



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA *John*

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES (ICADE)

Doble Grado en Relaciones Internacionales y Business Analytics

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ANÁLISIS GEOESPACIAL Y FINANCIERO AVANZADO
PARA EL DESPLIEGUE ESTRATEGICO DE PUNTOS DE
RECARGA: MAPEO DE ZONAS DE DEMANDA LATENTE
Y VIABILIDAD DEL MODELO UTILIZATION LINKED
FINANCE (ULF)**

Autor: Javier Mijail Merino Kopyrin

Tutora del TFG: Macarena Morales Pérez

Resumen

La transición hacia un modelo de movilidad más sostenible en España avanza de forma irregular. Mientras el parque de vehículos eléctricos crece a tasas superiores al 40% anual, la infraestructura de recarga rápida en corredores interurbanos no logra seguir el ritmo de esta demanda. Este trabajo aborda ese problema desde dos perspectivas que se complementan:

La primera de estas perspectivas es geoespacial. Mediante la plataforma QGIS y datos oficiales de la DGT, el Ministerio de Transportes y OpenStreetMap, se construye un Índice de Demanda Latente (IDL), que clasifica los 8.220 municipios de la España peninsular según su déficit de infraestructura de recarga. El análisis identifica que España incumple la Directiva AFIR en 5.226 km de su red principal de carreteras y que casi el 69% de los municipios presentan algún nivel de déficit de cobertura. A partir de estos resultados se priorizan 1.555 gasolineras de la red principal como posibles ubicaciones para la instalación de cargadores.

La segunda perspectiva es financiera. Enfocándose en las Zonas de Demanda Latente (ZDL), se determina el umbral mínimo de rentabilidad para un cargador de 50 kW (el más utilizado en la actualidad) y se evalúa el mecanismo Utilisation Linked Finance (ULF) como instrumento para hacer viable la inversión en zonas de demanda incipiente. El análisis demuestra que el ULF, mediante un período de gracia de dos años, elimina la barrera de entrada para el operador sin necesidad de apoyo público en comunidades como Aragón, donde la deuda convencional genera déficits inviables en los primeros años de operación.

Palabras clave: Zonas de Demanda Latente (ZDL), Utilisation Linked Finance (ULF), infraestructura de recarga, vehículo 100% eléctrico (BEV), QGIS, análisis geoespacial, movilidad sostenible.

Abstract

The transition towards a more sustainable mobility model in Spain is progressing unevenly. Whilst the number of electric vehicles is growing at rates of over 40 per cent per year, the fast-charging infrastructure on inter-city routes is failing to keep pace with this demand. This study addresses this problem from two complementary perspectives:

The first of these perspectives is geospatial. Using the QGIS platform and official data from the DGT, the Ministry of Transport and OpenStreetMap, a Latent Demand Index (LDI) is constructed, which classifies the 8,220 municipalities on the Spanish mainland according to their charging infrastructure deficit. The analysis reveals that Spain is in breach of the AFIR Directive across 5,226 km of its main road network and that almost 69 per cent of municipalities exhibit some level of coverage deficit. Based on these results, 1,555 petrol stations on the main network are prioritised as potential locations for the installation of chargers.

The second perspective is financial. Focusing on Latent Demand Zones (LDZ), the minimum profitability threshold for a 50 kW charger (the most commonly used at present) is determined, and the Utilisation-Linked Finance (ULF) mechanism is assessed as a tool for making investment viable in areas of emerging demand. The analysis demonstrates that ULF, through a two-year grace period, removes the barrier to entry for the operator without the need for public support in regions such as Aragón, where conventional debt results in cashflow deficits in the first few years of operation.

Keywords: Latent Demand Zones (LDZ), Utilisation Linked Finance (ULF), charging infrastructure, 100% electric vehicle (BEV), QGIS, geospatial analysis, sustainable mobility.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Resumen	ii
ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS	vi
ILUSTRACIONES	vi
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Contexto del Mercado, Evolución y Estado de la Cuestión	1
1.2 Objetivos de la Investigación	2
1.3 Marco Metodológico y Fuentes de Información	3
1.4 Estructura General del Trabajo	4
2. MARCO TEÓRICO Y REVISIÓN DE LA LITERATURA	6
2.1 Modelos de Despliegue de Infraestructura de Recarga Pública	6
2.2 Desafíos de la Financiación de Cargadores Eléctricos a Largo Plazo	7
2.3 Instrumentos de Deuda Vinculada al Uso (Origen del ULF)	8
3. ANÁLISIS GEOESPACIAL: IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE DEMANDA LATENTE (ZDL)	10
3.1 Fuentes de Datos y Variables Explicativas	10
3.2. Análisis de Cumplimiento AFIR: Brechas de Cobertura Legal en Corredores de la Red RTE-T	13
3.3. Construcción del Índice de Demanda Latente (IDL)	16
3.4. Resultados: Mapeo, Clasificación y Análisis Territorial de las ZDL	19
4. MODELIZACIÓN FINANCIERA: EL MECANISMO UTILISATION LINKED FINANCE (ULF)	26
4.1. Fundamentos del Instrumento y Métricas de Utilización: Tiempo frente a Energía	26
4.2. Determinación del Umbral Mínimo de Utilización y Break-even por Tipo de Cargador	27
4.3. Curvas de Utilización Media (CUM) por Categoría de ZDL	28
4.4. Tipología de Casos del ULF en el Mercado Español	30
<i>Fuente: Elaboración propia a partir de DGT (2023-2025) e ICCT (2021).</i>	31
4.5. Análisis Comparativo: Deuda Tradicional frente a Mecanismo ULF	31
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS	33
5.1. Conclusiones del Análisis Geoespacial	33

5.2. Conclusiones del Análisis Financiero y del Instrumento ULF.....	34
5.3. Limitaciones del Estudio.....	34
5.4. Futuras Áreas de Investigación.....	36
BIBLIOGRAFÍA.....	38

ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

TABLAS

Tabla 1: Tabla de fuentes usadas	13
Tabla 2: Umbral mínimo de utilización por tipo de cargador	27
Tabla 3: Curva de Utilización Media por comunidad autónoma 2023-2030	30
Tabla 4: Tipología de casos ULF en el mercado español.....	31
Tabla 5: Flujos de caja de un préstamo convencional vs ULF (cargador 50kW)	32

ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Mapa de Intensidad Media Diaria de la RCE.....	11
Ilustración 2: Mapa con tramos AFIR en incumplimiento	15
Ilustración 3: Mapa de viabilidad eléctrica por municipio.....	19
Ilustración 4: Mapa IDL por municipio (Clasificación ZDL).....	20
Ilustración 5: Mapa gasolineras RCE con prioridad de recarga	24
Ilustración 6: Mapa diagnostico territorial integrado	25

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Contexto del Mercado, Evolución y Estado de la Cuestión

España se encuentra en plena transición hacia un modelo de movilidad más sostenible, pero la realidad sobre el terreno avanza más despacio de lo previsto. El país se ha comprometido a tener 5,5 millones de vehículos eléctricos en circulación para 2030, un objetivo ambicioso que forma parte del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y de los compromisos de descarbonización de la Agenda 2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021). Para lograrlo será necesario tanto acelerar la adopción del vehículo eléctrico como desarrollar la infraestructura de recarga que lo sustenta. El problema como veremos más adelante no reside en la demanda sino en la insuficiencia de la red de recarga.

Las cifras de matriculaciones muestran una tendencia positiva pero todavía modesta. En 2023 se matricularon en España 76.347 vehículos 100% eléctricos (BEV), con una concentración geográfica muy marcada: casi 30.000 en la Comunidad de Madrid, algo más de 12.000 en Cataluña y cerca de 7.000 en la Comunidad Valenciana (AEDIVE, 2024). En enero y febrero de 2025 se matricularon 12.807 unidades, un 51,8% más que en el mismo periodo de 2024, lo que confirma que el mercado está creciendo, pero que la demanda sigue concentrada en las mismas zonas de siempre.

El problema no es solo que haya pocos vehículos eléctricos. La infraestructura de recarga avanza a un ritmo claramente insuficiente para acompañar el crecimiento del mercado. España contaba a finales de 2024 con aproximadamente 30.000 puntos de recarga públicos, una cifra que el Ministerio para la Transición Ecológica estima que deberá triplicarse antes de 2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024). Pero más que la cantidad, lo que preocupa es la distribución: la mayoría de los cargadores existentes se concentran en Madrid, Cataluña y la Comunidad Valenciana, dejando amplias zonas del interior y del norte peninsular con una cobertura claramente insuficiente. En los corredores interurbanos la situación es especialmente grave. El Reglamento europeo AFIR exige desde enero de 2025

un cargador de al menos 150 kW cada 60 km en toda la red de carreteras europea (RTE-T), y España incumple ese requisito en más de 5.000 km de red (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2023).

Detrás de este déficit hay un problema financiero que a menudo pasa desapercibido. Instalar un cargador en una zona con pocos vehículos eléctricos es una inversión con un retorno incierto en el corto plazo, y esa incertidumbre es la que aumenta el riesgo de la inversión haciéndola poco atractiva tanto para inversores como para bancos. El resultado es que el capital privado fluye hacia donde ya hay una demanda consolidada, y las zonas que más necesitan infraestructura son precisamente las que menos la reciben (Roland Berger, 2023).

Este trabajo nace de esa doble cuestión. Por un lado, se identifican las zonas del territorio español donde la demanda de recarga existe, pero la infraestructura no ha llegado todavía, las denominadas Zonas de Demanda Latente (ZDL). Por otro, se evalúa si el instrumento financiero Utilisation Linked Finance (ULF) puede resolver el problema de financiación, que impide que la inversión llegue a esas zonas.

1.2 Objetivos de la Investigación

El primer objetivo es de carácter geoespacial y consiste en identificar y clasificar las Zonas de Demanda Latente para cargadores de potencia igual o superior a 50 kW en la España peninsular, mediante la plataforma de análisis geoespacial QGIS. Para ello se construye el Índice de Demanda Latente (IDL), un indicador que clasifica cada municipio según su nivel de déficit de infraestructura de recarga. Este análisis se complementa con la evaluación del cumplimiento de la Directiva AFIR en los corredores de la red europea de carreteras (RTE-T), identificando los tramos de más de 60 km sin cobertura de cargadores ultrarrápidos de al menos 150 kW donde España incumple actualmente sus obligaciones legales.

El segundo objetivo es de carácter financiero y consiste en evaluar la viabilidad del mecanismo ULF como instrumento de financiación para el despliegue de cargadores en las ZDL identificadas, determinando el umbral mínimo de

utilización necesario para obtener rentabilidad por tipo de cargador según su potencia. También, se procederá a la modelización de Curvas de Utilización Media (CUM) para finalmente comparar la estructura de pagos ULF frente a la deuda convencional.

Los dos objetivos responden a una misma pregunta: ¿En qué zonas de España y bajo qué condiciones el ULF es una mejor solución que la deuda convencional para impulsar la inversión en infraestructura de recarga?

1.3 Marco Metodológico y Fuentes de Información

Este trabajo combina dos enfoques metodológicos que se aplican en dos etapas. El primero es geoespacial y el segundo financiero. Aunque cada uno funciona de forma independiente, están directamente conectados entre si, ya que las Zonas de Demanda Latente identificadas en QGIS conforman la base sobre la que se construye el análisis financiero del ULF.

El análisis geoespacial se desarrolló íntegramente en QGIS, integrando datos procedentes de fuentes públicas de referencia. Las principales son la red de carreteras del Estado (RCE) y sus datos de tráfico (Ministerio de Transportes, 2024), el parque de vehículos eléctricos por municipio (DGT, 2024), los puntos de recarga públicos existentes (Open Charge Map, 2024), las subestaciones eléctricas de la península (OpenStreetMap, 2024), las gasolineras de la red principal de carreteras (OpenStreetMap, 2024) y los polígonos municipales de referencia (Instituto Geográfico Nacional, 2024). Con estas fuentes se llevan a cabo dos análisis: el primero evalúa el cumplimiento de la Directiva AFIR en los corredores de la red europea de carreteras (RTE-T), identificando los tramos sin cobertura legal; el segundo construye el Índice de Demanda Latente (IDL), que clasifica cada municipio de la España peninsular según su nivel de déficit de infraestructura de recarga.

El análisis financiero utiliza los datos de costes de instalación y operación de cargadores de Naturgy y Arthur D. Little (2023), con los que se determina el umbral mínimo de utilización necesario para que cada tipo de cargador sea rentable. Las Curvas de Utilización Media se construyen combinando los datos de vehículos eléctricos con Distintivo 0 por comunidad autónoma extraídos de

los Anuarios Estadísticos de la DGT (2023, 2024 y 2025) con los coeficientes de regresión logarítmica del ICCT (2021), que relacionan el número de vehículos eléctricos (BEV) en circulación con la utilización esperada de los cargadores. A partir de estos resultados se evalúa el mecanismo Utilisation Linked Finance (ULF) como instrumento de financiación para las Zonas de Demanda Latente identificadas en el análisis geoespacial, comparando su estructura de pagos con la de un préstamo convencional en el caso de Aragón como comunidad de referencia.

1.4 Estructura General del Trabajo

El trabajo se divide en cinco capítulos. En el primer capítulo se explica el problema, después se analiza desde el punto de vista territorial y financiero, y finalmente se sacan las conclusiones.

El capítulo 2 desarrolla el marco teórico. En el analiza la situación actual de la red de recarga en Europa, por qué cuesta tanto financiar los cargadores eléctricos a largo plazo y de dónde surge el instrumento financiero ULF.

El Capítulo 3 es el núcleo geoespacial del trabajo. Se describen las fuentes de datos utilizadas, se explica cómo se evaluó el cumplimiento de la Directiva AFIR en los corredores principales y cómo se construyó el Índice de Demanda Latente (IDL). Como resultado de este análisis, se lleva a cabo un diagnóstico territorial completo de la España peninsular, el cual incluye la clasificación de las gasolineras de la red principal por nivel de prioridad de instalación.

El Capítulo 4 estudia la modelización financiera del instrumento ULF. Se determina el umbral mínimo de utilización por tipo de cargador, se construyen las Curvas de Utilización Media por categoría de ZDL, se describen los tres casos de aplicación del ULF en el mercado español y se compara su estructura de pagos con la de un préstamo convencional.

Finalmente, el capítulo 5 recoge las conclusiones del análisis geoespacial y financiero, las limitaciones del estudio y las futuras líneas de investigación que han quedado abiertas.

2. MARCO TEÓRICO Y REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Modelos de Despliegue de Infraestructura de Recarga Pública

Antes de analizar el problema en España conviene entender cómo han resuelto otros países europeos el despliegue de infraestructura de recarga pública. Estos ejemplos permiten entender cómo se han repartido el riesgo financiero el sector público y el privado, algo clave para la viabilidad de la red.

El primero es el modelo de despliegue de infraestructura liderado por el sector público, en el que las administraciones nacionales o regionales, subvencionan o financian puntos de recarga asumiendo el riesgo de utilización en su totalidad. Este tipo de modelo suele estar presente en las primeras fases del desarrollo del mercado impulsado por un fuerte compromiso por parte del Estado. Este modelo fue el dominante en los países pioneros como Noruega y los Países Bajos, donde construir una red pública densa fue una condición necesaria para que los ciudadanos se animaran a comprar vehículos eléctricos. Su principal ventaja es que permite desplegar infraestructura rápidamente y en zonas donde el mercado no llegaría solo. Su principal inconveniente es la dependencia del presupuesto público y la ausencia de incentivos para gestionar los activos de forma eficiente (Roland Berger, 2023).

El segundo modelo de despliegue de infraestructura es liderado por operadores privados de puntos de recarga, conocidos como los Charge Point Operators (CPOs). Este modelo suele tomar más protagonismo en fases más avanzadas, donde los inversores disponen de mayor número de datos de las proyecciones de utilización del cargador a implantar. Es por eso por lo que en las primeras fases este modelo no resulta tan atractivo al demandar los inversores o prestamistas mayores primas de riesgo debido a la incertidumbre en la rentabilidad de la inversión (ECODES, 2023). Es precisamente esta barrera la que incita a buscar y desarrollar otros productos financieros alternativos como el ULF.

Entre ambos extremos existe un abanico de modelos híbridos que combinan lo mejor de los dos mundos. Donde la administración pública proporciona subvenciones al CAPEX (instalación del cargador) o garantías especiales y el

CPO asume los riesgos derivados del OPEX (utilización del cargador residual). En España el programa MOVES III cofinancia el 40% del coste de instalación de los cargadores eléctricos de acceso público. Sin embargo, la evidencia sugiere que esta subvención por parte del plan MOVES III no suele ser suficiente para movilizar inversión privada en Zonas De Demanda Latente, porque el problema no reside en el coste de instalación sino en la incertidumbre de los flujos futuros que será capaz de generar ese cargador (Naturgy / Arthur D. Little, 2023).

2.2 Desafíos de la Financiación de Cargadores Eléctricos a Largo Plazo

La instalación de cargadores eléctricos de alta potencia puede parecer sencilla, pero financiarlo a largo plazo resulta bastante más complicado ya que presentan una serie de características estructurales que dificulta su acceso a los instrumentos de deuda convencionales.

El primer problema es la vida útil. Un cargador rápido tiene una vida útil estimada de unos 10 años, muy por debajo de los veinte años habituales en otros activos de infraestructura como carreteras o redes eléctricas (Naturgy / Arthur D. Little, 2023). Esto significa que el periodo de amortización es más corto y que la cuota anual que hay que recuperar con los ingresos de explotación es más alta. En la práctica, el umbral mínimo de utilización para que el cargador sea rentable es más exigente que en otros tipos de infraestructura.

En segundo lugar, los ingresos generados por el cargador eléctrico a lo largo de su vida útil no son lineales, sino que empiezan generando ingresos por debajo del nivel de utilización mínimo para generar rentabilidad, debido al reducido número de usuarios en la zona. Según los precios del vehículo eléctrico (BEV) van disminuyendo, la oferta crece como consecuencia, aumentando el número de usuarios con vehículo eléctrico y estimulando el crecimiento del nivel de utilización hasta que se sitúa por encima del umbral mínimo de rentabilidad. Las inversiones en cargadores eléctricos siguen una curva en forma de S que representa lo anteriormente descrito por lo que son incompatibles con el modelo de financiación convencional donde el dinero debe ser devuelto linealmente en pagos de misma cuantía.

Por último, hay una inexistencia de datos históricos. A diferencia de otros activos de infraestructura con décadas de registros operativos, los cargadores de alta potencia son una categoría relativamente nueva. Los bancos y los inversores no tienen suficiente información para modelizar bien el riesgo, lo que se traduce en primas de riesgo más altas y una mayor dificultad a la hora de conseguir financiación para proyectos en zonas donde la demanda todavía no está consolidada (Roland Berger, 2023). Este problema es especialmente grave en los corredores interurbanos y en las zonas rurales, que son precisamente donde más falta hace la infraestructura.

2.3 Instrumentos de Deuda Vinculada al Uso (Origen del ULF)

La idea de vincular el pago de una deuda al uso real de un activo no es nueva. Existen ejemplos conocidos en otros sectores como las autopistas de peaje donde el concesionario paga en función del tráfico, los contratos de compra de energía a largo plazo donde el precio varía según la producción o los contratos de arrendamiento de aviones donde la renta depende de las horas de vuelo. En todos estos casos la lógica es la misma, si el activo genera más ingresos, se paga más, si genera menos, se paga menos.

Lo que hace el Utilisation Linked Finance (ULF) es trasladar exactamente esa lógica al mundo de los cargadores eléctricos. La principal traba en la inversión del despliegue de la infraestructura de recarga en zonas de demanda incipiente no es la rentabilidad de la inversión a largo plazo, la cual es rentable en la mayoría de los casos, sino la incompatibilidad entre el ritmo al que generan los ingresos y la estructura de pagos de la deuda convencional.

El ULF resuelve este desajuste de una forma sencilla. En lugar de pagar una cuota fija cada mes independientemente de cuánto se use el cargador, el operador paga en función del uso real. Cuando el cargador se usa poco (durante los primeros años, cuando el mercado todavía no ha madurado) la cuota es más baja. Cuando el uso crece y los ingresos aumentan, la cuota sube para compensar los pagos reducidos de los primeros años. El resultado es que el prestamista obtiene la misma rentabilidad ajustada al riesgo, pero el operador no se ve comprometido financieramente en las fases iniciales.

En el contexto español, el instrumento ULF es extremadamente determinante dado el desequilibrio territorial de la infraestructura de recarga y la necesidad de ofrecer una cobertura de cargadores con una potencia igual o superior a 150kW en la red de carreteras europea según la Directiva AFIR. En los siguientes capítulos se podrá observar cómo mediante el análisis geoespacial de las Zonas de Demanda Latente y la modelización financiera del instrumento financiero ULF, se podrá identificar con precisión en que zonas tiene sentido instalar los cargadores. También se evaluará bajo qué condiciones el instrumento financiero ULF resulta superior a la deuda convencional o a la subvención pública como mecanismo para fomentar la inversión privada.

3. ANÁLISIS GEOESPACIAL: IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE DEMANDA LATENTE (ZDL)

Este capítulo recoge el trabajo de análisis geoespacial desarrollado en QGIS a lo largo de varios meses, y constituye el núcleo empírico del TFG. El análisis se divide en dos partes que, aunque independientes en su construcción, acaban hablando de lo mismo: dónde existe un déficit de cargadores eléctricos en España y determinar cuáles son sus implicaciones.

La primera parte evalúa el cumplimiento de la Directiva AFIR, la normativa europea que obliga a todos los estados miembros a garantizar cobertura de carga ultrarrápida (con una potencia mínima de 150 kW) a lo largo de toda su red principal de carreteras, de forma que ningún conductor tenga que recorrer más de 60 km para encontrar un punto de recarga. El análisis identifica qué tramos de la red española incumplen este requisito.

La segunda parte construye el Índice de Demanda Latente (IDL), un indicador propio desarrollado para este trabajo que clasifica cada municipio español según su nivel de demanda latente de infraestructura de recarga. El IDL combina tres variables: la presión de tráfico eléctrico en los corredores interurbanos (IPC), la demanda de recarga de BEV en cada municipio (IPU), y la facilidad técnica de conectar un cargador a la red eléctrica local (Factor_mean). El resultado es un mapa municipal de toda España clasificado en cuatro categorías de Zona de Demanda Latente.

Todo el análisis se desarrolló en QGIS utilizando el sistema de coordenadas oficial para España (EPSG:25830), que trabaja en metros y garantiza que todas las medidas de distancia sean precisas y comparables entre capas.

3.1 Fuentes de Datos y Variables Explicativas

Para identificar las Zonas de Demanda Latente en España es necesario responder a una pregunta aparentemente sencilla: ¿dónde hay más necesidad de cargadores eléctricos y menos infraestructura para satisfacerla? Responder a esta pregunta con rigor exige combinar distintas fuentes de información que, tomadas por separado, solo cuentan una parte de la historia. El tráfico por

carretera dice cuántos vehículos pasan por un tramo, pero no cuántos son eléctricos. El número de BEV matriculados por municipio dice dónde viven los propietarios de vehículos eléctricos, pero no si tienen cargadores cerca. La proximidad a subestaciones eléctricas dice si es técnicamente viable instalar un cargador, pero no si hay demanda suficiente para justificarlo. Es la combinación de todas estas variables lo que permite construir un diagnóstico territorial completo.

Las fuentes de datos utilizadas son las siguientes. La capa base cartográfica es Google Satellite y Google Roads, que proporcionan la imagen de satélite y la red viaria de referencia sobre la que se proyectan todas las demás capas. No participan en ningún cálculo, sino que actúan como fondo visual para la interpretación y exportación de los mapas.

La red viaria principal del análisis es CarreterasRCE2024, proporcionada por el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible. Contiene el trazado completo de las autovías y autopistas del Estado (un total de 7.259 tramos y 25.237 km de red) junto con los datos de Intensidad Media Diaria (IMD) de cada tramo, es decir, el número medio de vehículos que circulan por él cada día. Esta capa es la base del análisis de corredores.

Ilustración 1: Mapa de Intensidad Media Diaria de la RCE



Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible (2024), y Google Satellite.

Los datos de demanda urbana proceden de DatosMunicipalesGeneral_2024, un registro de la Dirección General de Tráfico (DGT) que recoge el número de vehículos con distintivo 0 (es decir, vehículos 100% eléctricos) matriculados en cada municipio español. A nivel nacional, el dato registra 578.668 BEV sobre un parque total de 37.862.492 vehículos, lo que representa una cuota del 1,5283%. Este porcentaje se utiliza posteriormente para estimar cuántos de los vehículos que circulan por cada tramo de carretera son eléctricos.

La oferta de infraestructura de recarga se obtiene de Open Charge Map, el registro público de cargadores eléctricos más completo disponible en España. Se utilizan dos versiones filtradas: una con cargadores de potencia igual o superior a 150 kW, necesaria para el análisis de cumplimiento legal, y otra con cargadores de potencia igual o superior a 50 kW, utilizada para medir la oferta real de recarga rápida disponible en cada zona.

La viabilidad técnica de instalación se estima a partir de las subestaciones eléctricas identificadas en OpenStreetMap, con un total de 2.553 puntos en la España peninsular. Los cargadores rápidos requieren conexión a la red de media tensión, por lo que la proximidad a una subestación determina en gran medida el coste y la complejidad de la instalación. Cuanto más lejos está un municipio de una subestación, más cara y difícil resulta la conexión.

Los polígonos municipales proceden del Instituto Geográfico Nacional (IGN) y permiten agregar todos los indicadores calculados a nivel de municipio, que es la unidad territorial de análisis del IDL.

Finalmente, las gasolineras de la Red de Carreteras del Estado se obtuvieron de OpenStreetMap, identificando un total de 6.828 estaciones de servicio en España, de las cuales 2.873 se encuentran a menos de un kilómetro de la red principal de carreteras. Estas gasolineras se utilizan en el apartado 3.4 como emplazamientos candidatos para la instalación de cargadores, dado que ya

disponen de acceso a la red eléctrica, superficie habilitada y flujo de usuarios establecido.

Tabla 1: Tabla de fuentes usadas

Capa	Fuente	Formato	Función
Google Satellite / Roads	Google	Teselas Web	Mapa Cartográfico
Carreteras RCE 2024	Min. Transportes	Shapefile	AFIR
Datos Municipales General 2024	DGT	CSV	IPU
Puntos Carga Rápidos (> 50 / 150 kW)	OpenChargeMap	GeoJSON	AFIR, IPC e IPU
Subestaciones Eléctricas	OpenStreetMap	GeoPackage	Factor Viabilidad
Tags Municipios	IGN	Shapefile	Polígonos Municipales
Gasolineras RCE	OpenStreetMap	GeoJSON	Análisis Gasolineras

Fuente: Elaboración propia.

3.2. Análisis de Cumplimiento AFIR: Brechas de Cobertura Legal en Corredores de la Red RTE-T

Antes de evaluar la demanda latente, es preciso responder una cuestión fundamental: ¿Cumple España con las obligaciones legales en infraestructura de recarga? La evidencia muestra que el despliegue actual se sitúa significativamente por debajo de los objetivos legales.

La Directiva AFIR (Reglamento UE 2023/1804) es de aplicación directa en todos los estados miembros desde abril de 2023, sin necesidad de transposición nacional. Su exigencia sobre infraestructura de recarga es clara: a partir del 1 de enero de 2025, ningún punto de la red principal de carreteras europea (RTE-T) puede quedar a más de 60 km sin cobertura de cargadores con una potencia mínima de 150 kW. En la práctica, esto significa que, si se traza un radio de 30 km alrededor de cada cargador ultrarrápido existente, ese radio debería cubrir la totalidad de la red. Los tramos que quedan fuera de esa cobertura son los que incumplen la directiva.

Cómo se identificaron los tramos en incumplimiento

El análisis parte de localizar todos los cargadores públicos con potencia igual o superior a 150 kW registrados en España. La distribución en el mapa ya adelanta lo que vamos a encontrar: hay una concentración clara en Madrid, Barcelona y el corredor mediterráneo, y una ausencia notable en el interior peninsular y en buena parte del norte.

A partir de estos cargadores se construyó una zona de cobertura de 30 km de radio, que representa el territorio que teóricamente cumple con la AFIR. Todo lo que queda fuera de esa zona son los tramos en incumplimiento legal. Para obtenerlos se comparó la zona de cobertura con la red completa de carreteras, extrayendo los segmentos sin cobertura. A esos segmentos los denominamos Tramos AFIR.

Resultados

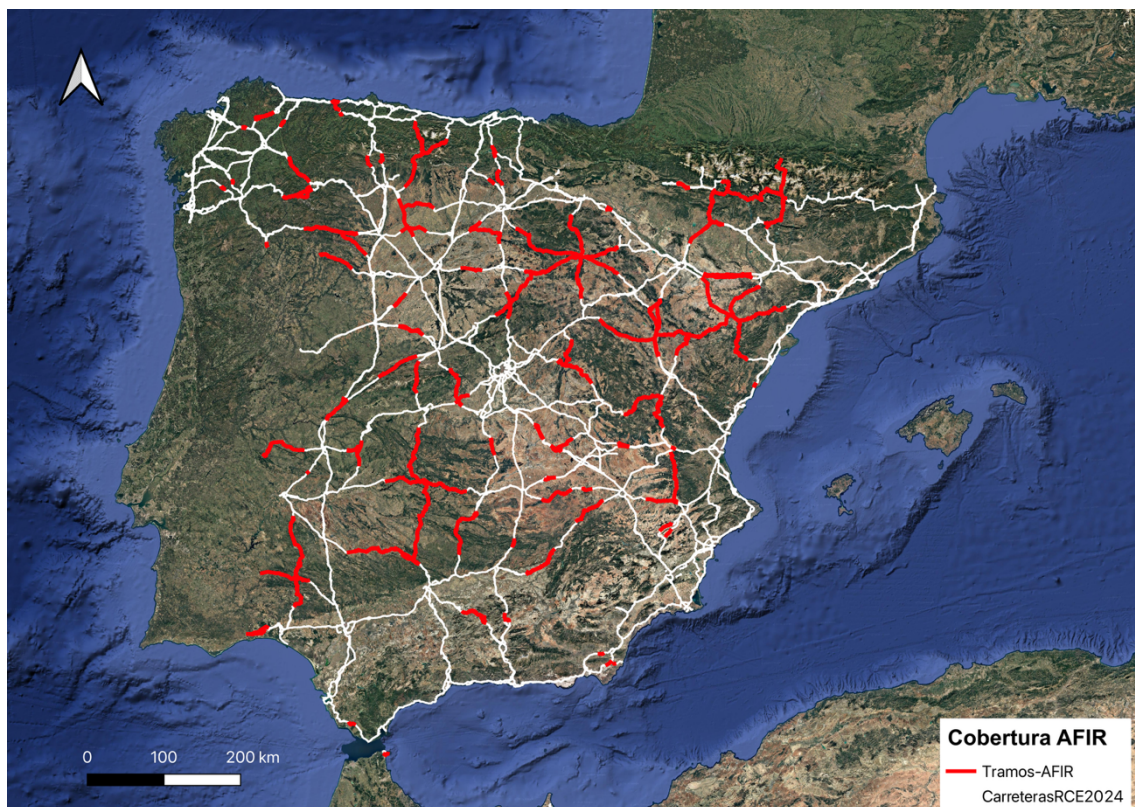
El resultado del análisis identifica un total de 5.226 km de tramos AFIR sin cobertura sobre una red total de 25.237 km, lo que representa un 20,7% de incumplimiento. Dicho de otra forma, uno de cada cinco kilómetros de la red principal de carreteras española no cumple hoy con la normativa europea de recarga ultrarrápida, a pesar de que el plazo legal ya ha vencido.

La distribución de estos tramos no es aleatoria ni se concentra en una sola región. Las brechas aparecen de forma dispersa por todo el territorio peninsular: el norte y noroeste presentan tramos significativos en Galicia, Asturias y el País Vasco, mientras que el interior acumula múltiples segmentos sin cobertura en Castilla y León, Castilla-La Mancha y Aragón. La explicación de fondo es sencilla. En las grandes ciudades y en los corredores de alta circulación, instalar un cargador resulta atractivo, mientras que en las zonas rurales e interurbanas ocurre lo contrario. El resultado es que la inversión privada fluye de forma natural hacia donde ya hay demanda, dejando sin cobertura precisamente las zonas donde más se necesita. La AFIR intenta corregir este desequilibrio imponiendo una obligación legal, pero la obligación por sí sola no resuelve el problema financiero que hay detrás.

En contraste, los corredores con mayor concentración de vehículos eléctricos (BEV) son el corredor Madrid-Barcelona (A-2), el corredor del levante mediterráneo (AP-7) y los accesos a Madrid desde el sur, los cuales presentan niveles de cobertura mucho más cercanos al cumplimiento, lo que confirma que el problema no es de cobertura nacional agregada sino de desequilibrio territorial.

Los tramos AFIR tienen una implicación directa para el mecanismo ULF que se desarrolla en el Capítulo 4. Al tratarse de una obligación legal, la instalación de cargadores en estos tramos no es opcional, independientemente de si la ubicación es rentable o no. Es precisamente en estos casos donde el ULF cobra especial relevancia. Cuando hay que instalar un cargador porque la ley lo exige, pero los flujos de caja no justifican un préstamo convencional, el ULF ofrece una estructura de financiación adaptada a esa realidad.

Ilustración 2: Mapa con tramos AFIR en incumplimiento



Fuente: Elaboración propia a partir de Open Charge Map (2024), Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible (2024), y Google Satellite.

3.3. Construcción del Índice de Demanda Latente (IDL)

El análisis AFIR del apartado anterior identifica dónde existe un incumplimiento legal. Pero la obligación legal solo cubre la red de carreteras europea (RTE-T), dejando fuera vías de la Red de Carreteras Estatal y miles de municipios donde los propietarios de vehículos eléctricos también necesitan cargadores. Para abordar este problema de forma más amplia se construyó el Índice de Demanda Latente (IDL), un indicador propio que clasifica cada municipio español según el desequilibrio entre su demanda potencial de recarga y la oferta de cargadores disponible.

El IDL combina tres componentes: el primero mide la presión de tráfico eléctrico en los corredores interurbanos, el segundo mide la demanda de vehículos eléctricos (BEV) por municipio y el tercero evalúa si es técnicamente viable instalar un cargador de carga rápida en ese municipio. La fórmula final es la siguiente:

$$IDL = (0,40 * IPC) + (0,40 * IPU) + (0,20 * factor\ viabilidad)$$

La ponderación otorga el mismo peso a los dos componentes de demanda IPC (corredor) y IPU (urbano) mientras que asigna un peso menor al factor de viabilidad. La razón por la que se decidió darle un peso menor al factor de viabilidad se debe a que los datos de subestaciones eléctricas de OpenStreetMap no tienen cobertura completa en zonas rurales, lo que podría penalizar injustamente a municipios con buena viabilidad real, pero sin subestación mapeada. Por eso se decidió reducir su peso en el índice en lugar de excluirlo.

El Índice de Presión de Corredor (IPC)

El IPC responde a una pregunta concreta: ¿Cuántos vehículos eléctricos pasan cada día por los corredores de un municipio con relación al número de cargadores disponibles en su zona? Un municipio con mucho tráfico eléctrico y

pocos cargadores tendrá un IPC alto, indicando que hay más demanda de paso de la que la infraestructura puede soportar.

Para calcularlo se estimó primero el tráfico de vehículos eléctricos en cada tramo de carretera. Como no existe un contador de BEV por tramo, se aplicó el porcentaje nacional de vehículos eléctricos (BEV) sobre el parque total (1,5283%) a la IMD de cada tramo:

$$IMD_{VE} = IMD_{TOTAL} * (0,015283)$$

A continuación, se contabilizaron los cargadores rápidos disponibles en un radio de 30 km de cada tramo y se calculó el ratio entre el tráfico eléctrico estimado y el número de cargadores. Este ratio se normalizó a una escala de 0 a 1 para hacerlo comparable entre municipios, y se agregó a nivel municipal calculando la media de todos los tramos que atraviesan cada municipio.

El Índice de Presión Urbana (IPU)

Por su parte, el IPU complementa el análisis enfocándose en un aspecto diferente: ¿Cuántos vehículos eléctricos (BEV) se hayan registrado por municipio en relación con el número de cargadores de alto voltaje disponibles? A diferencia del IPC, que mide el tráfico de paso, el IPU captura la demanda residencial, es decir, los usuarios que viven en el municipio y necesitan infraestructura de recarga de proximidad.

Su cálculo es sencillo, se divide el número de vehículos 100% eléctricos (distintivo 0) registrados en el municipio entre el número de cargadores rápidos disponibles en él. El resultado se normaliza igualmente a escala 0-1.

Vale la pena señalar que el IPU se construyó de forma deliberadamente sencilla. Se descartó incorporar variables adicionales como la proporción de viviendas sin garaje privado, un factor muy relevante porque los propietarios sin garaje dependen exclusivamente de la carga pública, saturando aún mas la infraestructura existente. Sin embargo, añadir esta variable habría requerido datos que no están disponibles a nivel municipal para toda España, y el análisis principal de este trabajo se centra en el entorno interurbano, donde su impacto

es menor. Se reconoce como una limitación del modelo y se propone como línea de investigación futura en el Capítulo 5.

El Factor de Viabilidad Eléctrica

El Factor de Viabilidad estima la facilidad técnica de conectar un cargador rápido a la red eléctrica en cada municipio. Los cargadores de potencia igual o superior a 50 kW requieren conexión a la red de media tensión, lo que en la práctica significa que necesitan estar relativamente cerca de una subestación eléctrica. Cuanto más lejos está la subestación, más cara y compleja es la instalación.

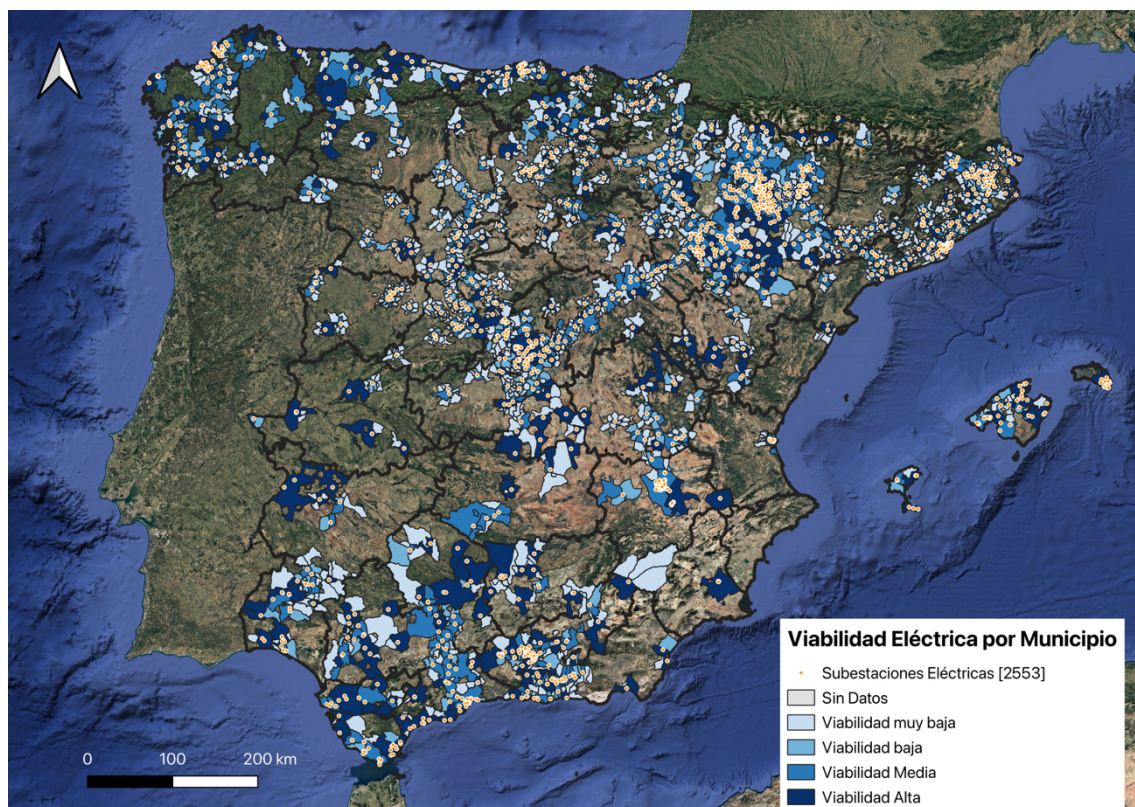
Para cuantificar esta proximidad se estableció un sistema de puntuación basado en la distancia a las 2.553 subestaciones eléctricas identificadas en España: Las zonas situadas a menos de 500 metros reciben un factor de 1; entre 500 y 1.000 metros, un factor de 0,75; y entre 1.000 y 2.000 metros, un factor de 0,50; entre 2.000 y 5.000 metros, un factor de 0,25. Cualquier punto que supere ese radio recibe un valor de 0. El factor final de cada municipio es la media de todos los puntos analizados dentro de su territorio.

Integración y Clasificación Final

Una vez calculados los tres componentes se aplicó la fórmula del IDL a los 8.220 municipios. Los valores resultantes oscilan entre un mínimo de 0,001 y un máximo de 0,641, con una media de 0,056 y una mediana de 0,030. Se trata de una curva con asimetría positiva donde la mayoría de los valores se concentran en el lado izquierdo, lo que refleja la realidad del mercado: la mayoría de los municipios tienen poca presión de demanda relativa, mientras que un número reducido (principalmente en entornos metropolitanos y corredores de alta circulación) se concentra los valores más elevados.

Para clasificar los municipios en categorías interpretables se utilizó el método de clasificación “Natural Breaks”, que agrupa los valores minimizando las diferencias dentro de cada clase y maximizando las diferencias entre clases. Los cortes resultantes definen cuatro categorías: Sin ZDL para valores entre 0 y 0,041; ZDL Baja entre 0,041 y 0,100; ZDL Media entre 0,100 y 0,182; y ZDL Alta entre 0,182 y 0,641.

Ilustración 3: Mapa de viabilidad eléctrica por municipio



Fuente: Elaboración propia a partir de OpenStreetMap (2024), Instituto Geográfico Nacional (2024) y Google Satellite.

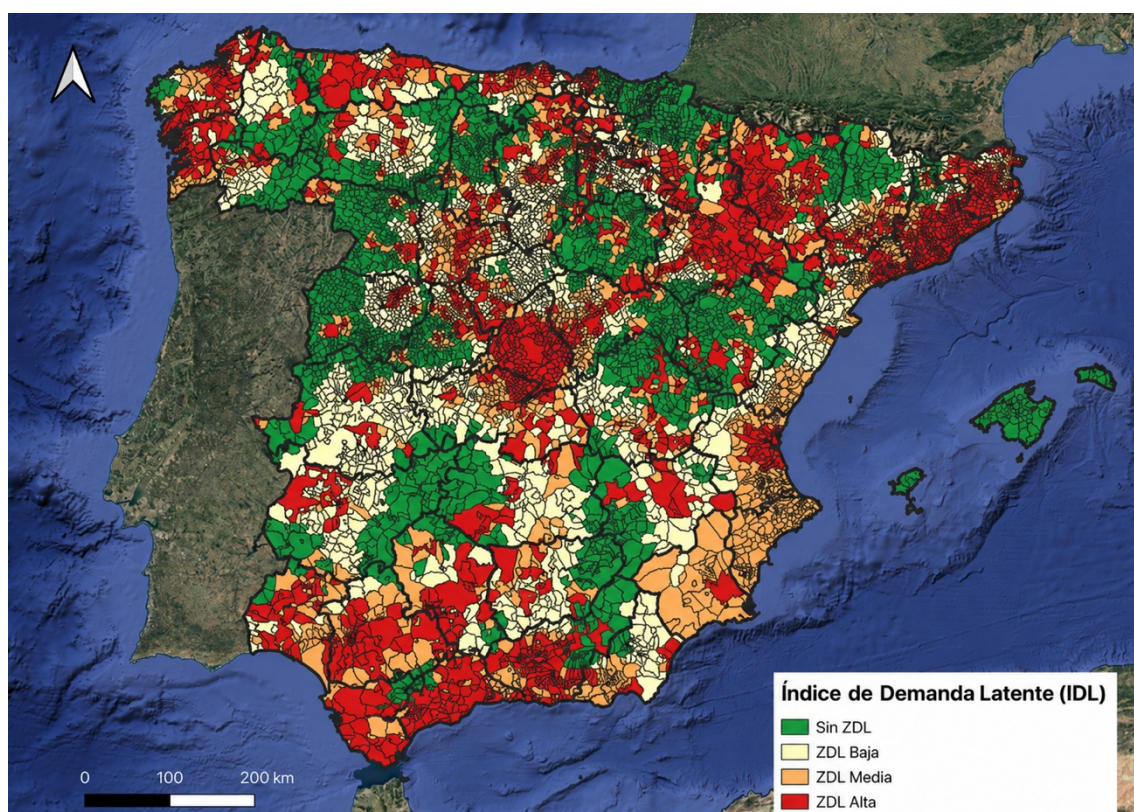
3.4. Resultados: Mapeo, Clasificación y Análisis Territorial de las ZDL

Una vez calculado el IDL para los 8.220 municipios de la España peninsular, los resultados permiten identificar con precisión las zonas territoriales dónde faltan cargadores eléctricos y con qué urgencia hay que actuar. La clasificación final distribuye los municipios de la siguiente manera: 2.566 municipios se categorizan como Sin ZDL (31,22%), donde la cobertura existente es suficiente para la demanda actual; 1.885 municipios como ZDL Baja (22,93%), con un déficit leve que no requiere intervención inmediata; 1.884 municipios como ZDL Media (22,92%), donde el desequilibrio entre demanda y oferta empieza a ser notable; y finalmente 1.885 municipios como ZDL Alta (22,93%), que concentran el mayor déficit relativo y representan las zonas de intervención prioritaria.

Un dato que llama la atención es que las tres categorías de ZDL representan cada una aproximadamente el 23% del total de municipios. Esto es un resultado

común del método de clasificación “Natural Breaks”, que agrupa los valores buscando la máxima diferencia (separación) entre grupos. Sin embargo, este reparto casi idéntico en el mapa no significa que todas las zonas tengan el mismo impacto real. Los municipios de ZDL Alta concentran muchísima más población y tráfico que los de ZDL Baja, lo que incrementa su importancia a la hora de decidir a dónde deben ir las inversiones.

Ilustración 4: Mapa IDL por municipio (Clasificación ZDL)



Fuente: Elaboración propia a partir de DGT (2024), Open Charge Map (2024), OpenStreetMap (2024), Instituto Geográfico Nacional (2024) y Google Satellite.

Los municipios con mayor déficit

El municipio con el IDL más elevado de toda la España peninsular es Madrid, con un valor de 0,641 el cual se encuentra muy por encima de la media nacional de 0,056. Le siguen Barcelona, Alcobendas, Majadahonda, Boadilla del Monte, Pozuelo de Alarcón, Las Rozas, San Sebastián de los Reyes, Cànoves i Samalús y Centelles. La concentración de los primeros puestos en el área metropolitana de Madrid no sorprende: es la zona con mayor parque de vehículos eléctricos

(BEV) del país y con un IMD muy elevado en sus corredores, lo que genera una presión enorme sobre una infraestructura de carga que todavía no ha crecido al mismo ritmo que la demanda.

Sin embargo, la presencia de municipios como Cànoves i Samalús o Centelles (municipios de tamaño medio catalanes) en el top 10 es más significativa. Demuestra que el IDL no solo detecta los grandes núcleos urbanos sino también zonas con una fuerte demanda acumulada fuera de las capitales, donde el mercado crece con rapidez, pero la oferta de cargadores sigue siendo insuficiente.

Análisis territorial por comunidad autónoma

Más allá de los municipios individuales, el análisis territorial por comunidad autónoma permite identificar los patrones de déficit más relevantes para la política de infraestructuras y para la aplicación del mecanismo ULF.

Madrid es el caso más extremo del análisis. El área metropolitana concentra el área de ZDL Alta más intensa y compacta de toda la península, reflejando un claro contraste: es precisamente la comunidad con mayor parque de vehículos eléctricos (BEV) del país la que presenta el mayor déficit de infraestructura. Esto se debe, en gran medida, a que su nivel de renta es más alto, lo que ha acelerado la compra de estos coches a un ritmo que la instalación de cargadores no ha podido seguir. Madrid no es un caso donde falte inversión, sino donde la demanda ha superado con creces la existente oferta de infraestructura de recarga. Financieramente, un préstamo convencional es aquí totalmente viable, ya que la utilización de los puntos de recarga supera el umbral de rentabilidad desde el primer día.

Cataluña presenta el patrón más heterogéneo del mapa. El área metropolitana de Barcelona y el corredor del Vallès concentran una densidad muy alta de ZDL Alta, mientras que el interior de la comunidad alterna zonas de ZDL Media con amplias áreas Sin ZDL. Destaca especialmente la franja costera y los accesos a Barcelona, donde la presión de tráfico eléctrico sobre la infraestructura existente es comparable a la de Madrid. La presencia de municipios como Cànoves i

Samalús y Centelles en el top 10 nacional del IDL, refleja que el déficit catalán no se limita al núcleo barcelonés sino que se extiende hacia los corredores de acceso a la ciudad.

Aragón representa la mayor anomalía geográfica del análisis. A pesar de ser una comunidad con baja densidad de población y un parque de BEV modesto, sus corredores principales (especialmente el corredor interurbano que conecta Madrid con Cataluña) presentan una concentración significativa de ZDL Alta. La razón es que Aragón actúa como territorio de tránsito entre dos de los mayores zonas de demanda eléctrica del país, lo que genera una presión de corredor elevada sobre una infraestructura de recarga muy escasa. Es además una de las comunidades con mayor presencia de Tramos AFIR en incumplimiento, lo que la convierte en zona prioritaria tanto desde el punto de vista legal como desde el de la demanda latente. Esta situación añade complejidad a la hora de buscar financiación, aunque el nivel de tráfico interurbano es elevado, la demanda urbana de infraestructura de recarga es muy escasa. Esto supone que los ingresos sean estacionales, elevando el riesgo de la inversión y por lo tanto requiriendo una financiación alternativa al préstamo convencional como lo es el instrumento ULF.

Andalucía es, sin duda, la región más compleja de interpretar. Al ser la comunidad autónoma más extensa de España, esa diversidad se refleja de forma precisa y clara en el mapa. Los municipios del litoral mediterráneo y los accesos a Sevilla y Málaga concentran buena parte de la ZDL Alta, impulsados por el tráfico turístico y un parque de vehículos eléctricos que no para de crecer. Sin embargo, el interior andaluz cuenta una historia diferente. Al tratarse de zonas rurales con muy poco tráfico eléctrico, sus valores del IDL son bajos y, por lo tanto, la necesidad de instalar cargadores allí no es tan urgente. Desde el punto de vista financiero, Andalucía es el escenario que mejor ilustra la variedad de situaciones a las que se enfrenta un operador, ya que reúne mercados rentables desde el primer día, áreas que dependen del instrumento ULF para ser viables y puntos donde ni siquiera este instrumento es suficiente sin el apoyo de subvenciones.

Gasolineras de la Red de Carreteras del Estado: prioridad de instalación

Saber qué municipios tienen más déficit de cobertura es útil, pero no le dice a un operador exactamente dónde poner el próximo cargador. Para eso se desarrolló un análisis complementario que va un paso más allá, identificando gasolineras concretas de la red principal de carreteras categorizadas por urgencia de instalación.

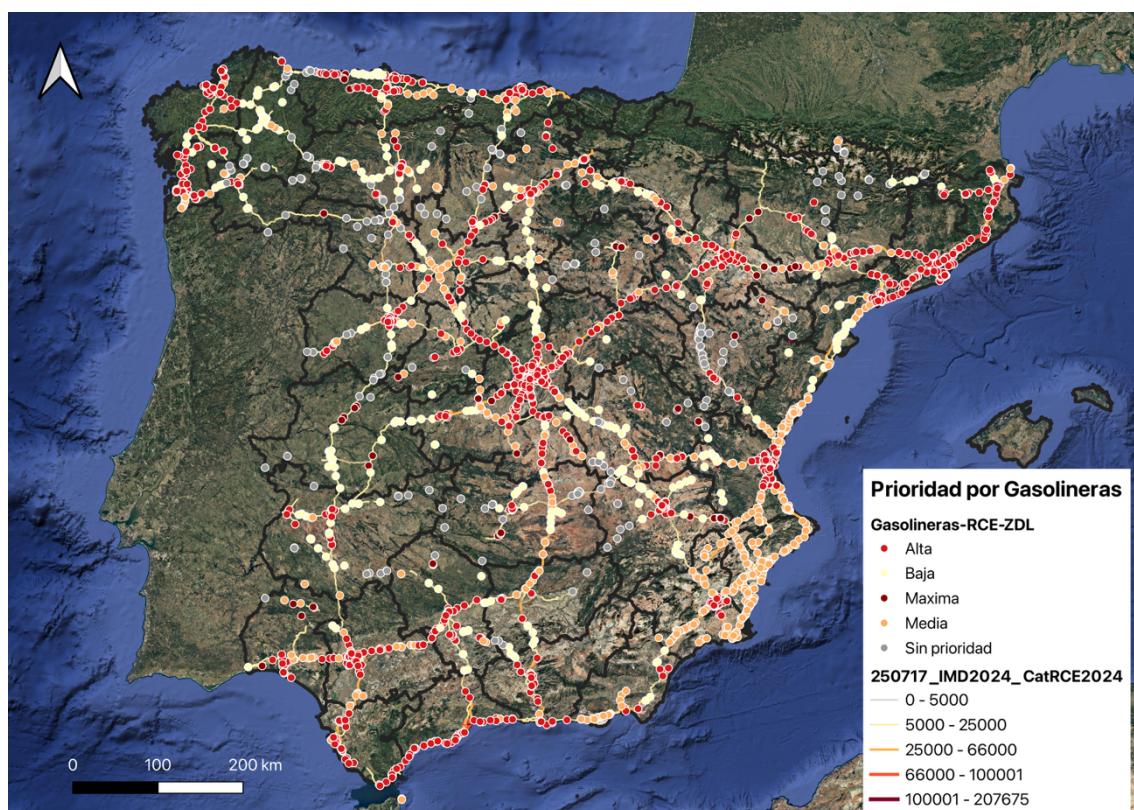
La elección de las gasolineras como lugar idóneo responde a razones muy claras. Ya tienen acceso a la red eléctrica, disponen de superficie habilitada y cuentan con un flujo de usuarios establecido que para diariamente a repostar. En muchos sentidos son el lugar más natural y económico para instalar un cargador rápido, especialmente en corredores interurbanos donde no hay alternativa evidente.

De las 6.828 gasolineras identificadas en España, el análisis se centró en las 2.873 que se encuentran a menos de un kilómetro de la red principal de carreteras, las únicas relevantes para el tipo de recarga interurbana que se estudia en este trabajo. A cada una de ellas se le asignó un nivel de prioridad combinando dos criterios: el IDL del municipio donde se ubica y si se encuentra o no en un tramo AFIR en incumplimiento.

El resultado son cinco niveles de prioridad. Las 79 gasolineras de “Prioridad Máxima” son las más urgentes, se encuentran en municipios de ZDL Alta y además incumplen la AFIR, lo que significa que instalar un cargador ahí es a la vez una obligación legal y una necesidad de demanda real. Las 1.476 de “Prioridad Alta” se sitúan en municipios de ZDL Alta sin incumplimiento AFIR, donde la demanda justifica claramente la inversión aunque no haya obligación legal inmediata. Las 690 de “Prioridad Media” y las 399 de “Prioridad Baja” corresponden a zonas con déficit moderado y leve respectivamente, donde la instalación tiene sentido pero sin la misma urgencia. Las 229 Sin Prioridad se encuentran en municipios donde la cobertura actual es suficiente para la demanda existente.

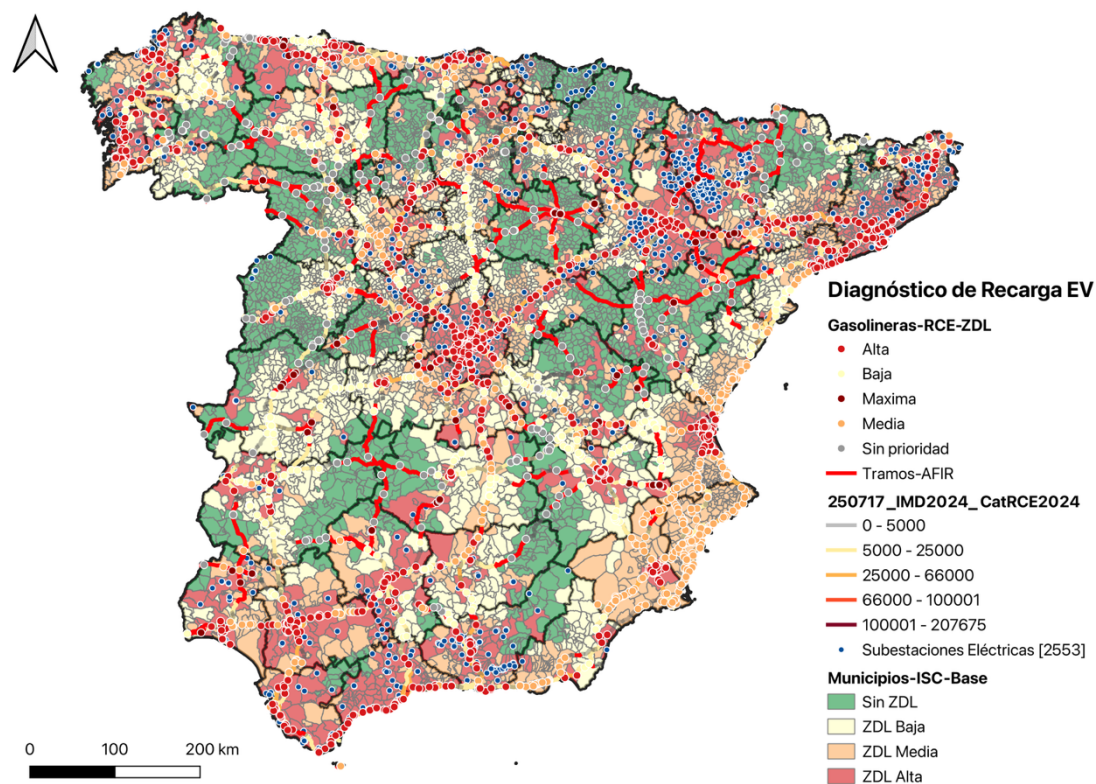
Este mapa de prioridades va un paso más allá del simple análisis por municipios. Ofrece tanto a los operadores de puntos de recarga como a la administración pública una guía clara de puntos exactos donde implantar cargadores, justificados con criterios claros y lógicos

Ilustración 5: Mapa gasolineras RCE con prioridad de recarga



Fuente: Elaboración propia a partir de OpenStreetMap (2024), Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible (2024), DGT (2024) y Google Satellite.

Ilustración Error! Bookmark not defined.: Mapa diagnostico territorial integrado



Fuente: Elaboración propia a partir de todas las capas anteriores y Google Satellite.

4. MODELIZACIÓN FINANCIERA: EL MECANISMO UTILISATION LINKED FINANCE (ULF)

4.1. Fundamentos del Instrumento y Métricas de Utilización: Tiempo frente a Energía

Antes de analizar la viabilidad financiera de un cargador eléctrico, hay que responder una pregunta aparentemente sencilla: ¿cómo se puede medir su nivel de uso? No existe una sola métrica universal, por lo que la opción elegida tendrá implicaciones directas a la hora de evaluar la rentabilidad de la inversión

Existen dos formas de medir cuánto se usa un cargador, y la diferencia entre ellas importa más de lo que parece.

La primera es la utilización basada en el tiempo. Mide cuántas horas al día se encuentra un vehículo conectado al cargador. Su cálculo es muy sencillo y útil para detectar patrones de comportamiento como a qué hora se usa más, si hay diferencias entre días laborables y festivos o si hay estacionalidad. Su limitación es que puede inflar el dato real ya que, si un vehículo sigue enchufado después de haber terminado de cargar, ese tiempo sigue contando, aunque no se esté suministrando energía.

La segunda es la utilización basada en la energía. Mide la energía efectivamente suministrada frente al máximo teórico que el cargador podría entregar si funcionara a plena potencia de forma ininterrumpida. Desde el punto de vista financiero es la más relevante, ya que los ingresos del operador dependen fundamentalmente de los kWh vendidos, no del tiempo que el vehículo permanece conectado

En cargadores de alta potencia (igual o superior a 50 kW, objeto de este estudio) la diferencia entre ambas métricas es pequeña en la práctica. Las sesiones son de corta duración, los conductores desconectan el vehículo al terminar la carga y no resulta habitual que permanezca enchufado sin necesidad. En cargadores lentos este problema es muy frecuente, pero los cargadores con potencia inferior a 50 kW no son el objeto de este estudio. Por este motivo, y en coherencia con

los coeficientes empíricos del ICCT (2021) (expresadas en horas diarias de uso activo) este trabajo adopta la utilización basada en el tiempo como unidad de referencia para las Curvas de Utilización Media (ICCT, 2021; Naturgy/Arthur D. Little, 2023).

4.2. Determinación del Umbral Mínimo de Utilización y Break-even por Tipo de Cargador

El umbral mínimo de utilización (break-even) es el número de horas diarias de uso que necesita un cargador para generar ingresos suficientes que cubran todos sus costes a lo largo de su vida útil. Por debajo de ese umbral el cargador genera pérdidas mientras que por encima empieza a ser rentable.

El cálculo se realiza a partir de los datos de costes e ingresos proporcionados por Naturgy y Arthur D. Little (2023). Se asume una vida útil de 10 años, con un coste de instalación (CAPEX) repartido de forma lineal a lo largo de ese período y un coste de operación (OPEX) fijo de 360 € anuales que cubre el mantenimiento básico y los sistemas de comunicación del cargador. Los ingresos se calculan a partir de la diferencia entre lo que el operador cobra al usuario por cada kWh y lo que le cuesta comprarlo a la red.

La fórmula del break-even es la siguiente:

$$\text{Umbral diario (h)} = \text{Coste total anual} / (\text{Margen neto (kWh)} * \text{Potencia (kW)} * 365)$$

Donde el coste total anual incluye el CAPEX anualizado más el OPEX, y el margen neto por kWh es la diferencia entre la tarifa de venta y el coste de compra de energía.

Los resultados para los tres tipos de cargador analizado son los siguientes:

Tabla 2: Umbral mínimo de utilización por tipo de cargador

Tipo	CAPEX	OPEX anual	CAPEX anualizado	Coste total anual	Tarifa	Margen neto / kWh	Break-even
50 kW	30.000€	360€	3.000€	3.360€	0,47€ / kW	0,16 € / kWh	1,15 h/día
150 kW	72.000€	360€	7.200€	7.560€	0,60€ / kW	0,29 € / kWh	0,48 h/día
350 kW	180.000€	360€	18.000€	18.360€	0,70€ / kW	0,39 € / kWh	0,37 h/día

Fuente: Naturgy / Arthur D. Little (2023); Open Charge Map (2025); Elaboración propia.

Algo curioso que se puede observar en la tabla es que el break-even en horas disminuye conforme aumenta la potencia del cargador. Esto puede parecer contraintuitivo, ya que un cargador de 350 kW cuesta seis veces más que uno de 50 kW, sin embargo, se debe a que los cargadores de mayor potencia cobran tarifas más altas por kWh y su margen neto por hora de uso es proporcionalmente mayor. En otras palabras, cada hora de uso de un cargador de 350 kW genera 136,50 € de margen neto frente a los 8 € del de 50 kW, lo que compensa con creces el mayor coste de instalación.

Nota: Los número de beneficio han sido calculados mediante la formula del break-even anteriormente mencionada.

Sin embargo, alcanzar 22 minutos diarios de uso efectivo en un cargador de 350 kW en una zona de demanda incipiente es mucho más difícil que alcanzar 69 minutos en uno de 50 kW. La razón es que cada vehículo eléctrico tiene una potencia máxima de carga que puede admitir, y la mayoría del parque actual de BEV en España se sitúa entre los 50 y los 100 kW, lo que significa que los cargadores de 150kW y 350 kW quedarían infrautilizados con la mayoría de los vehículos que lo usen. Por eso el análisis financiero del mecanismo ULF se desarrolla sobre el cargador de 50 kW como referencia, al ser el tipo más extendido en la red pública española y el más relevante para las Zonas de Demanda Latente identificadas en el Capítulo 3.

4.3. Curvas de Utilización Media (CUM) por Categoría de ZDL

Las Curvas de Utilización Media (CUM) modelizan cómo evoluciona la utilización esperada de un cargador de 50 kW a lo largo del período de 2023 a 2030 en cada una de las cuatro comunidades autónomas identificadas en el análisis geoespacial del Capítulo 3. Se construyen a partir de dos fuentes de información. Por un lado, el número de vehículos eléctricos con “Distintivo 0” por comunidad autónoma extraídos de los Anuarios Estadísticos de la DGT de 2023, 2024 y 2025. Por otro lado, los coeficientes del ICCT (2021) establecen una regresión logarítmica entre el tamaño del parque móvil eléctrico de una zona y la tasa de

uso de sus cargadores. La proyección a 2030 asume una tasa de crecimiento compuesta anual (CAGR) del 44,2% (basada en la tendencia observada en los Anuarios de la DGT entre 2023 y 2025), lo que situaría el parque nacional en torno a 4,04 millones de vehículos eléctricos (BEV) en 2030, un 74% del objetivo del PNIEC.

La fórmula es la siguiente:

$$\text{Utilización media diaria (h)} = c_1 * \ln(\text{BEV por millón de habitantes}) + c_2$$

Nota: La fórmula de utilización media diaria proviene del informe del ICCT (2021), que analizó datos reales de utilización de cargadores en mercados europeos maduros y ajustó una regresión logarítmica para encontrar la relación entre el número de vehículos eléctricos (BEV) y el uso de los cargadores. La constante c_1 indica la velocidad a la que crece la utilización conforme aumenta el número de BEV, mientras que c_2 representa el punto de partida del crecimiento, que en mercados incipientes puede ser negativo debido a que la utilización todavía no cubre los costes mínimos de operación.

Para zonas metropolitanas (Madrid y Cataluña) se aplican los coeficientes $c_1 = 0,593$ y $c_2 = -2,733$, mientras que para zonas interurbanas (Aragón y Andalucía) se aplican $c_1 = 0,483$ y $c_2 = -3,021$. La distinción entre zonas metropolitanas e interurbanas responde a la naturaleza de las ZDL identificadas en el Capítulo 3: Madrid y Cataluña presentan una demanda mayoritariamente urbana, a diferencia de Aragón y Andalucía que presentan una demanda interurbana de paso.

Los resultados son los siguientes:

Comunidad	Entorno	BEV / M	Util. 2023	BEV / M	Util. 2030	Break-even
Madrid	Urbano	20.417	3,15	231.869	4,59	Superado en 2023
Cataluña	Urbano	6.097	2,44	76.500	3,94	Superado en 2023
Aragón	Corredor	3.226	0,88	46.571	2,17	~2025
Andalucía	Corredor	2.578	0,77	41.719	2,12	~2025

Tabla Error! Bookmark not defined.: Curva de Utilización Media por comunidad autónoma 2023-2030

Fuente: DGT, Anuarios Estadísticos 2023, 2024 y 2025 (Tabla V.4.4, Distintivo 0); ICCT (2021); Elaboración propia.

Madrid y Cataluña superan el break-even de 1,15 horas diarias ya en 2023 con amplia holgura. En estas comunidades un cargador de 50 kW es rentable desde el primer día de operación bajo cualquier tipo de financiación. Esto no significa que no sean Zonas de Demanda Latente, aquí el problema reside en la velocidad de despliegue de infraestructura no en la financiación en sí. La inversión es rentable por sí sola y el ULF no aporta valor adicional en estas zonas.

Aragón y Andalucía presentan un patrón distinto. En 2023 ambas comunidades se encuentran por debajo del break-even (Aragón con 0,88 horas diarias y Andalucía con 0,77) y no lo cruzan hasta aproximadamente 2025. Esto no significa que el cargador sea inviable, de hecho, en 2030 ambas superan las 2 horas de utilización, muy por encima del umbral de rentabilidad. El problema es que durante los tres primeros años los ingresos no son suficientes para cubrir una deuda convencional. El mecanismo ULF nace exactamente para solucionar este desfase temporal, tal y como se desarrolla en el siguiente apartado.

4.4. Tipología de Casos del ULF en el Mercado Español

Los resultados del apartado anterior permiten identificar tres situaciones distintas en las que puede encontrarse un operador que quiere instalar un cargador de 50 kW en España. Cada una de ellas determina si el ULF es el instrumento adecuado, innecesario o insuficiente.

Caso 1: El ULF como instrumento principal

Se produce cuando la utilización media empieza por debajo del break-even, pero lo supera dentro del ciclo de vida útil del cargador. Los flujos negativos de los primeros años son temporales y quedan compensados por los flujos positivos de los siguientes años. Es el caso más relevante para este trabajo y el que justifica la existencia del ULF como instrumento financiero. Ejemplos: Aragón y Andalucía.

Caso 2: El ULF resulta innecesario

Ocurre cuando la utilización supera el break-even desde el inicio de la operación. La inversión es rentable bajo cualquier tipo de financiación y la deuda convencional es perfectamente viable (de hecho, resulta más eficiente que el ULF al prescindir de la complejidad de pagos) Ejemplos: Madrid y Cataluña.

Caso 3: El ULF como complemento al apoyo público

Se da cuando la utilización proyectada no logra alcanzar el break-even a lo largo de la vida operativa del cargador. Estructuralmente resulta deficitario y ningún instrumento de deuda, convencional o flexible, puede hacer viable la inversión por sí solo. En estos casos el ULF puede seguir siendo útil como complemento a una subvención pública al CAPEX, lo cual reduciría el importe financiado y por tanto el umbral de utilización necesario.

Tabla 3: Tipología de casos ULF en el mercado español

Caso	Condición	Instrumento	CCAA representativa
Caso 1	Utilización < Break-even (cruza umbral antes de 2030)	ULF (instrumento principal)	Aragón y Andalucía
Caso 2	Utilización > Break-even (en todo momento)	Deuda Convencional	Madrid y Cataluña
Caso 3	Utilización < Break-even (en todo momento)	ULF + Apoyo Público	Zonas muy rurales

Fuente: Elaboración propia a partir de DGT (2023-2025) e ICCT (2021).

4.5. Análisis Comparativo: Deuda Tradicional frente a Mecanismo ULF

Para demostrar en qué se diferencia el instrumento ULF de un préstamo convencional en la práctica, se comparan ambas estructuras sobre un cargador de 50 kW instalado en Aragón que es el caso más representativo de las ZDL identificadas en el Capítulo 3, donde el ULF es el instrumento adecuado sin necesidad de apoyo público adicional. Los parámetros del modelo son los del apartado anterior: CAPEX de 30.000 €, OPEX de 360 € anuales, tarifa de venta de 0,47 €/kWh y un coste de energía de 0,31 €/kWh (Naturgy/ADL, 2023), con un tipo de interés del 4% anual y una vida útil de 10 años. El ULF incorpora un período de gracia de 2 años en los que el operador solo abona los intereses, tras el cual se amortiza el capital de forma lineal en los 8 años restantes.

Tabla 4: Flujos de caja de un préstamo convencional vs ULF (cargador 50kW)

Año	Util. (h/día)	CF operativo	Pago convencional	Flujo Neto Convencional	Pago ULF	Flujo neto ULF
2023	0,88	2.213€	4.200€	-1.987€	1.200€	+1.013€
2024	1,13	2.925€	4.080€	-1.155€	1.200€	+1.725€
2025	1,29	3.397€	3.960€	-563€	4.950€	-1.553€
2026	1,46	3.913€	3.840€	+73€	4.800€	-887€
2027	1,64	4.429€	3.720€	+709€	4.650€	-221€
2028	1,82	4.945€	3.600€	+1.345€	4.500€	+445€
2029	1,99	5.462€	3.480€	+1.982€	4.350€	+1.112€
2030	2,17	5.978€	3.360€	+2.618€	4.200€	+1.778€
2031	2,35	6.494€	3.240€	+3.254€	4.050€	+2.444€
2032	2,52	7.010€	3.120€	+3.890€	3.900€	+3.110€
Total				+10.165€		+8.965€

Fuente: Naturgy / Arthur D. Little (2023); DGT, Anuarios Estadísticos 2023, 2024 y 2025; ICCT (2021); Open Charge Map (2025); Elaboración propia.

La tabla muestra con claridad la diferencia entre ambas estructuras. Con un préstamo convencional el operador asume flujos negativos durante los tres primeros años, acumulando un déficit de 3.705 € que debe cubrir de su propio bolsillo mientras el mercado madura. El ULF invierte completamente este patrón en los dos primeros años, ya que durante el período de gracia el operador genera flujos positivos de 1.013 € y 1.725 €, porque solo paga los intereses sobre el capital pendiente (1.200€ anuales). Los ingresos (2.738€) de los dos primeros años cubren el déficit posterior de 2.662€, obteniendo un balance final positivo de 77€ (el operador no necesita poner dinero de su bolsillo).

El resultado total del ULF es ligeramente inferior al del préstamo convencional (+8.965 € frente a +10.165 €) porque los intereses diferidos durante el período de gracia tienen un coste. Pero esa diferencia de 1.200 € en el horizonte de 10 años es el precio que el operador paga por eliminar la barrera de entrada y es un precio que tiene todo el sentido asumir cuando la alternativa es no invertir.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS

5.1. Conclusiones del Análisis Geoespacial

El análisis geoespacial desarrollado en QGIS permite responder con precisión a una pregunta que hasta ahora no tenía respuesta sistemática en España: ¿dónde faltan cargadores eléctricos y con qué urgencia hay que actuar?

La primera conclusión es que España incumple la Directiva AFIR en el 20,7% de su red principal de carreteras, es decir unos 5.226 km de los 25.237 km de la Red de Carreteras del Estado quedan fuera de la cobertura mínima de carga ultrarrápida ($\geq 150\text{kW}$) exigida desde enero de 2025. Este incumplimiento no se concentra en una región concreta, sino que aparece de forma dispersa por todo el territorio, con mayor presencia en el norte peninsular, el este de Castilla La-Mancha, el interior de Castilla y León, y Aragón. La causa es la misma en todos los casos: donde hay pocos vehículos eléctricos hay pocos cargadores y donde hay pocos cargadores hay menos incentivos para adoptar el vehículo eléctrico.

La segunda conclusión es que el Índice de Demanda Latente (IDL) construido en este trabajo permite ir más allá del simple cumplimiento legal. Clasificando los 8.220 municipios de la España peninsular en cuatro categorías: Sin ZDL, ZDL Baja, ZDL Media y ZDL Alta. El IDL revela que el 45,8% de los municipios analizados presentan un déficit significativo o crítico de infraestructura de recarga respecto a su demanda potencial. Las comunidades con mayor concentración de ZDL Alta son Madrid y Cataluña por su alta penetración de BEV, y Aragón y Andalucía por la presión de tráfico en sus corredores principales con escasa cobertura instalada.

La tercera conclusión es práctica. El análisis de gasolineras permite pasar de saber qué municipios tienen déficit a decidir exactamente donde tiene más sentido instalar el próximo cargador y por qué. De las 2.873 gasolineras analizadas junto a la red principal de carreteras, 79 tienen Prioridad Máxima es decir combinan ZDL Alta con incumplimiento AFIR y 1.476 tienen Prioridad Alta por su alta demanda latente. Estas 1.555 ubicaciones son el punto de partida natural para cualquier plan de despliegue de infraestructura de recarga en España.

5.2. Conclusiones del Análisis Financiero y del Instrumento ULF

El análisis financiero demuestra que el problema del despliegue de infraestructura de recarga en zonas de demanda incipiente no es de rentabilidad a largo plazo sino de estructura de pagos a corto plazo.

El break-even de un cargador de 50 kW (el más común) se sitúa en 1,15 horas diarias de uso efectivo con los parámetros actuales del mercado. Madrid y Cataluña superan ese umbral ampliamente desde 2023, lo que significa que en estas comunidades la inversión es rentable desde el primer día y la deuda convencional es perfectamente viable. El problema no es financiero sino de velocidad de despliegue.

Aragón y Andalucía muestran un caso diferente. En 2023 ambas comunidades arrancan por debajo del break-even y no lo superan hasta 2025. Durante esos dos primeros años los ingresos operativos son insuficientes para cubrir las cuotas de un préstamo convencional, lo que genera un déficit acumulado de 3.705 € que el operador debe cubrir de su propio bolsillo en el momento de mayor incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda. Esa barrera inicial es suficiente para que muchos operadores descarten la inversión, no porque el proyecto sea malo, sino porque no pueden permitirse perder dinero mientras el mercado madura.

El ULF resuelve exactamente ese problema. Con un período de gracia de 2 años en los que el operador solo abona los intereses, el instrumento acumula un excedente de +2.738 € en los dos primeros años que cubre exactamente el déficit posterior de los años 2025 a 2027. El operador nunca necesita aportar capital propio, ya que los flujos positivos iniciales absorben los negativos intermedios. El coste de esta redistribución es una diferencia de 1.200 € en el retorno total a 10 años, que es el precio que el operador paga por poder invertir con seguridad desde el primer día.

5.3. Limitaciones del Estudio

Este trabajo presenta varias limitaciones metodológicas que conviene reconocer explícitamente.

La primera limitación es el uso de buffers circulares en el análisis AFIR. Para identificar los tramos sin cobertura se trazó un radio de 30 km alrededor de cada cargador ultrarrápido existente, asumiendo que cualquier punto dentro de ese radio está cubierto. Sin embargo, un buffer circular no distingue entre un cargador que está a 30 km por carretera y uno que está a 30 km en línea perpendicular a la carretera, forzando el desvío del conductor hasta 30 km, algo que en la práctica ningún conductor haría. Una metodología más precisa calcularía la distancia real por red viaria, lo que probablemente revelaría más tramos en incumplimiento de los que este análisis identifica.

La segunda limitación es la simplificación del IPU. El Índice de Presión Urbana no incorpora variables relevantes como la proporción de viviendas sin garaje privado, que determina en qué medida los propietarios de BEV dependen de la carga pública. Esta variable no está disponible a nivel municipal para toda España, por lo que se optó por no incluirla, asumiendo que su omisión introduce un sesgo conservador en las zonas urbanas densas. Tampoco se han analizado como posibles ubicaciones otros puntos de alta afluencia como centros comerciales, supermercados o aparcamientos públicos.

La tercera limitación es la cobertura incompleta de las subestaciones eléctricas utilizadas como fuente. OpenStreetMap es una base de datos colaborativa y no exhaustiva, especialmente en zonas rurales, donde muchas subestaciones no han sido mapeadas por sus usuarios. A esto se añade que el trazado de la red de acometidas de media tensión no es información pública en España: las distribuidoras eléctricas no están obligadas a publicar el cableado de su red por razones de seguridad y confidencialidad comercial. Esto significa que un municipio puede tener acceso real a media tensión sin que el modelo lo detecte, lo que introduce un sesgo conservador en el Factor de Viabilidad. El peso reducido de este componente en el IDL (20%) reduce parcialmente el problema.

La cuarta es que los coeficientes del ICCT fueron calibrados en mercados europeos más maduros que el español, lo que puede sobreestimar la utilización en las fases más tempranas. La proyección a 2030 basada en la CAGR real

española (44,2%) reduce esta limitación al anclar el modelo en datos reales del mercado nacional.

5.4. Futuras Áreas de Investigación

Varias líneas de investigación quedan abiertas a partir de los resultados de este trabajo.

Una primera área de investigación es la validación del IDL con datos reales de sesiones de carga. En la actualidad no existe un registro nacional público de sesiones de carga que permita contrastar los resultados del modelo con la utilización real observada. Si los operadores o la administración pusieran esos datos de acceso público, sería posible calibrar el modelo con utilización real y mejorar significativamente su precisión territorial.

Una segunda área de investigación futura es la extensión del análisis a la red secundaria de carreteras. Este trabajo se centra exclusivamente en la Red de Carreteras del Estado. Sin embargo, las carreteras autonómicas y provinciales concentran también volúmenes de tráfico significativos y presentan déficits de cobertura que el análisis no recoge. Extender la metodología a la red secundaria ampliaría el alcance territorial del análisis y permitiría identificar ZDL en zonas que este trabajo no ha podido cubrir.

Una tercera área de investigación sería la mejora del Índice de Presión Urbana y el análisis de posibles ubicaciones en entornos urbanos. El IPU podría enriquecerse incorporando la proporción de viviendas sin garaje privado por municipio, disponible en el Catastro, lo que permitiría estimar con mayor precisión qué propietarios de vehículos eléctricos (BEV) dependen realmente de la carga pública. De forma complementaria, ampliar el análisis de ubicaciones candidatas más allá de las gasolineras de la red principal, incluyendo centros comerciales, aparcamientos públicos y supermercados, daría una visión más completa del potencial de despliegue en entornos urbanos.

Una cuarta área de investigación es la construcción de un modelo dinámico de actualización del IDL. El índice desarrollado en este trabajo es un análisis estático basado en datos de 2023-2025. Diseñar un modelo que se actualice

automáticamente con nuevos datos de matriculaciones y cargadores instalados permitiría monitorizar la evolución territorial del déficit de cobertura en tiempo casi real, aumentando su utilidad como herramienta de política pública.

Una quinta área de investigación sería la proyección de la demanda de vehículos eléctricos a nivel municipal. Este trabajo aplica una tasa de crecimiento de BEV uniforme a nivel nacional, cuando en la realidad la adopción no crece al mismo ritmo en todos los municipios. Incorporar una proyección desglosada a nivel municipal permitiría mejorar considerablemente tanto el IDL como las Curvas de Utilización Media.

BIBLIOGRAFÍA

AEDIVE. (2024). *Informe anual de la movilidad eléctrica en España 2024*. Recuperado de <https://aedive.es/anuarios-movilidad-electrica>

ANFAC. (2024). *Barómetro de la electromovilidad 2024*. Recuperado de <https://anfac.com/publicaciones>

Dirección General de Tráfico (DGT). (2023). *Parque de vehículos: Tablas estadísticas 2023*. Ministerio del Interior. Recuperado de <https://www.dgt.es/menusecundario/dgt-en-cifras/dgt-en-cifras-resultados>

Dirección General de Tráfico (DGT). (2024). *Parque de vehículos: Tablas estadísticas 2024*. Ministerio del Interior. Recuperado de <https://www.dgt.es/menusecundario/dgt-en-cifras/dgt-en-cifras-resultados>

Dirección General de Tráfico (DGT). (2025). *Parque de vehículos: Tablas estadísticas 2025*. Ministerio del Interior. Recuperado de <https://www.dgt.es/menusecundario/dgt-en-cifras/dgt-en-cifras-resultados>

ECODES. (2023). *Infraestructura de recarga para vehículos eléctricos en España*. Recuperado de https://ecodes.org/images/que-hacemos/01.Cambio_Climatico/Incidencia_politicas/Transporte_vehiculos/Jun.23_ECODES_Informe_InfraestructuraRecargaVE_España_actualizado.pdf

Instituto Geográfico Nacional (IGN). (2024). *Cartografía municipal de España*. Recuperado de <https://www.ign.es/web/cbg-area-cartografia>

Instituto Nacional de Estadística (INE). (2024). *Estadística continua de población*. Recuperado de <https://www.ine.es>

International Council on Clean Transportation (ICCT). (2021). *Spain's electric vehicle infrastructure challenge: How many chargers will be required in 2030?* Recuperado de <https://theicct.org/sites/default/files/publications/Spain-EV-charging-infrastructure-jan2021.pdf>

Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible. (2024). *Catálogo de la red y Mapa Oficial de Carreteras*. Recuperado de <https://www.transportes.gob.es/carreteras/catalogo-y-evolucion-de-la-red-de-carreteras>

Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible. (2024). *Mapas de tráfico 2024: Intensidades medias diarias*. Recuperado de <https://www.transportes.gob.es/carreteras/trafico-velocidades-y-accidentes-mapa-estimacion-y-evolucion/mapas-de-trafico>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2021). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. Gobierno de España. Recuperado de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/politica-energetica/pniec.html>

Naturgy / Arthur D. Little. (2023). *Despliegue de la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico en España: barreras y alternativas*. Fundación Naturgy. Recuperado de <https://www.fundacionnaturgy.org/wp-content/uploads/2023/10/Despliegue-infraestructura-recarga-vehiculo-electrico-espana-barreras-alternativas.pdf>

Open Charge Map. (2025). *The global public registry of electric vehicle charging locations*. Recuperado de <https://openchargemap.org/site>

OpenStreetMap contributors. (2024). *OpenStreetMap* [Base de datos geográfica colaborativa]. Recuperado de <https://www.openstreetmap.org>

Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2023). *Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de septiembre de 2023, relativo al despliegue de una infraestructura para los combustibles alternativos (AFIR)*. Diario Oficial de la Unión Europea. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023R1804>

Roland Berger. (2023). *EV Charging Index: Expert insight from Spain*. Recuperado de <https://www.rolandberger.com/en/Insights/Publications/EV-Charging-Index-Expert-insight-from-Spain.html>

ANEXO

Los archivos del proyecto QGIS, incluyendo las capas de datos, shapefiles y configuración del proyecto, están disponibles en el siguiente enlace:

<https://drive.google.com/drive/folders/1g2Xvxy2CDxUjaWjHkp8LY0QCzovOQM>
QW?usp=sharing

ANEXO: Declaración de uso de herramientas de IA generativa

Nombre Grado/Máster:	Doble Grado en Relaciones Internacionales y Análisis de Datos
Nombre Alumno:	Javier Mijail Merino Kopyrin
Coordinador/a TFG/TFM:	
Nombre Director/a de TFG/TFGM:	Macarena Morales Pérez

Declaro que para la elaboración del presente Trabajo Fin de Grado / Trabajo Fin de Máster se ha utilizado inteligencia artificial generativa como herramienta de apoyo.	SÍ	NO
	X	

1) Uso de la IA Generativo

Si tu respuesta ha sido SÍ, contesta a las siguientes preguntas. Si has contestado NO, pasa al apartado 2.

Uso ético

	SÍ	NO
¿A la hora de usar la herramienta IA, en los <i>prompts</i> utilizados has incluido datos de carácter sensible o de carácter personal (fotos de personas reales, datos personales, etc.)? <i>Si tu respuesta es afirmativa especifica cuáles.</i>		X
¿Has orientado tu uso a suplantar tu trabajo personal sin hacer una revisión crítica de lo extraído en la herramienta IA? <i>Si tu respuesta es afirmativa especifica cuáles.</i>		X
¿Has tenido en cuenta las recomendaciones académicas que te han hecho específicamente en el Grado/Máster sobre lo que está permitido o no con la IA?	X	

Uso técnico realizado:

¿Qué herramientas has utilizado (ChatGPT, Copilot, Claude, Nano Banana....)? Especifica la versión o tipo de licencia.

Marcar lo que corresponda:

- ☐ Generación de texto (*Especificar qué herramientas*) →
- ☒ Reformulación (*Especificar qué herramientas*) → Claude
- ☒ Traducción / corrección (*Especificar qué herramientas*) → DeepL
- ☐ Sugerencia de estructura (*Especificar qué herramientas*) →
- ☐ Apoyo metodológico (*Especificar qué herramientas*) →
- ☒ Buscar o citar bibliografía (*Especificar qué herramientas*) → Claude
- ☐ Generar contenido audiovisual (videos, infografías, audios, imágenes, gráficos. *Especifica en concreto qué contenidos has generado con IA además de citarlo correctamente en el trabajo.*)
- ☐ Otros (*Especificar qué herramientas*) →

Confirmando que el contenido final ha sido revisado, corregido y validado íntegramente por mí como autor/a y asumo la plena responsabilidad académica del mismo.

La utilización de la IA no ha sustituido el análisis crítico, la reflexión personal ni el trabajo intelectual propio exigido en un TFG/TFM.

Firma:

