | % parque              | 0%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 2%   | 2%   | 3%   | 4%   | 4%   | 6%   | 7%   | 9%   | 11%  | 14%  |
|                            | km Autonomía          | 400  | 445  | 496  | 552  | 614  | 684  | 761  | 848  | 944  | 1051 | 1170 | 1302 | 1450 | 1614 | 1797 | 2000 | 2000 |
|                            | % batería a cargar    | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  |
|                            | km Autonomía a cargar | 240  | 267  | 297  | 331  | 369  | 410  | 457  | 509  | 566  | 630  | 702  | 781  | 870  | 968  | 1078 | 1200 | 1200 |
|                            | % carga vía pública   | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  |
|                            | Prob. Carga           | 25%  | 20%  | 16%  | 13%  | 10%  | 7%   | 6%   | 5%   | 5%   | 4%   | 3%   | 3%   | 2%   | 2%   | 2%   | 1%   | 1%   |
|                            | km/kWh Eficiencia     | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 |
|                            | kWh Máx Pot. Carga    | 300  | 334  | 372  | 414  | 461  | 513  | 571  | 636  | 708  | 788  | 877  | 977  | 1087 | 1210 | 1347 | 1500 | 1500 |
|                            | min Tiempo de parada  | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    |
|                            | Coef. Extra Parada    | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 |

Tabla 15: Parámetros Tecnológicos Escenario Base (1)

### PARÁMETROS TECNOLÓGICOS ESCENARIO OPTIMISTA (2)

| ESCENARIO 2                |                       | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|----------------------------|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Dist. Entre Electrolineras |                       | 120  | 108  | 96   | 84   | 72   | 60   | 57   | 54   | 51   | 48   | 45   | 42   | 39   | 36   | 33   | 30   | 30   |
| Ligeros                    | % parque              | 1%   | 2%   | 3%   | 6%   | 11%  | 22%  | 24%  | 26%  | 28%  | 31%  | 34%  | 37%  | 41%  | 44%  | 49%  | 53%  | 58%  |
|                            | km Autonomía          | 390  | 434  | 483  | 538  | 599  | 667  | 742  | 827  | 920  | 1024 | 1140 | 1270 | 1413 | 1573 | 1752 | 1950 | 1950 |
|                            | % batería a cargar    | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  |
|                            | km Autonomía a cargar | 234  | 261  | 290  | 323  | 359  | 400  | 445  | 496  | 552  | 615  | 684  | 762  | 848  | 944  | 1051 | 1170 | 1170 |
|                            | % carga vía pública   | 14%  | 15%  | 16%  | 17%  | 17%  | 18%  | 19%  | 19%  | 20%  | 21%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 24%  | 25%  | 25%  |
|                            | Prob. Carga           | 7%   | 6%   | 5%   | 4%   | 3%   | 3%   | 2%   | 2%   | 2%   | 2%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   |

|         |                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|---------|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| km/kWh  | Eficiencia          | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 |
| kWh     | Máx Pot. Carga      | 130  | 145  | 161  | 179  | 200  | 222  | 247  | 276  | 307  | 341  | 380  | 423  | 471  | 524  | 584  | 650  | 650  |
| min     | Tiempo de parada    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    |
|         | Coef. Extra Parada  | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 |
| Pesados | % parque            | 0%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 2%   | 2%   | 2%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 7%   | 9%   | 11%  | 14%  | 18%  |
| km      | Autonomía           | 520  | 579  | 644  | 717  | 799  | 889  | 990  | 1102 | 1227 | 1366 | 1520 | 1693 | 1884 | 2098 | 2335 | 2600 | 2600 |
|         | % batería a cargar  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  |
| km      | Autonomía a cargar  | 312  | 347  | 387  | 430  | 479  | 534  | 594  | 661  | 736  | 819  | 912  | 1016 | 1131 | 1259 | 1401 | 1560 | 1560 |
|         | % carga vía pública | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  |
|         | Prob. Carga         | 19%  | 16%  | 12%  | 10%  | 8%   | 6%   | 5%   | 4%   | 3%   | 3%   | 2%   | 2%   | 2%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   |
| km/kWh  | Eficiencia          | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 |
| kWh     | Máx Pot. Carga      | 390  | 434  | 483  | 538  | 599  | 667  | 742  | 827  | 920  | 1024 | 1140 | 1270 | 1413 | 1573 | 1752 | 1950 | 1950 |
| min     | Tiempo de parada    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    |
|         | Coef. Extra Parada  | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 |

Tabla 16: Parámetros Tecnológicos Escenario Optimista (2)

## PARÁMETROS TECNOLÓGICOS ESCENARIO PESIMISTA (3)

| ESCENARIO 3                |                     | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|----------------------------|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Dist. Entre Electrolineras |                     | 120  | 108  | 96   | 84   | 72   | 60   | 57   | 54   | 51   | 48   | 45   | 42   | 39   | 36   | 33   | 30   | 30   |
| Ligeros                    | % parque            | 0%   | 1%   | 2%   | 3%   | 6%   | 12%  | 13%  | 14%  | 15%  | 17%  | 18%  | 20%  | 22%  | 24%  | 26%  | 29%  | 31%  |
| km                         | Autonomía           | 210  | 234  | 260  | 290  | 323  | 359  | 400  | 445  | 495  | 552  | 614  | 684  | 761  | 847  | 943  | 1050 | 1050 |
|                            | % batería a cargar  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  |
| km                         | Autonomía a cargar  | 126  | 140  | 156  | 174  | 194  | 215  | 240  | 267  | 297  | 331  | 368  | 410  | 457  | 508  | 566  | 630  | 630  |
|                            | % carga vía pública | 14%  | 15%  | 16%  | 17%  | 17%  | 18%  | 19%  | 19%  | 20%  | 21%  | 21%  | 22%  | 23%  | 24%  | 24%  | 25%  | 25%  |
|                            | Prob. Carga         | 14%  | 12%  | 10%  | 8%   | 6%   | 5%   | 4%   | 4%   | 3%   | 3%   | 3%   | 2%   | 2%   | 2%   | 1%   | 1%   | 1%   |
| km/kWh                     | Eficiencia          | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 | 5,26 |
| kWh                        | Máx Pot. Carga      | 70   | 78   | 87   | 97   | 108  | 120  | 133  | 148  | 165  | 184  | 205  | 228  | 254  | 282  | 314  | 350  | 350  |
| min                        | Tiempo de parada    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    |
|                            | Coef. Extra Parada  | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 | 1,24 |
| Pesados                    | % parque            | 0%   | 0%   | 0%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 2%   | 2%   | 3%   | 3%   | 4%   | 5%   | 6%   | 8%   | 10%  |
| km                         | Autonomía           | 280  | 312  | 347  | 386  | 430  | 479  | 533  | 593  | 661  | 735  | 819  | 911  | 1015 | 1130 | 1258 | 1400 | 1400 |
|                            | % batería a cargar  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  | 60%  |
| km                         | Autonomía a cargar  | 168  | 187  | 208  | 232  | 258  | 287  | 320  | 356  | 396  | 441  | 491  | 547  | 609  | 678  | 755  | 840  | 840  |
|                            | % carga vía pública | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  | 50%  |
|                            | Prob. Carga         | 36%  | 29%  | 23%  | 18%  | 14%  | 10%  | 9%   | 8%   | 6%   | 5%   | 5%   | 4%   | 3%   | 3%   | 2%   | 2%   | 2%   |
| km/kWh                     | Eficiencia          | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,08 |
| kWh                        | Máx Pot. Carga      | 210  | 234  | 260  | 290  | 323  | 359  | 400  | 445  | 495  | 552  | 614  | 684  | 761  | 847  | 943  | 1050 | 1050 |
| min                        | Tiempo de parada    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    |
|                            | Coef. Extra Parada  | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1,22 |

Tabla 17: Parámetros Tecnológicos Escenario Pesimista (3)



## DATOS DE TRÁFICO

|                                                                                   |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------------|-----------------------|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|---------------------------------------|---------|-----------|-----------|--------|-----------|--------|---------|-------|------|-------|
|  |            | MINISTERIO DE FOMENTO |          | SECRETARÍA DE ESTADO DE PLANEACIÓN E INFRAESTRUCTURAS<br>SECRETARÍA GENERAL DE INFRAESTRUCTURAS<br>DIRECCIÓN GENERAL DE CARRETERAS |                    | ESTACIONES. DATOS DEFINITIVOS TRAFICO |         |           | AÑO: 2021 |        |           |        |         |       |      |       |
|                                                                                   |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    | Estacion:                             | M-266-0 | Via:      | A-5       | PK:    | 11,09     | tipo:  | Autovia |       |      |       |
|                                                                                   |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    | Provincia:                            | MADRID  |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
|                                                                                   |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
| Calzada 1+2                                                                       |            | IMD Definitivo        | Num Dias | Nº Dias Validos                                                                                                                    | Nº Dias Validos 84 | Afin                                  |         | Calzada 1 | Afin      |        | Calzada 2 |        |         |       |      |       |
| Motos:                                                                            |            | 997                   | 184      | 64                                                                                                                                 | 64                 |                                       |         | 200       |           |        | 797       |        |         |       |      |       |
| Ligeros:                                                                          |            | 73.181                | 184      | 64                                                                                                                                 | 64                 | M-266-0                               |         | 36.566    | M-266-0   |        | 36.615    |        |         |       |      |       |
| Pesados:                                                                          |            | 3.734                 | 184      | 64                                                                                                                                 | 64                 | M-266-0                               |         | 1.879     | M-266-0   |        | 1.855     |        |         |       |      |       |
| Total:                                                                            |            | 76.915                | 184      | 64                                                                                                                                 | 64                 |                                       |         | 38.445    |           |        | 38.470    |        |         |       |      |       |
|                                                                                   |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
| Ligeros                                                                           | Mes        | L                     | M        | X                                                                                                                                  | J                  | V                                     | S       | D         | T         |        |           |        |         |       |      |       |
|                                                                                   | ENERO      | 36196                 | 57024    | 58796                                                                                                                              | 54508              | 61444                                 | 61944   | 41732     | 52645     |        |           |        |         |       |      |       |
|                                                                                   | FEBRERO    | 46820                 | 69640    | 67520                                                                                                                              | 68566              | 75054                                 | 69520   | 55660     | 64683     |        |           |        |         |       |      |       |
|                                                                                   | MARZO      | 38706                 | ****     | 53608                                                                                                                              | ****               | 52978                                 | ****    | 59298     | ****      | 60343  | ****      | 59108  | ****    | 33078 | **** | 50767 |
|                                                                                   | ABRIL      | 51992                 |          | 85650                                                                                                                              |                    | 86216                                 |         | 88772     |           | 87840  |           | 94458  |         | 73298 |      | 82361 |
|                                                                                   | MAYO       | 62552                 |          | 74526                                                                                                                              |                    | 91408                                 |         | 91596     |           | 93352  |           | 97650  |         | 76778 |      | 82824 |
|                                                                                   | JUNIO      | 56146                 | ****     | 82174                                                                                                                              |                    | 90382                                 |         | 98192     | ****      | 83164  | ****      | 85038  | ****    | 63725 | **** | 80261 |
|                                                                                   | JULIO      | 57134                 |          | 72332                                                                                                                              |                    | 64414                                 |         | 68756     |           | 77956  |           | 75504  |         | 57706 |      | 68304 |
|                                                                                   | AGOSTO     | 51032                 |          | 68986                                                                                                                              |                    | 68502                                 |         | 66682     |           | 63368  |           | 59024  |         | 47022 |      | 60178 |
|                                                                                   | SEPTIEMBRE | 58357                 | ****     | 89861                                                                                                                              | ****               | 89571                                 | ****    | 90903     | ****      | 90428  | ****      | 92564  | ****    | 67603 | **** | 83254 |
|                                                                                   | OCTUBRE    | 103590                | ****     | 85075                                                                                                                              |                    | 88150                                 |         | 88276     |           | 95386  |           | 93710  |         | 70360 |      | 88482 |
|                                                                                   | NOVIEMBRE  | 69328                 |          | 85756                                                                                                                              |                    | 83194                                 |         | 88300     |           | 92744  |           | 98176  |         | 80368 |      | 85253 |
|                                                                                   | DICIEMBRE  | 61656                 |          | 87352                                                                                                                              |                    | 85924                                 |         | 82632     |           | 90564  |           | 82426  |         | 79254 |      | 82348 |
|                                                                                   | TOTAL      | 57402                 |          | 75557                                                                                                                              |                    | 77444                                 |         | 79173     |           | 81506  |           | 80505  |         | 63107 |      | 73181 |
|                                                                                   |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
| Pesados                                                                           | Mes        | L                     | M        | X                                                                                                                                  | J                  | V                                     | S       | D         | T         |        |           |        |         |       |      |       |
|                                                                                   | ENERO      | 1524                  |          | 3672                                                                                                                               |                    | 3964                                  |         | 4288      |           | 4252   |           | 4330   |         | 1884  |      | 3347  |
|                                                                                   | FEBRERO    | 1948                  |          | 4982                                                                                                                               |                    | 5100                                  |         | 5034      |           | 5060   |           | 4880   |         | 2458  |      | 4209  |
|                                                                                   | MARZO      | 1045                  | ****     | 2759                                                                                                                               | ****               | 2939                                  | ****    | 3657      | ****      | 3617   | ****      | 3523   | ****    | 1273  | **** | 2645  |
|                                                                                   | ABRIL      | 1942                  |          | 4848                                                                                                                               |                    | 4810                                  |         | 5034      |           | 4876   |           | 4916   |         | 2412  |      | 4191  |
|                                                                                   | MAYO       | 2008                  |          | 3592                                                                                                                               |                    | 4636                                  |         | 5018      |           | 4978   |           | 5190   |         | 2416  |      | 3813  |
|                                                                                   | JUNIO      | 1813                  | ****     | 4487                                                                                                                               |                    | 4134                                  |         | 4350      | ****      | 4509   | ****      | 4496   | ****    | 2189  | **** | 3751  |
|                                                                                   | JULIO      | 1868                  |          | 4010                                                                                                                               |                    | 4002                                  |         | 3966      |           | 4144   |           | 4096   |         | 2210  |      | 3529  |
|                                                                                   | AGOSTO     | 1690                  |          | 3428                                                                                                                               |                    | 3510                                  |         | 3464      |           | 3428   |           | 3308   |         | 1940  |      | 2907  |
|                                                                                   | SEPTIEMBRE | 2019                  | ****     | 4853                                                                                                                               | ****               | 4953                                  | ****    | 4970      | ****      | 4841   | ****      | 4865   | ****    | 2387  | **** | 4183  |
|                                                                                   | OCTUBRE    | 2136                  | ****     | 4997                                                                                                                               |                    | 5000                                  |         | 5330      |           | 5276   |           | 5194   |         | 2564  |      | 4277  |
|                                                                                   | NOVIEMBRE  | 2154                  |          | 4998                                                                                                                               |                    | 5280                                  |         | 5334      |           | 5436   |           | 5188   |         | 2644  |      | 4393  |
|                                                                                   | DICIEMBRE  | 2016                  |          | 4710                                                                                                                               |                    | 4700                                  |         | 4390      |           | 4864   |           | 4334   |         | 2688  |      | 3989  |
|                                                                                   | TOTAL      | 1826                  |          | 4236                                                                                                                               |                    | 4401                                  |         | 4571      |           | 4621   |           | 4532   |         | 2276  |      | 3734  |
|                                                                                   |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
| Total                                                                             | Mes        | L                     | M        | X                                                                                                                                  | J                  | V                                     | S       | D         | T         |        |           |        |         |       |      |       |
|                                                                                   | ENERO      | 37720                 |          | 60696                                                                                                                              |                    | 62760                                 |         | 58796     |           | 65696  |           | 66274  |         | 43616 |      | 55992 |
|                                                                                   | FEBRERO    | 48768                 |          | 74622                                                                                                                              |                    | 72620                                 |         | 73600     |           | 80114  |           | 74400  |         | 58118 |      | 68892 |
|                                                                                   | MARZO      | 39751                 |          | 56367                                                                                                                              |                    | 55917                                 |         | 62955     |           | 63960  |           | 62631  |         | 34351 |      | 53412 |
|                                                                                   | ABRIL      | 53934                 |          | 90498                                                                                                                              |                    | 91026                                 |         | 93806     |           | 92716  |           | 99374  |         | 75710 |      | 86552 |
|                                                                                   | MAYO       | 64560                 |          | 78118                                                                                                                              |                    | 96044                                 |         | 96614     |           | 98330  |           | 102840 |         | 79194 |      | 86637 |
|                                                                                   | JUNIO      | 57959                 |          | 86661                                                                                                                              |                    | 94516                                 |         | 102542    |           | 87673  |           | 89534  |         | 65914 |      | 84012 |
|                                                                                   | JULIO      | 59002                 |          | 76342                                                                                                                              |                    | 68416                                 |         | 72722     |           | 82100  |           | 79600  |         | 59916 |      | 71833 |
|                                                                                   | AGOSTO     | 52722                 |          | 72414                                                                                                                              |                    | 72012                                 |         | 70146     |           | 66796  |           | 62332  |         | 48962 |      | 63085 |
|                                                                                   | SEPTIEMBRE | 60376                 |          | 94714                                                                                                                              |                    | 94524                                 |         | 95873     |           | 95269  |           | 97429  |         | 69990 |      | 87437 |
|                                                                                   | OCTUBRE    | 105726                |          | 90072                                                                                                                              |                    | 93150                                 |         | 93606     |           | 100662 |           | 98904  |         | 72924 |      | 92759 |
|                                                                                   | NOVIEMBRE  | 71482                 |          | 90754                                                                                                                              |                    | 88474                                 |         | 93634     |           | 98180  |           | 103364 |         | 83012 |      | 89646 |
|                                                                                   | DICIEMBRE  | 63672                 |          | 92062                                                                                                                              |                    | 90624                                 |         | 87022     |           | 95428  |           | 86760  |         | 81922 |      | 86337 |
|                                                                                   | TOTAL      | 59226                 |          | 79793                                                                                                                              |                    | 81844                                 |         | 83744     |           | 86127  |           | 85036  |         | 65381 |      | 76915 |
|                                                                                   |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
| * => Dato Estimado; Dato original eliminado                                       |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
| ** => Dato Estimado:                                                              |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
| *** => Dato Estimado en Pesados:                                                  |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |
| **** => Dato Estimado en una calzada:                                             |            |                       |          |                                                                                                                                    |                    |                                       |         |           |           |        |           |        |         |       |      |       |

\* => Dato Estimado; Dato original eliminado

\*\* => Dato Estimado;

\*\*\* => Dato Estimado en Pesados;

\*\*\*\* => Dato Estimado en una calzada;

Tabla 18: IMD diario de la estación M-266-0. Fuente: Ministerio de Fomento



## ***DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA DEMANDA***

| hora<br>comienzo | hora<br>final | L     | M     | X     | J     | V     | S     | D     |
|------------------|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0                | 1             | 1,04% | 1,34% | 1,55% | 0,57% | 2,54% | 2,24% | 1,75% |
| 1                | 2             | 1,19% | 1,02% | 1,69% | 0,34% | 1,37% | 1,58% | 1,38% |
| 2                | 3             | 0,66% | 1,19% | 0,96% | 0,34% | 0,63% | 0,79% | 1,23% |
| 3                | 4             | 0,66% | 0,98% | 0,50% | 0,53% | 0,60% | 0,76% | 1,19% |
| 4                | 5             | 0,51% | 1,49% | 0,32% | 1,29% | 1,10% | 0,60% | 0,82% |
| 5                | 6             | 1,51% | 2,03% | 0,96% | 2,00% | 2,24% | 1,23% | 1,01% |
| 6                | 7             | 2,71% | 3,37% | 2,58% | 3,67% | 3,68% | 1,35% | 1,75% |
| 7                | 8             | 4,21% | 4,83% | 4,37% | 5,03% | 4,31% | 2,01% | 2,28% |
| 8                | 9             | 5,06% | 5,44% | 5,75% | 5,64% | 4,28% | 2,87% | 3,24% |
| 9                | 10            | 5,78% | 6,53% | 6,42% | 6,78% | 4,79% | 4,58% | 4,81% |
| 10               | 11            | 5,95% | 6,56% | 6,27% | 7,08% | 4,62% | 6,21% | 6,48% |
| 11               | 12            | 6,66% | 6,71% | 6,42% | 7,08% | 5,95% | 7,75% | 8,05% |
| 12               | 13            | 7,59% | 6,34% | 6,24% | 7,28% | 6,05% | 9,40% | 8,87% |
| 13               | 14            | 7,30% | 5,48% | 6,59% | 5,87% | 6,39% | 8,28% | 7,72% |
| 14               | 15            | 6,48% | 5,29% | 6,27% | 4,92% | 6,09% | 7,09% | 6,86% |
| 15               | 16            | 5,28% | 4,78% | 5,75% | 4,92% | 5,45% | 5,54% | 5,60% |
| 16               | 17            | 5,42% | 5,12% | 5,92% | 5,87% | 5,45% | 5,21% | 4,99% |
| 17               | 18            | 5,78% | 5,29% | 6,56% | 7,28% | 5,79% | 5,38% | 4,66% |
| 18               | 19            | 6,10% | 5,83% | 7,09% | 6,78% | 6,05% | 5,54% | 5,37% |
| 19               | 20            | 6,27% | 5,80% | 5,75% | 5,83% | 5,92% | 5,41% | 5,60% |
| 20               | 21            | 5,78% | 5,29% | 4,27% | 4,36% | 5,22% | 4,95% | 5,40% |
| 21               | 22            | 4,06% | 4,32% | 3,21% | 3,29% | 4,28% | 4,25% | 4,29% |
| 22               | 23            | 2,68% | 3,08% | 2,37% | 1,93% | 3,84% | 3,99% | 3,77% |
| 23               | 24            | 1,33% | 1,89% | 2,19% | 1,29% | 3,34% | 3,00% | 2,87% |

*Tabla 19: Distribución horaria de la gasolinera Shell Alcorcón. Fuente: Google Maps*

## ***EJEMPLO DE GOOGLE MAPS SOBRE PORCENTAJE DE OCUPACIÓN***



*Ilustración 63: Porcentaje de ocupación del lunes de la gasolinera Shell Alcorcón. Fuente: Google Maps*

## PRECIO DE LA ENERGÍA

EUR/kWh

| Período | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  | 2036  | 2037  | 2038  | 2039  | 2040  | 2041  |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| P1      | 0,332 | 0,250 | 0,233 | 0,221 | 0,219 | 0,218 | 0,218 | 0,218 | 0,218 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 |
| P2      | 0,259 | 0,195 | 0,182 | 0,173 | 0,171 | 0,170 | 0,170 | 0,170 | 0,170 | 0,169 | 0,169 | 0,169 | 0,169 | 0,169 | 0,169 | 0,169 | 0,169 | 0,169 |
| P3      | 0,201 | 0,152 | 0,141 | 0,134 | 0,133 | 0,132 | 0,132 | 0,132 | 0,132 | 0,132 | 0,131 | 0,131 | 0,131 | 0,131 | 0,131 | 0,131 | 0,131 | 0,131 |
| P4      | 0,182 | 0,137 | 0,128 | 0,121 | 0,120 | 0,120 | 0,120 | 0,120 | 0,119 | 0,119 | 0,119 | 0,119 | 0,119 | 0,119 | 0,119 | 0,119 | 0,119 | 0,119 |
| P5      | 0,143 | 0,108 | 0,100 | 0,095 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,094 |
| P6      | 0,141 | 0,106 | 0,099 | 0,094 | 0,093 | 0,093 | 0,093 | 0,093 | 0,092 | 0,092 | 0,092 | 0,092 | 0,092 | 0,092 | 0,092 | 0,092 | 0,092 | 0,092 |

Tabla 20: Precio de la energía. Fuente: Som Energia y elaboración propia

## PRECIO DE LA POTENCIA

EUR/kW-año

| Período | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  | 2036  | 2037  | 2038  | 2039  | 2040  | 2041  |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| P1      | 4,656 | 4,782 | 4,873 | 4,956 | 5,040 | 5,126 | 5,213 | 5,301 | 5,392 | 5,483 | 5,576 | 5,671 | 5,768 | 5,866 | 5,965 | 6,067 | 6,170 | 6,275 |
| P2      | 2,891 | 2,969 | 3,025 | 3,077 | 3,129 | 3,182 | 3,236 | 3,291 | 3,347 | 3,404 | 3,462 | 3,521 | 3,581 | 3,642 | 3,704 | 3,766 | 3,830 | 3,896 |
| P3      | 2,248 | 2,309 | 2,353 | 2,393 | 2,434 | 2,475 | 2,517 | 2,560 | 2,603 | 2,648 | 2,693 | 2,738 | 2,785 | 2,832 | 2,880 | 2,929 | 2,979 | 3,030 |
| P4      | 1,778 | 1,826 | 1,860 | 1,892 | 1,924 | 1,957 | 1,990 | 2,024 | 2,058 | 2,093 | 2,129 | 2,165 | 2,202 | 2,239 | 2,277 | 2,316 | 2,356 | 2,396 |
| P5      | 0,074 | 0,076 | 0,077 | 0,078 | 0,080 | 0,081 | 0,082 | 0,084 | 0,085 | 0,087 | 0,088 | 0,090 | 0,091 | 0,093 | 0,094 | 0,096 | 0,098 | 0,099 |
| P6      | 0,074 | 0,076 | 0,077 | 0,078 | 0,080 | 0,081 | 0,082 | 0,084 | 0,085 | 0,087 | 0,088 | 0,090 | 0,091 | 0,093 | 0,094 | 0,096 | 0,098 | 0,099 |

Tabla 21: Precio de la potencia. Fuente: Som Energia y elaboración propia

## ANEXO II

### ***ALINEAMIENTO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE***

El fin principal de este proyecto es proveer de una herramienta estandarizada que permita optimizar la inversión en infraestructura a lo largo de los años de un proyecto basado en la instalación y explotación de una electrolinera de alta potencia. De esta manera, varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) adoptados por las Naciones Unidas tienen cabida dentro de este proyecto. Principalmente, el proyecto se alinea con cuatro de los diecisiete ODS:

#### *ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico*

El ODS 8 busca promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos. La herramienta que se facilita en este proyecto, de ser útil para inversores reales, podría contribuir a este objetivo de varias maneras:

1. Creación de empleo: la expansión y optimización de las electrolinerías generan empleo en diversos sectores, desde la construcción y mantenimiento de las estaciones hasta el desarrollo de software y tecnologías para la gestión de carga
2. Impulso económico: la demanda de nuevas tecnologías y servicios relacionados con las electrolinerías puede incentivar la inversión y el crecimiento en la industria

#### *ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura*

El ODS 9 tiene como objetivo construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación. La herramienta que se facilita en este proyecto, de ser útil para inversores reales, se alinearía perfectamente con estos objetivos:

1. Infraestructura sostenible: la creación de una red de electrolineras de alta potencia representa una inversión significativa en infraestructura sostenible, crucial para la adopción masiva de vehículos eléctricos
2. Innovación tecnológica: el desarrollo de nuevos modelos de explotación de electrolineras requiere avances en tecnología de carga rápida, gestión de energía y sistemas de almacenamiento, promoviendo así la innovación
3. Desarrollo industrial: la industria de los vehículos eléctricos y su infraestructura asociada están en pleno crecimiento, lo que favorece la industrialización sostenible y la creación de un entorno industrial moderno y ecológicamente responsable

#### *ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles*

El ODS 11 busca hacer que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. La herramienta que se facilita en este proyecto, de ser útil para inversores reales, podría contribuir a este objetivo:

1. Reducción de la contaminación: al fomentar el uso de vehículos eléctricos, se reduce la emisión de gases contaminantes y partículas nocivas en las zonas urbanas, mejorando la calidad del aire y, por ende, la salud pública
2. Movilidad sostenible: la disponibilidad de estaciones de carga rápida hace que los vehículos eléctricos sean una opción más viable y atractiva para los ciudadanos, promoviendo una movilidad urbana más sostenible
3. Adaptación al cambio climático: la infraestructura para vehículos eléctricos ayuda a las ciudades a adaptarse mejor al cambio climático, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles y favoreciendo una transición hacia fuentes de energía renovables

#### *ODS 13: Acción por el clima*

El ODS 13 insta a adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. La herramienta que se facilita en este proyecto, de ser útil para inversores reales, podría contribuir a este objetivo:

1. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>: la electrificación del transporte es crucial para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. El proyecto fomenta el uso de vehículos eléctricos, que tienen un menor impacto ambiental comparado con los vehículos tradicionales de combustión interna
2. Uso de energías renovables: las electrolinerías pueden integrarse con fuentes de energía renovable, como la solar o la eólica, para proporcionar una carga más ecológica y reducir la huella de carbono del transporte

Promoción de políticas sostenibles: el proyecto también destaca la necesidad de políticas gubernamentales y marcos regulatorios que apoyen la infraestructura de carga y el uso de energías renovables, alineándose así con las estrategias globales de mitigación del cambio climático.