

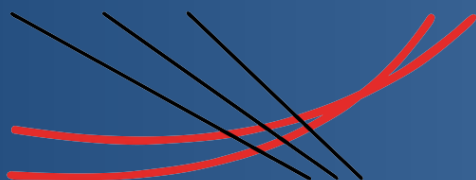
# 2022

# Estado actual de la carga del vehículo eléctrico en España

FUTURED - PLATAFORMA  
ESPAÑOLA DE REDES  
ELÉCTRICAS



## FutuRed



*FUTURED*

## PRÓLOGO

Nuestro planeta se enfrenta a una amenaza importante debido al calentamiento global que se incrementa año tras año y en el que en este año 2022 esta tendencia se está manifestando agresivamente. Debido a este y otros motivos la estrategia de transición energética tiene un papel fundamental para aumentar el nivel de sostenibilidad del planeta para las próximas generaciones. Para conseguir este reto de reducción de temperatura media el modelo de transición energética debe cubrir cuatro vectores, conocidos como las 4 “D”, que son la descentralización, digitalización, descarbonización y democratización. Es la descarbonización el que tiene por objetivo conseguir esa reducción de emisiones de carbono y que implica establecer un aumento de la electrificación, entre otras alternativas, para transformar la movilidad de combustible fósil hacia una movilidad más sostenible.

El reto de la transición energética afecta a todos los habitantes del planeta de forma individual y colectiva y somos todos responsables de llegar a aportar nuestro esfuerzo y voluntad para conseguir reducir el calentamiento global. Por este motivo es imprescindible que en el plan de transición de 4Ds se incluya un quinto vector, la “Dinamización”. No debe pararse la implantación del modelo de transición energética ya que permitirá, además de afrontar los retos futuros, progresar y crecer económicamente de forma sostenible. Todas las acciones que se vayan estableciendo deben ir implementándose y adaptándose sin que sean frenadas para conseguir ganar la carrera al calentamiento global.

La electrificación del transporte supone un reto de transformación para las redes de distribución eléctrica debido a la necesidad de adaptarse e incluso reforzarse para integrar toda la infraestructura de recarga necesaria garantizando la calidad de servicio para todos los usuarios conectados, así como la nueva gestión que se va a tener que realizar. Esta nueva oportunidad presenta una serie de avances tecnológicos y de nuevos negocios que se encuentran ahora mismo en un punto de inflexión que definirá unas nuevas bases de uso diferente a lo establecido. Actualmente se está presentando un nivel álgido de desarrollo tecnológico que está permitiendo impulsar esta alternativa sostenible al transporte basado en el motor de combustión, aunque queda un largo camino para asentar este cambio.

Con el objeto de influenciar y asentar unas bases, el Grupo de Trabajo de Vehículo Eléctrico de Futured ha contribuido a través del presente documento en plasmar una visión actualizada de las tecnologías asociadas a la carga del vehículo eléctrico, así como el impacto que puede causar en la red de distribución. Por dicho motivo el documento aborda también la tecnología y planificación de recarga, así como casos de uso especiales y recomendaciones.

A través de este documento se ha establecido el germen para ir aterrizando las diferentes tecnologías de carga e infraestructura del vehículo eléctrico y analizar así el impacto en la red de distribución de forma directa y en el sistema eléctrico a medida que el mercado vaya demandando nuevas necesidades de movilidad. Todo esto teniendo en cuenta los objetivos de España para afrontar el reto de la descarbonización recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

El trabajo presentado en las siguientes páginas ha sido el fruto de colaboración de profesionales de diferentes entidades con conocimiento específico en diferentes campos donde nos hemos encontrado fabricantes, operadores de red de distribución, organismos de investigación, univer-

sidades, asociaciones de referencia del sector energético y de movilidad, así como la administración pública. Aprovechando estas palabras quiero agradecer sus aportaciones y su participación que, de forma colaborativa, han dado lugar a este documento.



Martina Tomé Iglesias  
*Vicepresidenta de Power Systems Iberian Cluster*  
**Schneider Electric**

## Contenido

---

Glosario .....	9
Participantes Grupo de Trabajo .....	11
Resumen Ejecutivo.....	13
1. Objetivo del documento .....	14
1.1. Introducción .....	14
1.2. Información de Partida.....	15
2. Estado del arte de la carga de vehículo eléctrico .....	18
2.1. Situación actual y de contexto .....	18
2.2. Cuantificación del impacto del vehículo eléctrico .....	18
2.3. Comparativa con otros países .....	18
2.4. Iniciativas de “aceleración” del impulso de vehículo eléctrico. En curso o previstas.....	19
2.4.1. Plan MOVES I .....	20
2.4.2. Plan MOVES Proyectos Singulares .....	20
2.4.3. Plan MOVES II .....	21
2.4.4. Plan MOVES Proyectos Singulares II.....	21
2.4.5. Plan MOVES III .....	21
2.4.6. Plan MOVES Flotas.....	22
2.4.7. Otras Ayudas.....	23
2.4.8. Iniciativas futuras.....	23
2.5. ¿Cómo va a cambiar todo? Seguimiento de Indicadores .....	24
2.5.1. PNIEC .....	24
2.5.2. Ley del Cambio Climático .....	26
2.5.3. Real Decreto-ley 29/2021 .....	27
2.6. ¿Qué están haciendo otros países? .....	28
2.6.1. Alemania .....	28
2.6.2. Francia .....	29
2.6.3. Italia .....	30
2.6.4. Portugal.....	31
2.6.5. Reino Unido.....	32
2.6.6. Resto del Mundo .....	34
2.6.6.1 China.....	34
2.6.6.2 EEUU .....	34
2.7. Eficiencia global del VE vs resto de alternativas de movilidad .....	35
2.7.1. Análisis TTW (Del depósito a la rueda).....	36
2.7.1.1 . Escenario sin vehículos alternativos (BAU) .....	37
2.7.1.2 Escenario de implantación del vehículo eléctrico (VE).....	40
2.7.2. Análisis WTT y WTW (Del yacimiento, al depósito y a la rueda).....	44
2.7.2.1 Escenario sin vehículos alternativos (BAU) .....	45
2.7.2.2 Escenario de implantación del vehículo eléctrico (VE).....	45
2.7.3. Resumen y conclusiones.....	48
2.8. Impacto de la estrategia de carga en el sistema .....	49
2.8.1. Remodelando la curva de carga .....	49
2.8.2. Servicios Auxiliares para la red de transporte y distribución .....	50
2.8.3. Gestión de las congestiones en la red .....	50
2.8.4. Efecto del Smart Charging.....	50
2.8.5. Evitar sobrecargas en las redes de distribución.....	52
2.8.6. Control de Tensión en redes de distribución.....	53
2.8.7. Reducción de sobregeneración renovable.....	53

2.8.8. Servicios detrás del contador. Perspectiva del consumidor .....	53
2.8.9. Cargadores ultrarrápidos para vehículos pesados.....	54
2.9. Evaluación de potencias y modos de carga más eficientes .....	55
3. Tecnología y planificación de la infraestructura de carga de vehículo eléctrico.....	59
3.1. Tecnologías de comunicación.....	59
3.2. Sistema de protección de la línea (SPL) general de alimentación (LGA) .....	63
3.3. V2G: Estado del arte del V2G.....	67
3.4. Gestión Vehículo Eléctrico como flexibilidad explícita del Usuario Final.....	70
3.4.1. Roaming.....	72
3.4.2. Evaluación flexibilidad según caso de uso.....	73
3.4.2.1 Carga Corriente Alterna (AC).....	75
3.4.2.2 Carga Corriente Continua (DC) .....	76
3.4.3. Smart charging. Flexibilidad e Impacto .....	78
3.4.4. Flexibilidad al sistema .....	78
3.4.5. Flexibilidad Local.....	79
3.5. Planificación de la infraestructura de carga rápida.....	80
3.5.1. Caracterización de las instalaciones tipo ¿Cómo van a ser? .....	82
3.5.1.1 En zonas urbanas.....	83
3.5.1.2 En zonas interurbanas.....	83
3.6. Análisis del impacto esperado en la red de distribución.....	83
3.6.1. Hipótesis de partida.....	83
3.6.2. Segmentación para análisis de impacto .....	86
3.6.3. Impacto en Redes de Baja Tensión.....	87
3.6.4. Impacto en Redes de Media Tensión.....	88
3.6.5. Contribución de la Flexibilidad.....	90
3.6.6. Conclusiones.....	91
3.7. Requisitos técnicos para la carga de vehículos pesados.....	91
3.8. Modelos de negocio de carga. Factibilidad en la actualidad .....	94
3.9. Modelos de negocio de carga no posibles en la actualidad en España.....	95
4. Caso de uso especiales y recomendaciones para la carga de vehículo eléctrico.....	96
4.1. Gestión Vehículo Eléctrico en Comunidades Energéticas.....	96
4.1.1. Marco regulatorio europeo y estatal .....	96
4.1.2. VE como incentivador de comunidades.....	98
4.1.3. Posible integración en figuras susceptibles de constituir CCEE.....	99
4.1.4. Tecnologías y nuevas herramientas .....	99
4.1.4.1 Plataformas de gestión de datos .....	99
4.1.4.2 Contadores Inteligentes.....	99
4.1.5. Barreras e iniciativas de aceleración .....	100
4.2. Electrolineras y flotas de VE conectadas al GRD.....	101
4.2.1. Disposición de las electrolineras.....	101
4.2.2. Subestación dedicada masiva en zona interurbana.....	102
4.2.2.1 Electrolinera de carga masiva.....	102
4.2.2.2 Flotas de vehículos en vía pública.....	103
4.2.3. Código de red.....	103
4.3. Acciones, barreras y recomendaciones .....	104
5. Conclusiones .....	106
6. Referencias .....	108
7. Otras Fuentes de Interés .....	110

## Listado de Figuras

---

Figura 1 Guía ITC BT 52 Modos de Carga. Elaboración Propia.....	16
Figura 2 Ventas de Vehículos Eléctricos (BEV) e Híbridos enchufable (PHEV) por Países .	19
Figura 3 Cronología de los programas que aceleran el impulso eléctrico. (olivoEnergy).....	20
Figura 4 Cronología de regulaciones que afectan a la movilidad eléctrica. (olivoENERGY)	24
Figura 5 Medidas de eficiencia energética 2021-2030 (ktep):. MITECO, 2019 .....	26
Figura 6 Road to 2035. Office for Zero Emission Vehicles .....	33
Figura 7 Análisis del consumo energético y emisiones WTW (Well To Wheel) .....	35
Figura 8 Evolución del parque actual de turismos en España.....	37
Figura 9 Evolución del parque de turismos en España (BAU).....	38
Figura 10 Consumo de energía final TTW (BAU).....	38
Figura 11 Emisiones de CO <sub>2</sub> TTW (BAU) .....	39
Figura 12 Emisiones de NO <sub>x</sub> en entorno urbano TTW (BAU).....	39
Figura 13 Evolución del parque de turismos en España (EV) .....	40
Figura 14 Distancia recorrida por tipo de motorización (EV) .....	41
Figura 15 Consumo de energía final TTW (EV) .....	42
Figura 16 Emisiones de CO <sub>2</sub> TTW (EV) .....	43
Figura 17 Emisiones de NO <sub>x</sub> en entorno urbano TTW (EV) .....	43
Figura 18 Consumo total de energía primaria WTW por fuentes de energía (BAU) .....	45
Figura 19 Consumo total de energía primaria WTW por motorización y fuentes (VE).....	46
Figura 20 Consumo total de energía primaria WTW de origen nacional e importada (VE)...	47
Figura 21 Emisiones totales de CO <sub>2</sub> (VE) .....	48
Figura 22 Simulador de carga del Vehículo Eléctrico REE .....	49
Figura 23 Uncoordinated EV load, smart charging effect and V2G effect in Belgium .....	52
Figura 24 Average total electricity load in Germany with uncoordinated (left) and smart charging (right). (Source: Elia Group)- [1] .....	55
Figura 25 Eficiencia del proceso de carga de un Peugeot Ión en función de la corriente.....	57
Figura 26 Pérdidas de energía promedio para distintos estados de SoC.....	58
Figura 27 Esquema simplificado de la conexión entre el VE y el cargador. Adaptado de [7]	60
Figura 28 Relación entre las diferentes funcionalidades implementadas por ISO/IEC15118 y la pila de protocolos de OSI: Adaptado de [8].....	62
Figura 29 Esquemático del SPL: Inputs, outputs y parámetros.....	64
Figura 30 Esquema 1 A ITC-BT-52.....	64
Figura 31 Esquema General de solución SPL o DLM a un edificio .....	65
Figura 33 Arquitectura completa solución SPL o DLM con cableado estructurado .....	67
Figura 34 Agentes de mercado Emobility [19] .....	73
Figura 35 CPO y MSP. [19] .....	73
Figura 36 Atributos teóricos de un servicio de flexibilidad (a) (excluyendo localización) y (b) atributos prácticos [20].....	74
Figura 37 Ejemplo despliegue tecnológico flexibilidad en flotas. Elaboración propia. ....	76
Figura 38 Formas de Smart Charging [21].....	78
Figura 39 Posibles fuentes de ingresos para el VE [21].....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 40 Arquitectura de control asociada a una posible configuración de electrolinera (Elaboración propia) .....	82
Figura 41 Estimación Crecimiento Vehículos Eléctricos 2021-2035. Elaboración Propia .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 42 Curvas de carga de diferentes modelos de BEVs 2 [29] .....	92
Figura 43 Estación de carga masiva de Essex .....	102

Figura 44 Hub de Carga en el Reino Unido del Operador MFG (Motor Fuel Grup).....103

## Listado de Tablas

---

Tabla 1 Fuente Universidad de Comillas .....	36
Tabla 2 Modos de Carga. ....	55
Tabla 3 Eficiencia cargador para proceso de carga Nissan Leaf para distintas potencias y SOC .....	57
Tabla 4 Listado y descripción de las diferentes partes que componen el estándar ISO/IEC 15118 para la comunicación entre el cargador y el VE .....	61
Tabla 5 Servicios de Flexibilidad proporcionados por el VE [19].....	68
Tabla 6 Previsión de Indicadores Relevantes. Elaboración Propia. ....	85
Tabla 7 Previsión Indicadores Relevantes 2. Elaboración Propia. ....	88
Tabla 8 Previsión Indicadores Relevantes 3. Elaboración Propia. ....	90
Tabla 9 Modelos Vehículos Pesados. Elaboración Propia. ....	92



## Glosario

---

<b>Término</b>	<b>Descripción</b>
AC	Corriente Alterna
AEDIVE	Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica
AGR	Agregador
ANFAC	Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones
API	Application Program Interface
AT	Alta Tensión
BAU	Business as usual. Actividades usuales del negocio
BESS	Battery Energy Storage System
BEV	Battery Electric Vehicle. BEV son los eléctricos puros
BMS	Battery Management System
BPT	Bidireccional Power Transfer
BSP	Balance Service Provider
BT	Baja Tensión
CA	Certification Authority
CE	Comunidad Energética
CNG	Compressed Natural Gas
CPO	Charging Point Operator
CS	Centro de Seccionamiento
CT	Centro de Transformación (Media – Baja) Tensión
DC	Corriente Continua
DGT	Dirección General de Tráfico
DLM	Dynamic Load Management system
DSO	Distribution System Operator
eMSP	Electro Movility Service Provider
EEA	European Economic Area
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
GRD	Gestor Red de Distribución
GRT	Gesto Red de Transporte
HEMS	Home Energy Management System
HEV	Hybrid Electric Vehicle
IMD	Intensidad Media Diaria de Vehículos
IRVE	Infraestructura de Carga de Vehículos Eléctricos
LGA	Línea General de Alimentación
LPG	Gas Licuado del Petróleo
LSE	Ley Sector Eléctrico
MSP	Mobility Service Provider
MT	Media Tensión
OCHP	Open Clearing House Protocol
OCPI	Open Charge Point Interface
OCPP	Open Charge Point Protocol
OICP	Open Interface Charge Protocol
ONM	Operador Nacional de Metrología
OSCP	Open Smart Charging Protocol
PHEV	Plugin Hybrid Electric Vehicle
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030

PRTR	Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
QoS	Quality of Service
RDL	Real Decreto Ley
REST	Representational State Transfer
SOC/SOH	Estado de carga (SOC) y estado de salud (SOH). SOH se define como la relación entre la carga máxima de la batería y su capacidad nominal
SPL	Sistema de Protección de Línea
ToU	Time of Use
TSO	Transmission System Operator
V1G	Carga unidireccional red a vehículo
V2G	Vehicle to Grid (Aglutina otros terminos como V2H, V2B o V2X)
VE	Vehículo Eléctrico
VPP	Virtual Power Plant
WTT	Well To Tank (W2T)
WTW	Well To Wheel (W2W)
ITC BT	Instrucciones técnicas complementarias del reglamento electrotécnico de baja tensión

## Participantes Grupo de Trabajo

---

### Grupo Editor y Revisor

Compañía	Nombre
AEDIVE	Rafael Riquelme
AFME	Alejandro Valdovinos
CIDE	Antonio Luis Núñez Pérez
CIRCE	Jose Sanz
Everis	Lucio Arrizabalaga
ICAI COMILLAS	Andrés Díaz Casado
ICAI COMILLAS	Manuel Pérez Bravo
ICAI COMILLAS	Miguel Ángel Sánchez Fornié
NTT Data	Álvaro del Fresno
Olivo Energy	Ernesto Santos
Ormazabal	Oihana Ibañez Romaña
Ormazabal	Elena Rodríguez
Schneider Electric España, S.A.U.	Marina Fajardo Sánchez
Schneider Electric España, S.A.U.	Ángel Silos Sánchez
Tecnalia	Eduardo García
UFD Distribución de Electricidad S.A.	Verónica Beltrán Martín
UFD Distribución de Electricidad S.A.	Miguel Ángel Bernal López
UFD Distribución de Electricidad S.A.	Mariano Gaudó Navarro

### Resto de Colaboradores

Compañía	Nombre
AEDIVE	Rafael del Río
AEDIVE	Rafael Riquelme
AELEC	Ignacio Martínez
AFME	Enric Fajula
AFME	Oscar Querol
AFME	Alejandro Valdovinos
AICIA	Jesus Riquelme
CEIT	Ainhoa Galarza
CIDE	Carla Miranda Sánchez
CIEMAT	Jorge Nájera
CIRCE	Jose Sanz
CITCEA UPC	Roberto Villafafila
ENDESA	Inmaculada Prieto
ENEL	Estefania Arbos
ENEL	Juan Luis Ciudad
Everis	Lucio Arrizabalaga
ICAI COMILLAS	Andrés Díaz Casado
ICAI COMILLAS	Manuel Pérez Bravo
ICAI COMILLAS	Miguel Ángel Sánchez Fornié
ITE	Juan Galbis
MITECO	Jacobo Llerena Iglesias
MITECO	Guillermo López Alonso
NTT Data	Álvaro del Fresno
NTT Data	Ernesto Gamiz
Olivo Energy	Carlos Alcaide

Olivo Energy  
Ormazabal  
Ormazabal  
Procinsa  
REE  
Schneider Electric España, S.A.U.  
Schneider Electric España, S.A.U.  
Tecnalia  
Tecnatom  
UFD Distribución de Electricidad S.A.  
UFD Distribución de Electricidad S.A.  
UFD Distribución de Electricidad S.A.  
UPV

Ernesto Santos  
Oihana Ibañez Romaña  
Elena Rodriguez  
Sergio Robles  
Pablo Sánchez  
Marina Fajardo Sánchez  
Ángel Silos Sánchez  
Eduardo García  
Ana Izquierdo  
Verónica Beltrán Martín  
Miguel Ángel Bernal López  
Mariano Gaudó Navarro  
David de la Vega

## Resumen Ejecutivo

---

El objetivo del documento es realizar una foto actualizada del estado del arte de las tecnologías asociadas a la carga del vehículo eléctrico, así como todos aquellos aspectos que pueden favorecer a acelerar su integración en la red eléctrica de forma progresiva

Este documento se divide en tres grandes secciones:

- Estado del arte de la carga del vehículo eléctrico en la fecha de publicación de este documento.
- Tecnología y planificación de la infraestructura de carga de vehículo eléctrico.
- Casos de uso especiales y recomendaciones para la carga de vehículo eléctrico.

En la primera de las secciones se describe el estado del arte actual que sirve como escenario base para las hipótesis de cuantificación del impacto del vehículo eléctrico. Asimismo, se compara dicha situación actual en España con otros países y se repasan las diferentes alternativas de aceleración.

En la sección: Infraestructura para los nuevos modelos de negocio de carga se repasan y se revisan diferentes conceptos tecnológicos necesarios para un efectivo despliegue de la infraestructura de carga, las necesidades de planificación y su impacto en las redes de distribución.

Por último, se describen las barreras encontradas, así como las recomendaciones y acciones para un efectivo despliegue de la infraestructura de carga pública, accesible y universal.

# 1. OBJETIVO DEL DOCUMENTO

El objetivo del documento es elaborar una fotografía actualizada del estado del arte de los actores y de las tecnologías asociadas a la carga del vehículo eléctrico, así como de todos aquellos aspectos que pueden favorecer a acelerar su integración en la red eléctrica de forma progresiva.

Los autores del documento son conscientes que este es un camino ya iniciado pero que precisa en cualquier caso de una revisión y análisis continuada para identificar mejoras y medir el impacto que supone para la infraestructura eléctrica la evolución hacia una movilidad sostenible.

Por otro lado, este documento pretende ser una referencia que contribuya al despliegue del vehículo eléctrico en España, así como su integración en la red de distribución. Así pues, el carácter prescriptivo del documento pretende aportar una visión de cómo afrontar dicho despliegue.

## 1.1. Introducción

Actualmente el desarrollo tecnológico del vehículo eléctrico ha alcanzado un nivel álgido que ha permitido pensar en su integración dentro de la sociedad de forma masiva. Aunque se presenta una viabilidad técnica para asegurar la integración en la red del vehículo eléctrico, tanto en la red de distribución de Media Tensión (MT) como en la red de Baja Tensión (BT), es necesario un largo recorrido de definición y estandarización para conseguir un despliegue adecuado que permita una correcta integración del vehículo eléctrico en el sistema eléctrico.

Durante el documento se van a ir exponiendo diferentes temas que tratan desde la dimensión de la eficiencia energética hasta las acciones, barreras y recomendaciones para la carga pública accesible y universal, pasando por la gestión del vehículo eléctrico como flexibilidad explícita del usuario final. Con esta variedad de secciones se puede cubrir como debería ser el despliegue del vehículo eléctrico en España. Los temas que se pretenden analizar son los indicados a continuación en tres grandes bloques junto con las conclusiones. Cabe destacar que se entrará en detalle en algunos otros que pueden aportar una visión adicional sobre todo el despliegue.

- **Estado del arte de la carga del vehículo eléctrico.** Esta sección abordará el estado del arte, así como la cuantificación del impacto en la red eléctrica. También se analizará la comparación con otros países, así como las iniciativas de aceleración en curso o previstas.
- **Tecnología y planificación de la infraestructura de carga de vehículo eléctrico.** En esta sección se presentan conceptos relacionados con el modelo de negocio que podrán afectar a la red y por tanto la gestión de la carga como flexibilidad en el usuario final. Por tanto, sistemas como el Sistema de Protección de Línea (SPL), el Vehicle to Grid (V2G) o las tecnologías de la comunicación serán descritos en este apartado. También se evalúa la demanda de muy alta potencia; analizando la planificación de la infraestructura de carga rápida e indicando la previsión de instalaciones en base a la red de carreteras y profundizando en el impacto de las cargas en la red actual.
- **Casos de uso especiales y recomendaciones para la carga de vehículo eléctrico.** Esta sección introducirá la gestión del vehículo eléctrico en comunidades energéticas y los códigos de red que se definirán en las redes de distribución eléctrica que son puntos fundamentales para conseguir una carga pública. Por otro lado, serán las acciones, barreras y recomendaciones los puntos que cerrarán esta sección y que permitirán identificar necesidades a desarrollar para implementar el despliegue del vehículo eléctrico en España.

- **Conclusiones.** Finalmente, en el documento se expondrán unas conclusiones que resumirán las principales ideas destacadas y plantearán retos de futuro para el sector del vehículo eléctrico.

## 1.2. Información de partida

Para la realización de este documento se han utilizado diversas fuentes que han tenido por objetivo cubrir con datos y visión actuales de los diferentes apartados definidos anteriormente en la introducción.

Entre las fuentes utilizadas se presentan documentos recientes realizados por especialistas del sector del vehículo eléctrico y la aportación del conocimiento de los editores y revisores de este texto formando un grupo de trabajo heterogéneo y a su vez complementario, lo que permite abordar el estudio desde diferentes puntos de vista como es desde el propio vehículo, desde el proveedor de la infraestructura de carga y desde el gestor de la red de distribución entre otros.

Las principales referencias utilizadas para la elaboración de este documento se encuentran mencionadas a continuación, si bien al final se recogen todas las utilizadas en el mismo dentro del apartado de referencias.

- Estrategias para la descarbonización del transporte terrestre en España, realizado por la Universidad de Comillas en 2020.
- Innovation outlook. Smart charging for electric vehicles publicado por IRENA en 2019.
- Mapas de Infraestructuras de Carga de Acceso Público en España realizado por ANFAC el cual se actualiza periódicamente.
- Effect on Electromobility on the power system and the integration of RES publicado por la Comisión Europea en 2018.
- Electric Vehicle Integration into Power Grids de ENTSO-E publicado en 2021.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

Así mismo es preciso definir una serie de convenios y definiciones que el lector podrá encontrar a lo largo del documento.

Primero de todo es importante recordar los modos de carga según la guía ITC BT 52:

## Guía ITC BT 52 Modos de Cargas

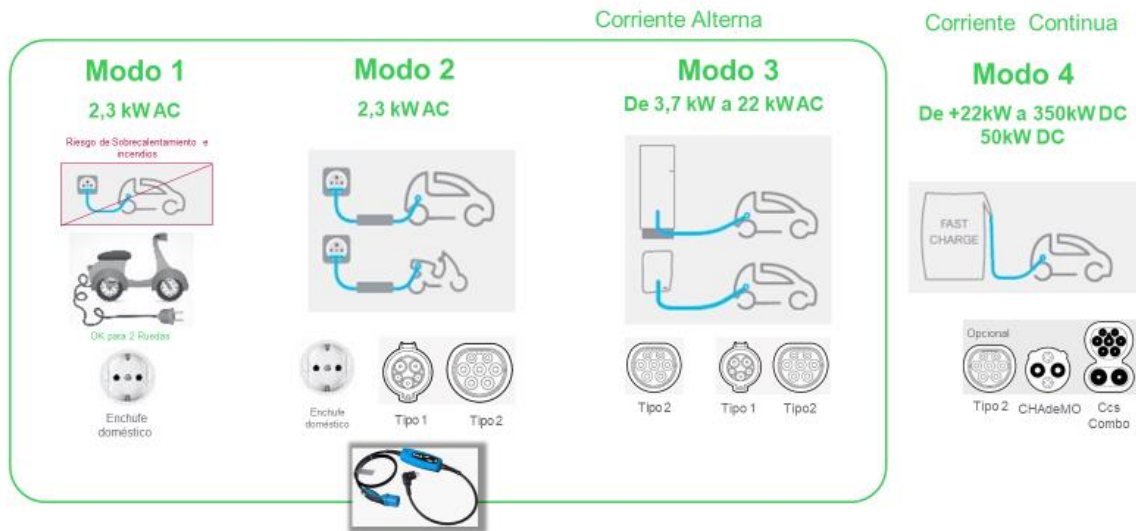


Figura 1 Guía ITC BT 52 Modos de Carga. Fuente: Elaboración Propia

Así, la clasificación actual de modos de carga planteada en este documento es la mostrada a continuación. Cabe destacar que esta clasificación podría verse sometida a cambios en futuras ediciones.

- **Carga super lenta:** A través de conector doméstico tipo schuko, denominado modo de carga tipo 2. Intensidad de corriente se limita a 10 amperios o menos.
- **Carga lenta:** También llamada carga vinculada, convencional, normal o estándar lenta. Puede referirse a:
  - Modo de carga tipo 2: Conectando el vehículo a un conector doméstico tipo schuko, donde se producirá una carga monofásica en AC a 230 V 2.3 kW de potencia.
  - Modo de carga tipo 3: Con punto de carga. Carga monofásica o trifásica por lo que hablaremos de 3.7 o 7.4 kW (16 o 32 A)
- **Carga semi-rápida** Modo de carga tipo 3(AC). Potencia mayor de 7.4 kW. Entre 11 kW y 22 kW.
- **Carga rápida.** Modo de carga tipo 4 (DC). Entre 50 kW-150 kW.
- **Carga super rápida** Modo de carga tipo 4(DC). Entre 150-250 kW.
- **Carga ultra rápida.** Modo de carga tipo 4(DC). Potencia mayor o igual a 350 kW.

Asimismo, es importante introducir las figuras del CPO y eMSP por su relevancia en el mercado de la movilidad eléctrica. Tal y como se detalla en el RD 184/2022:

*“Operador del punto de carga –CPO, por sus siglas en inglés-, que se constituye como el sujeto titular de los derechos de explotación de la infraestructura del punto de carga, y la empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica –eMSP-, una suerte de «operador virtual» que puede actuar como tercero prestando servicios de valor añadido al usuario de vehículos eléctricos”*

[..]



*“De esta forma, el operador del punto de carga ha de asumir determinadas obligaciones que tienen como última ratio garantizar la operatividad del mismo, siendo responsable de la instalación y la operación del punto de carga y de la infraestructura eléctrica, al objeto de permitir la prestación de un servicio de carga en condiciones de mínimo coste y eficiencia del que puedan beneficiarse los usuarios de vehículo eléctrico. Asimismo, cuando además de cumplir las funciones exclusivas de operación y mantenimiento del punto de carga incorpore funciones prestacionales, deberá tener en cuenta determinados aspectos tales como la presentación de precios del suministro de forma clara y transparente, o la obligación de constitución de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio de carga energética, que en última instancia refuerzan la protección de los usuarios de vehículos eléctricos como receptores de este servicio, mejorando la experiencia del usuario en su interacción con estas infraestructuras.*

*En similares términos se regula la figura del prestador de servicios para la movilidad eléctrica, en los supuestos en los que estos actúen como intermediario entre el usuario del vehículo eléctrico y la infraestructura eléctrica de puntos de carga. En estas condiciones, deberá existir un acuerdo de interoperabilidad que asegure la efectiva comunicación entre el operador del punto de carga y el prestador de servicios para la movilidad eléctrica.”*

## 2. ESTADO DEL ARTE DE LA CARGA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO

El objetivo del presente capítulo es contextualizar y cuantificar el impacto de la carga de vehículo eléctrico. Para ello se hace necesario revisar las iniciativas nacionales en curso y previstas, así como las iniciativas propuestas por otros países europeos.

En este escenario de contexto la comparativa de la eficiencia energética del VE con respecto al resto de alternativas cobra especial importancia. El concepto de eficiencia energética hace referencia a la capacidad para obtener los mejores resultados en cualquier actividad empleando la menor cantidad posible de recursos energéticos. Este hecho permite reducir el consumo de cualquier tipo de energía y con ello los posibles impactos ambientales asociados a ella.

Con este escenario, la eficiencia energética centrada en la electrificación con producción de origen renovable puede contribuir de forma decisiva a la lucha contra el cambio climático, a la mejora de la seguridad energética y de la competitividad. Incluso se plantea recientemente por parte de los gobiernos, como un importante dinamizador del desarrollo económico y el empleo.

### 2.1. Situación actual y de contexto

En la actualidad el mercado de oferta de vehículos eléctricos está preparado para poder dar cobertura a las necesidades de reemplazo de vehículos por antigüedad, limitación de uso en zonas de bajas emisiones, compromiso medioambiental o simplemente por coste de carburante. Sin embargo, el número de ventas de vehículos eléctricos en España en 2022 es inferior al 3% del total.

### 2.2. Cuantificación del impacto del vehículo eléctrico

Una de las mayores dificultades que tenemos es imaginarnos cómo va a ser la adopción de la penetración del vehículo eléctrico, desde el escenario actual donde tenemos menos de 200.000 vehículos eléctricos (tanto vehículos eléctricos como híbridos enchufables) al escenario objetivo previsto en el PNIEC con 5 Millones de vehículos eléctricos en 2030.

Todo ello en un contexto complejo donde la vuelta a la normalidad en esta etapa postpandemia recibida con cierto optimismo gracias a los fondos de recuperación europeos se ha visto afectada por incremento del coste de la energía, debido a la fuerte revalorización del gas natural en los mercados internacionales y a la subida los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, además del impacto que está suponiendo la invasión de Ucrania.

### 2.3. Comparativa con otros países

Tomando como referencia 2021, porcentualmente respecto a las ventas totales, España se sitúa en la cola por detrás de los principales mercados europeos según recoge la Asociación Europea de Fabricantes de Automóviles, muy por detrás de Noruega, Países Bajos, Suecia, Austria, Alemania, Dinamarca, Suiza, Reino Unido, Francia, Portugal, Bélgica e Italia.

<b>Datos Ventas Vehículos en Europa 2021</b>						
<b>Eléctricos Puros</b>	<b>Unidades</b>	<b>% sobre Matriculados</b>	<b>Híbridos Enchufables</b>	<b>Unidades</b>	<b>% sobre Matriculado</b>	
Noruega	113.751	64,53	Suecia	77.842	25,86	
Países Bajos	64.149	19,87	Dinamarca	40.478	21,84	
Suecia	57.489	19,10	Noruega	38.166	21,65	
Austria	33.380	13,92	Bélgica	47.761	14,47	
Alemania	356.425	13,59	Alemania	325.449	12,41	
Dinamarca	25.000	13,49	Portugal	15.660	10,68	
Suiza	31.889	13,37	Países Bajos	31.016	9,61	
Reino Unido	190.727	11,58	Suiza	21.790	9,14	
Francia	162.167	9,77	Francia	141.001	8,50	
Portugal	13.260	9,04	Reino Unido	114.554	6,95	
Bélgica	22.677	5,92	Austria	14.626	6,10	
Italia	67.283	4,61	España	43.226	5,03	
España	23.690	2,76	Italia	70.472	4,83	
Polonia	7.614	1,70	Polonia	9.269	2,08	
Rep. Checa	2.701	1,31	Rep. Checa	3.907	1,89	

Elaboración Propia a partir de Asociación Europea de Fabricantes de Automóviles (ACEA)

Figura 2 Ventas de Vehículos Eléctricos (BEV) e Híbridos enchufable (PHEV) por Países

## 2.4. Iniciativas de “aceleración” del impulso de vehículo eléctrico. En curso o previstas

La Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (Anfac) y la Federación de Asociaciones de Concesionarios de la Automoción (Faconauto) dispone de un mapa de despliegue de puntos de carga de acceso público para vehículos electrificados actualizado donde se pueden comprobar la necesidad de tener que multiplicar por 30 las instalaciones que en la actualidad existen en España, para conseguir el objetivo de 340.000 unidades para 2030, necesarios según sus estimaciones.

Con esta iniciativa, las asociaciones quieren facilitar e impulsar el mercado de los vehículos eléctricos de batería e híbridos enchufables para alcanzar un parque de tres millones de turismos que tiene como objetivo para 2030 el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

En el siguiente apartado se realiza un análisis de las distintas iniciativas que el Gobierno de España ha desarrollado para dar respuesta a la crisis generada por la COVID-19 en materia de transición energética, enfocada en la movilidad eléctrica. Gracias al Fondo de Recuperación Next Generation EU se aprobó el 27 de abril de 2021 el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España (PRTR), siendo la transición ecológica uno de los cuatro ejes transversales del Plan en nuestro país.

Todas las iniciativas presentadas a continuación se encuentran dentro de la línea de acción del componente 1 (plan de choque de movilidad sostenible, segura y conectada en entornos urbanos y metropolitanos) y la inversión 2, que fomenta el despliegue de la infraestructura de carga, la sustitución de la flota de vehículos por modelos eléctricos y la innovación en electromovilidad.

En la figura, se muestra un resumen de los programas que subvencionan la línea mencionada anteriormente, mostrando el estado de las convocatorias pasadas, actuales (marzo 2022) y futuras.

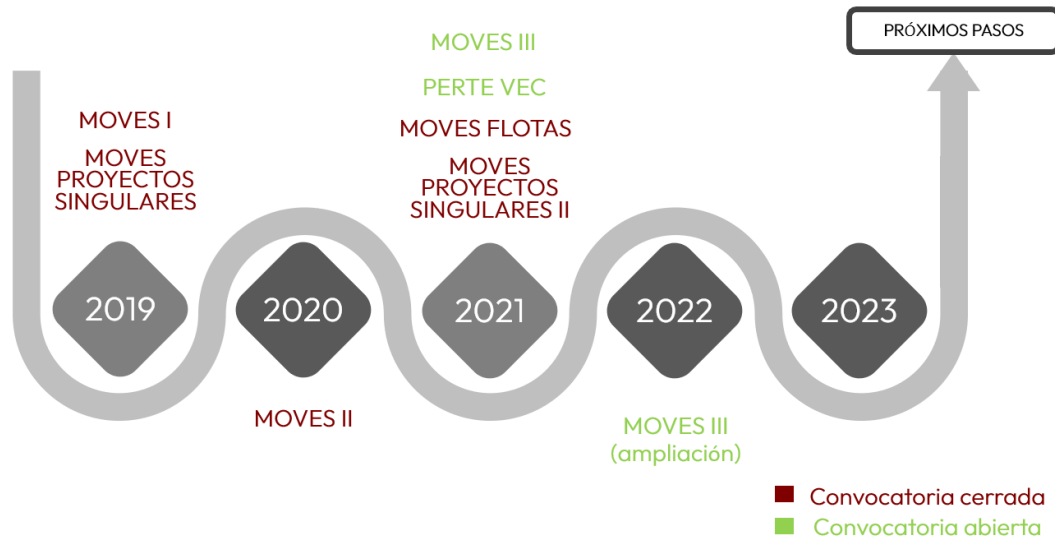


Figura 3 Cronología de los programas que aceleran el impulso eléctrico. (olivoEnergy)

#### 2.4.1. Plan MOVES I

Con el Real Decreto 132/2019, de 8 de marzo se aprobó el primer programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible (MOVES) y el Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero, donde se regulan las bases del Programa de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible, con un presupuesto de 45 M€ (cofinanciadas con el Fondo Europeo de Desarrollo Regional dentro del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020).

Con este programa se incentivaba la compra de vehículo alternativo, la infraestructura de carga de vehículos eléctricos, el desarrollo de incentivos para implantar sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas y la implantación de medidas recogidas en Planes de Transporte a los centros de Trabajo.

Los beneficiarios para las dos primeras actuaciones eran personas físicas, autónomos, comunidades de propietarios, personas jurídicas y sector público, y las actuaciones 3 y 4, todos excepto personas físicas y comunidades de propietarios. La vigencia duró hasta el 31 de diciembre de 2019.

#### 2.4.2. Plan MOVES Proyectos Singulares

Además del Plan MOVES, en 2019 se aprobó la Orden TEC/752/2019, de 8 de julio, por la que se aprobaron las bases reguladoras para la concesión de subvenciones del Programa de ayudas a proyectos singulares en materia de movilidad sostenible (Programa MOVES Proyectos Singulares), con una línea de 15 M€, para ciudades patrimonio de la Humanidad, municipios con alto índice de contaminación o ubicados en islas, o proyectos de innovación en electromovilidad. Cuya convocatoria se realizó en la Resolución de 5 de septiembre de 2019, y actualmente se encuentra cerrada.

### 2.4.3. Plan MOVES II

El Programa MOVES II de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible se aprobó el 16 de junio de 2020 a través del Real Decreto 569/2020, contando con una ampliación de presupuesto regulada mediante la Resolución de 3 de marzo de 2021. En este programa se dispuso de un presupuesto de 100 M€, siendo elegibles según la Disposición final primera (Real Decreto 587/2020, de 23 de junio) aquella categoría de vehículo, incluidas las motos, con uso particular sin actividad profesional desde el 18 de junio de 2020.

Este programa estaba previsto para fomentar las actuaciones de movilidad eficiente y sostenible, fomentar el uso de energías renovables dentro del sector del transporte, ayudar a los ayuntamientos con la adaptación a los requisitos frente al COVID – 19 y crear oportunidad para generar actividad económica y empleo. Es parte de la Recuperación Verde tras la crisis sanitaria del COVID -19.

Las 5 actuaciones elegibles que se recogen son, en primer lugar, las ayudas a compra de vehículos alternativos, infraestructura de carga, préstamos de bicicletas, nuevas medidas de Planes de Transporte al Trabajo y apoyo a los ayuntamientos para que ofrezcan respuestas rápidas a las necesidades de movilidad.

Las ayudas ascendieron hasta 5.500 euros para la adquisición de nuevos vehículos (dependiendo del vehículo eléctrico), coste subvencionable entre el 30% y 50%. Los beneficiarios era los profesionales autónomos, personas físicas, pymes, comunidades de propietarios, empresas privadas, comunidades autónomas, entidades locales y entidades públicas vinculadas a las distintas administraciones. Con este plan se pretendía generar más de 5.000 empleos, evitar más de 40.000 toneladas de CO<sub>2</sub>. Finalmente, no se acabaron los fondos del presupuesto reservado para este programa, aunque muchas comunidades autónomas sí que consiguieron distribuirlos por completo.

### 2.4.4. Plan MOVES Proyectos Singulares II

A través de la Orden TED/800/2021, de 23 de julio, se aprueba las bases reguladoras del Programa de incentivos a proyectos singulares en movilidad eléctrica (Programa MOVES Proyectos Singulares II), presupuestado con 100 M€, perteneciendo al Componente 1, Inversión 2 (C1.I2) del PRTR. La inversión mínima por proyecto era de 100.000 euros.

La convocatoria se publicó en la Resolución de 20 de septiembre de 2021, para proyectos de desarrollo tecnológico y experiencias innovadoras en movilidad eléctrica que sirvan para promover el salto tecnológico hacia el vehículo eléctrico y de pila de combustible.

Los beneficiarios de este programa fueron personas jurídicas, pymes, grandes empresas, universidades y centros privados de investigación con personalidad jurídica propia, consorcios y agrupaciones empresariales y el sector público institucional.

### 2.4.5. Plan MOVES III

Se aprobó el Real Decreto 266/2021, de 13 de abril, por el que se establecía la concesión directa de ayudas a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla para la ejecución de programas de incentivos ligados a la movilidad eléctrica en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Europeo (cofinanciación con fondos UE), y con plazo vigente hasta el 31 de diciembre de 2023. Este programa sirve para complementar y ampliar los límites de ayuda respecto a MOVES II.

Los objetivos primordiales de este plan son el incentivo a la compra de vehículos eléctricos y el despliegue de infraestructura de carga, que son gestionados por las comunidades autónomas y coordinados por el IDEA (Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía). Para ello, se dota de 400 M€ (ampliables a 800 M€). Los límites presupuestarios para esta ayuda han sido hasta el 80% del presupuesto asignado para la adquisición de vehículos eléctricos, y hasta el 50% del presupuesto asignado para infraestructura de vehículos eléctricos. Dentro de esta ayuda, las furgonetas y motocicletas eléctricas por parte de particulares, autónomos y administración tendrán un incremento de la ayuda a la compra. Y los destinatarios son personas físicas y autónomos, comunidades de propietarios, personas jurídicas constituidas en España, además de entidades locales y sector público institucional.

Se destaca el apoyo especial a personas con discapacidad y movilidad reducida, al sector del taxi y VTC y destinatarios residentes en municipios de menos de 5.000 personas. Se elimina la exigencia de disponer de la ITV en vigor para el vehículo que se achatarra, al igual que se incrementa la ayuda por achatarramiento de cualquier categoría de vehículo.

Dentro de las actuaciones elegibles se recogen los vehículos eléctricos enchufables y de pila de combustible, tales como, turismos, furgonetas y camiones ligeros, motocicletas eléctricas y cuadriciclos eléctricos, siendo no elegibles los autobuses, ni cambiones o furgones. Para la infraestructura de vehículos eléctricos serán actuaciones elegibles tanto la infraestructura de acceso público como privado.

La cuantía de estas ayudas se divide para vehículos eléctricos enchufables y de pila de combustible, hasta 7.000 € (9.000 € con achatarramiento) en vehículos comerciales hasta 3.500 kg N1 (Vehículos de motor destinados al transporte de mercancías que tengan, por lo menos, cuatro ruedas con una masa máxima autorizada (MMA) igual o inferior a 3.500 kg) y hasta 4.500 € (7.000 € con achatarramiento) en vehículos turismos M1 (Vehículos de motor destinados al transporte de personas que tengan, por lo menos, cuatro ruedas y que tengan, además del asiento del conductor, ocho plazas como máximo). El precio máximo para poder recibir la ayuda del vehículo eléctrico, en ningún caso, podrá superar más de 45.000 € o 53.000 € para vehículos de 8-9 plazas.

Resultados: ANFAC pensó que la previsión de ventas en 2021 de coches eléctricos iba a ser de un aumento del 75%, lo que suponía vender 70.000 unidades, pero finalmente se tradujo en 27.769 unidades, y un aumento en España del 37,76% con respecto al año 2020. La presentación a esta ayuda se podrá solicitar hasta el 31 de diciembre de 2023. Actualmente convocatoria abierta, aunque muchas comunidades autónomas ya han acabado su presupuesto.

En 2022 el gobierno ha aumentado en 235 M€ el Programa para incentivar los puntos de carga, lo que ayudará al despliegue de 27.000 puntos más.

#### **2.4.6. Plan MOVES Flotas**

De la misma manera que MOVES III, se aprueba la orden 1427/2021, por la que se establecen las bases reguladoras del Programa de ayudas a proyectos de electrificación de flotas de vehículos ligeros (MOVES Flotas), contando con un presupuesto de 50 M€. Pertenece al Componente 1, Inversión 2 (C1.I2) del PRTR y sirve de complemento al Programa MOVES III y MOVES Singulares II.

La convocatoria a este Programa se publicó el 19 de enero en la Resolución de 12 de enero de 2022, y en ella se establecen las 3 actuaciones subvencionables: adquisición de vehículos eléctricos y de pila de combustible; instalación de puntos de carga de vehículos eléctricos en los aparcamientos de la empresa o entidad solicitante; actuaciones de transformación de la flota hacia la electrificación. El plazo de vigencia de la convocatoria es hasta el 21 de marzo de 2022.

Los beneficiarios serán todo tipo de empresas con personalidad jurídica propia independientemente del tamaño, además del sector público institucional, siempre y cuando soliciten el incentivo para adquirir más de 25 vehículos ligeros.

#### 2.4.7. Otras Ayudas

Es de interés reseñar el reciente Real Decreto 1125/2021 que habilita la concesión de subvenciones directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la realización de inversiones de digitalización de redes de distribución de energía eléctrica y en infraestructuras para la carga del vehículo eléctrico. Las acciones subvencionables establecidas son:

- Acciones que, de acuerdo con el anexo de la Circular 6/2019 de la CNMC puedan ser catalogadas como inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética de tipo 2.
- Inversiones en activos para la digitalización de redes y en las infraestructuras para la alimentación de instalaciones destinadas a la conexión a las redes de distribución de puntos de carga de vehículo eléctrico de potencia superior a 250 kW de acceso público.

En total se pretenden emplear 525 millones de euros. Las cuantías anuales máximas ascenderán a 227 millones de euros para actuaciones del año 2021, 148 millones de euros del año 2022 y 150 millones de euros del año 2023. La intensidad de financiación, cumpliendo determinados límites en función de la última retribución aprobada, por aplicación de los fondos procedentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia ascenderá al 50% del volumen de inversión anual real ejecutado y puesto en servicio en activos elegibles, siendo el resto retribuido con cargo a los peajes del sistema eléctrico.

#### 2.4.8. Iniciativas futuras

Después del PERTE VEC, el Gobierno aseguró que se siguen esperando al menos para el sector de electromovilidad más ayudas, enfocadas al diseño de chips y electrónica, economía circular y reciclaje de baterías.

Según indica el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en nota de prensa, el 6 de junio de 2022 se han recibido 13 proyectos tractores en respuesta al PERTE VEC, en el que todos los grandes fabricantes están representados beneficiando a 15 CCAA.

Estos proyectos, por valor de 5.927 millones euros de inversión subvencionable conformados por 487 proyectos primarios que involucran a 327 empresas. Se prevé que por cada euro de inversión pública activarán 4 euros de inversión privada. Por tanto, las 13 solicitudes presentadas movilizarán inversiones 11.855 millones de euros, entre ayudas públicas y financiación privada.

Todos los grandes fabricantes de coches con presencia en nuestro país están en alguno de los proyectos presentados lo que demuestra el interés de las grandes marcas en España.

Desde el gobierno se ha realizado consulta pública el Real Decreto para regular las Zonas Bajas de Emisiones (ZBE) recogidas en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, para impulsar el establecimiento en los municipios de más de 50.000 habitantes. En este punto y como ZBE de referencia en España, hay que poner de relieve el nuevo Plan de Movilidad Sostenible Madrid 360 del Ayuntamiento de Madrid, que sacó a consulta pública en febrero de 2022. En el plan presentado se destacan grandes planes de acción:

- Plan para el cambio de tecnología del parque público de vehículos, en que se pretende realizar la renovación de los vehículos públicos, buscando un parque público de vehículos 100% limpio. Para ello se quiere incentivar la renovación de la flota de autobuses y de la flota de taxis, entre otras acciones.
- Promoción del cambio de Tecnología de los vehículos privados (turismos). Con acciones diversas como; reducción del coste de los aparcamientos públicos; impulsar la red de puntos de carga en oficinas y comunidades de propietarios; instalar puntos de carga eléctrica públicos en las zonas de intermodalidad o estableciendo ayudas al cambio de tecnología del parque de vehículos privados.
- Se quiere, propiciar el cambio de Tecnología de los vehículos de la Distribución Urbana de Mercancías. Aunque la propuesta de esta medida ha sido más lasa que con el parque público de vehículos.

## 2.5. ¿Cómo va a cambiar todo? Seguimiento de Indicadores

En este apartado se realiza un resumen de los indicadores más importantes del PNIEC, la ley 7/2021 relativa al cambio climático y el Real Decreto-ley 29/2021, enfocándolos en la movilidad eléctrica. En la siguiente figura, se muestra por orden cronológico las regulaciones que afectan al vehículo eléctrico.

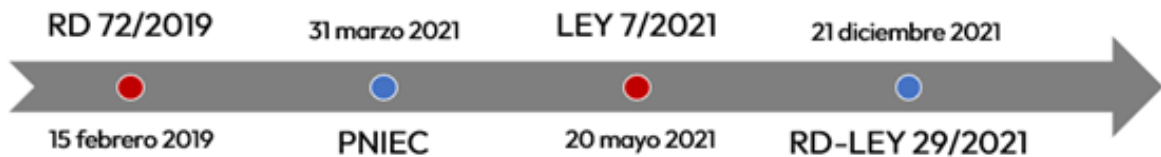


Figura 4 Cronología de regulaciones que afectan a la movilidad eléctrica. (olivoENERGY)

### 2.5.1. PNIEC

El Consejo de Ministros aprobó en 2021 la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) como consecuencia de la transposición del contexto regulatorio europeo, en especial, el Paquete de Energía Limpia de la UE, el Acuerdo de París y la Estrategia de la CE para una Europa climáticamente neutra en 2050.

Este documento está siendo revisado. En Agosto de 2022 se lanzó una consulta pública previa para tal fin.

Uno de los planes ambiciosos del PNIEC es el establecimiento para 2030 del 42% en renovables y 39,5% en eficiencia, para ello, pone en marcha 5 dimensiones: la descarbonización junto a la integración de Energías Renovables; la Eficiencia Energética; la Seguridad Energética; el Mercado Interior de la Energía; y la Investigación, Innovación y Competitividad. A largo plazo se espera que España sea un país neutro en carbono en 2050 (cero emisiones netas de Gases de Efecto Invernadero).



La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado implica una incorporación importante y sostenida de fuentes renovables. Por ende, los objetivos generales a conseguir para 2030 son:

- Reducción del 23% de GEI respecto a los niveles de 1990.
- Las renovables tendrán un 42% del uso final de energía.
- El 74% de generación de origen renovable en el “mix” eléctrico.
- Mejora de la eficiencia energética en un 39,5%.
- Mejora de la eficiencia energética (envolvente térmica) a lo largo de la década de un total de 1.200.000 viviendas.
- Mejora de la eficiencia energética (renovación de instalaciones térmicas de calefacción y ACS) de 300.000 viviendas/año de media.
- Renovación energética del parque de edificios públicos de la Administración General del Estado por encima del objetivo del 3% derivado del artículo 5 de la Directiva de Eficiencia Energética (300.000 m<sup>2</sup>/año).
- Renovación energética del 3% de la superficie edificada y climatizada de las Administraciones Autonómicas y Locales.
- Maximizar la diversificación tanto de fuentes de energía como de países de origen del suministro.
- Profundizar en la preparación frente a posibles limitaciones o interrupciones de suministro de fuentes energéticas.
- Incrementar la flexibilidad del sistema aprovechando las posibilidades del lado de la demanda de los sectores consumidores de energía.
- Alcanzar un nivel de interconexión del 15%.
- Afianzamiento del mercado, garantizando la protección de los consumidores de gas.
- Implementación de la Estrategia Nacional Contra la Pobreza Energética.

En cuanto al fomento del vehículo eléctrico, la medida 2.4 del PNIEC (impulso del vehículo eléctrico) busca la reducción de energía del parque automovilístico, a través de la electrificación del parque, posibilitando de esta manera una penetración mayor de energías renovables en el sector transporte.

A continuación, se destacan las principales observaciones futuras sobre la movilidad eléctrica:

- Descenso en el precio de las baterías, lo que significará una reducción y fomento de la fabricación de vehículos eléctricos.
- Parque de vehículos eléctricos de 5.000.000 en 2030 (3.000.000 de turismos, y 2.000.000 de furgonetas, autobuses, camiones ligeros y motos)
- Fomento de la instalación de puntos de carga de combustibles alternativos.
- Profundizar en la eliminación de barreras relacionadas con el vehículo eléctrico, como la eliminación de la figura del gestor de cargas.
- Presupuesto del orden de 132.403 M€, gracias al apoyo público con fondos de los Presupuestos Generales del Estado y de las CCAA, con una línea de ayudas de 200 M€/año en el periodo 2021-2025, ascendiendo a 1.000 M€. Para el periodo 2025-2030 se estima que se habrá alcanzado la paridad de precio y no será necesario apoyo público.
- Ahorro de energía final, en el periodo de 2021 a 2030, de 3.524,2 ktep/año, de un total de 13.888 ktep que representa el total del sector transporte.

		Ahorro acumulado periodo 2021-2030 (ktep)
<b>TRANSPORTE</b>		<b>13.888,1</b>
2.1	Zonas de bajas emisiones y medidas de cambio modal	5.622,9
2.2	Uso más eficiente de los medios de transporte	2.221,4
2.3	Renovación de parque automovilístico	2.519,6
2.4	Impulso del vehículo eléctrico	3.524,2
<b>INDUSTRIA</b>		<b>10.256,2</b>
2.5	Mejoras en la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales	10.256,2
<b>RESIDENCIAL</b>		<b>6.731,9</b>
2.6	Eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial	4.755,9
2.7	Renovación del equipamiento residencial	1.976,0
<b>SERVICIOS</b>		<b>4.729,2</b>
2.8	Eficiencia energética en la edificación del sector terciario	1.378,8
2.9	Eficiencia energética en equipos generadores de frío y grandes instalaciones de climatización del sector terciario e infraestructuras públicas	3.350,04
<b>AGRICULTURA</b>		<b>1.203,9</b>
2.10	Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola	1.203,9
<b>TOTAL</b>		<b>36.809,3</b>

Figura 5 Medidas de eficiencia energética 2021-2030 (ktep).: MITECO, 2019

Las acciones elegibles para llevar a cabo estos objetivos son la adquisición de nuevos vehículos eléctricos y el despliegue de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos. Las infraestructuras de carga de vehículos con combustibles alternativos se abordan desde varias dimensiones. En primera instancia y de manera transversal desde la dimensión de la eficiencia energética, donde se toman medidas para el impulso del vehículo eléctrico.

### 2.5.2. Ley del Cambio Climático

Con la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, que será revisada en 2023 para verificar el cumplimiento de los objetivos marcados y modificarla en caso contrario, se recogen los objetivos mínimos nacionales de reducción de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética de la economía española para 2030 y 2050.

Esta ley introduce la previsión para que el CTE (Código Técnico de Edificación) obligue la instalación de puntos de carga de vehículo eléctrico en edificios de nueva construcción y en intervenciones en edificios existentes, con el fin de conseguir un transporte más limpio en las ciudades.

Además, antes del 1 de enero de 2023, todos los edificios de uso distinto al residencial privado que cuenten con una zona de uso aparcamiento con más de 20 plazas, deberán cumplir con la exigencia relativa a las dotaciones mínimas para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos que establezca el CTE. Estas obligaciones se amplían en el siguiente RD-ley 29/2021.

Los municipios de más de 50.000 habitantes, los territorios insulares y los municipios con más de 20.000 habitantes cuando superen los límites contaminantes, antes de 2023, deben tomar planes para la movilidad urbana sostenible, entre ellos cabe destacar:

- El establecimiento de zonas de bajas emisiones.

- Medidas para facilitar los desplazamientos a pie, en bicicleta u otros medios de transporte activo (corredores verdes intraurbanos).
- Medidas para la mejora y uso de la red de transporte público, incluyendo medidas de integración multimodal.
- Medidas para la electrificación de la red de transporte público y otros combustibles sin emisiones de gases de efecto invernadero, como el biometano.
- Medidas para fomentar el uso de medios de transporte eléctricos privados, incluyendo puntos de carga.
- Medidas de impulso de la movilidad eléctrica compartida.
- Medidas destinadas a fomentar el reparto de mercancías y la movilidad al trabajo sostenibles.
- Mejora de la calidad del aire.
- Integrar los planes específicos de electrificación de última milla con las zonas de bajas emisiones municipales.

Adicionalmente, en el ámbito fiscal:

- Las ordenanzas fiscales pueden regular una bonificación de hasta 50% de la cuota íntegra del impuesto a favor de los bienes inmuebles en los que se hayan instalado puntos de carga para vehículos eléctricos.
- Las ordenanzas locales bonifiquen hasta el 50% de la cuota correspondiente del impuesto sobre actividades económicas para los sujetos pasivos que tributen por cuota municipal y tengan instalados puntos de carga para vehículos eléctricos.
- Una bonificación de hasta el 90% para construcciones, instalaciones u obras necesarias para la instalación de puntos de carga para vehículos eléctricos.

Con objeto de reforzar esta ley el 21 de diciembre se aprobó el Real Decreto – ley 29/2021.

### 2.5.3. Real Decreto-ley 29/2021

Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.

Se destacan a continuación los artículos más importantes a tener en cuenta, y los cuales afectan de primera mano a las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes, y se les obligan a instalar:

- Instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 10 millones de litros: al menos una infraestructura de carga eléctrica de potencia igual o superior a 150 kW en corriente continua.
- Instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 5 y menor a 10 millones de litros: al menos una infraestructura de carga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua.
- Quienes acometan una reforma en su instalación que requiera una revisión del título administrativo, independientemente del volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo de la instalación: al menos una infraestructura de carga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua.
- En el caso de que en una provincia, Ciudad Autónoma o isla no exista ninguna instalación de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado

de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 5 millones de litros, quienes ostenten la titularidad de las instalaciones que, ordenadas de mayor a menor volumen de ventas anuales agregadas de gasolina y gasóleo, conjunta o individualmente alcancen al menos el 10 % de las ventas anuales totales en las citadas áreas geográficas en el año 2019 instalarán: al menos una infraestructura de carga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua (por cada una de estas instalaciones, y prestando servicio en un plazo de 20 meses a partir de la entrada en vigor del real decreto-ley).

Estos artículos deben actualizarse con la Orden TED/1009/2022, del 24 de octubre de 2022, donde se publican los motivos por la que se establecen el listado de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes obligadas a instalar infraestructuras de recarga eléctrica y las excepciones e imposibilidades técnicas para su cumplimiento.

Además, ampliando las obligaciones de la ley 7/2021, en este RD-ley se destaca que a los edificios de uso distintos al residencial o estacionamientos existentes no adscritos a edificios se obliga, antes del 1 de enero de 2023, a instalar un mínimo de infraestructuras de carga de vehículos eléctricos, a aquellos edificios que cuenten con más de 20 plazas de aparcamiento:

- Por cada 40 plazas de aparcamiento se instalará una estación de carga, hasta 1.000 plazas, y una estación de carga más por cada 100 plazas adicionales.
- En edificios de la Administración General del Estado u organismos públicos se instalará una estación de carga por cada 20 plazas de aparcamiento, hasta 500 plazas, y una estación de carga más por cada 100 plazas adicionales.

Este impulso normativo a la instalación de cargas ha venido acompañado, con una modificación normativa recogida en el RDL 6/2022, donde se ha modificado el artículo 66 apartado 15, de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre. Se ha incorporado como infracción leve, el incumplimiento, por parte de los sujetos que participen en la prestación de carga eléctrica, de los requisitos u obligaciones que les sean establecidos reglamentariamente

Otra modificación a destacar, respecto al vehículo eléctrico es, la modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la cual se añade “para la instalación de puntos de carga no podrá exigirse por parte de las administraciones públicas competentes la obtención de licencia o autorización previa de obras, instalaciones, de funcionamiento o de actividad, de carácter medioambiental ni otras de clase similar o análogas, excepto en edificaciones del patrimonio histórico-artístico con la categoría de bien de interés cultural”.

## 2.6. ¿Qué están haciendo otros países?

En aras de contextualizar el desarrollo de la electromovilidad en nuestro país, a continuación, compartimos cual es la situación y su cumplimiento en los principales países de nuestro entorno, además de una breve pincelada acerca de los otros dos grandes mercados: Estados Unidos de América y China, encuadrados en el apartado “Resto del mundo”.

Es importante puntualizar que el contexto y situación presentados son profundamente cambiantes y que esta foto que se pretende hacer en este documento es realmente una foto viva.

### 2.6.1. Alemania

Como el resto de los países de la U.E. ha presentado a la C.E. su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (*Integrierter Nationaler Energie und Klimaplan*).

Respecto a la descarbonización del transporte, en el mismo indican que sus líneas maestras son:

- La búsqueda del máximo de seguridad, asequibilidad y amigabilidad con el clima.
- La integración de VEs basados en energía renovable.
- El uso de combustibles cero-carbono o neutros en carbono.

Con el propósito de alcanzar los objetivos de descarbonización de la economía alemana incluidos en la enmienda a la *Bundesklimaschutzgesetz* (Ley Federal de Protección del Clima) aprobada en junio de 2021 y que adelanta la neutralidad climática a 2045 (frente al inicial – de 2019 – de 2050) e incluye objetivos de descarbonización intermedios de 65% (incrementado desde 55%) y 88% en 2030 y 2040, respectivamente (comparados con los niveles de 1990).

Y así, en lo que respecta al transporte ligero por carretera lograr entre 7 y 10 millones de vehículos eléctricos matriculados en Alemania en 2030 (El nuevo gobierno alemán ha propuesto aumentar esta cifra a, al menos, 15 millones para la misma fecha) Respecto a la IRVE, el Gobierno Federal busca incrementar la infraestructura de carga pública de forma que en 2030 existan 1 millón de puntos de carga accesibles públicamente disponibles en el país.

El Gobierno Federal, además, considera “proveer un desarrollo inicial desproporcionado respecto a la IRVE de forma que el mercado se prepare para un crecimiento anticipado”.

Asimismo, en casos excepcionales específicos de no presencia del mercado, tal y como está permitido por la ley europea, el operador de la red de distribución podría construir IRVE pública. Por otro lado, incluyen medidas fiscales respecto a la carga y al despliegue de infraestructura de carga en empresas (para los empleados) de forma que ni uno ni otro necesiten ser tasados como un componente del salario.

En 2019 se creó el Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (Centro Nacional de Control de la Infraestructura de Carga) con el objeto de supervisar y coordinar el despegue de la IRVE pública a varios niveles (federal/estatal/local).

Respecto a la descarbonización del transporte pesado, el objetivo es que en 2030 aproximadamente 1/3 del mismo (en km recorridos) sea eléctrico o basado en combustibles cero-carbono o neutros en carbono. De igual manera, indican que están trabajando para que, en el desarrollo de la normativa sobre la Euro-viñeta, los vehículos pesados se vean diferenciados positivamente (vehículos no-verdes reciban un recargo).

Por otro lado, prestan su apoyo al desarrollo industrial de celdas de baterías (producción europea). También incluyen el programa de innovación en celdas de combustible (H<sub>2</sub>). Por último, remarcar que aseguran van a continuar dando soporte a la electrificación de la navegación fluvial y de los puertos marítimos (OPS).

### 2.6.2. Francia

Aprobada en agosto de 2021, la *Loi Climate et Résilience* es una ley multi-sectorial que busca enmarcar todas las acciones necesarias para conseguir los objetivos climáticos recogidos en la misma. Estos son: conseguir una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 40% en 2030 respecto a los niveles de 1990. Es importante remarcar que la ley también recoge la obligatoriedad de Francia de adaptarse a nuevos límites que se puedan aprobar en consenso con la U.E. (por ejemplo, la nueva propuesta de reducción de emisiones de la C.E. recogida en el paquete “FitFor55”, si se aprobase como está redactada).

Respecto al transporte por carretera recoge toda una serie de medidas para su descarbonización:

- Modifica la *Loi d’Orientation des Mobilités*, que incluía el objetivo del fin de la venta de vehículos (utilitarios y comerciales ligeros) nuevos contaminantes para 2040, de forma que adicionalmente, prohíbe la venta de vehículos utilitarios nuevos que emitan más de 95 grCO<sub>2</sub>/km (s/ ciclo NEDC) en 2030 y la de vehículos pesados nuevos contaminantes desde 2040. Acompaña estas medidas con ayudas a la compra y a la transformación.
- Creación, para el 31 de diciembre de 2024, de zonas de bajas emisiones (*ZFE-m: Zone à Faibles Émissions mobilité*) en todas las aglomeraciones de más de 150.000 habitantes. Estas serán definidas en detalle por medio de un decreto-ley pendiente de aprobar que, además, deberá incluir un esquema director de instalación de IRVE que permita la adecuada circulación de los VE.
- Se prevé la experimentación con préstamos a interés 0% para la compra de vehículos de hasta 2,6 Tn emitiendo menos de 50 grCO<sub>2</sub>/km por parte de hogares y empresas domiciliadas en o a proximidad de una *ZFE-m*. Esta experimentación comenzará en 2023 y tendrá una duración de 2 años. Un decreto definirá sus modalidades.
- A partir de 2024, se permitirá a los Ayuntamientos legislar para incluir una eco-tasa sobre los vehículos que circulen por sus carreteras.
- Incluye una nueva sección sobre IRVE en condominios facilitando su despliegue, ya que la decisión se tomaría por mayoría simple de propietarios siempre y cuando exista una financiación que haga recaer el coste del despliegue en los utilizadores únicamente.
- Fija nuevos objetivos de renovación de flotas (ligeras) públicas. Mínimo del 50% de vehículos bajas emisiones en la renovación de flota pública del Estado de más de 20 vehículos, hasta el 31 de diciembre de 2026. Después, la tasa sube al 70%. En el caso de las administraciones locales, en la renovación de flotas de más de 20 vehículos esta tasa va subiendo desde mínimo un 20% hasta el 31 de junio de 2021, hasta mínimo el 70% desde el 1 de enero de 2030.
- Refuerza las obligaciones de instalación de IRVE en estacionamientos públicos que estaban incluidas en la *Loi d’Orientation des Mobilités*. Así como las ayudas para ello. Por ejemplo, el máximo de coste de la conexión a la red de distribución que el desarrollador de la misma debe hacerse cargo que era un 75% y estaba en vigor hasta el 31 de diciembre pasado, se ha prorrogado manteniendo el % hasta el 30 de junio de 2022. Asimismo, el máximo de dicho concepto a costear por el desarrollador cuando despliega infraestructura de carga en áreas de servicio abiertas al público en autopistas y autovías también se fija en el 75% siempre que la solicitud de conexión se haga hasta el 31 de diciembre 2025.
- Por último, mencionar que, respecto al gasóleo utilizado para la propulsión de vehículos pesados de transporte de mercancías, se modificará la tributación de los carburantes con el objetivo de alcanzar un nivel equivalente al impuesto especial normal sobre el gasóleo antes del 1 de enero de 2030, teniendo en cuenta la disponibilidad de la oferta de vehículos y redes de repostaje que permitan la renovación de la flota de vehículos pesados.

### 2.6.3. Italia

Las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector del transporte italiano representan el 26% del total del país, según datos de 2019 de Italy for Climate en su informe “Italy Climate report 2021”. El transporte por carretera es responsable del 90% de dichas emisiones. Además,

según los mismos datos, es el único sector que no ha reducido sus emisiones desde 1990 (con datos de 2019).

La misma fuente dice que en 2030 debería haber 6 millones de VEs (puros e híbridos enchufables) y 3.200 autobuses urbanos eléctricos o de hidrógeno. Estos son los objetivos que se ha propuesto el Ministero della Transizione Ecologica (MITE). Asimismo, se indica que el transporte debería reducir a la misma fecha sus emisiones en un 29% e incrementar del 4% al 18% la contribución de las renovables al consumo energético del sector.

Italia aprobó en agosto de 2020 el Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Sin embargo, este no recoge la actualización de los objetivos de reducción acordados en el seno de la U.E. Para ello, dentro del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) aprobado por la C.E. en julio de 2021, se incluye una declaración sobre el ajuste de los objetivos del PNIEC con los aprobados por la U.E. a lo largo del tiempo. Asimismo, el PNRR incluye nuevos objetivos de reducción de emisiones que aumentan los expresados en el PNIEC en 72 T de CO<sub>2</sub> equivalente.

El PNRR incluye financiación y objetivos relacionados con el transporte en 2 de sus capítulos:

- "Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile", enfocada a la modernización del ferrocarril, transporte aéreo o la inter-modalidad del transporte de mercancías. En total se dedicarían 31,4 MM€ al mismo.
- "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica", incluye desde fomento de la generación renovable o agricultura sostenible a transporte sostenible o eficiencia energética. Se dedicarían este capítulo 68,6 MM€ en total. De los cuales, 25,36 MM€ serían para el transporte y la transición energética.
- Específicamente las inversiones para el transporte ascienden a 8,58 MM€, de los cuales más del 80% se destinarán a la renovación de flotas de autobuses y trenes sostenibles y desarrollo del MRT (Massive Rapid Transport).
- Las inversiones destinadas a la descarbonización de los puertos ascienden a 0,27 MM€.

Dentro del PNRR, como un componente del mismo a cuyo cargo está el MITE, se indican los siguientes objetivos de puntos de carga pública: 7.500 puntos en autopistas/autovías y 13.750 en zonas urbanas. Todos ellos a 2030.

#### 2.6.4. Portugal

Como en el resto de los países de la U.E., Portugal redactó y presentó a la C.E. su Plano Nacional Energía e Clima, aprobado por el Gobierno luso en julio de 2020. Dentro del mismo destacamos:

- Nuevo modelo de movilidad eléctrica con redes de los distintos comercializadores de energía eléctrica interoperables. Este modelo está implementado en las redes rápidas públicas, pero se está expandiendo al resto de red pública de carga. (Fecha prevista: 2020-25).
- Fomento de la movilidad eléctrica eficiente en Madeira y Porto Santo. Renovación de flotas de transporte público, taxi o logística por medio de incentivos financieros, fiscales... (Fecha prevista: 2019-30).
- Mantener y promover los incentivos a la compra de vehículos ligeros 100% eléctricos. Desde 2015, Portugal dispone de un cuadro de incentivos (apoyo a la adquisición de hasta 2.500€, exenciones fiscales del impuesto sobre vehículos, tributación autónoma e IUC). (Fecha prevista: 2020-25).

- Promover el desarrollo de la red de carga de acceso público en línea con el parque de VEs en circulación en el país. (Fecha prevista: 2020-25).
- Promover la implantación de puntos de carga de VEs en edificios privados. Crear las condiciones técnicas y reglamentarias, así como los incentivos adecuados para el desarrollo de este tipo de infraestructuras. (Fecha prevista: 2020-25).
- Promover la carga inteligente con flujos bidireccionales. Desarrollar el marco legal que permita la prestación de estos servicios en las islas, especialmente. De forma que puedan contribuir a asegurar el suministro de energía eléctrica y la penetración de fuentes de generación renovables en un contexto insular aislado. (Fecha prevista: 2020-30).
- Por otro lado, el Gobierno Portugués incluye en el Plano de Recuperação e Resiliência - aprobado por la C.E. en junio de 2021- y dentro de la dimensión estratégica Transição Climática un eje denominado Movilidad Sostenible con dotación para inversiones relevantes en líneas de metro, metro ligero y descarbonización de transportes.

### 2.6.5. Reino Unido

Tan pronto como en 2008, el Reino Unido aprobó *The Climate Change Act* que incluye objetivos vinculantes tales como ser neutros en carbono en 2050 con pasos intermedios en el camino, siendo el último aprobado (en 2014) el que requiere que en 2025 las emisiones de gases de efecto invernadero se reduzcan en un 50% en relación con el nivel de 1990.

En este sentido, la descarbonización del transporte es necesaria. Por ello, el gobierno británico hizo oficial a finales de 2020 la prohibición de la venta de vehículos ligeros (coches y furgonetas) de combustión en 2030 y de híbridos en 2035. Respecto a los camiones de combustión, el objetivo se enmarca entre 2035 y 2040, según su tonelaje.

Esta prohibición viene acompañada de medidas para promover y ayudar a este cambio por valor de 1.800 millones de libras. De estos, 1.300 millones de libras se dedicarían al soporte del despliegue de la IRVE, tanto privada como de acceso público (calles, negocios, autopistas y autovías). Según el gobierno británico, a finales de 2020 y gracias a sus medidas de soporte, en el Reino Unido había 19.000 puntos de carga públicos, de los cuales 3.500 eran rápidos.

Asimismo, se proponen, en la vía de su plan de recuperación de los efectos de la pandemia, potenciar el rol del transporte público sostenible. Para ello han anunciado algunas medidas entre las que cabe destacar los 3.000 millones de libras mencionados en la National Bus Strategy que ayudarían en la compra de 4.000 nuevos autobuses sostenibles y la infraestructura necesaria para su circulación.

En otro orden de cosas, en diciembre de 2021 se publicó la “Electric Vehicles (Smart Charge Points) Regulations 2021” que hace mandatorio a finales de 2022 la comercialización en el país de cargadores privados inteligentes únicamente. Estos deberán poder:

- Enviar/recibir información vía red de comunicación
- Ser capaces de responder a señales:
  - Incrementando/disminuyendo la intensidad que fluye a su través.
  - Cambiando el momento temporal de comienzo/fin de la carga.
- Ser capaces de, usando las funcionalidades mencionadas, proveer servicios de respuesta a la demanda.
- Contar con una interfaz de usuario que le permita ser operado de acuerdo a esta regulación.



Con esos objetivos en mente, en julio de 2021, la OZEV (Office for Zero Emission Vehicles) publicó la guía [1] cuya hoja de ruta se puede ver en la figura 6.

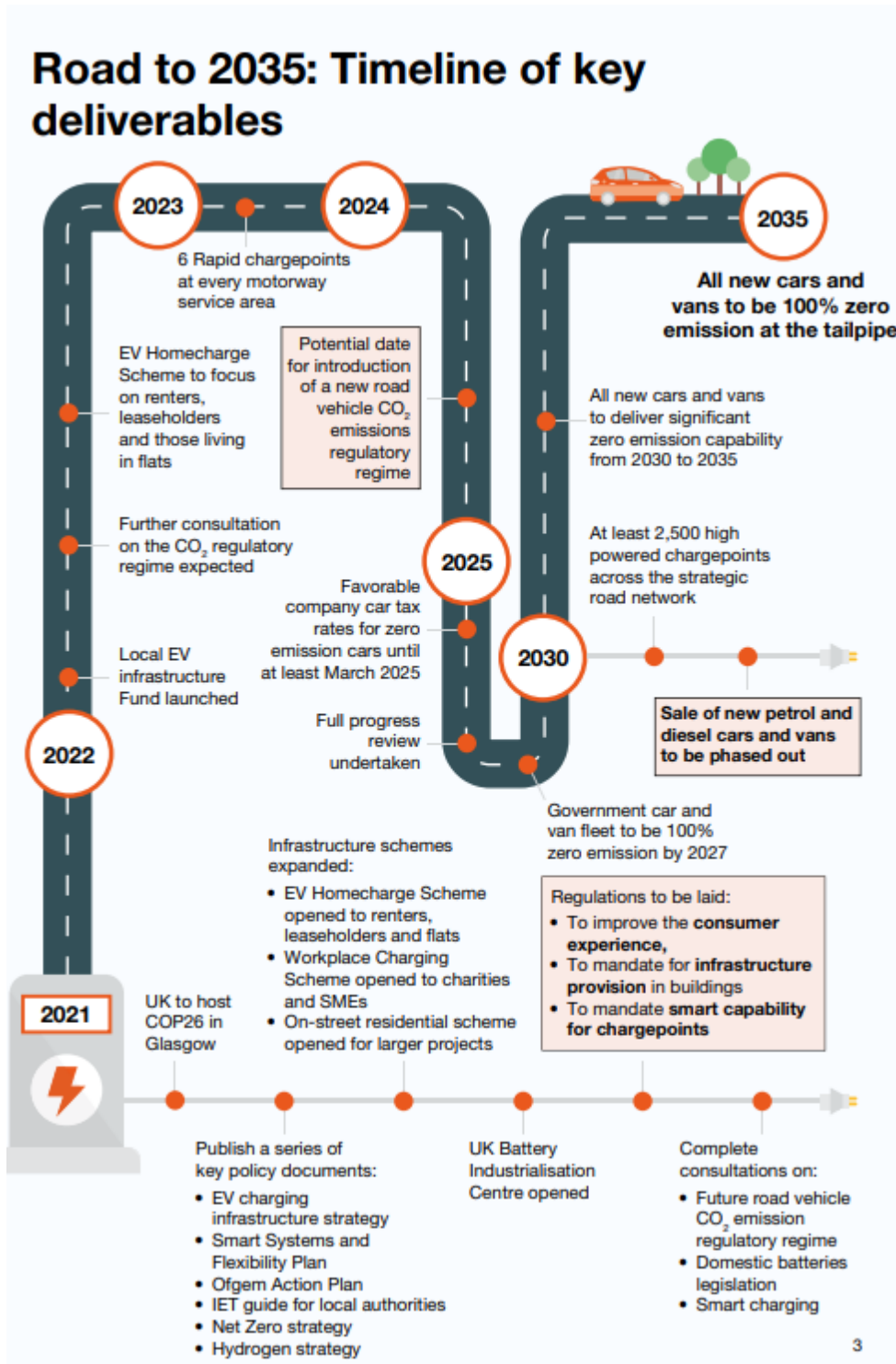


Figura 6 Road to 2035. Office for Zero Emission Vehicles [1]

## 2.6.6. Resto del Mundo

### 2.6.6.1 China

Ante la COP26 de 2021, China declaró su compromiso de neutralidad en carbono antes de 2060. Los planes de reducción de emisiones se focalizan en controlar estrictamente el consumo en CO<sub>2</sub> hasta 2025 y comenzar una fase de disminución durante el periodo 2026- 2030:

- Contando con un 25% de producción con renovables al final del mismo.
- Disminuyendo las emisiones hasta un 65% por unidad de PIB comparado con 2005.

Para 2060, China afirma que el consumo de energía verde baja en carbono representará un 80%.

En cuanto a la venta de vehículos eléctricos, el objetivo previsto es partir de 2 millones de vehículos eléctricos en 2020 y alcanzar la cifra de 7 millones en 2025. De acuerdo con el ministerio a cargo de la transición energética se estima que el porcentaje total de VE sobre las nuevas ventas de vehículos será del 40% en 2030.

Los planes nacionales especifican que en 2035 el 50% de las ventas serán de vehículos eléctricos, híbridos de carga o hidrogeno y el restante 50% serán híbridos clásicos. A nivel de manufactura de vehículos chinos se planea detener la fabricación de vehículos no híbridos para el año 2035.

En concreto, en el caso de autobuses eléctricos, en China el 59.1% de los 673.000 buses de transporte nacional (2019) son eléctricos. En 2020 se añadieron 73.000 nuevos autobuses. Gracias a las medidas activadas por el gobierno chino a final de 2021 había 1.141 millones de puntos de carga eléctrica.

Otras medidas a destacar sería el apoyo económico del gobierno al desarrollo de tecnología de baterías y reciclaje de baterías y los incentivos para la compra de VE incluidos vehículos híbridos.

### 2.6.6.2 EEUU

El objetivo de Estados Unidos es llegar a ser neutros en carbono en el 2050. La administración Biden marca el objetivo de alcanzar que la mitad de todas las ventas de nuevos vehículos sean no emisores en el 2030. Por ello se han incluido medidas en estados específicos de fin de la venta de vehículos nuevos ligeros contaminantes, es el caso de Washington (2030), California (2035), Massachusetts (2035).

En términos de vehículos pesados el gobierno planea reemplazar 20% de los autobuses escolares por modelos eléctricos.

El plan de infraestructura de EEUU incluye una inversión de 176 billones USD para construir alrededor de 500.000 nuevas estaciones de carga.

Hoy en día sigue habiendo subvenciones para la compra de vehículos eléctricos (7.500 USD) sin contar con los incentivos de los fabricantes. Adicionalmente, se ha previsto sustituir todos los vehículos de gobierno a VE (número aproximado de 657.000 unidades). También está previsto aumentar la tasa crédito para financiar el desarrollo de la tecnología de baterías.

## 2.7. Eficiencia global del VE vs resto de alternativas de movilidad

Este apartado está dedicado a realizar una comparación desde el punto de vista de eficiencia energética e impacto medioambiental del VE con el resto de las alternativas de movilidad, concretamente, con los vehículos convencionales de combustión interna (ICE). Aunque el hidrógeno está llamado a convertirse en una alternativa de futuro, no creemos que para el siguiente análisis se disponga de la información necesaria para poder realizar una comparativa rigurosa.

Se realizará una cuantificación de estos impactos tanto a medio plazo (2030) como a más largo plazo (2050). Un aspecto específico a tener en cuenta es el impacto en la dependencia energética.

Hay tres niveles de análisis. En la siguiente figura se representa un esquema para el análisis de dos de estos niveles: “del yacimiento al depósito” (WTT o W2T) y “del depósito a la rueda” (TTW o T2W), lo que permite estimar los efectos en el uso propiamente dicho del vehículo, TTW, y los efectos implícitos en la extracción, transporte y transformación de las materias primas en combustible final (gasolina, gasóleo, electricidad, etc.), WTT.

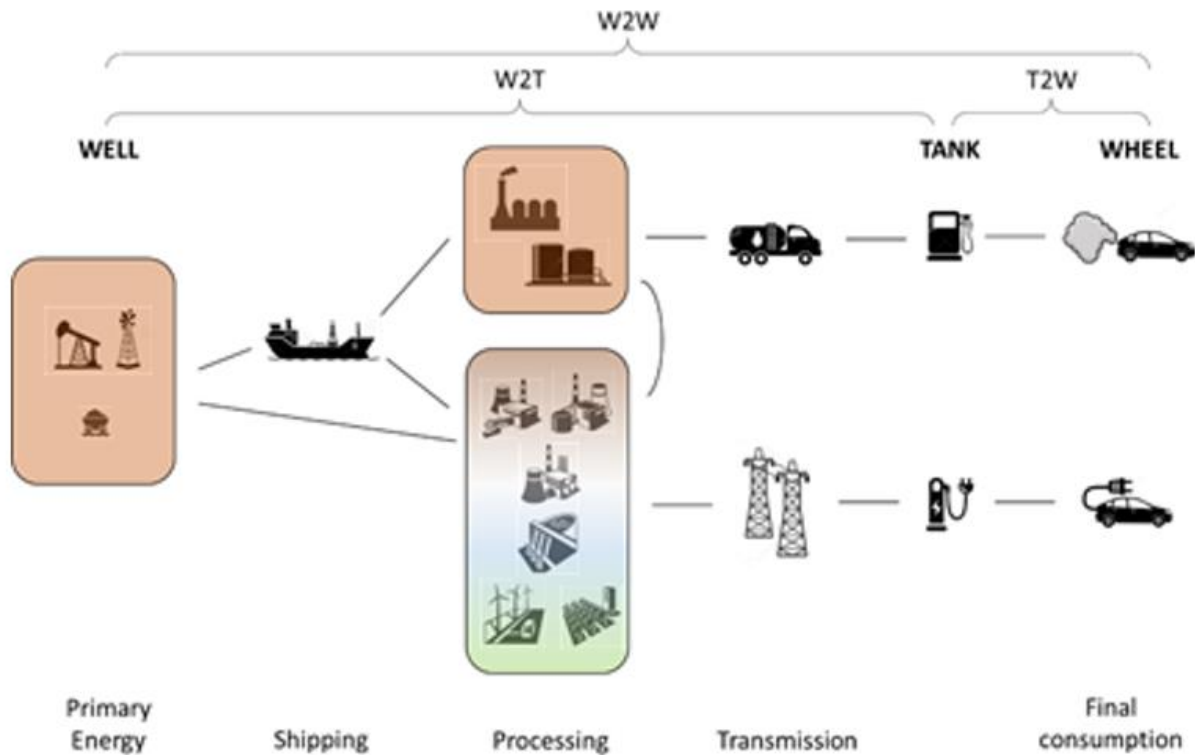


Figura 7 Análisis del consumo energético y emisiones WTW (Well To Wheel)

El análisis anterior debe completarse con el tercer nivel para considerar el ciclo de vida completo (LCA) de todos los componentes del vehículo. Quedaría, por tanto, incorporar los consumos de energía y el impacto medioambiental asociados a todos los procesos de fabricación de los coches y a los de achatarramiento y reciclado al final de su vida útil, aspectos que se salen del ámbito de este trabajo.

Para soportar las cifras y resultados de este capítulo se ha utilizado el modelo desarrollado por el OVEMS (Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible) del IIT/Universidad de Comillas [2].

### 2.7.1. Análisis TTW (Del depósito a la rueda)

La comparación de los consumos y emisiones durante el uso del vehículo puede hacerse a partir de las características representativas de los diferentes tipos de vehículos (ver tabla), lo que pondría de manifiesto el impacto de la sustitución de un vehículo por otro.

Sin embargo, el verdadero impacto del cambio tecnológico debe hacerse teniendo en cuenta el comportamiento dinámico del parque de vehículos.

Tabla 1 Fuente Universidad de Comillas

Fuel Type	Fuel consumption [l/100 km]	CO <sub>2</sub> emissions [g/km]	NO <sub>x</sub> emissions [mg/km]
Diesel	5.93	155.93	341.41
Petrol	7.31	165.16	67.35
HEV	5.96	135.60	6.55
LPG	8.81	156.90	72.01
BEV	0.00	0.00	0.00
PHEV	2.09	48.14	41.44
CNG	5.00	130.10	52.51

Donde: HEV: Hybrid Electric Vehicle - Vehículo Híbrido Eléctrico, PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle - Vehículo Híbrido Eléctrico Enchufable, BEV: Battery Electric Vehicle - Vehículo Eléctrico de Batería, CNG: Compressed Natural Gas, y LPG: Gas licuado del petróleo.

La siguiente figura recoge la previsible evolución en los próximos años del parque actual de vehículos en España, y pone de manifiesto la *resistencia al cambio tecnológico*, sobre todo si se mantiene la vida media de los vehículos de los últimos años.

En el año 2030 todavía estarían en circulación en España no menos de 16 millones de turismos de los 25 millones que, aproximadamente, hay en la actualidad, y en el año 2050 todavía quedaría una cifra no despreciable, aunque con un papel muy residual en cuanto a su uso. Hay que tener en cuenta que en la actualidad hay cerca de 2 millones de vehículos anteriores a 1990 que se mantienen, en muchos casos, por motivos históricos y, digamos, “sentimentales” o bien porque no se han dado oficialmente de baja en las estadísticas oficiales de la DGT.

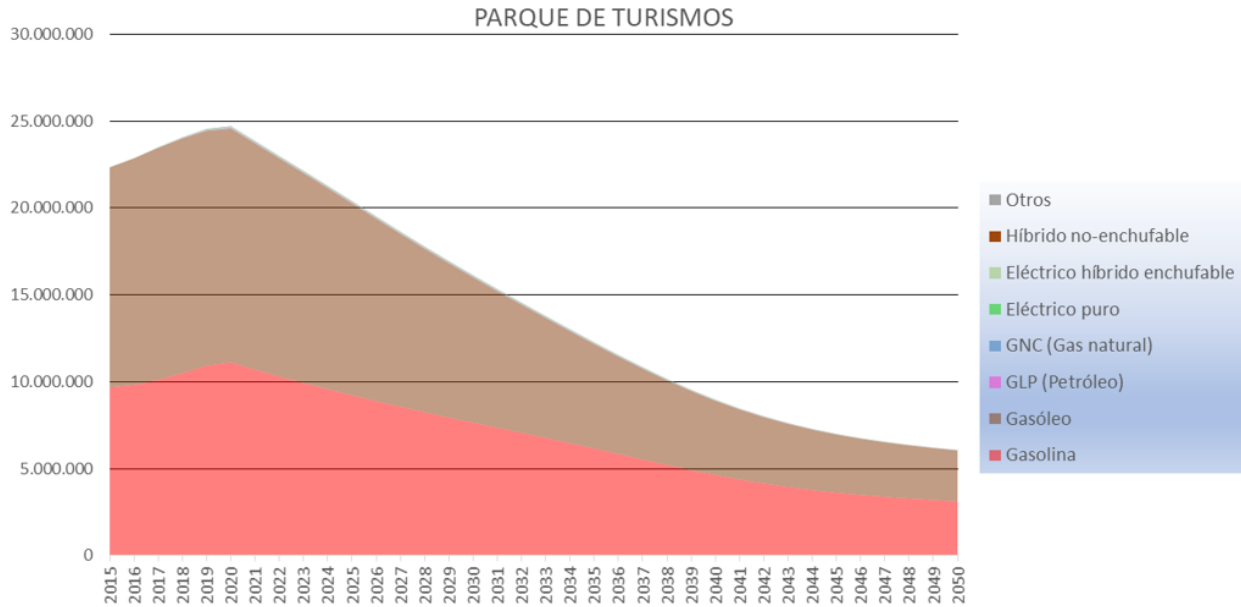


Figura 8 Evolución del parque actual de turismos en España

Es evidente que el efecto a nivel nacional de la electrificación del transporte depende de la estructura del nuevo parque de vehículos y de la cuota que más o menos rápidamente vayan adquiriendo los VE, así como de la vida del parque existente.

En este estudio se considerará, de manera simplificada, un escenario con una implantación del VE en línea con los últimos planes oficiales: tres millones de turismos eléctricos en 2030 y supresión de la venta de vehículos convencionales de combustión interna en 2035. Este escenario se comparará, para cuantificar sus efectos, con otro escenario en el que el peso de vehículos alternativos se mantenga indefinidamente en un nivel del orden del actual.

Es importante tener en cuenta que incluso este último escenario de no penetración de vehículos eléctricos supondría un incremento de la eficiencia energética y una disminución de las emisiones a causa de las mejoras supuestas en nuestro análisis tanto en el rendimiento como en el comportamiento medioambiental de los vehículos de combustión interna.

Otra hipótesis importante es que la demanda de transporte total, medida como la distancia total recorrida anualmente por todo el parque, experimenta un moderado crecimiento del 0,5% anual.

#### 2.7.1.1 . Escenario sin vehículos alternativos (BAU)

La siguiente figura muestra lo que podría ser la evolución del parque de vehículos *si no se produjera cambio tecnológico*.

Puede verse que, como consecuencia del moderado crecimiento de la demanda mencionado anteriormente, el parque de vehículos alcanzaría la cifra de unos 27 millones de coches en 2030 y unos 31 millones en 2050.

Entre el año 2021 y 2050, se habrían matriculado algo más de 35 millones de vehículos (11,5 millones en la década actual), de los que unos 25 millones permanecerían en servicio en 2050.

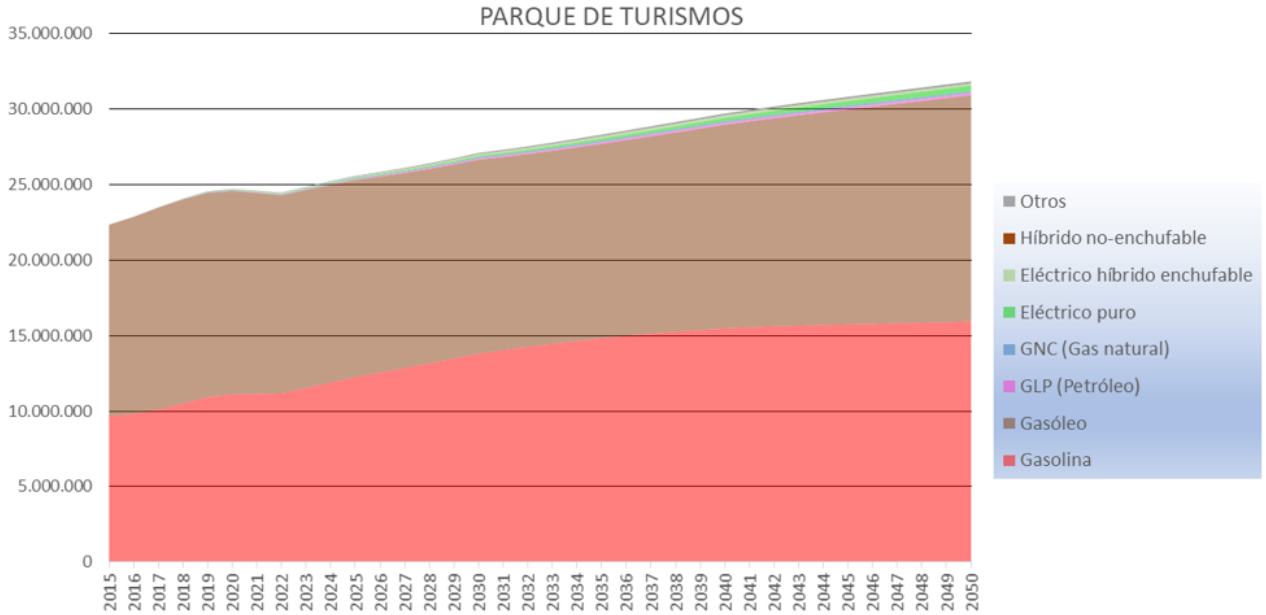


Figura 9 Evolución del parque de turismos en España (BAU)

En las siguientes figuras aparecen los consumos de energía y emisiones de CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> en esta hipótesis. Estos resultados se compararán con los obtenidos en el escenario de VE.

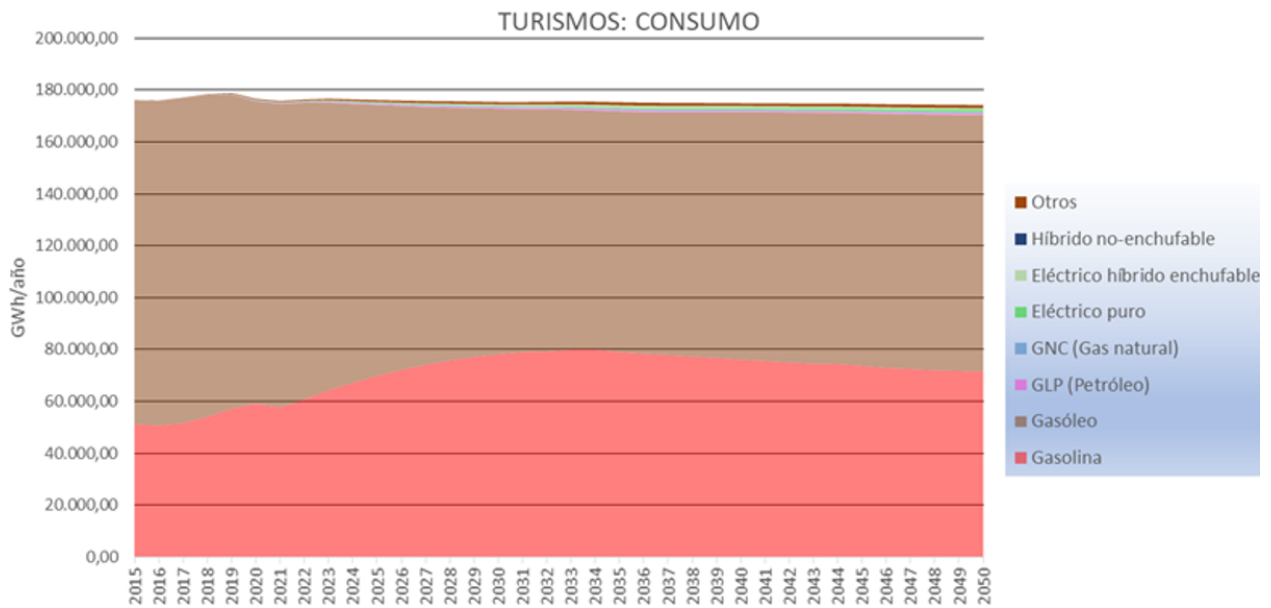


Figura 10 Consumo de energía final TTW (BAU)

A pesar del aumento de la distancia recorrida y, consecuentemente, del parque de vehículos, se aprecia que el consumo de energía podría mantenerse prácticamente constante como consecuencia de las mejoras del rendimiento que hemos supuesto para los vehículos nuevos, lo que compensaría los efectos anteriores.

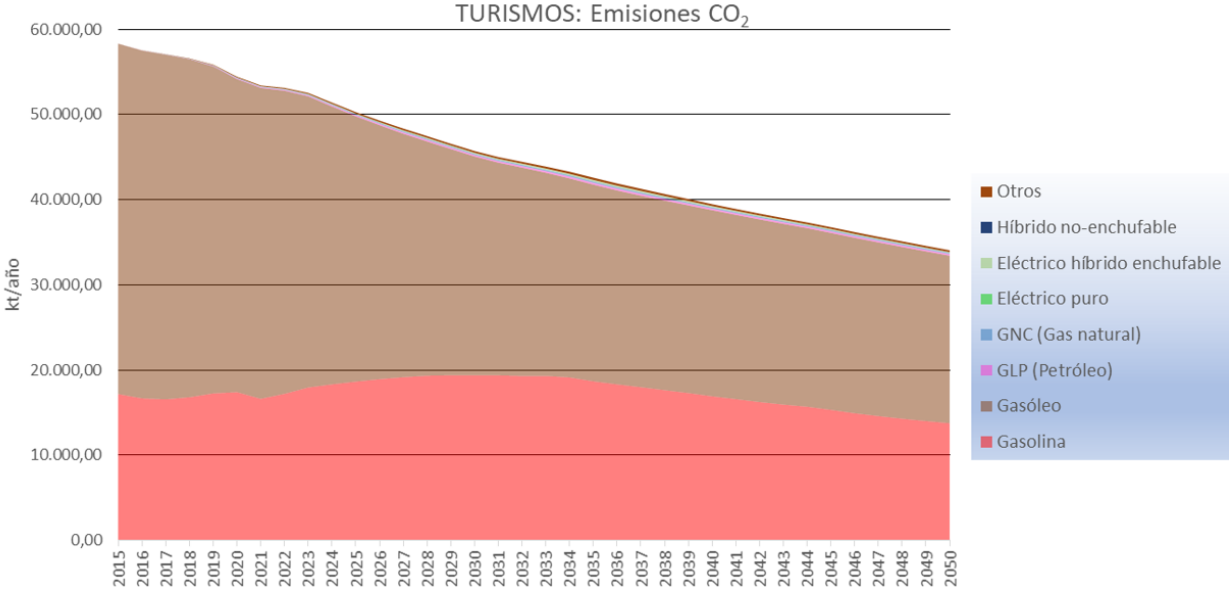


Figura 11 Emisiones de CO<sub>2</sub> TTW (BAU)

La sustancial mejora tecnológica, resultado del cumplimiento de las normativas europeas y su extrapolación en el tiempo, tiene un efecto aún más notable en las emisiones. Las emisiones totales de CO<sub>2</sub> podrían reducirse respecto a 2020 en un 16% y más del 35% en 2050.

El CO<sub>2</sub> es un gas de “efecto invernadero” y, por tanto, de influencia global, independientemente de dónde se produzca; sin embargo, el NO<sub>x</sub> es un gas nocivo para la salud humana y su efecto es más relevante en entornos urbanos y habitados. Además, tanto el rendimiento de los coches como sus emisiones por kilómetro son diferentes en ciudad y en recorridos interurbanos. Estos aspectos son considerados en nuestras estimaciones y es el motivo por el que se recoge la previsión de emisiones de NO<sub>x</sub> tan solo en entornos urbanos.

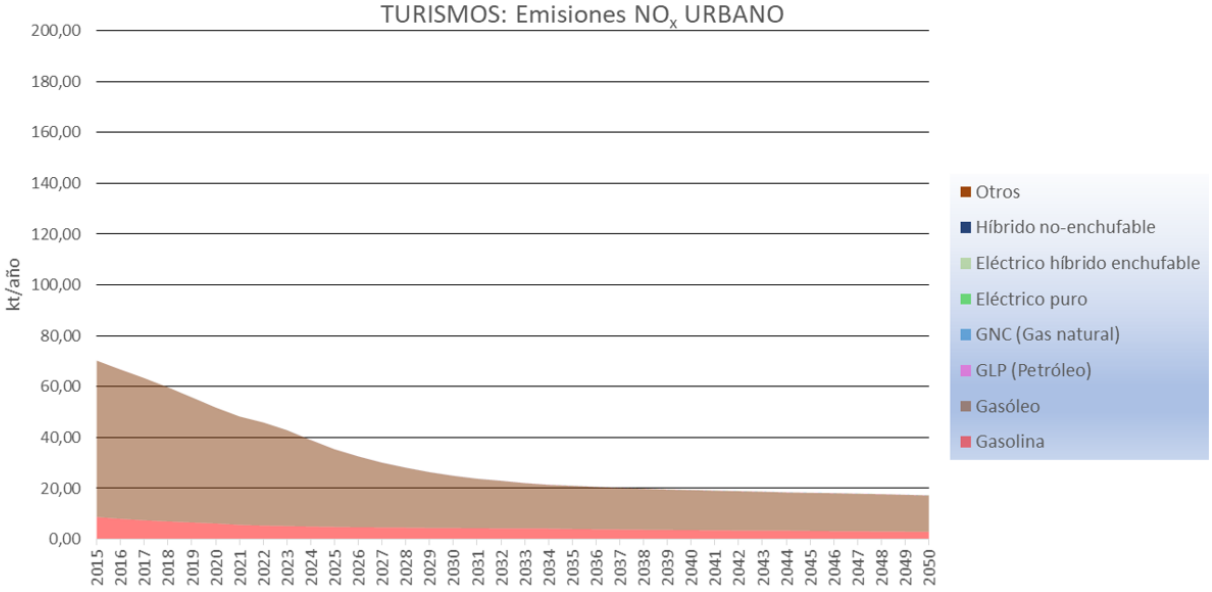


Figura 12 Emisiones de NO<sub>x</sub> en entorno urbano TTW (BAU)

Las emisiones unitarias del parque diésel han seguido una senda media de disminución del 7% anual en los últimos años, por lo que en la medida en que los coches con más años van desapareciendo y siendo sustituidos por otros nuevos las emisiones totales de NO<sub>x</sub> experimentan una bajada tan sustancial como la mostrada en la figura.

### 2.7.1.2 Escenario de implantación del vehículo eléctrico (VE)

A continuación, se exponen los resultados correspondientes al escenario de penetración del VE. Se ha representado una situación similar a las hipótesis del PNIEC, es decir, 5 millones de VE en 2030 de los que unos 3 millones serían turismos. Además, se ha tenido en cuenta la propuesta de la CE, ratificada el pasado día 8 de junio por el Parlamento Europeo, de prohibir la venta de coches de combustión en Europa a partir del año 2035.

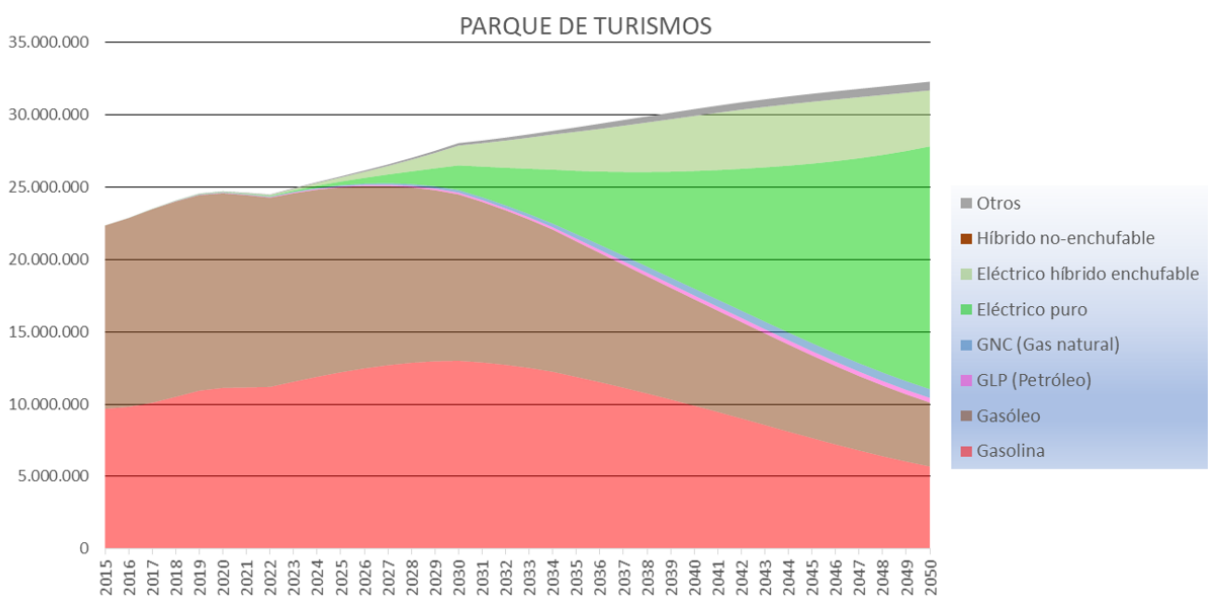


Figura 13 Evolución del parque de turismos en España (EV)

El escenario analizado supone que, si bien inicialmente los vehículos híbridos enchufables se matriculan en mayor proporción que los eléctricos de batería, a largo plazo terminarán imponiéndose estos últimos y así en 2050 todos los vehículos eléctricos nuevos lo serán de batería y no se matriculará ningún vehículo híbrido.

Otro aspecto importante a tener en cuenta son las diferentes prestaciones de los VE en comparación con los convencionales, cuya autonomía y tiempos de carga suponen un hándicap competitivo y una barrera a corto plazo.

Aunque a medio y largo plazo estas diferencias desaparecerán, nuestro estudio pone de manifiesto la aparición de tensiones y dificultades para satisfacer unos hábitos similares a los actuales con vehículos de prestaciones diferentes. En los próximos años serán necesarios vehículos convencionales para poder cubrir la demanda de los desplazamientos de larga distancia.

Esto se ve reflejado en el mayor parque de vehículos en este escenario en comparación con el de referencia mostrado anteriormente: unos 28 millones de coches en 2030 y por encima de los 32 millones en 2050.



Entre el año 2021 y 2050, se habrían matriculado algo más de 36,5 millones de vehículos (12,5 millones en la década actual), de los que más 26 millones permanecerían en servicio en 2050.

Desde el punto de vista de la transición de la movilidad, es relevante conocer la estructura del parque en cada momento:

- En 2030, podría cumplirse el objetivo de los 3 millones de VE conviviendo con otros 25 millones de los que la inmensa mayoría serían de gasolina o diésel; de estos últimos, algo más de 17 millones tendrían menos de 15 años.
- En 2050 el parque de VE supondría cerca del 65% del parque total, aunque entre los vehículos con menos de 15 años cerca del 95% serían eléctricos (unos 2 millones todavía serían HEV).

Al analizar el rol desempeñado por cada tipo de motorización, puede verse que a medio plazo siguen siendo los vehículos convencionales los encargados de recorrer el mayor número de kilómetros, y que la transición es un proceso con una inercia muy grande:

- En 2030 los VE recorrerían menos del 15% de las distancias totales con una participación similar entre los BEV y los PHEV.
- Sin embargo, en 2050, esa cifra sería superior al 85%, correspondiendo a los eléctricos puros una participación por encima del 75% del total de distancias recorridas.

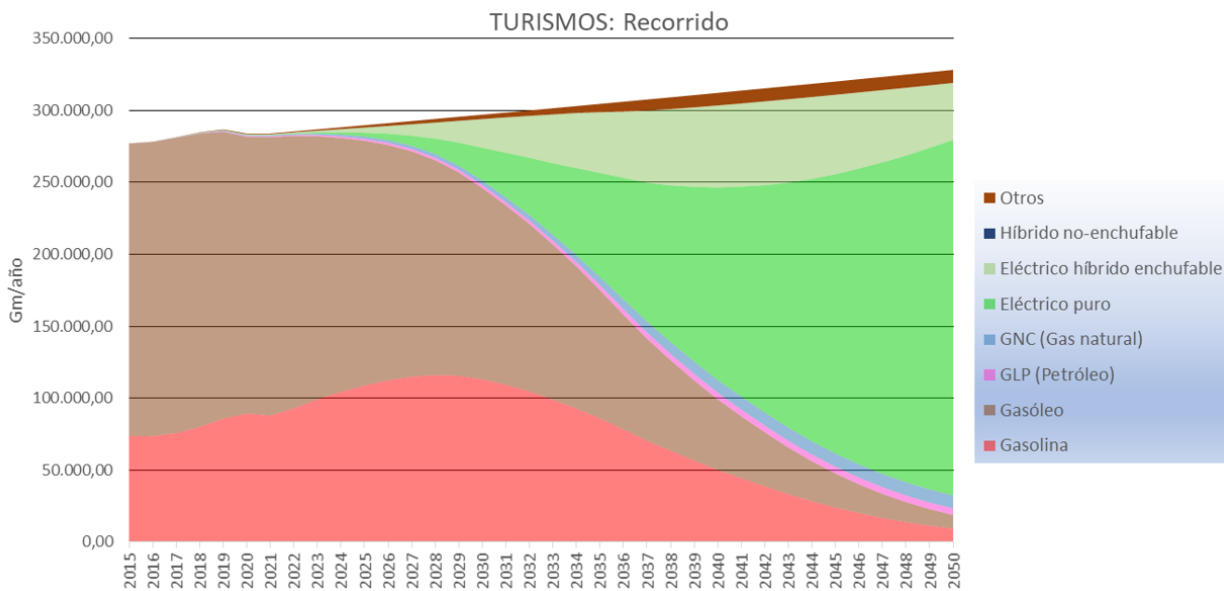


Figura 14 Distancia recorrida por tipo de motorización (EV)

Las ventajas del VE se ponen de manifiesto cuando se estudian el consumo de energía final y las emisiones, que a largo plazo son notablemente inferiores a los estimados en el caso de referencia (BAU), ya que los vehículos eléctricos tienen un consumo energético del orden de tres veces inferior al de los coches convencionales. Este efecto se compensa parcialmente al tener en cuenta el consumo en la generación de electricidad, como se verá en el apartado 2.7.2. (WTT y WTW).

Entre el año 2020 y 2030 la disminución del consumo final energético (es decir, toda la energía que pagan todos los usuarios al llenar los depósitos o las baterías de sus coches durante un año) experimentaría una disminución de un 6%, y si se comparan los consumos del 2050 con los del año 2020, el ahorro sería superior al 50%. Estos ahorros son similares al comparar los consumos del escenario VE con los del escenario BAU.

El consumo final de electricidad de los coches eléctricos superaría los 14 TWh en 2030 y podría llegar a los 65 TWh en 2050. Para valorar este impacto hay que considerar que el consumo de electricidad en cliente final actualmente se encuentra en nuestro país en torno a los 225 TWh anuales.

El efecto es más acusado en el caso de las emisiones de CO<sub>2</sub> y de NO<sub>x</sub>. Como los VE no tienen tubo de escape sus emisiones in situ son prácticamente nulas, por lo que las emisiones de CO<sub>2</sub> en 2030 y 2050 son, respectivamente, un 8% y un 75% menores en el escenario VE que en el BAU.

Asimismo, en un escenario de 3 millones de VE en 2030, las emisiones de CO<sub>2</sub> en este año habrían disminuido respecto a 2020 del orden de casi una cuarta parte, y en 2050 las emisiones serían del orden del 15% de las actuales; lo que pone de manifiesto la contribución de la electrificación del transporte a los objetivos de descarbonización.

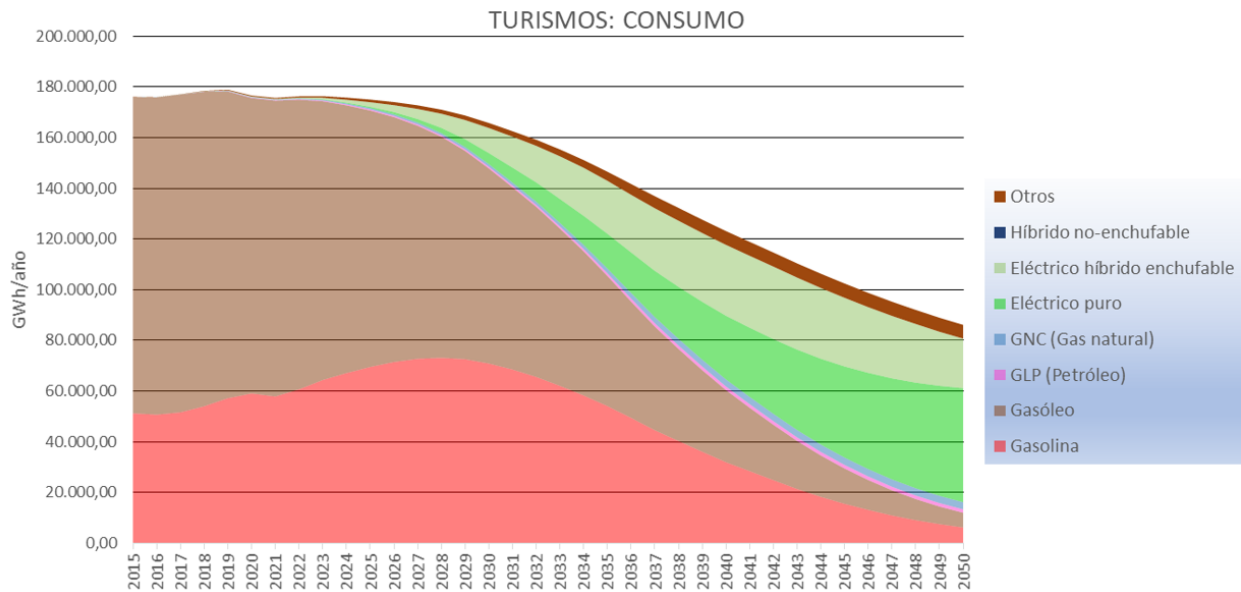


Figura 15 Consumo de energía final TTW (EV)

Una vez más, hay que subrayar que, como los coches eléctricos no producen emisiones locales, su comportamiento medioambiental en el entorno urbano es idóneo.

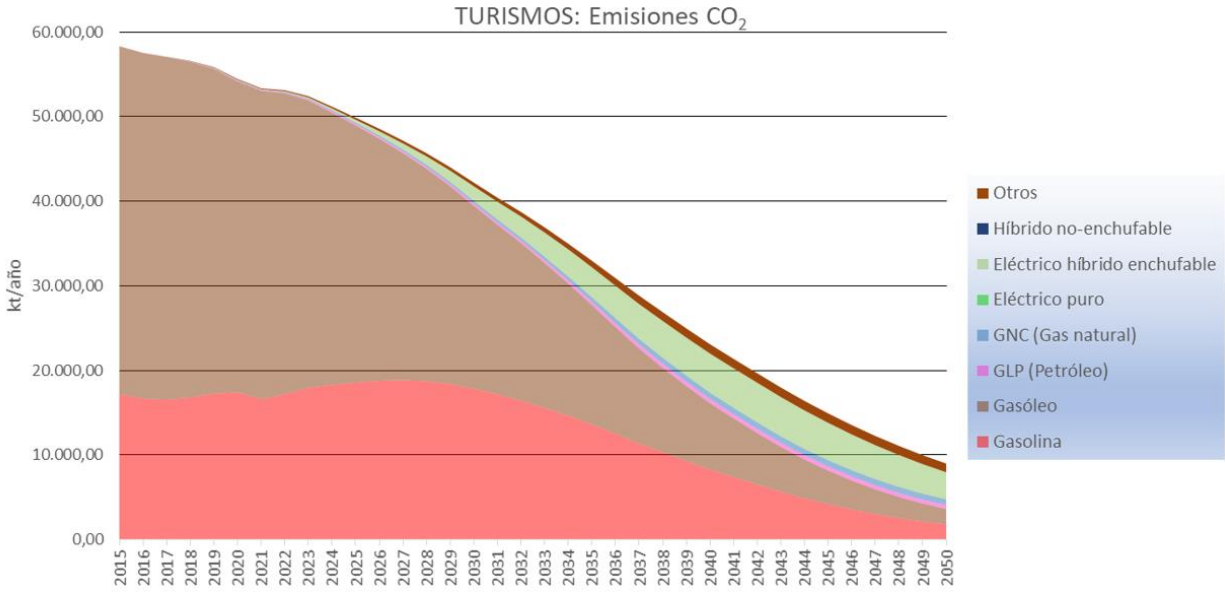


Figura 16 Emisiones de CO2 TTW (EV)

Efectivamente, la reducción de emisiones locales de NO<sub>x</sub> en comparación con lo que ocurriría en una situación en la que la estructura del parque de vehículos se mantuviera similar a la actual, sería de un 12% en 2030 y un 85% en 2050. En el escenario de electrificación las emisiones de NO<sub>x</sub> en 2030 y 2050 serían del orden de un 40% y un 5% respectivamente de las del año 2020, como recoge en la figura.

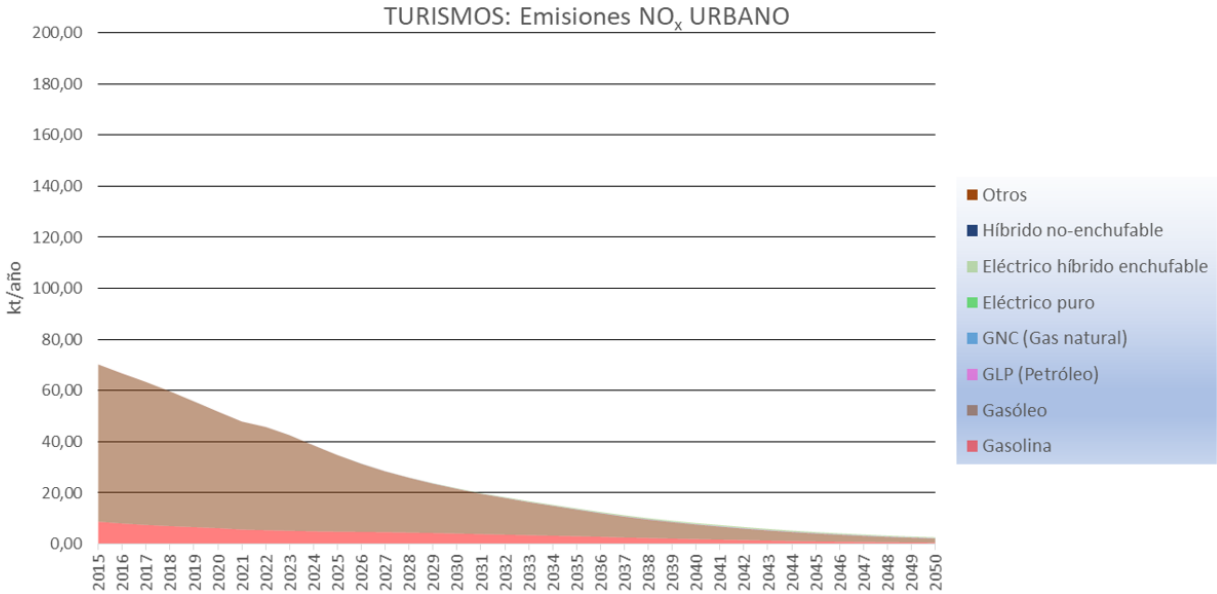


Figura 17 Emisiones de NOx en entorno urbano TTW (EV)

### 2.7.2. Análisis WTT y WTW (Del yacimiento, al depósito y a la rueda)

Como se ha indicado al comienzo de este capítulo, el análisis TTW no es suficiente para comparar el comportamiento del vehículo eléctrico con el de combustión, ya que es precisamente en los procesos de generación, transporte y distribución de la electricidad en los que se produce la mayor parte de las pérdidas de energía y de las emisiones en el caso del vehículo eléctrico.

Sin embargo, también en esta fase hay argumentos favorables a la electrificación del transporte:

- Porque el rendimiento de las centrales térmicas es considerablemente mejor que el del motor de un coche.
- Porque las centrales térmicas permiten la diversificación de sus fuentes primarias, incluyendo la energía nuclear.
- Y, sobre todo, porque el sistema eléctrico permite incorporar a las energías renovables en su mix de generación, que no emiten CO<sub>2</sub> y son de origen nacional.

Esto último hace que la electrificación del transporte sea especialmente interesante en el caso de sistemas eléctricos con una alta participación de generación renovable, como es el caso de España.

El módulo WTT del OVEMS que se ha utilizado en este estudio estima:

- Los recursos de energía primaria necesarios para fabricar los combustibles o generar la electricidad, incluyendo las pérdidas de transporte y distribución, que son demandados por los usuarios de los coches en las gasolineras o puntos de carga.
- El consumo de energía necesario en los procesos de extracción y transporte de las materias primas desde sus lugares de origen hasta las refinerías o centrales térmicas.

Cada tipo de energía final (gasolina, gasóleo, gas natural, electricidad, etc.) procede de diferentes fuentes de energías primarias o materias primas. Esto, que es característico de la electricidad, también ocurre en el resto de los combustibles, que pueden incluir, además del petróleo u otra materia prima una parte de biocombustibles renovables.

Al poder considerar el origen local o de importación de cada materia prima, nuestro análisis permite una previsión de la evolución de la dependencia energética del transporte en cada escenario.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> se estiman partir de los consumos de energía en cada uno de los procesos mencionados.

Los datos del sector eléctrico proceden de REE y las hipótesis de evolución del sistema eléctrico se han aproximado al PNIEC. De esta manera, la energía eléctrica de origen renovable pasa del 45% actual al 74% en 2030 y alcanzaría el 85% en 2050.

En coherencia con lo anterior, el factor de emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema eléctrico, usado para estimar las emisiones achacables a los vehículos eléctricos, también evoluciona desde el valor actual en torno a 0,15 kg CO<sub>2</sub>/kWh hasta 0,028 kg CO<sub>2</sub>/kWh en 2030 y 0,019 kg CO<sub>2</sub>/kWh en 2050.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada escenario y una comparación de los mismos.

### 2.7.2.1 Escenario sin vehículos alternativos (BAU)

En el caso de que no se produjera la transición hacia la electrificación del transporte, la energía primaria consumida para satisfacer una demanda casi exclusivamente de coches de gasolina o diésel es de petróleo con una pequeña participación de otras fuentes y de recursos renovables para biocombustibles.

En este caso, más del 95% de la energía primaria necesaria es importada, pero las emisiones de CO<sub>2</sub> se producen en el lugar de utilización del vehículo y sólo un 5%, aproximadamente, de las emisiones se producen fuera de nuestras fronteras en los procesos de extracción y transporte de materias primas, y, en menor medida, en su transformación.

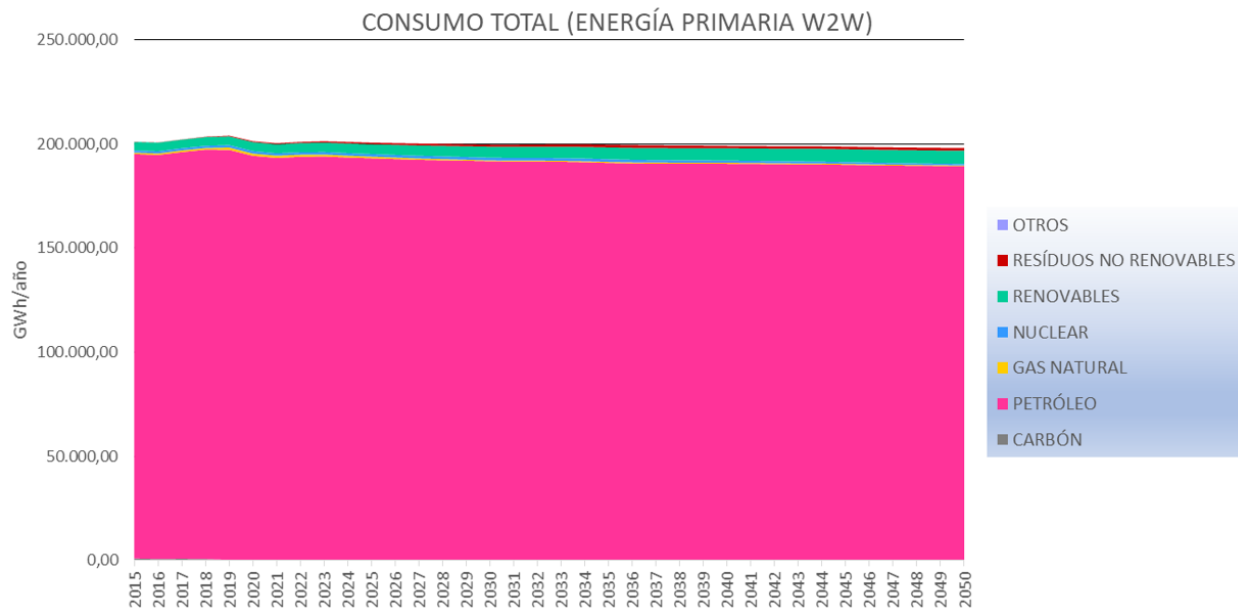


Figura 18 Consumo total de energía primaria WTW por fuentes de energía (BAU)

### 2.7.2.2 Escenario de implantación del vehículo eléctrico (VE)

En el escenario de electrificación del transporte el origen primario de la energía es mucho más variado debido al uso de la electricidad, aunque este efecto tardará unos años en hacerse verdaderamente apreciable.

En primer lugar, hay que destacar que el consumo de energía primaria va disminuyendo como consecuencia del mejor rendimiento WTW del coche eléctrico. Así, en este escenario, aunque el consumo total de energía primaria en 2030 es tan solo un 2% inferior al del escenario continuista, en 2040 el ahorro en energía primaria sería del 18% y podría llegar hasta el 38% en 2050.

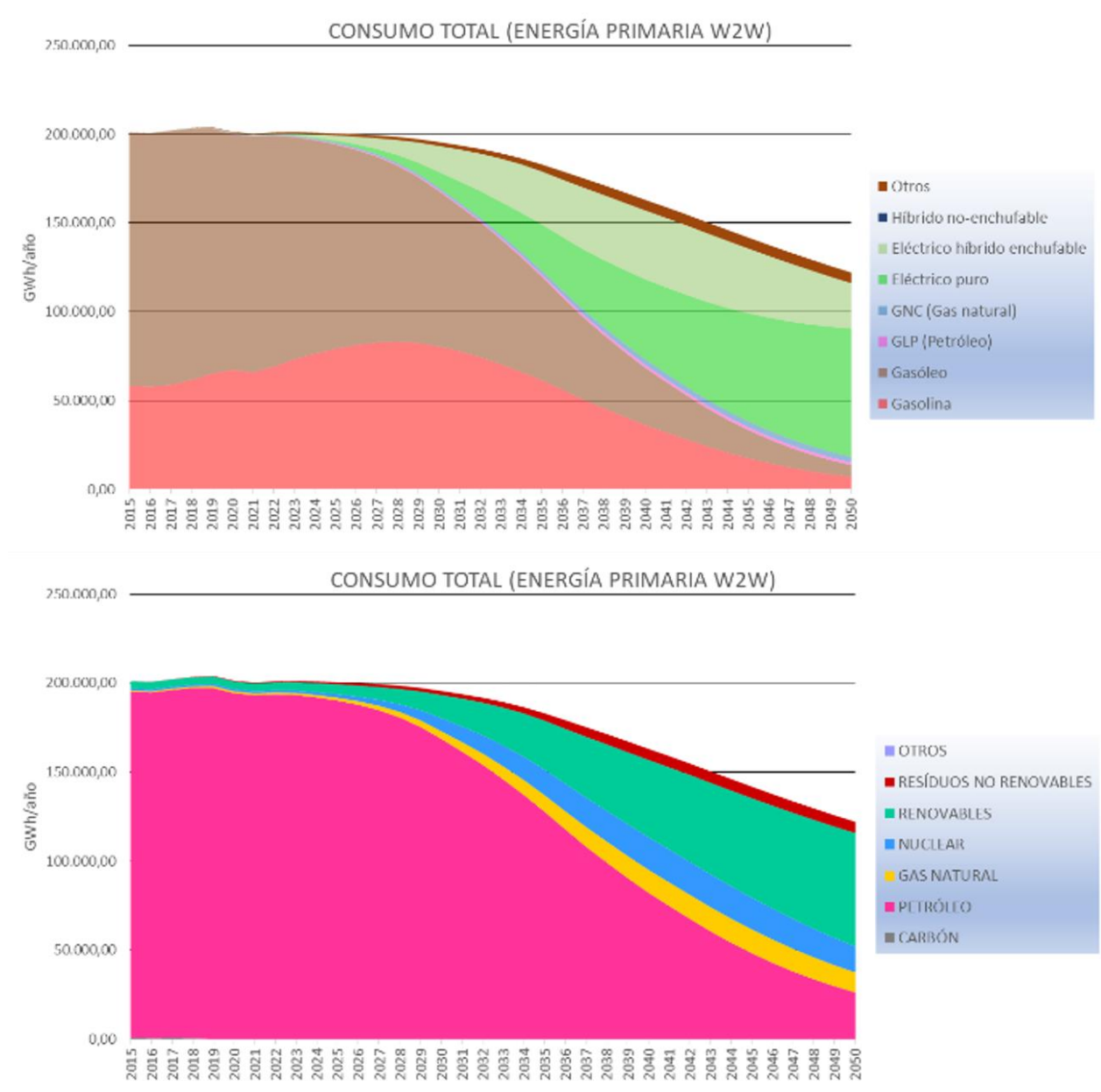


Figura 19 Consumo total de energía primaria WTW por motorización y fuentes (VE)

En segundo lugar, la diversificación de las fuentes de energía permite disminuir la dependencia del petróleo. El ahorro del consumo de petróleo como materia prima para el transporte podría ser del 12% en 2030 y superar el 85% en 2050.

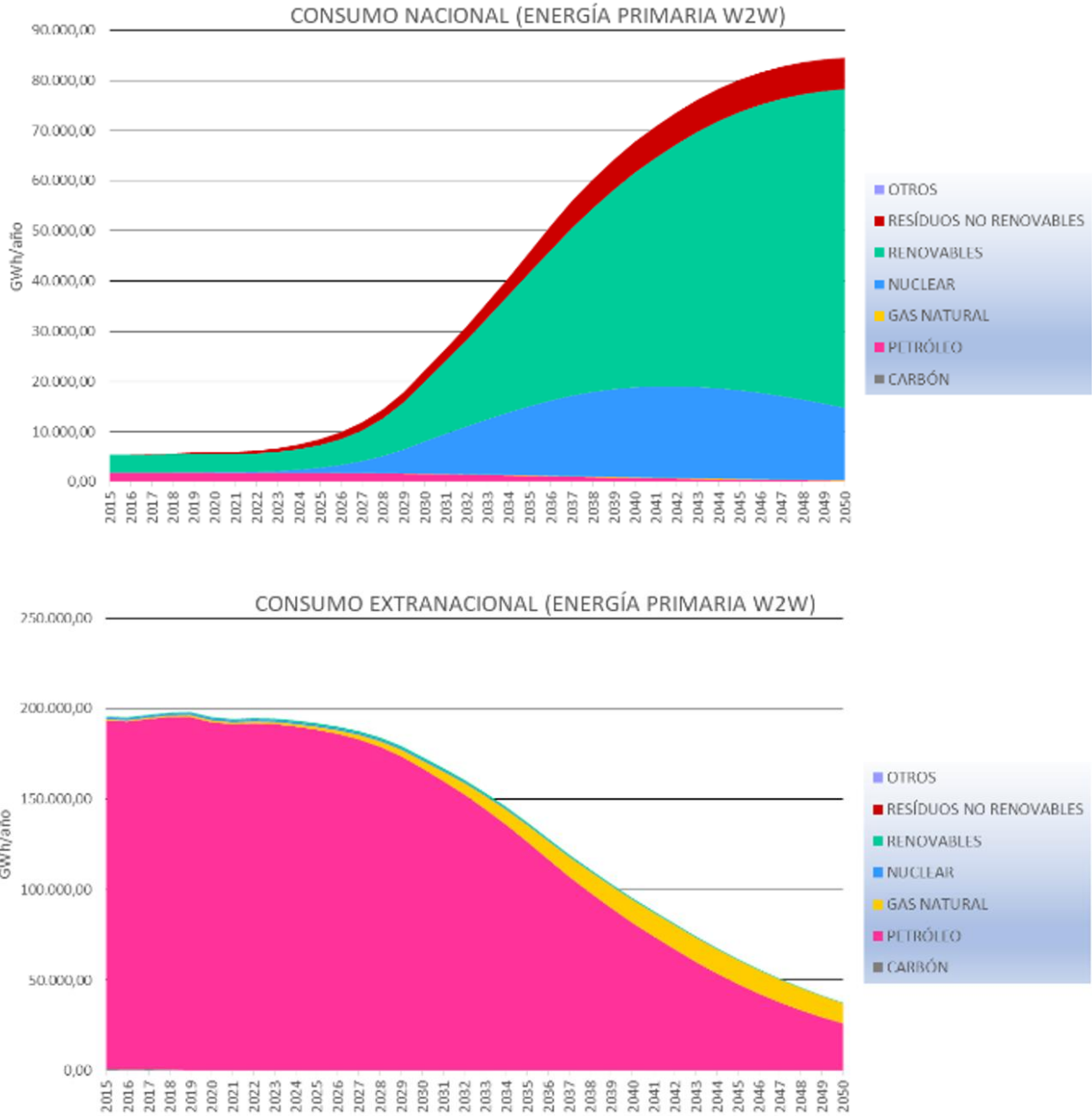


Figura 20 Consumo total de energía primaria WTW de origen nacional e importada (VE)

Las importaciones de energía primaria disminuyen de manera importante con la electrificación. Según las estimaciones de nuestro estudio, el ahorro del consumo de energía primaria importada sería del 10% en 2030, en comparación con el escenario BAU, pero llegaría al 90% en 2050.

De la misma manera, el uso de energía primaria de origen nacional sería en 2050 diez veces el que se daría si se evitara la transición hacia la electricidad.

Los efectos medioambientales, medidos como emisiones a la atmósfera de CO<sub>2</sub> también son positivos y en 2030 habría un 7% menos de emisiones de CO<sub>2</sub> totales WTW que en el escenario sin transición eléctrica y la disminución sería superior al 70% en 2050. Del total de emisiones,

sólo el 5% se producirían fuera de nuestro país. Estamos hablando de que la transición al vehículo eléctrico evitaría en España la emisión de 9,5 Mt CO<sub>2</sub> en el periodo 2021 – 2030 y cerca de 100 Mt CO<sub>2</sub> en la siguiente década 2031-2040 (casi el doble de las emisiones totales producidas por los coches en un año actualmente).

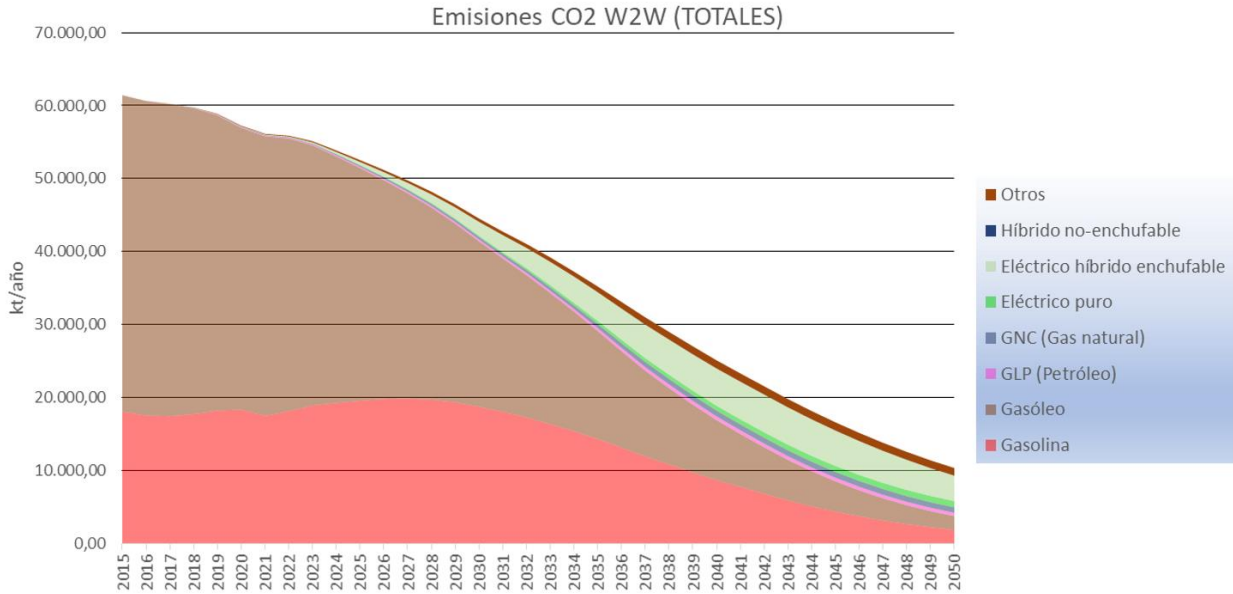


Figura 21 Emisiones totales de CO<sub>2</sub> (VE)

### 2.7.3. Resumen y conclusiones

Para poder valorar correctamente los efectos totales de la electrificación del transporte de vehículos es necesario realizar un análisis dinámico de la evolución de todo el parque automovilístico y, además, hay que tener en cuenta los consumos energéticos y emisiones contaminantes en todo el proceso desde la extracción de materias primas, su transporte y transformación en combustibles o electricidad (refinerías, centrales eléctricas, etc.) y uso final del coche.

Queda fuera de este trabajo la estimación de consumos y emisiones asociados a los procesos de fabricación, achatarramiento y reciclaje, lo que completaría el análisis de ciclo de vida.

El estudio muestra que la electrificación del transporte es un proceso lento y que sus efectos no empezarán notarse antes de 2030. Además, aparecerán dificultades para satisfacer unos hábitos similares a los actuales con vehículos de prestaciones diferentes, lo que se traducirá en un parque de vehículos mayor a corto plazo y la necesidad de inversiones en infraestructuras.

Sin embargo, a largo plazo se ponen de manifiesto las ventajas de la electrificación del transporte:

- Mejora de la eficiencia energética con una disminución del consumo de energía, tanto final como primaria.
- Disminución del impacto medioambiental:
  - Disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub>.
  - Mejora del aire en los entornos urbanos y habitados al desplazar la contaminación, sobre todo la de NO<sub>x</sub>, a los centros industriales de fabricación y generación.
- Disminución de la dependencia energética al evitar el consumo de derivados del petróleo.



## 2.8. Impacto de la estrategia de carga en el sistema

Según fuentes del EEA (European Environment Agency), la integración del vehículo eléctrico (VE) será del 50% en 2030 y del 80% en 2050, y representará un aumento de la demanda aproximado del 10% de media en los países de la UE para el 2050 (1% de aumento de la demanda por millón de VE integrados). Esto va a suponer un reto desde el punto de vista de la infraestructura de carga de este parque de vehículos.

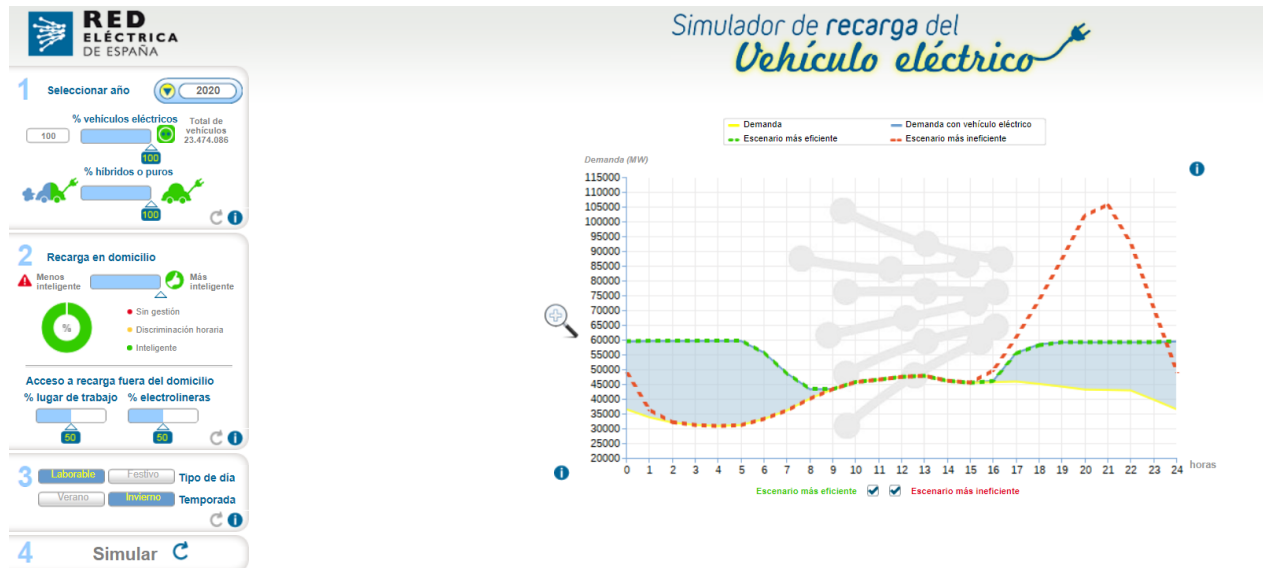


Figura 22 Simulador de carga del Vehículo Eléctrico REE

### 2.8.1. Remodelando la curva de carga

La carga de VE puede moverse de las horas pico (tarde-noche) a horas valle para evitar la necesidad de capacidad adicional (marginal y por tanto más cara) durante los picos (típicamente basados en tecnologías de generación de combustibles fósiles). Por tanto, un cambio en el periodo del proceso de carga tendrá un efecto importante en este remodelado, pudiendo eliminar la necesidad de generación adicional. Este efecto positivo puede verse significativamente magnificado si los VE cargan durante el día y proporcionan energía a la red durante los periodos pico, mediante la tecnología V2G. De este modo, el uso de los VE podría reducir la necesidad de la generación basada en combustibles fósiles durante las horas pico.

Para conseguir esto se contempla la aplicación de diferentes soluciones. En particular, para este cambio drástico de la tarde-noche a periodos más adecuados, es necesario un cambio de hábito en los usuarios. Esto puede conseguirse con nuevos esquemas de tarifa eléctrica que faciliten la posibilidad de cargar los vehículos eléctricos durante las horas con menos impacto para el sistema. Para mover las cargas de VE de la tarde a la noche, se pueden adoptar tanto tarifas ToU como gestión de carga llevada a cabo por agregadores. Los beneficios obtenidos impactarían al sistema eléctrico como conjunto.

### 2.8.2. Servicios Auxiliares para la red de transporte y distribución

Los VE pueden utilizarse para el equilibrio de la red de transmisión, manteniendo la frecuencia cercana a la frecuencia de referencia de 50 Hz. Los VE podrían modular su perfil de carga (o incluso la energía generada en el esquema V2G) y participar en los mercados de reserva (cuando existan) proporcionando reserva para respuesta en frecuencia y reservas de sustitución. Debido a las características técnicas de las baterías de automóviles, los VE también pueden proporcionar fast-frequency reserve, la cual se está volviendo cada vez más relevante para el funcionamiento de la red de transmisión.

Con los cargadores V2G, también se podría realizar control de tensión, principalmente para las redes de distribución (por su carácter local) y en menor medida de transmisión. Esto se conseguiría mediante la modulación de la potencia de carga/descarga de acuerdo a las peticiones de los Operadores (TSOs y DSOs), canalizadas a través de un BSP y definidas en los correspondientes mercados de flexibilidad. La modulación podría tener lugar durante segundos hasta horas, de acuerdo al tipo de servicio ofrecido. Se deben establecer nuevas reglas en los mercados de flexibilidad para evitar excluir a una tecnología tan prometedora como es el VE de los mercados de servicios auxiliares.

### 2.8.3. Gestión de las congestiones en la red

Los VE pueden utilizarse como un recurso distribuido para evitar el riesgo de congestiones en la red de transmisión. Estando localizados de forma difusa en el territorio, los VE ofrecen al TSO y DSOs las posibilidades de intervenir efectivamente en áreas donde típicamente tienen lugar congestiones de línea y nodo.

Los VE podrían modular su potencia de carga/descarga de acuerdo a las peticiones del TSO y DSOs, canalizado a través de un proveedor de servicios. Esto podría ocurrir con previsión (day-ahead market) o durante la operación (mercado intradiario y de balance).

### 2.8.4. Efecto del Smart Charging

Considerando un comportamiento típico de un conductor de VE, estos se conectarán para cargar normalmente durante las horas de la tarde.

Esto generará un incremento rápido de la demanda de VE que se sumaría al ya crítico incremento de carga residual en la tarde (total de carga sin generación FV y eólica), incluso sin carga de VE.

Por lo tanto, una carga de VE no coordinada crea un problema claro que afilaría el pico de demanda, requiriendo de la intervención de métodos costosos de generación y una potencial inestabilidad de la red.

El Smart charging, como su nombre indica, permite realizar la carga de los VE de forma programada e incorporar inteligencia (algoritmia) para remodelar la curva de carga, moviendo la demanda a periodos más favorables (de la curva azul a la curva naranja en la gráfica siguiente). Esto es: más tarde durante la noche (cuando la demanda es más baja) y durante las horas del día, cuando la producción fotovoltaica es mayor. Si además contamos con cargadores habilitados

para el V2G, el efecto de remodelado de la curva se magnifica (curva gris) y por tanto contribuyendo en mayor medida en suavizar no solo la carga de VE sino también parte de la carga residual global.

En las gráficas siguientes puede observarse cuál sería el impacto en la curva de demanda de las diferentes estrategias de control de los vehículos eléctricos, siendo estas: carga no coordinada, efecto del Smart charging V1G y el efecto Smart Charging V2G.

Si se tiene en cuenta el comportamiento de conducción de un usuario típico, los vehículos eléctricos normalmente se conectarían durante las horas de la tarde, coincidiendo con la llegada al domicilio.

Esto tendría como consecuencia un aumento rápido de la demanda de electricidad para la carga de los vehículos eléctricos que se sumaría a la ya crítica y existente rampa de la carga residual (carga total menos generación fotovoltaica y eólica) de la tarde. Por tanto, la carga no coordinada crea un problema ya que afila el pico de demanda, que requiere de la intervención de generación de tecnologías costosas y contribuye a la potencial inestabilidad de la red.

El Smart charging o carga inteligente puede remodelar beneficiosamente la curva de carga de VE, cambiando la necesidad de potencia en los momentos adecuados (de la curva azul a la curva naranja). Estos momentos son más tarde en la noche, cuando la demanda es menor y durante las horas del día, cuando la producción fotovoltaica es mayor.

Si además de Smart charging consideramos la tecnología V2G, el efecto en el remodelado de la curva se enfatiza (curva gris en gráfica final), y no solo contribuye a suavizar la carga de los vehículos eléctricos sino también parte de la carga residual global.

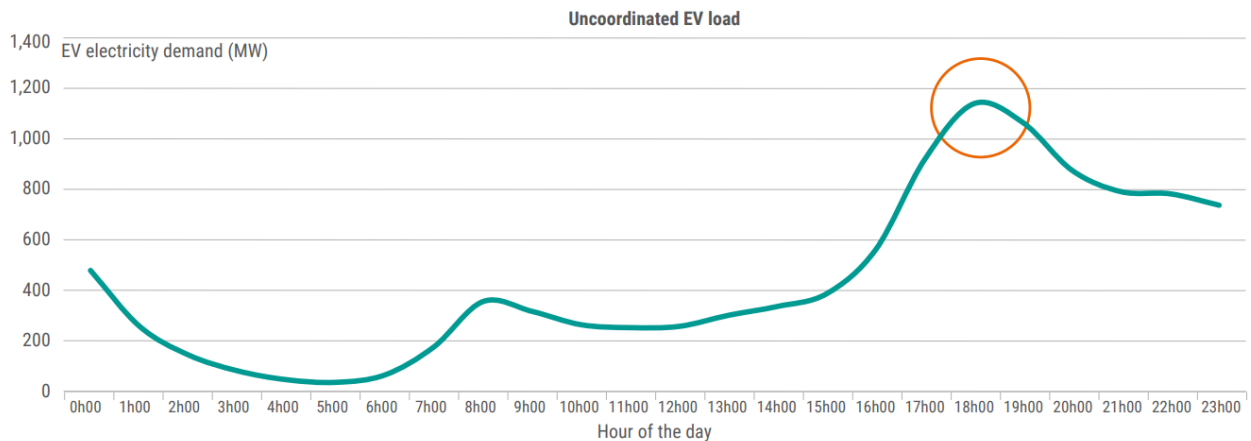




Figura 23 Carga no coordinada y efecto del smart charging y el V2G en Bélgica 2030. Escenario de penetración de ENTSO-E [3]

### 2.8.5. Evitar sobrecargas en las redes de distribución

Como ya se ha hecho mención en este texto, la carga de VE puede moverse desde las horas pico de la tarde a horas valle (por ejemplo, durante la noche) para evitar cargas adicionales en la red de distribución y limitar el estrés tanto eléctrico como térmico en las líneas de media y baja tensión, así como en los centros de transformación. Esta solución se adapta especialmente a la carga en domicilio, evitando el riesgo de efectos acumulativos cuando lleguen los vehículos a casa (elevado factor de simultaneidad teniendo en cuenta también los electrodomésticos).

Esto se podría conseguir con tanto un remodelado de la curva de carga (aplanando la curva de carga, menos potencia durante más tiempo) o postponiendo completamente la sesión de carga.

Las tarifas y especialmente las tarifas TOU son una primera medida para estimular los cambios de periodo de las sesiones de carga. No obstante, las tarifas TOU estáticas podrían generar el riesgo de congestiones debido al precio en la red de distribución. Por lo tanto, los mejores resultados se conseguirían con tarifas dinámicas que reflejasen las restricciones locales de la red comunicadas con señales automáticas de precio.

Como ejemplo se puede citar la reciente modificación del modelo tarifario en España vigente a partir del 1 de junio de 2021.

En esta modificación todos los consumidores pasaron a tener un peaje con discriminación horaria en los términos de potencia y energía. Además, aumentó la diferencia entre los periodos horarios de punta y valle, tanto de potencia como de energía y además se facilita la recarga nocturna del vehículo eléctrico.

### 2.8.6. Control de Tensión en redes de distribución

Los cargadores bidireccionales en continua podrían utilizarse para el control de tensión en las redes de distribución. Esto se llevaría a cabo mediante control de potencia reactiva mediante electrónica de potencia instalada en los cargadores. La estabilidad de la tensión garantiza una correcta operación de la red y es un requisito indispensable cuando una gran cantidad de fuentes de energía renovable volátiles están conectadas. El control de tensión tendría que ocurrir mediante un control directo de los cargadores bidireccionales llevado a cabo por CPOs o los BSPs<sup>1</sup>.

### 2.8.7. Reducción de sobregeneración renovable

Teniendo en cuenta el aumento de generación renovable esperado para las próximas décadas, la sobregeneración y el curtailment de energía verde serán dos temas relevantes. Los VE pueden programar su proceso de carga para hacer coincidir y por tanto explotar la disponibilidad de generación renovable. En regiones dependientes de la energía eólica, la posibilidad de predicción es menor pero la carga durante la noche puede ser efectiva. En regiones dependientes de energía fotovoltaica, la carga podría concentrarse durante las horas centrales del día.

Para alinear la producción eólica y la carga nocturna, no se necesitan medidas especiales. Para hacer coincidir la producción fotovoltaica y la carga de VE, se necesita estimular un cambio en los hábitos del usuario. Como ya se ha enunciado en este texto, esto podría llevarse a cabo con nuevos esquemas de tarifa (horaria/cuarto-horaria o incluso tarifas real-time) y facilitando la posibilidad de cargar en los edificios de oficinas o parkings.

### 2.8.8. Servicios detrás del contador. Perspectiva del consumidor

Los VE pueden utilizarse con el mismo fin que los sistemas de almacenamiento domésticos. Pueden aumentar la ratio de autoconsumo en la presencia de generación renovable (caso prosumer) y por tanto reducir el importe de la factura eléctrica. Incluso en ausencia de generación renovables, las baterías de los VE pueden utilizarse para optimizar la tarifa, cargando durante

---

<sup>1</sup> Balance Service Provider (BSP). Proveedor de servicios de balance. Sujeto proveedor de servicios de balance a través de una o más unidades de programación habilitadas en servicios de balance. Es el sujeto de liquidación de la energía de balance. [33]

periodos de precio bajo y descargándose para abastecer las cargas domésticas durante periodos de precio alto (V2H). Debe tenerse en cuenta, en cualquier caso, que los ciclos continuos de carga y descarga de las baterías afectan a su vida útil.

Para conseguir esto, se hacen necesarias las tarifas ToU y las tarifas dinámicas. Una vez estas tarifas estén implementadas, el usuario o un sistema automático de gestión energética puede controlar la carga/descarga del vehículo para maximizar los beneficios. Para estos fines, los cargadores bidireccionales pueden aumentar considerablemente las ventajas.

### 2.8.9. Cargadores ultrarrápidos para vehículos pesados

Los vehículos pesados requieren una potencia de carga elevada y su intensivo patrón de uso no dejará mucha flexibilidad para llevar a cabo Smart charging o proveer servicios. El uso de los cargadores ultrarrápidos (150-350 kW) conectados a las redes de AT utilizados durante el día y localizados correctamente, disminuirán los riesgos de sobrecargas en niveles de tensión más bajos en la red durante los periodos pico y habilitarán el uso de energía renovable.

Los cargadores ultrarrápidos diseñados para vehículos pesados deben conectarse a redes de AT y situarse cerca de líneas existentes. Para asegurar esto, es necesaria la cooperación entre TSOs y los inversores/operadores de estos hubs. Será necesario considerar la instalación de otro tipo de equipos como, por ejemplo, baterías estacionarias, para limitar la demanda pico.

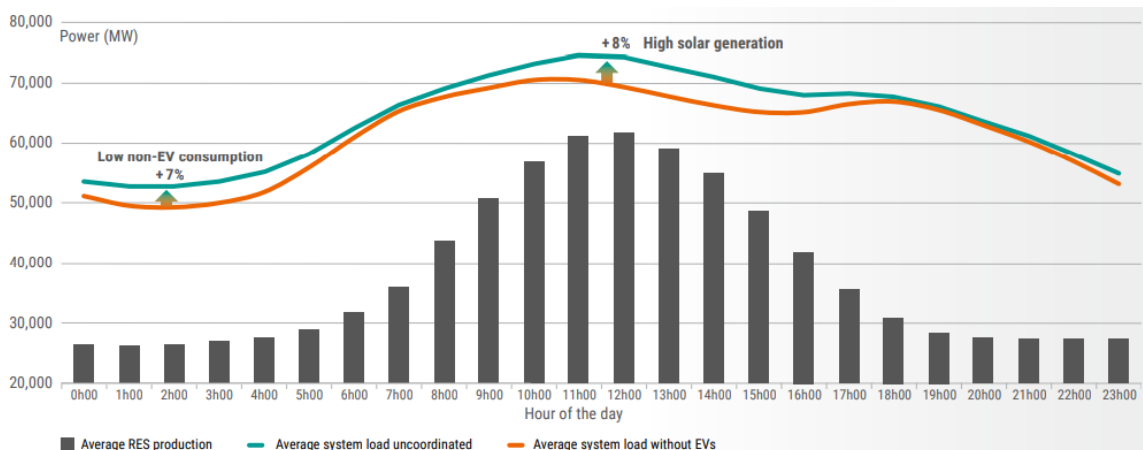
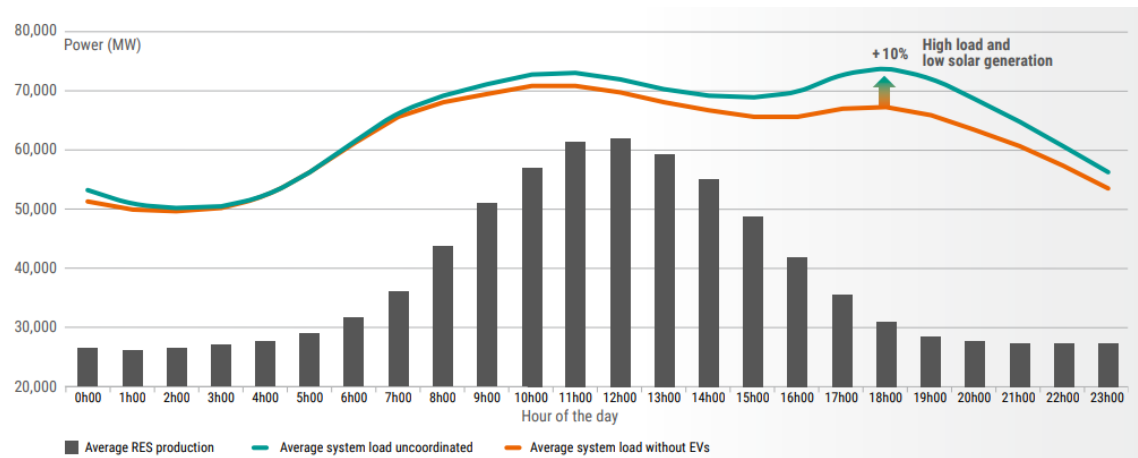


Figura 24 Average total electricity load in Germany with uncoordinated (left) and smart charging (right).  
(Source: Elia Group)- [3]

## 2.9. Evaluación de potencias y modos de carga más eficientes

En la carga de un vehículo eléctrico con cargador en modo 3(AC), el cargador debe transformar la corriente alterna de la red eléctrica a corriente continua, esta energía debe ser entregada a la batería a través de un conjunto de conectores y cables, y una vez en la batería debe ser capaz de vencer la resistencia interna de la misma y dar lugar al proceso de carga propiamente dicho. Todo ello implica que se producen pérdidas, en el cargador, en los conectores y en la propia batería.

El cargador está formado, fundamentalmente, por un conjunto de semiconductores de potencia y un conjunto de componentes pasivos necesarios para transformar la corriente alterna en continua. Dependiendo del tipo de carga, el cargador puede estar situado a bordo del vehículo, en tierra, o en ambos, como ocurre con la carga inductiva.

Tabla 2 Modos de Carga.

Ubicación Modo carga	Modo 1 Lenta	Modo 2 Lenta	Modo 3 Semi-Rápida	Modo 4 Rápida	Pantó- grafo	Cate- naria	Inductiva
Abordo	X	X	X				X
Tierra				X	X	X	X
Pot. kW Mono - Trifásico	3,7 (M) 11,0 (T)	7,0 (M) 22,0 (T)	> 3,7 (M) 44,0 (T)	> 50 Continua	Cientos	Cientos	3,7- Cientos kW

Por lo tanto, la eficiencia del proceso de carga depende de la **eficiencia del cargador**, que a su vez depende de varios parámetros, tales como:

- Topología del convertidor de potencia.
- Semiconductores y componentes pasivos utilizados.
- Frecuencia de conmutación.
- Técnicas de disparo de los semiconductores.
- Control de la topología.
- Temperatura ambiente
- Etc.

Por otra parte, los convertidores se diseñan para funcionar a máxima eficiencia en condiciones nominales a unos determinados valores de tensión e intensidad en la batería, sin embargo, el proceso de carga no se produce siempre en dichas condiciones si no que éstas varían de un vehículo a otro y durante el proceso de carga, así, la tensión de la batería se incrementa a medida que ésta se carga, en tanto que la corriente se reduce.

En general, los convertidores se diseñan para eficiencias iguales o superiores al 95% en condiciones nominales, pero su eficiencia disminuye hasta el 85% si trabaja al 50% de su potencia nominal e incluso por debajo de estos valores a menores cargas [4].

A su vez la tensión e intensidad demandados por la batería durante el proceso de carga dependen de múltiples factores, tales como:

- Tipo de batería.
- Estado de carga de la batería (SOC).
- Estado de salud de la batería (SOH).
- Temperatura de la batería.
- Tensión de la red AC.

Un aspecto fundamental es el tipo de batería y su estado de salud, ya que esto define su resistencia interna, y por lo tanto las pérdidas que se producen durante la carga debidas, no al convertidor, si no a la propia batería. El proceso de carga es gestionado por el BMS, que además debe procurar el balanceo de las celdas, por lo que un buen algoritmo de control y un buen diseño del circuito de equilibrado, pueden hacer que la eficiencia sea mejor o peor [5].

A lo anterior, se une que, muchos vehículos tratan de mantener las baterías a la temperatura óptima durante el proceso de carga, de manera que se pueda maximizar la corriente, para lo que consumen parte de la energía en mantener esta temperatura. Por último, durante la carga hay otros componentes del vehículo activos, como puede ser el ordenador de a bordo, que también consumen energía.

Es complicado por lo tanto conocer el valor de la eficiencia durante el proceso de carga de los vehículos eléctricos, especialmente cuando no existe información de las características del cargador utilizado, el estado de salud de las baterías o los consumos auxiliares del mismo.

La corriente durante el proceso de carga viene definida, por una parte, por la potencia máxima que el EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) es capaz de entregar al vehículo, lo que limita el valor máximo de la intensidad, y por otro, por el valor de corriente deseada por la batería, durante el proceso, que es definido por el BMS (Battery Management System) de abordo.

Los Modos 2, 3 y 4 incluyen un piloto de control, que, entre otras funciones, comunica al BMS la corriente máxima que puede ser entregada. Esta corriente está limitada, por un lado, por la corriente máxima asignada al sistema de alimentación y por otro, por la corriente máxima del cable de carga. Únicamente los Modos 3 y 4 incluyen comunicación entre la infraestructura de tierra y el vehículo, y por lo tanto son los únicos que pueden considerar las condiciones de la red de distribución durante el proceso, para limitar el valor de la corriente.

Por lo tanto, un mismo cargador de abordo debe limitar la corriente máxima de carga a la indicada por el EVSE. Por ejemplo, un cargador de abordo diseñado para 22 kW, conectado a un EVSE de 3,7 kW limita la corriente máxima a la correspondiente a 3,7 kW, por lo que el cargador trabaja muy lejos de sus características de diseño, y la eficiencia del proceso será inferior que si la carga se realizase a 22 kW. Además, cuando la batería se encuentre cerca del SOC máximo, esta potencia disminuirá, reduciéndose aún más la eficiencia.

De la misma manera, el vehículo es el que puede limitar la corriente máxima de carga. Por ejemplo, si un vehículo de 50 kW en carga rápida DC se conecta a un cargador de tierra de 150 kW, hará que éste entregue como mucho 50 kW y por lo tanto trabaja, en las mejores condiciones, a un tercio de su potencia de diseño, lo que hará que su eficiencia no sea la óptima. Teniendo en cuenta que la potencia de carga, y por lo tanto la corriente, va a disminuir a medida que se cargue el vehículo, la eficiencia global del proceso será aún menor.



En [6] puede verse la eficiencia en varios vehículos utilizando el cargador de abord, como se ven en la siguiente figura para un Peugeot Ión, en ella se aprecia como la eficiencia aumenta al aumentar la corriente consumida desde menos del 50 % hasta un máximo cercano al 80%.

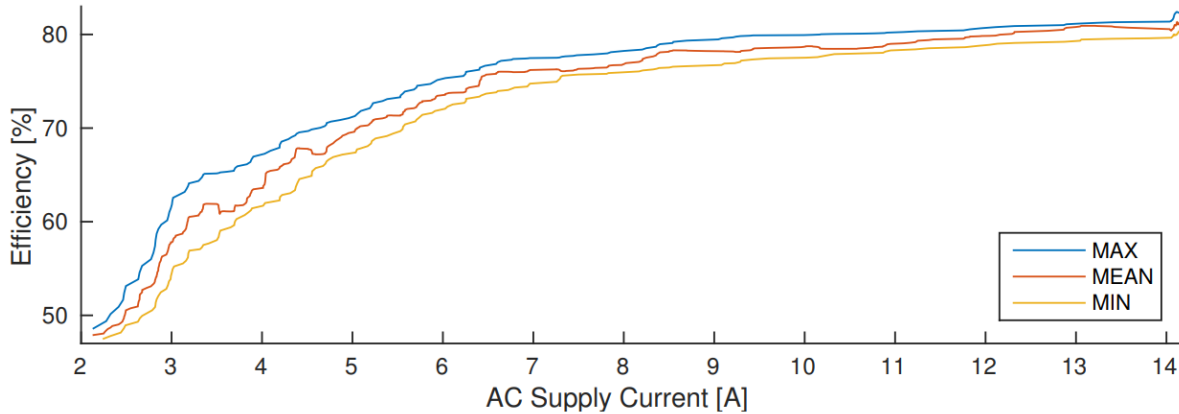


Figura 25 Eficiencia del proceso de carga de un Peugeot Ión en función de la corriente

En el caso de carga rápida, [7] se hace un estudio de la carga rápida con protocolo CHAdeMO (modo 4) de un Nissan Leaf, en él se ve cómo la eficiencia del proceso de carga depende de la potencia y del estado del SOC.

Se muestra a continuación la eficiencia del cargador durante el proceso de carga de un Nissan Leaf a distintas potencias y estado del SOC.

Tabla 3 Eficiencia cargador para proceso de carga Nissan Leaf para distintas potencias y SOC

	P(kW)	3	16	22	43	50
SOC	23	85	84,6	91,1	91,7	91,4
	43	85	88,1	90,5	90,6	89,7
	60	85	83,2	83,7	87,5	83,18

En [8] se obtiene la eficiencia del proceso de carga en tres casos distintos.

En la Figura se observa que, en la carga rápida del vehículo ensayado, desde el 20 hasta el 80% las pérdidas son del 11 %, lo que supone una eficiencia del 89%; si la carga se produce desde el 80% hasta el 100%, debido a que la corriente se reduce mucho durante este proceso, la eficiencia apenas alcanza el 20%. En caso de realizar una carga completa desde el 20 % del SoC, la eficiencia es del 86,5%. Aunque no se especifica la causa de las pérdidas, se estima que entorno al 5% se deben al cargador y el resto se imputan al cableado, la resistencia interna de la batería y al propio proceso de carga de la batería. Estos resultados aconsejan no realizar una carga rápida más allá de un 80% de SoC, siendo preferible utilizar un cargador lento a partir de este momento.

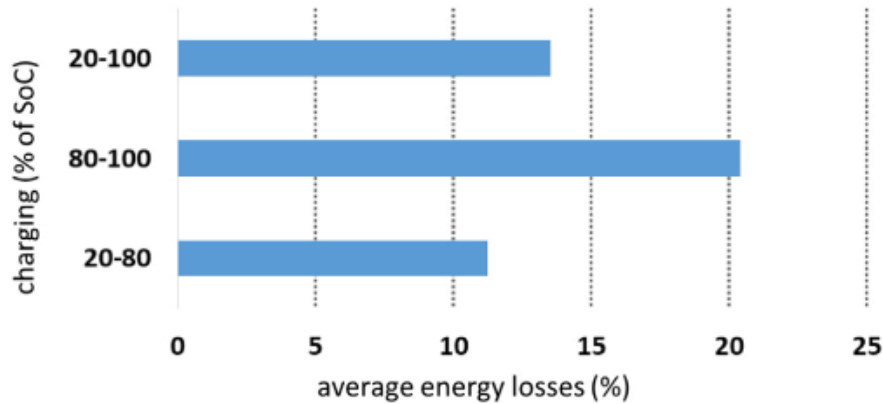


Figura 26 Pérdidas de energía promedio para distintos estados de SoC

En los documentos de homologación publicados por la United States Environmental Protection Agency se pueden encontrar los datos del consumo del lado de red y de la energía almacenada en la batería de algunos vehículos. Por ejemplo, para un Tesla Model Y long Range, la energía consumida del lado de red es de 87,868 kWh y la almacenada en baterías es de 77,702 kWh, lo que da una eficiencia global de un 88,4%; para la versión Model Y Performance, agregar 81,052 kWh a la batería requirió 92,213 kWh, lo que supone una eficiencia de un 87,9%. en el caso de un Tesla S Plaid, la eficiencia es de 86%. En todos los casos, la carga se realizó a 240 V, en Modo 2, y desde prácticamente el 0% del SoC hasta el 100%; es decir, en muy malas condiciones. De hecho, estos vehículos han acreditado eficiencias de carga del 95% en condiciones adecuadas.

La conclusión es que la mejor eficiencia se produce cuando el cargador trabaja cerca de sus parámetros de diseño, a temperatura óptima de trabajo, tanto de la batería como del cargador y con estados de carga entre el 20% y el 80% del SoC. En estas condiciones se pueden conseguir eficiencias cercanas o superiores al 90%.

No obstante, el diseño del cargador, tanto de tierra como, muy especialmente de abordaje y la gestión de la batería durante el proceso de carga son fundamentales. Tanto a nivel de usuario, como de la red eléctrica son aspectos que deberán ser tenidos en cuenta en un futuro próximo cuando los vehículos eléctricos alcancen cotas importantes de uso.

En cuanto al usuario, éste paga por la energía consumida, no por la energía realmente cargada en la batería. Suponiendo que un vehículo recorra 15.000 km al año, con un consumo medio de 20 kWh/100 km, a 0,3 €/kWh, el ahorro económico que supone un cargador con una eficiencia del 95% frente a otro del 85% es de un 11,7%.

Desde el punto de vista de la red eléctrica, estos números puede ser muy importantes, así considerando los 5 millones de vehículo previstos en el PNIEC, el incremento de consumo anual considerando esos 15.000 km recorridos a 20 kWh/100km, será de 15.789,4 GWh/año si la eficiencia media es del 95% y de 17.647 GWh/año si la eficiencia es del 85%. Esto supone 1.857,6 GWh/año de diferencia en pérdidas, 400 GWh más que el enlace península-Baleares del año 2020.

### 3. TECNOLOGÍA Y PLANIFICACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE CARGA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO

El objetivo del presente capítulo es identificar las principales tipologías de infraestructura de carga asociadas a los modelos de negocio que están surgiendo en los que el vehículo eléctrico se prevé cuente con un papel relevante.

La versatilidad del VE en cuanto a poder comportarse como carga gestionable, sistema de almacenamiento o fuente de energía lo posiciona como un recurso activo en la provisión de potenciales servicios proporcionados desde o destinados a las redes de transporte y distribución, a los distintos mercados de la energía y a los propios prosumidores participantes en comunidades energéticas.

Esta estructuración de infraestructuras viene caracterizada principalmente por dos factores que inciden en la naturaleza de los servicios que pueden proporcionarse:

- Por los niveles de potencia de carga que puede proporcionar la infraestructura.
- Por el grado de controlabilidad que es posible realizar sobre la misma tanto en cuanto a potencia como a la planificación y los tiempos de carga.

Con ello, se identifican las siguientes infraestructuras que se desarrollan en las siguientes secciones del capítulo:

- Sistema de protección de línea.
- Mecanismos de flexibilidad (telecomunicaciones avanzadas, “Smart Grid Charging”, “Vehicle to Grid-V2G”).
- Infraestructuras de carga rápida.

#### 3.1. Tecnologías de comunicación

De cara a permitir una coordinación y gestión efectivas de la carga de vehículos eléctricos es necesario llevar a cabo estrategias de comunicación eficientes, en las que se establezca un vínculo de comunicación entre el vehículo eléctrico y la infraestructura de carga, es decir, la comunicación de vehículo a infraestructura (V2I) e infraestructura a vehículo (I2V).

Existen una serie de características de los enlaces de comunicación que son esenciales para abordar los requisitos de los diferentes modos de operación. Entre las más interesantes, se pueden identificar las siguientes:

- **Latencia.** Definida como el retardo entre el instante en el que se genera el mensaje en un transmisor hasta que es recibido y procesado por el receptor. Por ejemplo, un escenario de carga estática requiere un enlace de comunicación de alta seguridad y confiabilidad para garantizar un intercambio de información preciso, pero puede ser tolerante a cierto retraso ya que el VE está estacionado. Otros escenarios, quizá aún poco frecuentes, como sería el caso de la carga inalámbrica dinámica, son más sensibles a la latencia del enlace de comunicaciones y es preciso la utilización de tecnologías de comunicaciones específicas para dicha situación [9].

- **Capacidad.** También conocido como tasa de transmisión o la cantidad de información enviada por unidad de tiempo. Se trata sin duda de un parámetro fundamental, cuya importancia depende del volumen de información a intercambiar.
- **Calidad de Servicio.** Comúnmente conocido por sus siglas en inglés QoS (*Quality of Service*). Esta característica permite gestionar la información en función a su naturaleza. Así, se pueden incluir mensajes de mayor prioridad, como mensajes de seguridad y llamadas de emergencia, y mensajes de menor prioridad que incluyen información sobre el Estado de Carga (SoC) actual del VE, el nivel de potencia de carga deseado, etc.

Con esta serie de requisitos en mente, se han desarrollado una serie de estándares, encaminadas a suplir estas necesidades. Tomando como referencia una estructura de carga tal y como la mostrada en la

Figura 27 se pueden diferenciar distintas tecnologías de comunicación según las interfaces identificadas.

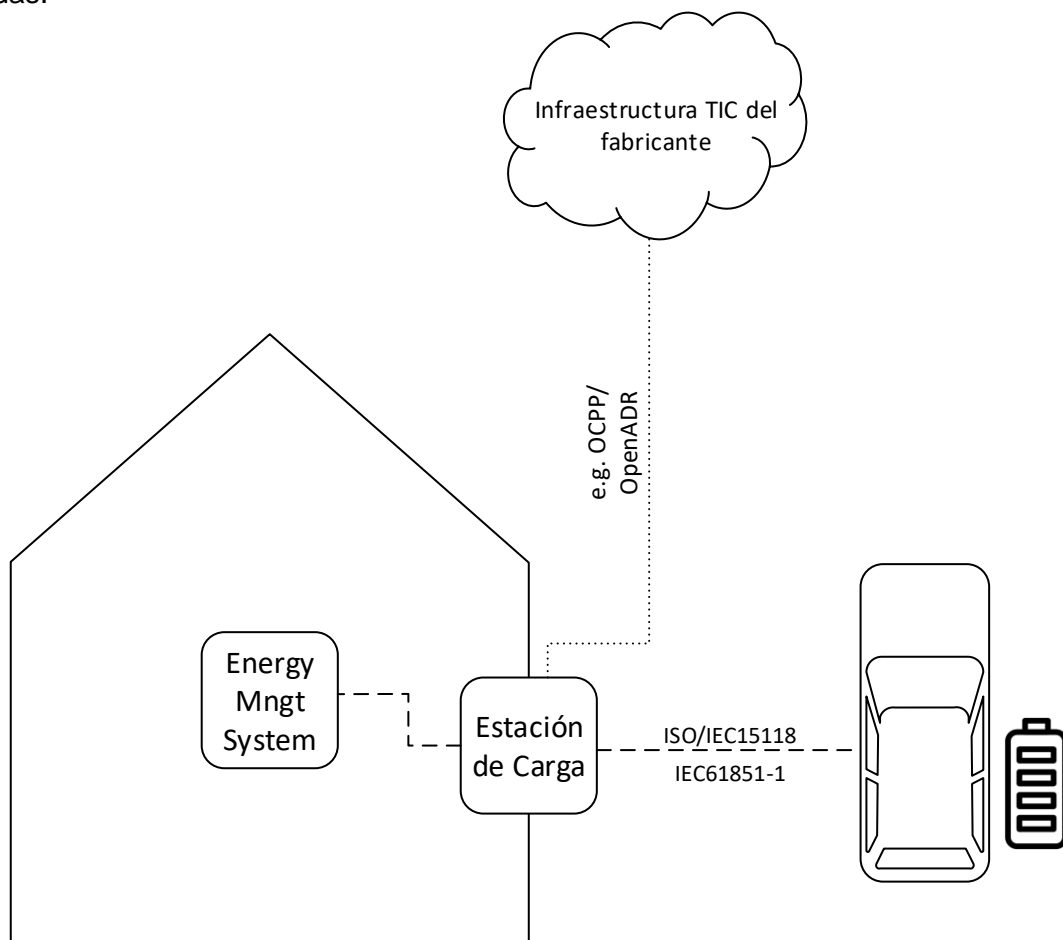


Figura 27 Esquema simplificado de la conexión entre el VE y el cargador. Adaptado de [10]

Pensando en la interfaz entre el VE y la estación de carga, se puede hablar de dos estándares principales: el IEC61851 y el ISO15118.

IEC 61851 permite intercambiar información básica sobre el proceso de carga en función de la comunicación analógica entre el vehículo y la estación de carga. La estación de carga utiliza el

parámetro de ciclo de trabajo de una modulación de ancho de pulso (PWM, de sus siglas en inglés *Pulse Width Modulation*) para señalar la corriente máxima admitida, entre otros datos. El vehículo puede transmitir, a través de un identificador resistivo, estados tales como "Listo para cargar" o "Requiere ventilación" (para procesos de carga en habitaciones/garajes cerrados). El estándar se implementa en todas las estaciones de carga y vehículos eléctricos relevantes en Europa y se considera el estándar de facto.

El estándar ISO 15118 está fuertemente basado en IEC 61851 y lo complementa con comunicación digital a través de tecnología *Powerline* (es decir, transmisión de información digital utilizando los cables de potencia). Esto permite intercambiar información más compleja, como el estado de carga del vehículo y la capacidad de la batería, las tarifas y los horarios de carga. La función principal habilitada por el estándar es la llamada "carga inteligente" ("*Smart Charging*"). Para este propósito, la capacidad de carga, el tiempo de carga, el coste de la energía y las modalidades de facturación se transfieren entre la estación de carga y el VE; de manera que el automóvil se carga cuando la energía es más económica. La comunicación según ISO15118 se basa en el Protocolo de control de transmisión/Protocolo de Internet (TCP/IP), el protocolo de configuración dinámica de host (DHCP) y el controlador lógico programable (PLC). El Vehicle-to-Grid Transport Protocol (V2GTP) se utiliza como capa de control de comunicación, mientras que un protocolo XML minimizado y los llamados mensajes V2G se utilizan en la capa de presentación/aplicación.

La seguridad del estándar está implementada sobre *Transport Layer Security* (TLS) junto con certificados digitales que son emitidos por la *Grid Root Certificate Authority* (V2G Root CA). La Figura 28 representa una analogía entre las diferentes capas funcionales definidas por OSI y las diferentes partes del estándar ISO15118. Así mismo, la Tabla 4 lista las diferentes partes que constituyen el estándar ISO/IEC 15118 junto con una breve descripción de cada una de ellas.

*Tabla 4 Listado y descripción de las diferentes partes que componen el estándar ISO/IEC 15118 para la comunicación entre el cargador y el VE*

Estándar	Título	Contenido
<b>ISO/IEC 15118-1</b>	Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 1: General information and use-case definition	Es la base para las otras partes de la serie ISO 15118, especifica términos y definiciones, requisitos generales y casos de uso para comunicación de alto nivel (HLC, o <i>High-Level Communications</i> ). Proporciona una visión general y una comprensión común de los aspectos que influyen en la identificación, asociación, control y optimización de carga o descarga, pago, nivelación de carga, ciberseguridad y privacidad.
<b>ISO/IEC 15118-2</b>	Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 2: Network and application protocol requirements	Especifica los mensajes de aplicación entre los vehículos eléctricos y la estación de carga. Se especifican aspectos para detectar un vehículo en una red de comunicación y permitir una comunicación basada en el Protocolo de Internet (IP). Define mensajes, modelo de datos, XML/ Formato de representación de datos basado en EXI, uso de V2GTP, TLS, TCP e IPv6.
<b>ISO/IEC 15118-3</b>	Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 3: Physical and data link layer requirements	"Especifica los requisitos de la capa física y de enlace de datos para una comunicación de alto nivel, directamente entre vehículos eléctricos. Cubre el intercambio de información general entre todos los actores involucrados en el intercambio de energía eléctrica.

<b>ISO/IEC 15118-4</b>	Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 4: Network and application protocol conformance test	Especifica pruebas de conformidad en forma de <i>Abstract Test Suite</i> (ATS). Estas pruebas de conformidad especifican la prueba de capacidades y comportamientos de un sistema de carga.
------------------------	---	---

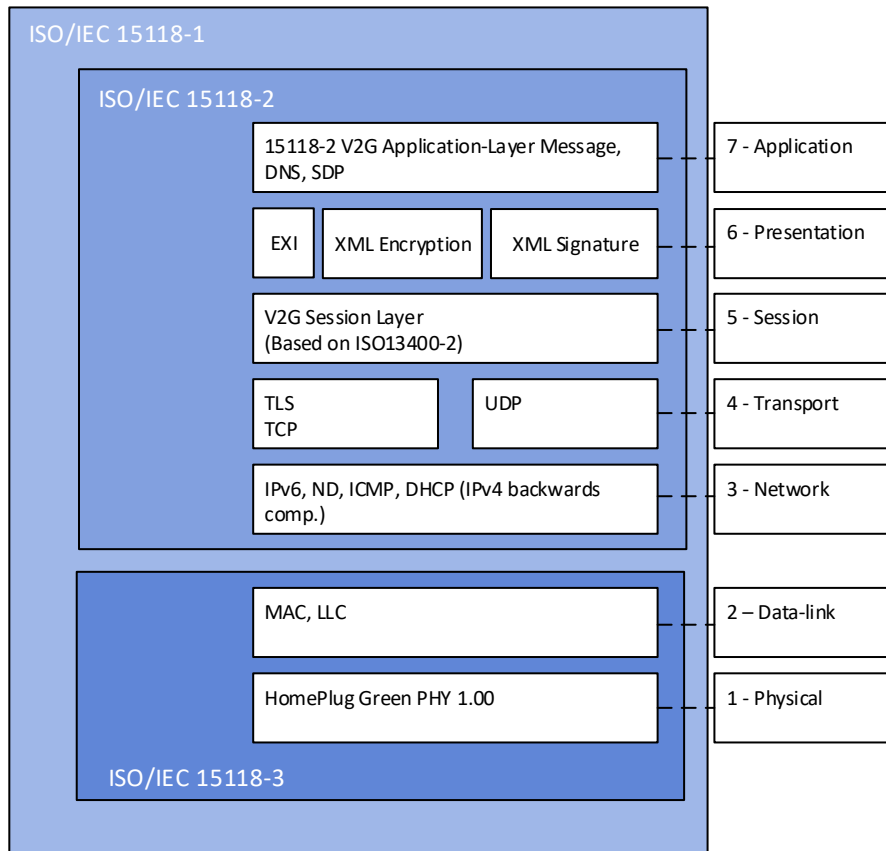


Figura 28 Relación entre las diferentes funcionalidades implementadas por ISO/IEC15118 y la pila de protocolos de OSI: Adaptado de [11]

La interfaz entre la estación de carga y la infraestructura TIC del fabricante puede utilizar diferentes tipos de estándares de comunicación. Pudiendo ser algunos de ellos propietarios, aunque existen esfuerzos por crear soluciones abiertas. A continuación, se incluyen una lista de diferentes alternativas:

- El *Open Charge Point Protocol* (OCPP) [12] se utiliza para conectar las estaciones de carga a la infraestructura de comunicaciones del fabricante. Existen varias versiones en circulación, aunque actualmente son las versiones OCPP 1.5 y 1.6 (utilizadas por ebee, Mennekes, wallbe, etc.) las más utilizadas. OCPP 1.6 define dos canales de transporte alternativos y utiliza tecnologías que incluyen el *Simple Object Access Protocol* (SOAP) o *JavaScript Object Notation* (JSON) -Websockets. La próxima versión OCPP 2.0 está adaptada a estaciones de carga con soporte ISO 15118 pero aún no está en uso.

- El estándar IEEE 2030.5 (*Smart Energy Profile Protocol*) [13] permite la gestión de la energía en el usuario final, incluida la respuesta a la demanda, el control de la carga, la comunicación de precios, la generación distribuida, el almacenamiento y los vehículos eléctricos, así como otros recursos, incluidos el agua, el gas y el vapor. Así mismo, el estándar define mecanismos para el intercambio de mensajes y funciones de seguridad. Permite varias arquitecturas y modelos de uso posibles, incluida la comunicación directa entre el prosumidor y el proveedor de servicios, dentro de una red de área local doméstica (HAN) y entre el proveedor de servicios y el agregador. El método de comunicación principal es mediante servicios de tipo RESTful [14].
- El protocolo OpenADR (*Automated Demand Response*) fue desarrollado en 2009 por el Lawrence Berkeley National Laboratory (CA, EE. UU.) como un estándar para la gestión de cargas automatizada. En 2010, se formó OpenADR Alliance, que hoy considera el estándar como un estándar de red inteligente abierto y altamente seguro. OpenADR se implementó en los programas de gestión de demanda en California a partir de 2013. El estándar está disponible en la versión 2.0 y permite el intercambio de señales de precio, consignas y datos de consumo; válidas para el caso de uso de comunicación con vehículos eléctricos. Se trata de un protocolo de capa de aplicación pensado para ser utilizado sobre la típica pila de TCP/IP de internet (aunque existe algún estudio de su rendimiento sobre otras tecnologías, como PowerLine de banda estrecha [15]).
- EEBus [16] es una interfaz de comunicación para la gestión energética utilizando el paradigma de IoT (*Internet of Things*). Fue desarrollado como parte del proyecto de investigación SmartWatts en el programa de financiación E-Energy y está siendo desarrollado por los miembros de EEBus Initiative, asociación, que se fundó en 2012. Los miembros incluyen varios fabricantes de infraestructura de carga, incluidos Mennekes, ABB y Ebee.

Existen alternativas propietarias para este tipo de comunicaciones, no obstante, en los últimos años, las listadas anteriormente se han diferenciado como las más populares. Existen además estudios que analizan la interoperabilidad entre algunas de ellas [17] [18].

### 3.2. Sistema de protección de la línea (SPL) general de alimentación (LGA)

El objetivo inicial de las soluciones SPL es poder proteger la línea general de alimentación (LGA),<sup>2</sup> frente a posibles sobreintensidades producidas por el conjunto de infraestructuras de carga incluidas en una instalación.

De esta forma, las soluciones SPL permitirán y ejecutarán una regulación fija o dinámica de potencia sobre el conjunto de cargadores, en caso de que la utilización de los mismos pudiera llegar a afectar al dimensionamiento previsto para la LGA.

Para ser considerada una solución como SPL, la infraestructura de carga de VE deberá de estar comunicada en tiempo real mediante Ethernet, Wifi u otras tecnologías inalámbricas (ZigBee, Z-wave o Lora). Esta comunicación permitirá identificar en tiempo real el consumo de cada cargador individual y, también y de forma obligatoria, el excedente de energía sobre el circuito dimensionado de la LGA de forma que el SPL regulará las cargas del circuito de cargadores independientes, garantizando como primer objetivo la seguridad de la LGA dimensionada.

---

<sup>2</sup> La **Línea General de Alimentación**, cuya abreviatura es LGA, forma parte de la Instalación de Enlace y su misión es suministrar toda la potencia eléctrica que demanda un edificio. Es la línea eléctrica que enlaza la Caja General de Protección con la Centralización de Contadores"

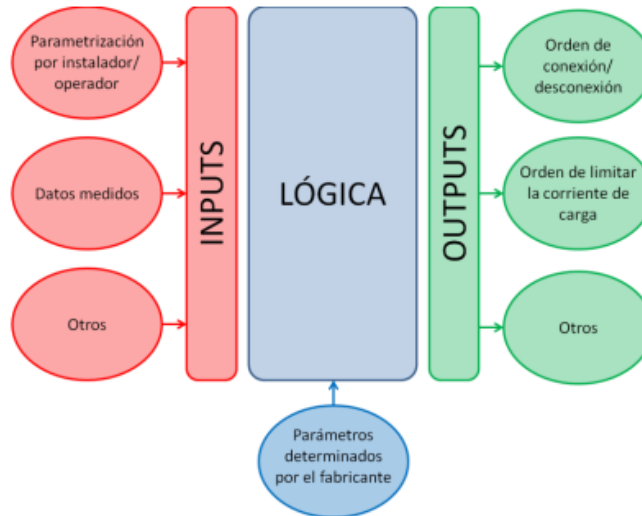
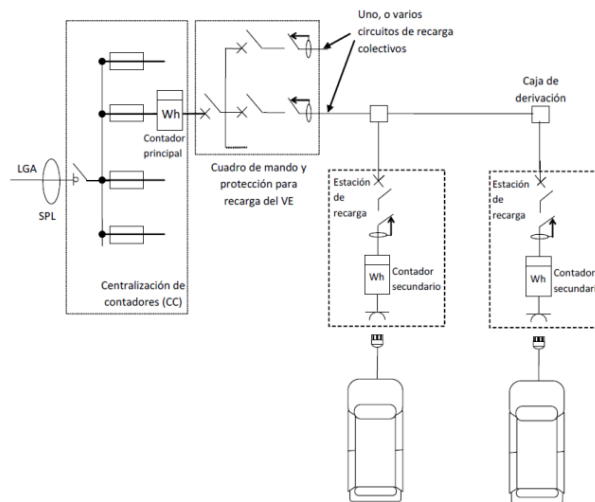


Figura 29 Esquemático del SPL: Inputs, outputs y parámetros

Los SPL se encuentran definidos en la norma UNE 0048 y, a su vez, aparecen referenciados en los diferentes esquemas troncales colectivos que se detallan en la ITC BT 52:

- Esquema 1 (1a, 1b,1c) que prevé una nueva acometida para las infraestructuras de carga de forma independiente al circuito del garaje o aparcamiento.
- Esquema 4b que prevé incluir las infraestructuras de carga, como un circuito independiente dentro del mismo circuito del garaje o aparcamiento.

En ambos casos se trata de una solución opcional, nunca obligatoria, que, en caso de ser incluida, permitiría considerar para el número de infraestructuras de carga un coeficiente de simultaneidad de 0,3 (en lugar de unidad, CS:1)



Legenda  
 LGA Línea general de alimentación  
 SPL Sistema de protección de la LGA

Figura 30 Esquema 1 A ITC-BT-52

Teniendo en cuenta el objetivo principal de las soluciones SPL, también pueden incluir en función del proveedor categorías de usuarios para establecer prioridades de carga o identificación de consumos por usuario para llevar a cabo una posterior tarificación.



La solución SPL resulta una solución complementaria a los puntos de carga de VE que consiste en un sistema de gestión dinámica para poder realizar un equilibrio de potencia para optimizar la potencia contratada en el aparcamiento y poder disponer de los excedentes del resto de circuitos eléctricos.

El sistema de gestión dinámica de potencia aplicado a la infraestructura de carga de VE es una solución completa que puede ser local o remota, basada en un aplicativo SW, un HW de procesamiento que interacciona con los diferentes puntos de carga incluidos en la instalación con su medida de energía y especialmente diseñado para gestionar la energía cuando varias estaciones de carga funcionan simultáneamente. El SPL debe estar correctamente dimensionado en cuanto a la relación entre el tiempo de lectura y la cadencia de lecturas de consumos del sistema y el tiempo de actuación de la solución SPL para poder proteger la línea general de alimentación.

La gestión dinámica de la carga permite cargar diversos vehículos eléctricos simultáneamente de la manera más eficiente posible utilizando la potencia disponible restante de forma dinámica y equilibrándola entre los distintos cargadores de VE.

También permite aumentar la cantidad de estaciones de carga sin necesidad de incrementar la potencia contratada de la instalación.



Figura 31 Esquema General de solución SPL o DLM a un edificio

De esta manera, el sistema de gestión dinámica de la carga se puede instalar en lugares donde la instalación está destinada exclusivamente a la carga de vehículos eléctricos o en emplazamientos donde la carga sea compartida con el resto de los circuitos de la instalación, caso de naves industriales y otros inmuebles municipales.

En el caso de edificios donde la potencia está únicamente destinada a la carga de VE, puede ser suficiente con una arquitectura de infraestructuras de carga basada en soluciones Master-Satélite donde el nodo Master gestiona las comunicaciones, el proceso de autenticación de usuarios y, también, gestionaría la potencia disponible entre todos los cargadores que actúan como satélites.

Por otro lado, en el caso más común de edificios con aparcamientos públicos gestionados por concesionarias públicas, y aparcamientos de comunidades de propietarios, sería necesaria una arquitectura donde haya un autómatas o servidor con una comunicación permanente con un analizador de energía en cabecera que pueda leer el consumo de forma directa de la propia LGA y que pueda gestionar, de forma inteligente y en tiempo real, la potencia disponible para la carga simultánea de vehículos que comienza a ser necesaria a partir de los puntos de carga.

Los objetivos de un sistema SPL o DLM (Dynamic Load Management system) serían los siguientes:

- Proteger el dimensionamiento de la línea general de alimentación del edificio. Evita los cortes de potencia evitando superar la potencia contratada en la instalación.
- Medición de energía para leer en tiempo real el consumo de la LGA, un elemento imprescindible para controlar en tiempo real la disponibilidad de potencia y ajustar el consumo de los vehículos eléctricos.
- Detección automática de vehículo completamente cargado para optimizar la potencia disponible en tiempo real a lo que los vehículos puedan necesitar.
- Detección de vehículo monofásico, bifásico o trifásico para ajustar cada necesidad y optimizar los consumos eléctricos de los VE.
- Funcionalidades especiales focalizadas en flotas de vehículos.
- Priorización de la carga por enchufe/conector. Cada conector prioritario será cargado utilizando el máximo posible del suministro con posibilidad de establecer franjas horarias para enchufes prioritarios y no prioritarios.

El sistema de gestión de carga controla el consumo de energía en el edificio en tiempo real y proporciona toda la energía contratada que no se está utilizando en los vehículos eléctricos.

Toda la corriente dedicada para el VE se distribuye por igual en cada conector, con la directriz de no superar la potencia contratada.

Se recomienda tener al menos 6 A (Modo 3 mínimo permitido) por conector en el peor de los casos cuando el consumo del edificio es demasiado alto.

El sistema de gestión de carga puede poner en pausa las transacciones de carga cuando la corriente para cada toma es inferior a 6 A y retomarla cuando la corriente vuelve a 6 A o más por cada conector.

La arquitectura final de la solución también debe incluir Kit de monitorización basado en un analizador de red en cabecera, con sus transformadores de corriente hasta 800 A en caso de ser necesario, así como un servidor tipo PC apilable en rack, o una solución remota en plataforma Cloud junto a una licencia adjunta en función del número de conectores a gestionar que se comunicarían con un cableado estructurado.



Figura 32 Arquitectura completa solución SPL o DLM con cableado estructurado

### 3.3. V2G: Estado del arte del V2G

El concepto V2G (Vehicle-to-Grid) significa que la energía almacenada en las baterías de los vehículos eléctricos y de los híbridos enchufables puede ser devuelta a la red eléctrica de distribución en caso necesario, pudiendo ofrecer diversos servicios que se exponen más adelante. Por otra parte, la energía de abordo también puede ser utilizada para alimentar directamente a una vivienda conectada a red, en lo que se denomina Vehicle-to-Home (V2H). En estas condiciones, la energía de las baterías puede optimizarse para aprovechar al máximo la energía renovable producida en la vivienda o para cargarse en momentos de bajo coste de la energía eléctrica, para ser aprovechada posteriormente en momentos de elevado coste. El mismo concepto extendido a un edificio recibe el nombre de Vehicle-to-Building (V2B), especialmente interesante en las Comunidades Locales de Energía.

Cuando el vehículo se utiliza para alimentar cargas aisladas de red, se conoce como Vehicle-to-Load (V2L). En este caso, el cargador bidireccional que transforma de corriente continua en corriente alterna debe ser capaz de actuar como fuente de tensión, generando la energía eléctrica a la tensión y frecuencia deseada, con cargas variables, dentro de los límites de potencia del sistema.

Dada las diversas posibilidades que aporta la bidireccionalidad de carga de los vehículos, en general, se adopta el término V2X para hacer referencia a cualquiera de ellas.

Las características de las baterías de Litio que actualmente utilizan los vehículos eléctricos, junto con las topologías utilizadas en los cargadores bidireccionales ya sean en tierra o a bordo, permiten que éstos tengan una capacidad de respuesta muy rápida y precisa. Además, dado el aumento de la capacidad embarcada para conseguir elevadas autonomías, se pueden garantizar

periodos de funcionamiento bidireccional elevados. En este aspecto, existe una importante diferencia entre los vehículos eléctricos puros y los híbridos enchufables, debido a la distinta capacidad embarcada, así como a las distintas tecnologías de baterías utilizadas.

Un aspecto remarcable es que un vehículo eléctrico con capacidad V2G es un sistema móvil, que puede cargar energía en un punto de la red cuando la demanda es baja y entregarla en otro punto, en el que se encuentre conectado, con necesidad de aprovechamiento de dicha energía.

Así mismo, el vehículo eléctrico aporta, en general, la ventaja añadida de que su uso es muy predecible. Por una parte, se puede conocer de forma relativamente sencilla la cantidad de energía que se requiere para el siguiente viaje, por lo que se puede saber de qué energía se dispone para apoyo a la red. Por otra parte, en general se sabe dónde y cuánto tiempo va a estar el vehículo conectado en un determinado lugar, no sólo en el corto plazo, sino en el medio e incluso largo plazo, lo que facilita el aprovechamiento de la bidireccionalidad de la energía.

Todas estas capacidades permiten que los vehículos eléctricos puedan ofrecer un amplio abanico de servicios de Flexibilidad a la red de distribución, siempre que se desarrollen las tecnologías de carga inteligente necesarias, tal como pueden verse en la siguiente tabla.

*Tabla 5 Servicios de Flexibilidad proporcionados por el VE [19]*

Servicio de Flexibilidad	Res-puesta ultra-rápida	Res-puesta rápida	Corto plazo	Medio plazo	Largo plazo
Escala de tiempo	Décimas de segundo a segundos	Segundos a minutos	Minutos a días	Días a semanas	Meses a años
Mercado eléctrico	Servicios auxiliares		Servicios auxiliares, balanceo, mercados energéticos	Balanceo, mercados energéticos	Balanceo, mercados energéticos
Problema de la red eléctrica	Asegurar la estabilidad: tensión, frecuencia en presencia de elevados porcentajes de ER variable		Adecuarse a cambios más frecuentes, rápidos y menos predecibles en el equilibrio oferta/demanda	Equilibrar períodos más largos de exceso o déficit de generación de energía. Por ejemplo: debido al efecto de una variación climática específico que afecta la generación de ER variable	Equilibrar la disponibilidad estacional e interanual de generación variable con la demanda de energía; cumplir con los requisitos de capacidad cuando la generación de Er variable es insuficiente
Capacidad Ofertada por el VE	Las baterías pueden proporcionar una respuesta de frecuencia rápida de acuerdo a		Posibilidad de adecuar la carga y descarga a la hora y con la potencia, adecuada a las necesidades de la red.		La gestión inteligente de la carga/descarga de los

	<p>una consigna. Se puede realizar una variación rápida de la carga/descarga.</p>	<p>La agregación de una flota de vehículos puede aportar la funcionalidad de una Virtual Power Plant (VPP).</p>	<p>vehículos permite mejorar la planificación de las infraestructuras de la red de distribución a largo plazo. Las capacidades de carga agregadas de grandes flotas de vehículos eléctricos pueden formar parte de un VPP</p>
--	---	---	---

Por último, dado que la conexión de las baterías siempre se realiza mediante un convertidor de potencia, éste, sin necesidad de utilizar la energía de abordo o de tener el vehículo conectado, es capaz de realizar la función de consumo o inyección de potencia reactiva, especialmente para compensación del factor de potencia, incrementando la capacidad de transporte de las redes de distribución.

La IEA en el documento Global EV Outlook 2020 [20] especifica qué ventajas aportará un futuro uso de la funcionalidad V2G a nivel mundial. La IEA estima que, entre EEUU, China, India y Europa en 2030 habrá en torno a 16.000 GWh de energía en baterías de vehículos eléctricos, de la que considera que, teniendo en cuenta múltiples limitaciones y condicionantes, hasta un 5% puede ser utilizada para soporte a la red eléctrica. El potencial técnico estimado a nivel mundial alcanza 600 GW para su uso en servicios de Flexibilidad. Con ello se podría:

- Compensar la variabilidad de la generación renovable en periodos punta que, en conjunto, en las regiones indicadas, puede alcanzar 400 GW y podría ser compensado por los vehículos V2G.
- Contribuir en punta, aparte de las necesidades de generación de capacidad adicional durante los períodos de máxima demanda, que se estima en 500 GW y podría ser aportado por la funcionalidad V2G.
- Gracias a estas aportaciones, en 2030, en China, India, la Unión Europea y los Estados Unidos, la funcionalidad V2G podría ayudar a evitar 380 TWh de necesidades de generación de electricidad durante los picos de demanda.

Con todo ello, en 2030 se evitarían 330 millones de toneladas de CO2 a nivel mundial, equivalentes a la energía total- emisiones de CO2 relacionadas de Italia en 2018.

Evidentemente, para que el dueño de un vehículo V2X utilice dicha capacidad dependerá de sus intereses. Así, es previsible que la funcionalidad V2L sea utilizada en actividades lúdicas, tales como camping o para dar soporte a segundas residencias desconectadas de red a las que podrían alimentar durante varios días. La funcionalidad V2H y V2B, será utilizada cuando el balance económico de la energía cargada/descargada sea favorable, como por ejemplo cargar el vehículo con el exceso de generación renovable de la vivienda, en lugar de entregarla a red y descargar

cuando el coste de dicha energía sea elevado. Este comportamiento, en sí mismo, ya supone un servicio indirecto de flexibilidad hacia la red. Evitando la congestión de la red en horas punta de generación y en horas punta de demanda, aunque el dueño del vehículo lo haga por sus propios intereses.

Más compleja es la participación en la funcionalidad V2G, en la que el vehículo se usa para dar alguno de los servicios a la red indicados en la tabla anterior. Es necesario que el dueño del vehículo vea un claro retorno que compense, no solo la energía descargada, si no el uso de la batería, ya que la vida útil de la misma se reduce según el número de ciclos realizado y el índice de carga y descarga utilizado. No obstante, este aspecto es fácilmente resoluble, ya que basta con limitar tanto la energía a descargar como el valor de la corriente máxima, para que la vida de la batería apenas se vea afectada.

De esta forma, para aprovechar las ventajas de la bidireccionalidad de los vehículos para la red, no sólo será necesario un entorno económico adecuado, sino un proceso de educación y concienciación de los conductores en el que se explique el verdadero efecto que este proceso tiene sobre la vida útil de la batería y la importante aportación que se hace a la red de distribución y al impulso de las energías renovables.

Como puede verse, el vehículo eléctrico se convierte en un Recurso Energético Distribuido perfecto: se puede controlar su carga, se puede controlar su descarga, es muy predecible y es móvil. Es por lo tanto un elemento básico para la red de distribución y el despliegue de la generación distribuida.

Hoy en día, la normativa en España al respecto de V2G está en proceso de desarrollo. Como avances, cabe citar la propuesta de modificación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por la que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica para permitir reglamentariamente el V2G por parte de AEDIVE.

En cuanto a proyectos en curso, sí que se han dado pruebas a nivel aislado (un único punto de carga). En Europa, encontramos varias iniciativas relacionadas con la tecnología V2G de las que se puede destacar el proyecto danés Parker, que utiliza la tecnología de carga inteligente y se basa en la cooperación entre los sectores de la industria automotriz y de energía para demostrar la capacidad de los VEs para apoyar y equilibrar sistemas de energía basados en energías renovables. El proyecto, en el que participan diferentes operadores de red como Enel, Nuvve e Inero, así como diversos fabricantes de vehículos como Nissan, Mitsubishi y el Grupo PSA, ha demostrado que los VEs pueden contribuir en la optimización de la red eléctrica, proveyendo servicios como regulación de frecuencia y tensión. [21]

### **3.4. Gestión Vehículo Eléctrico como flexibilidad explícita del Usuario Final.**

La electromovilidad es un recurso poderoso no solo para descarbonizar el sector del transporte sino también para dar servicios de flexibilidad al sistema energético. [3]

El proceso de carga del vehículo eléctrico representa el nexo de unión entre los sectores de transporte y energía y es un elemento crucial para garantizar el desarrollo exitoso de ambos. Un proceso de carga descontrolado puede resultar en compromisos y retos significativos para el sistema energético tales como picos de demanda debido a efectos de acumulación en determinados periodos de tiempo.

Por el contrario, gestionar el proceso de carga, tanto desde el punto de vista de previsión como de perfil de carga, no sólo previene y limita los potenciales problemas mencionados, sino que también abre nuevas oportunidades de participación del proceso de carga en diversos servicios energéticos. Estas oportunidades son, entre otras, la programación del tiempo y la gestión del perfil de carga a través de mecanismos de participación en mercados de la energía, por ejemplo, los mercados de flexibilidad.

Algunas de las características de los VE que los hacen interesantes como fuentes de flexibilidad son:

- Los vehículos eléctricos permanecen conectados a la red eléctrica por muchas horas (caso carga AC). Esto permite su uso como una fuente de flexibilidad durante períodos de tiempo relevantes.
- Las baterías de los vehículos eléctricos se caracterizan por una capacidad pequeña (30-100 kWh) por lo que los cargadores de carga AC (3-11 kW) necesitan agregar muchos vehículos u otras fuentes de flexibilidad para habilitar dichos servicios auxiliares.
- Los vehículos deben satisfacer las necesidades de los conductores. Esto puede limitar la energía y el tiempo en que ésta está disponible para proporcionar servicios de flexibilidad.
- El proveedor de flexibilidad tiene que equilibrar la imprevisibilidad de cada uno de los VE a través de la agregación para poder ofrecer la cantidad agregada como un recurso de flexibilidad al mercado.
- Bajo atractivo de las señales de precio para los usuarios de VE. Por ello, existe un potencial de mejora proporcionando una experiencia de carga automática y servicios adicionales.
- Es necesaria información confiable acerca de la localización de los puntos de carga y su disponibilidad en tiempo real.
- El mismo VE puede cargar en diferentes localizaciones, tiempos y estados de carga. Existe, por tanto, una necesidad de una plataforma de seguimiento y predicción de estos VE.

Por tanto, se determinan los siguientes factores determinantes:

- Tiempo de Conexión.
- Momento del día.
- Localización.
- Energía prevista a cargar.
- Tecnología: capacidad de batería y estado de carga deseado en la partida.
- Posible bidireccionalidad de los flujos de energía entre la red y el VE.
- Capacidad de planificación, supervisión y control de los procesos de carga.

Es importante también en este punto introducir las figuras del CPO (Charge Point Operator) y el eMSP (E-mobility Service Provider). En el mercado de los puntos de carga de vehículo eléctrico los actores presentes tienen dos funciones con dos aproximaciones diferentes al mercado.

Los CPOs son los dueños de la infraestructura de carga y los eMSP gestionan la relación con el usuario final y los servicios que le proporcionan a este.

Estos dos roles pueden estar separados o concentrarse en un solo agente.

- eMSP: Captar a los conductores de Vehículo Eléctrico proveyendo el acceso a los puntos de carga:

- Un eMSP ofrece un servicio de carga a los conductores de VE.
  - Los eMSP proporcionan a los conductores de VE una variedad de puntos de carga alrededor de un área geográfica.
  - Con este servicio los conductores pueden encontrar estaciones de carga disponibles y cargar pagando con diferentes métodos. Normalmente, los eMSP sólo dan servicio a los clientes registrados, pero también pueden dar acceso a usuarios no registrados.
  - En conjunto con el servicio que presta un CPO, un eMSP se centra en dar acceso a las estaciones de carga que pertenecen a la compañía.
  - Como un servicio adicional, los eMSP pueden estar interesados en dar acceso a estaciones de carga de terceros mediante “roaming”. En este caso, las compañías que ofrecen estos servicios de carga suelen tener una base de clientes existente y amplia.
- CPO: Gestionan la infraestructura de carga propia o de terceros
    - Un CPO opera un conjunto de puntos de carga y garantiza que la red de carga funcione sin problemas.
    - El CPO aporta valor conectando los dispositivos de carga inteligente a un eMSP.
    - El CPO se encarga del diagnóstico, mantenimiento y del precio de la carga para cada estación de carga.
    - Como un servicio aparte, los CPOs se apoyan en otros eMSPs para proporcionar acceso a los conductores de VE a sus estaciones de carga. Esto se habilita mediante redes “roaming” Incluso si la compañía del CPO también ofrece los servicios de un eMSP, puede que quieran habilitar a otros clientes de otros EMSPs el acceso a sus puntos de carga.

### 3.4.1. Roaming

Las redes de “roaming” habilitan que los conductores de VE puedan usar puntos de carga de diferentes proveedores, incluso si son solo clientes de un proveedor de servicios.

En resumen, los clientes finales de un eMSPs pueden acceder a una gran red de diferentes CPOs, y los diferentes CPOs generan nuevo negocio de los diferentes clientes de los varios eEMSPs.



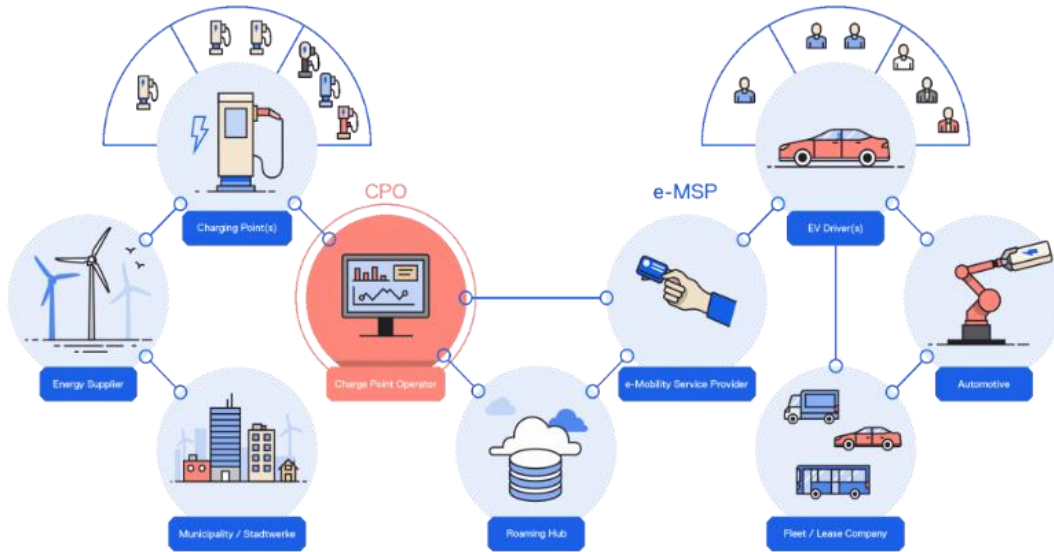


Figura 33 Agentes de mercado Emobility [22]



Figura 34 CPO y MSP. [22]

### 3.4.2. Evaluación flexibilidad según caso de uso

En general, la flexibilidad que puede proveer un VE puede definirse como un ajuste de potencia mantenido a partir de un momento particular durante una duración determinada en una localización en concreto [23]. En este punto es importante introducir brevemente la figura del “Agregador”.

Las baterías de vehículo eléctrico pueden proveer de la respuesta rápida que se necesita para algunos servicios auxiliares pero su capacidad en potencia es limitada, por lo que un único vehículo eléctrico no puede proveer estos servicios al sistema durante el periodo de tiempo que se requiere. No obstante, cuando se agregan varios vehículos eléctricos, éstos pueden complementarse, resultando en una VPP de rápida respuesta y con la capacidad de proveer los servicios durante el tiempo necesario.

Los servicios de flexibilidad están caracterizados por cinco atributos teóricos y cinco prácticos como se muestra en la figura:

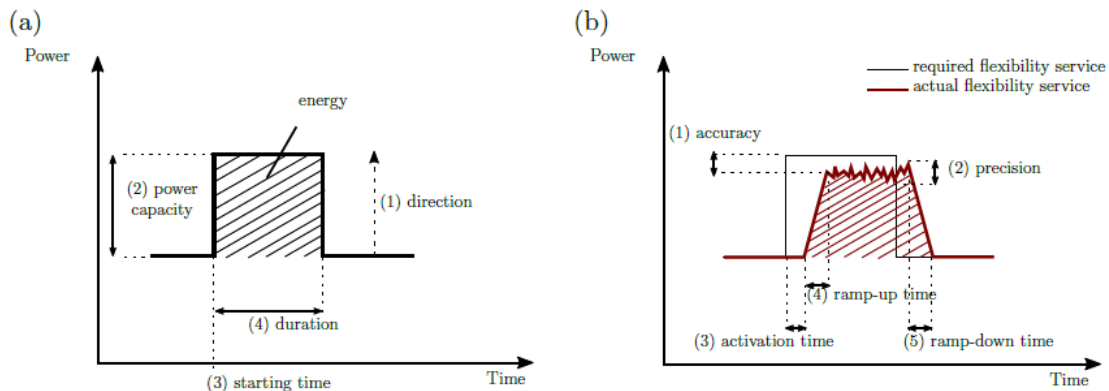


Figura 35 Atributos teóricos de un servicio de flexibilidad (a) (excluyendo localización) y (b) atributos prácticos [23]

Los atributos teóricos son:

- Dirección: La información relativa a capacidad del VE de proveedor un flujo de potencia unidireccional o bidireccional y la capacidad de potencia reactiva. Estas propiedades deben ser obtenidas mediante contratos con los propietarios de los VEs. A partir de una petición (DSO/TSO /Agregador), el VE ofrece un servicio de flexibilidad de una determinada cantidad de energía y el sentido de las misma.
- Capacidad en Potencia: Se requiere conocimiento de las limitaciones de potencia como la potencia nominal de los cargadores y las capacidades de potencia activa y reactiva. La potencia requerida u ofrecida debe ser definida para cada petición/oferta de flexibilidad.
- Tiempo de inicio: El DSO/TSO/Agregador pide y el VE ofrece un servicio de flexibilidad desde un determinado momento de inicio lo cual define las características temporales del servicio.
- Duración: El periodo durante el cual la flexibilidad será adquirida debe ser definida en la petición/oferta de flexibilidad. El máximo de energía que puede ser solicitado en el periodo contractual está implícitamente contenido en la potencia requerida y el tiempo de duración.
- Localización: La localización de un VE flexible puede definirse con el nodo de acople o con la correspondiente subestación superior dependiendo del servicio requerido. Por ejemplo, la localización exacta de un VE tiene poca importancia si el VE va a proveer de servicios de prevención de congestión mientras que éste sea alimentado del transformador en congestión. Sin embargo, el servicio de regulación de voltaje es altamente dependiente del punto de conexión.

Los atributos prácticos son:

- Exactitud: La diferencia aceptable entre la respuesta requerida y entregada debe ser definida. Esto se realiza, por ejemplo, a través de la banda de respuesta aceptable.
- Precisión: La variación aceptable de la repuesta entregada debe ser definida. Por ejemplo, a través de cuánta variación existe en la repuesta entregada para el mismo valor requerido.
- Tiempo de activación: El periodo entre la recepción de la consigna (set-point) requerida y la activación de la flexibilidad requerida debe ser definido. Mas concretamente, el DSO/TSO define el máximo tiempo aceptable de activación en la petición de flexibilidad y el agregador de VE define el máximo tiempo de activación de sus recursos en la oferta de flexibilidad.

- Tiempo de ramp-up: El tiempo entre la activación de la flexibilidad requerida y el alcance de la nueva consigna que es mayor que el punto de operación actual.
- Tiempo de ramp-down: El periodo entre la desactivación de la flexibilidad requerida y el alcance de la nueva consigna que es menor que el punto de operación actual. En este apartado se evalúa el potencial de flexibilidad según los diferentes casos de uso.

Se hace una división primero por el tipo de carga: carga en corriente alterna (AC) y carga en corriente continua (DC). De estas dos tecnologías, se profundiza en la carga pública, la residencial o privada y las flotas de compañía para la carga AC y, en el caso de DC, se profundiza para el particular de las flotas de autobuses y los cargadores rápidos en autopista.

### 3.4.2.1 Carga Corriente Alterna (AC)

Para evaluar el potencial de flexibilidad de este caso de uso hay que, primero, identificar los posibles problemas relacionados con la gestión de potencia y energía y el posible refuerzo de red necesario en el despliegue de este tipo de infraestructuras.

Para ello, se definen primero las características de conexión para este caso de uso:

- Carga AC.
- Conexión a líneas de baja tensión.
- Conexión en tiempo media/larga.

En cuanto al análisis del impacto en la red, podemos clasificarlo en:

- Consideraciones de potencia: En el caso de múltiples instalaciones, se pueden esperar impactos significantes en subestaciones secundarias (transformadores MT/BT) y líneas de MT y BT donde los flujos de potencia se totalizan.
- Consideraciones energéticas: No existen problemas relevantes en términos de abastecimiento de energía.
- Refuerzo de red: Podría ser necesario reemplazar los transformadores de MT/BT y/o los alimentadores de MT y BT.

Por último, entre los casos de uso que se enmarcan en la carga AC tenemos:

- Carga Pública: En parking en la vía pública, áreas sociales y recreacionales.
- Carga Residencial/Privada: Casas unifamiliares, apartamentos, hoteles, oficinas.
- Flotas de compañía: Pool de vehículos de operadores, servicios públicos, compañías privadas.

Con todas estas consideraciones, se determina un alto potencial en el escenario de carga AC debido a los largos tiempo de conexión, siendo el mejor caso de uso el de flotas de compañía con patrones de uso predecibles.

El alto potencial de flexibilidad identificado parte de la base de que los tiempos de carga son altos, tal y como se ha definido en el caso de uso, conexión en tiempo media/larga. Es en este escenario sin restricciones en tiempo para la carga, donde el parque de puntos de carga (o en el caso residencial, la agregación de varios puntos residenciales) pueden prestar servicios a la red ajustando los perfiles de carga en potencia (reducción, en el caso V1G) o inyectando en el caso V2G.

### Ejemplo de Caso de Uso y propuesta tecnológica:

A continuación, se presenta una propuesta de despliegue tecnológico para el caso de uso de Carga AC y flota de compañía.

Como se menciona en el punto, el potencial de flexibilidad de este caso de uso es alto debido a los largos tiempos de conexión y los patrones de uso predecibles.

En este ejemplo se incluye la posibilidad de que, a pesar de que la flota sea de uso privado, este monitorizada o supervisada por un CPO.

En este ejemplo, el equipo utilizado, además de funcionar como gestor de potencia para los cargadores, es “agregator-ready” ya que puede recibir de manera externa vía una interfaz de programa de aplicación (API) tipo REST (Representational State Transfer), comandos de consignas de potencia o corriente con el objetivo de limitar la potencia de carga de todos los puntos de carga comandados por dicho dispositivo y dejar esta potencia disponible.

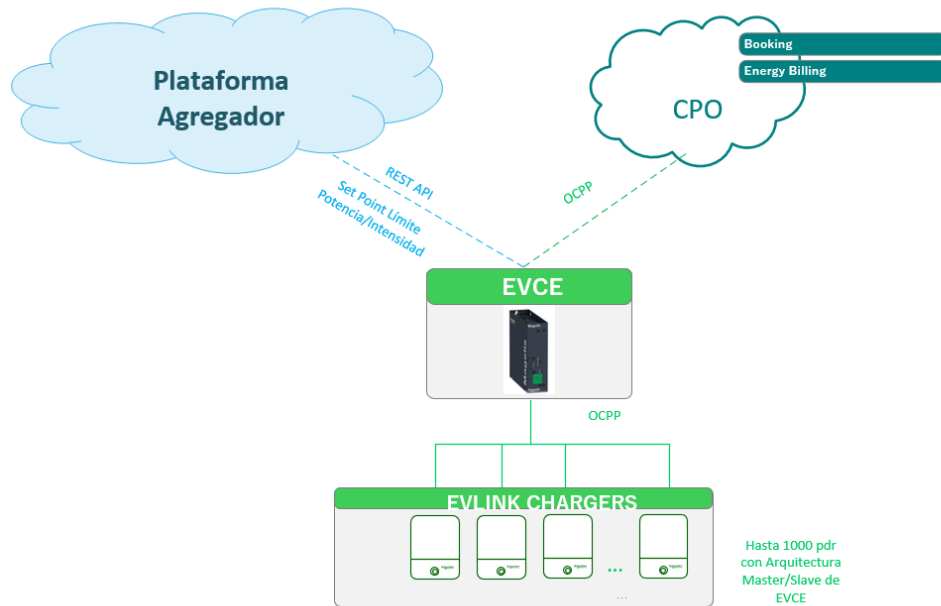


Figura 36 Ejemplo despliegue tecnológico flexibilidad en flotas. Elaboración propia.

### 3.4.2.2 Carga Corriente Continua (DC)

Para evaluar el potencial de flexibilidad de este caso de uso, primero hay que identificar los posibles problemas relacionados con la gestión de potencia y energía y el posible refuerzo de red necesario en el despliegue de este tipo de infraestructuras.

Para ello se definen primero las características de conexión para este caso de uso:

Las características de conexión para este caso de uso son.

- Carga DC rápida o ultrarrápida.
- Conexión a líneas de MT a través de punto de suministro compartido (gasolineras existentes) o dedicado (hyper-hub).
- Corto tiempo de conexión.

En este caso, para evaluar el potencial de flexibilidad hay que concretar el caso de uso.

Dentro de la carga DC, se identifican los siguientes casos de uso:

- Cargadores superrápidos y ultrarrápidos en gasolineras existentes.

- Cargadores rápidos de gasolineras existentes.
- Cargadores superrápidos y ultrarrápidos en electrolineras.
- Cargadores superrápidos y ultrarrápidos en áreas urbanas.
- Cargadores ultrarrápidos en nuevas áreas dedicadas. Diseñados para coches en áreas urbanas.

Para el concreto del caso de uso de depósitos de autobuses, donde encontramos un número alto de autobuses realizando carga nocturna:

- Carga de alta potencia (50-100 kW/bus) cargando tanto en AC como DC.
- Conexión a líneas de MT. Posibilidad de compartir conexión con otras cargas LPT (por ejemplo, metro).
- Alto tiempo de conexión, pero coherente con el tiempo de carga necesario (batería de alta capacidad).

En cuanto al análisis del impacto en la red, podemos clasificarlo en:

- Consideraciones de potencia: Un solo depósito podría requerir de 5-10 MW en áreas urbanas. Necesidad imperativa de coordinación entre operadores de red y operadores de transporte locales.
- Consideraciones energéticas: Demanda energética adicional moderada.
- Refuerzo de red: En el caso de un alto número de autobuses, podrían ser necesarias nuevas subestaciones primarias. Podrían ser necesarias también las intervenciones en las líneas de MT.

Potencial de flexibilidad: Buen control del consumo del vehículo y del proceso de carga debido al uso predecible. Sólo oportunidad parcial para servicios de flexibilidad, debido a las restricciones de tiempo/potencia.

Para el concreto de Cargadores superrápidos y ultrarrápidos en autopista:

Cargadores ultrarrápidos (150-350 kW) en nuevas áreas dedicadas de las autopistas tanto para coche como para vehículos pesados.

- Carga DC ultrarrápida múltiple.
- Conexión a líneas de AT a través de un punto de suministro dedicado.
- Tiempo de conexión corta y alto factor de simultaneidad.

En cuanto al análisis del impacto en la red, podemos clasificarlo en:

- Consideraciones de potencia: Un solo hub de carga podría requerir más de 10 MW, normalmente en áreas rurales. Esto implica una necesidad imperativa de coordinación entre operadores de red para localizar los hubs cercanos a líneas de AT existentes.
- Consideraciones energéticas: Extracción de energía de la red significativa pero no se esperan problemas.
- Refuerzo de red: Necesidad de una nueva subestación primaria. Una buena planificación de la localización minimizaría la necesidad de nuevas líneas de AT.

Potencial de flexibilidad: Mínimo potencial debido a las restricciones de tiempo. Se podrían instalar sistemas de almacenamiento de energía para limitar el pico de potencia y permitir la participación en servicios de flexibilidad.

### 3.4.3. Smart charging. Flexibilidad e Impacto

El Smart Charging consiste en adaptar los ciclos de carga de los VE según las condiciones del sistema eléctrico, pero también según las necesidades de los usuarios. Esto facilita la integración de los VEs a la vez que se satisfacen las necesidades de movilidad.

Por tanto, el Smart Charging es una forma de optimizar el proceso de carga conforme a las restricciones de la red de distribución, la disponibilidad de fuentes de energía renovables locales y las preferencias de los usuarios. [24]

Los vehículos eléctricos pueden proveer un amplio rango de servicios dependiendo del despliegue Smart charging, siendo estos:

- Control unidireccional (V1G): Los vehículos o los puntos de carga ajustan su potencia de carga conforme a los siguientes tipos de control:
  1. Tarifas ToU sin control automatizado.
  2. Control básico.
  3. Precio dinámico y control automatizado.
- Control bidireccional (V2G, V2H, V2B): En este caso se controla no solo la carga, sino también el retorno de electricidad a red (caso V2G) o los vehículos actúan como proveedores de potencia adicional para la casa o edificio (V2H o V2G). Para el despliegue de la bidireccionalidad de carga es necesario que los cargadores sean V2G ready, disponiendo de un inversor bidireccional AC/DC y la correspondiente unidad de control, pero también que los vehículos sean V2G ready.

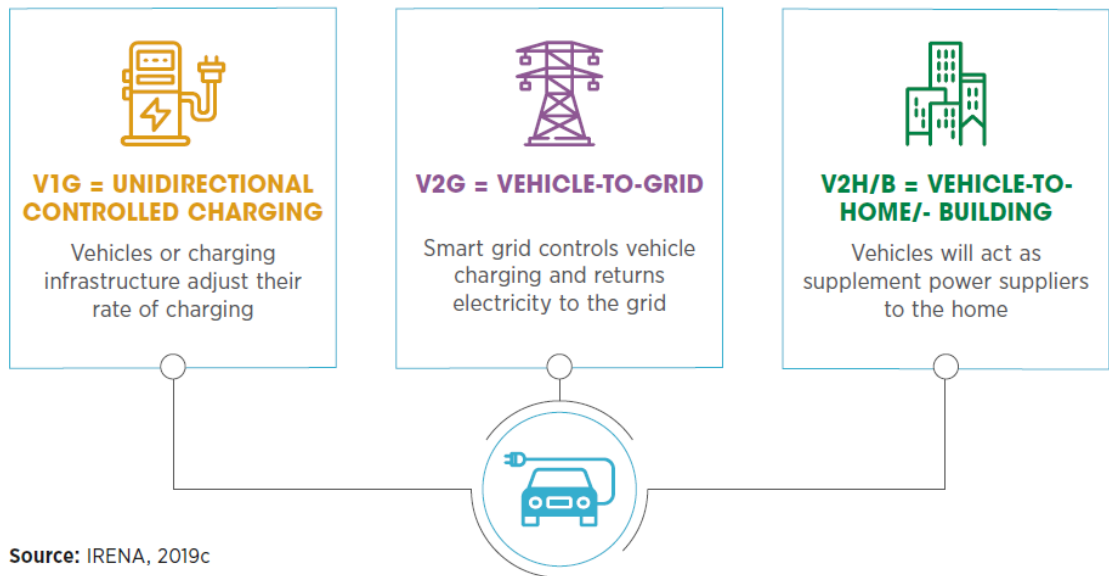


Figura 37 Formas de Smart Charging [24]

### 3.4.4. Flexibilidad al sistema

A nivel de sistema energético, se consideran las siguientes alternativas de flexibilidad:

- Peak Shaving : Esto implica aplanar la demanda pico y llenar el “valle” de la demanda incentivando la carga a última hora de la mañana/tarde en sistemas con gran penetración de la carga solar y carga nocturna que podría ajustarse siguiendo la producción nocturna

del viento, ya que normalmente los coches están aparcados durante más tiempo del que necesitan para cargarse por completo. La carga durante la tarde que podría aumentar la demanda máxima quedaría aplazada de esta manera.

En consecuencia, esto minimizaría la necesidad de capacidad máxima adicional para satisfacer los picos.

- Nivel DSO/TSO: Control de frecuencia: primaria, secundaria y terciaria a través del control de la potencia de carga.
- Participación en los mercados de energía aplicando la flexibilidad de la carga agregada de VEs para, por ejemplo, obtener perfiles energéticos de participación en el mercado optimizados a los precios de los mismos.
- Otros Servicios auxiliares: Se refiere a los servicios de soporte en tiempo real de balanceo de red mediante el ajuste de los niveles de carga de los vehículos eléctricos para mantener un valor constante de tensión y frecuencia. Por ejemplo, la gestión del voltaje y energía de emergencia durante apagones.

### 3.4.5. Flexibilidad Local

Se define como flexibilidad local aquella que es proveída al DSO con objeto de proporcionar servicios de estabilidad en segmentos concretos de la red de distribución. Estos servicios pueden ser:

Control de Tensión: A su vez pueden dividirse en:

1. Regulación de la magnitud de la tensión.
2. Reducción del desequilibrio de la tensión.

El vehículo eléctrico puede causar problemas de subtensión cuando se produzcan periodos de concentración de carga, por ejemplo, durante la noche, cuando la mayoría de los usuarios residenciales carguen sus coches.

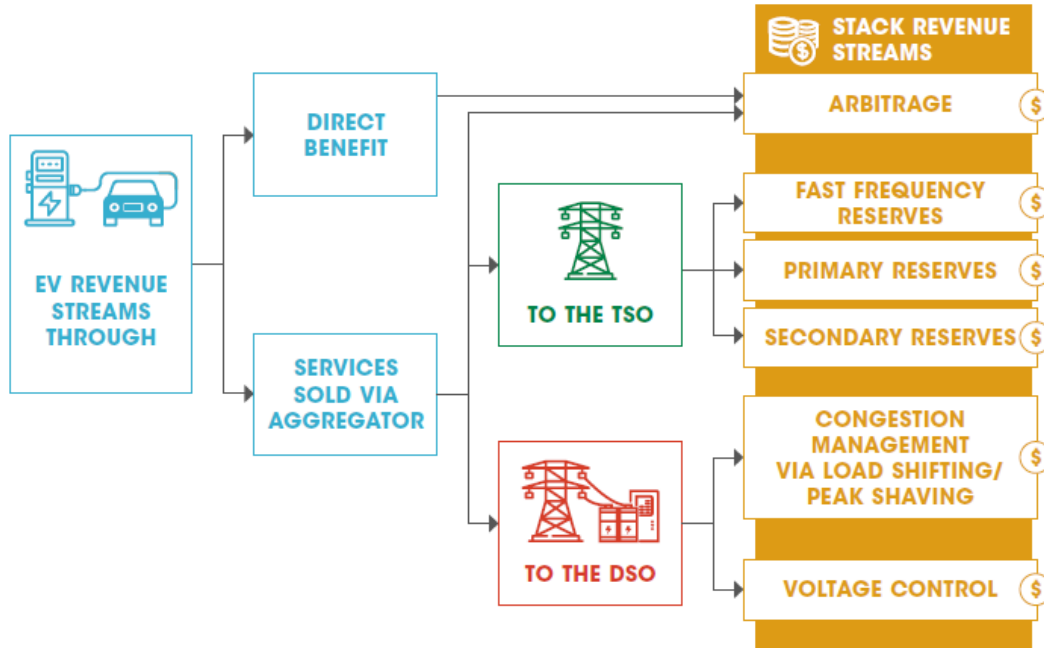
#### Congestión local y gestión de capacidad

Otro tipo de flexibilidad local es la flexibilidad "Behind-the-meter". Esto incluye:

- Aumento de la ratio del autoconsumo de Energía Renovable.
- Arbitraje entre la electricidad producida y la electricidad importada de red.
- Potencia de Back-up (V2G).

Como conclusión final de este apartado, hay que recalcar que la provisión de flexibilidad por parte del vehículo eléctrico requiere de los incentivos correctos para promover el "Smart charging", sea unidireccional (V1G) o bidireccional (V2G), los cuales no se materializarán si el usuario no tiene la posibilidad de apilar beneficios de diferentes fuentes de ingresos mediante la provisión de flexibilidad a nivel de sistema y a nivel local.

En la figura se representan las posibles fuentes de ingresos para los vehículos eléctricos que necesitan ser habilitadas para incentivar el "Smart charging".



**Note:** TSO = Transmission System Operator; DSO = Distribution System Operator  
**Source:** IRENA, 2019c

Figura 38 Posibles fuentes de ingresos para el VE [24]

### 3.5. Planificación de la infraestructura de carga rápida

Además de los ámbitos de infraestructuras de carga de VE relevantes con los nuevos o emergentes modelos de negocio, pero principalmente relacionados con la integración de TICs, esta sección considera también en estas infraestructuras, la de carga rápida, tanto por su impacto en la red a la que se conecta como por los márgenes de flexibilidad que puede llegar a proporcionar.

Los cargadores destinados a la infraestructura de carga rápida pueden asumir una diversa variedad de rangos de potencia. Según la potencia seleccionada del cargador se presentará un tipo u otro de carga: rápida, muy rápida y ultrarrápida.

Como se ha comentado al inicio del documento la carga rápida se considera entre 50 y 150 kW y la carga super rápida entre 150 y 250 kW. Dando un salto más la carga ultra rápida estará en potencias de 350 kW o superiores. La carga super rápida y ultra rápida permite cargar en periodos cortos entre 10 y 15 minutos dependiendo del vehículo seleccionado.

Los cargadores a utilizar en la vía pública dependerán de la necesidad que se presente a medida que avance el proceso de despliegue del vehículo eléctrico en España. Aunque actualmente en 2022, el rango de carga rápida en la que debería centrarse el alcance estaría en el entorno de la carga rápida y muy rápida, aunque lo que marcará la disposición de un equipo u otro en los diferentes emplazamientos dependerá del tiempo estimado de carga. En una zona urbana en el que el tiempo de carga no será crítico, se necesitará una potencia inferior, por ejemplo, del entorno de 50 kW, siendo una carga moderada, y en caso de zonas interurbanas, debería encontrarse en el entorno de los 150 kW o superior. La carga ultrarrápida también podrá desplegarse en las zonas interurbanas planteando una combinación con la carga rápida y muy rápida.



Por otro lado, cabe destacar que una posibilidad para intentar evitar congestiones es el uso de baterías tanto para instalaciones de BT como electrolineras de MT que pueden ser añadidas en la parte de BT del transformador. El hecho de utilizar este tipo de sistemas puede beneficiar considerablemente a la gestión de la carga a una posible descongestión de la red y ayudar a los servicios de flexibilidad.

A partir de los cargadores seleccionados de carga rápida para las electrolineras, se puede establecer las potencias de las mismas según el Real Decreto-ley 29/2021, aunque es importante destacar que estas condiciones irán variando en siguientes Reales Decretos debido a la evolución del mercado.

El citado RDL identifica que estas electrolineras deben disponer de unas potencias mínimas por estación de 300 kW en 2026 y 600 kW en 2031 para vehículos ligeros cada 60 km. Este hecho implica que se pueda estimar una electrolinera hasta 2026 como una estación que permita definir diversos puntos de carga de 150 kW ampliables en base a la potencia indicada en el reglamento. Cabe destacar que debe tenerse en cuenta la simultaneidad y que el transformador utilizado puede ser inferior a la suma de las potencias de los cargadores, pero deberá cumplir con lo indicado en el RDL. Debido a este hecho, sería recomendable dimensionar la instalación a 2031 y luego, de forma escalada, incluir los cargadores cumpliendo con las condiciones del RDL para 2026.

Para la integración de estas electrolineras en la red de distribución será necesario realizar una extensión de la red a través de un centro de seccionamiento (CS) que permita dar continuidad a la red y permita la integración de un centro de transformación (CT) que contendrá los puntos de carga.

Un ejemplo de electrolinera podría disponer de un transformador de 630 kVAs con el objeto de cubrir la potencia simultánea con 3 cargadores de 150 kW con posibles ampliaciones futuras. En el caso de aumentar el número de cargadores de 150 KW, se puede plantear hacer la gestión de la carga utilizando soporte de BESS (Battery Energy Storage System).

El CT encargado de la alimentación de los puntos de carga debería estar compuesto por las celdas necesarias para su adaptación al CS y de un interruptor automático para proteger al transformador. Adicionalmente la salida del transformador debe estar asociada a un cuadro de BT con interruptores automáticos con el objeto de poder realizar un mejor control por parte del gestor de ese punto de carga.

La automatización del centro es un punto fundamental para poder hacer una buena coordinación del transformador con las diferentes salidas que van a cada cargador. Por tanto, aparte de que el sistema de gestión de carga que puede estar instalado en el centro, o en conexión remota, es importante establecer un elemento que permita controlar la acometida de MT y los interruptores de BT que van a cada cargador. Así, ante situaciones críticas se podrán ofrecer acciones inmediatas.

En la Figura 39 se muestra una posible arquitectura de control asociada a este planteamiento de electrolinera. Cabe destacar que esta arquitectura está planteada para el centro de abonado de la electrolinera. El punto importante de la electrolinera es que debe contener una arquitectura abierta con el objeto de poder escalarla en un futuro y poder disponer de diferentes formas de acceso para poder realizar el mantenimiento y seguimiento de la instalación. De esta manera, ampliaciones que quieran realizarse en diferentes ámbitos de la solución podrán acometerse de forma escalable. Es importante tener en cuenta que, de forma cibersegura, debe poder darse

acceso a servicios externos que permitan monitorizar el CT con el objeto de poder hacer mantenimiento predictivo, así como el hecho de poder acceder al gestor de carga o al sistema BESS para poder interactuar con ellos e intercambiar información. En base a este tipo de situaciones habrá soluciones que puedan disponer de generación distribuida adicional convirtiendo la estación de carga en una microrred.

Igualmente, para potencias superiores en las que se establezcan muchos más cargadores, tal vez deba plantearse una etapa de potencia centralizada y realizar una distribución de cargadores en corriente continua.

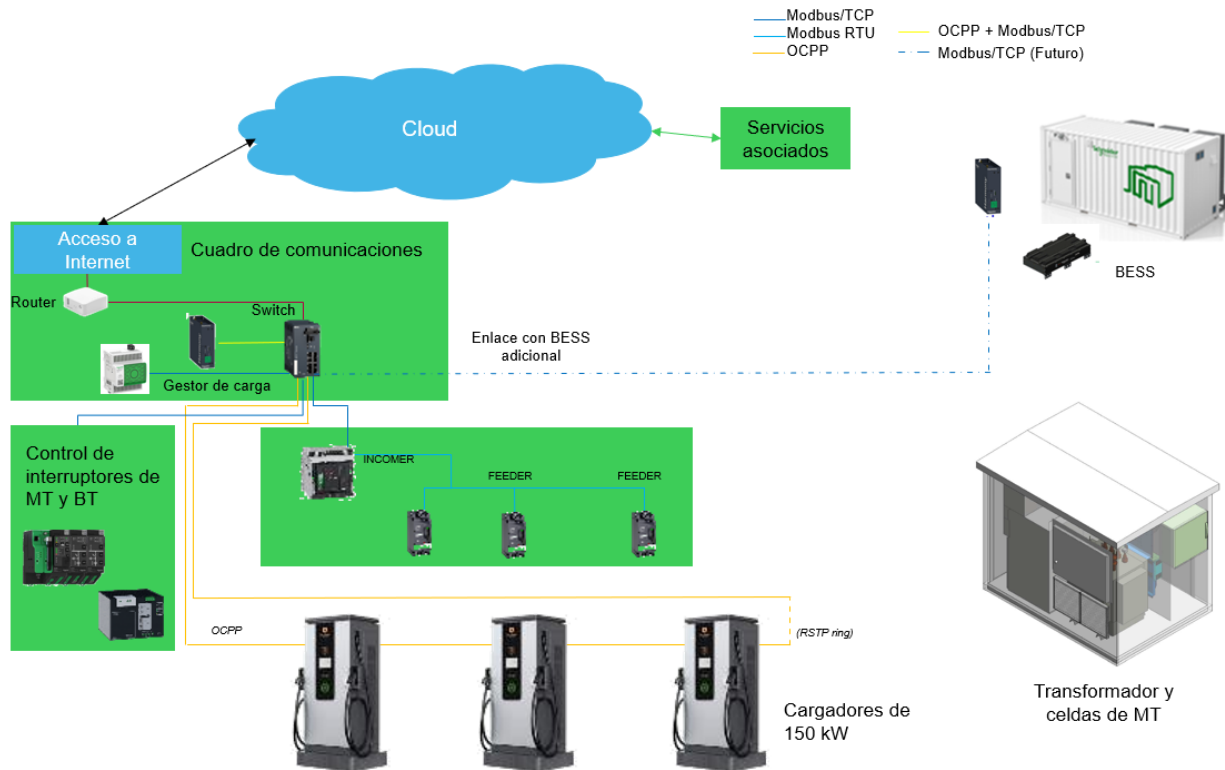


Figura 39 Arquitectura de control asociada a una posible configuración de electrolinera (Elaboración propia)

### 3.5.1. Caracterización de las instalaciones tipo ¿Cómo van a ser?

La planificación de la ubicación de los puntos de carga rápida en la vía pública vendrá definida por el promotor de la instalación. El DSO será un facilitador que proporcionará la solución más eficiente en cada lugar geográfico de la red de distribución.

Según ANFAC, el número de puntos de carga públicos por millón de habitantes en España está en 245 en el primer trimestre de 2021. Se trata de un equivalente entorno a los 11.000 puntos de carga de acceso público. Además, este número es muy bajo en comparación con otros países.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que la distribución de puntos de carga no es homogénea en todo el estado. Esto tiene una repercusión considerable en el despliegue del vehículo eléctrico. Con el objeto de conseguir un correcto despliegue que cubra las diferentes áreas del sistema de movilidad, es necesario establecer una hoja de ruta que cubra la carga pública en núcleos urbanos e interurbanos. Esta hoja de ruta debe ser dinámica teniendo en cuenta una serie de puntos para ayudar a su consecución:

### 3.5.1.1 En zonas urbanas

- Deberá presentarse una coordinación entre las administraciones y el DSO del ámbito territorial a efectos de conocer las zonas con mayor disponibilidad de las infraestructuras existentes. Con ello se pretende controlar el posicionamiento inicial de puntos de carga en esas áreas. De esta forma existirá un tiempo razonable para poder ir implementando medidas de gestión para evitar congestiones en esas áreas. Cabe destacar que esta información no tiene que ser mostrada públicamente.
- Conocer la compra de vehículos eléctricos por zonas, por parte del promotor, puede ayudar a determinar que zonas potenciar con prioridad. Esta transferencia de información no tiene que ser pública. Es fundamental que los usuarios vean el uso de carga del vehículo eléctrico. Por ello, técnicas como establecer un periodo gratuito de carga inicial puede servir para potenciar esta situación.

### 3.5.1.2 En zonas interurbanas

- Definir según el último RD que gasolineras tienen la obligación de proveer el sistema de vehículo eléctrico con el objeto de poder evaluar qué refuerzos deban ser necesarios para cubrir estos suministros, tanto en la infraestructura de BT y MT.
- Establecer el despliegue necesario en base al IMD (Intensidad Media Diaria de Vehículos) de cada carretera cubriendo las indicaciones del RDL 29/2021 mencionado anteriormente.

En general la carga del vehículo debe ser homogénea por comunidad autónoma haciendo crecer los puntos de carga en aquellas zonas en las que haya más adquisiciones de vehículos eléctricos inicialmente, aunque a medida que avance el despliegue deberá realizarse una equiparación común en base al número de habitantes. Por tanto, podría plantearse un periodo de priorización de 2023 a 2025 fomentando la homogenización en 2030.

## 3.6. Análisis del impacto esperado en la red de distribución.

La incorporación del vehículo eléctrico a las redes de distribución de energía eléctrica conllevará (es un camino ya iniciado) en los próximos años un impacto técnico y económico en el sistema, tanto en la operación del sistema como en los posibles refuerzos necesarios en la infraestructura existente. Cabe destacar el potencial del proceso de carga ya que su utilización de forma planificada y coordinada puede proporcionar servicios a la red que contribuyan a la mejora de la calidad y estabilidad de la misma.

Para analizar dicho impacto debido a un crecimiento progresivo de vehículos eléctricos en la red proponemos realizar unas hipótesis de partida, así como una segmentación en función de las potencias solicitadas y nivel de tensión a la red conectada.

### 3.6.1. Hipótesis de partida

No es fácil realizar una proyección del ritmo de integración de vehículos en la red y por tanto cuantificar cómo afectará en esta. Además, debemos tener en cuenta los efectos que está teniendo sobre la actividad comercial la crisis de stock en los concesionarios a causa del desabastecimiento global de microchips. A ello hay que sumar la incertidumbre económica derivada de la pandemia del coronavirus, el proceso inflacionario que estamos viviendo y los efectos producidos por la invasión de Ucrania.

Se recuerda que el objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 ha establecido el objetivo de alcanzar la cifra de 5 millones de vehículos eléctricos, incluidos coches, furgonetas, motocicletas y autobuses, en España para 2030. Existe un hito intermedio en el que se prevé alcanzar los 250.000 vehículos en 2023.

#### Estimación Crecimiento Vehículos Eléctricos 2021-2035

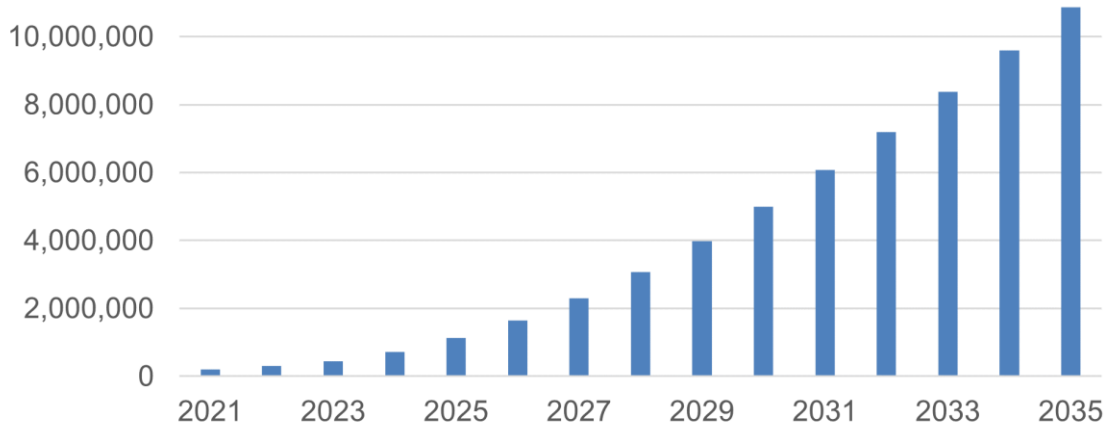


Figura 40 Estimación Crecimiento Vehículos Eléctricos 2021-2035. Elaboración Propia

Tal como se indicaba previamente en el documento, sobre el objetivo en 2030 se prevé contar con 3 millones de turismos (cuota de mercado 40% turismos electrificados) y 2 millones de motocicletas, camiones y autobuses cero emisiones.

Todo esto en un contexto en el que necesitamos multiplicar por 25 el número de vehículos eléctricos en menos de una década para cumplir los objetivos previstos, partiendo de los ~200.000 unidades que circulan actualmente (según Grupo Autónomo Nacional de Vendedores de Automóviles, Camiones y Motocicletas GANVAM y la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica AEDIVE Abril 2022

Las siguientes hipótesis serán consideradas para simplificar el análisis realizado:

1. El total del parque de vehículos eléctricos estimado en 2025, 2030 y 2035 será 1.125.000, 5.000.000 y ~11.000.000 de vehículos respectivamente.
2. El 40% de estos vehículos corresponderá a motocicletas, camiones y autobuses cero emisiones. Se considera que este tipo de vehículos tendrán carga vinculada, esta "simplificación" será tomada sólo desde un punto de vista del impacto de la red.
3. Carga vinculada será sinónimo de realización en periodo horario de carga nocturna (y fin de semana) con coste optimizado de la energía (1:00 a 7:00 h) en los que la red eléctrica, reduce drásticamente su demanda y aportación de energía distribuida de aportación fotovoltaica.
4. Del 60% restante, turismos, se considera que el 70 % de estos tendrán de forma regular una carga vinculada en 2030, frente al 20% que de forma habitual necesitarán cargas no vinculadas, quedando el porcentaje 10% restante para un tipo de carga mixta.
5. El total puntos de carga estimados en 2025, 2030 y 2035 será 110.000, 340.000 y 570.000 respectivamente.
6. El reparto de puntos de carga estimados en 2025, 2030 y 2035 será 90% < 50 kW, 7% 50 ≤ P < 150 kW, 1% 150 ≤ P < 250 kW, 2% P ≥ 250 kW respectivamente.

7. La carga vinculada se realizará en domicilios, comunidades, centros de trabajo, etc, donde se prevén potencias de carga de ~22 kW.
8. No se considerarán situaciones asociadas a la estacionalidad, por ejemplo, la concentración de vehículos de carga en destinadas zonas turísticas que pueden producir picos de demanda puntuales y que precisará análisis específicos por parte de las compañías distribuidoras, si bien, se encuadran en el mismo hecho de demanda estacional en estas ubicaciones.

Por tanto, consideremos como escenario más desfavorable fuera del horario de mínima demanda.

*Tabla 6 Previsión de Indicadores Relevantes. Elaboración Propia.*

<b>Previsión Indicadores Relevantes   Año</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
VE (Turismos) Carga pública hipótesis (30%) <sup>1</sup>	337.000	1.500.000	3.300.000
Puntos Carga vía pública (PdR <sub>p</sub> ) <sup>2</sup>	~110.000	~ 340.000	~ 570.000
Ratio VE/PdR <sub>p</sub>	~ 3.0	~ 4,5 (4,4)	~ 6 (5,8)
Centros de Transformación MT/BT <sup>3</sup>	~ 270.000	~ 285.000	~ 300.000
Centros de Transformación MT/BT $\geq 250$ kVA (65%) <sup>4</sup>	175.500	185.250	195.000
Ratio PdR <sub>p</sub> /CT $\geq 250$ kVA	~ 1 (0,6)	~ 2 (1,8)	~ 3 (2,9)
Potencias Carga prevista	~ 50 kW	~ 50 kW	~ 50 kW
Potencias Carga x Ratio PdR <sub>p</sub> /CT $\geq 250$ kVA	~ 50 kW	~ 100 kW	~ 150 kW
- Simultaneidad Punta <sup>5</sup>	~ 10%	~ 10%	~ 10%
- Simultaneidad Llano	~ 30%	~ 30%	~ 30%
- Simultaneidad Valle (gestión diferida) <sup>6</sup>	~ 80%	~ 80%	~ 80%
Potencias CT/ PdR <sub>p</sub> x CA x Máx Simultaneidad <sup>7</sup>	~ 40 kW	~ 80 kW	~ 120 kW

Fuente Elaboración propia.

<sup>1</sup> Del total de turismos previstos según hipótesis N° 4, que un máx del 30% podrán precisar de carga no vinculada. <sup>2</sup> Previsiones 2023-2030 ANFAC. <sup>3</sup> Estimaciones de número total de centros de transformación a partir de información pública proporcionada por principales distribuidores. <sup>4</sup> Estimación del porcentaje de centros de transformación del total con potencias nominales iguales o superiores a 250 kVA, siendo esta potencia una variable indirecta del número de clientes y tipo de entorno en el que se encuentra instalado, rural, semi-urbano y urbano. <sup>5</sup> Debe tenerse en cuenta que con la integración progresiva de renovables el valor horario de la energía fluctúa constantemente, llegando incluso a tarifas horarias realmente ventajosas en diferentes momentos de día, por tanto la carga del vehículo eléctrico, podría recoger esa variabilidad durante el día. <sup>6</sup> Indica la simultaneidad prevista del número de puntos promedio a instalar en cada CT con potencias de carga de 50 kW. <sup>7</sup> Representa el impacto neto esperado en kW en el conjunto del 65% de los CT con potencias nominales iguales o superiores a 250 kVA

Todas estas hipótesis son sobre las que se ha basado el impacto en las redes de distribución. La precisión en la estimación de los repartos enumerados, en sí mismo, no es relevante en cuanto que supondrá adelantar o retrasar el efecto que producirán.

La tabla mostrada utiliza valores promedio que deben contextualizarse, pero son un punto de partida. En particular, para centros de transformación con potencias menores o inferiores a 250 kW supondrán antes o después un refuerzo que podrá ser evitado en centros  $\geq 250$  kVA, en función de la cargabilidad, en cualquier caso, no parece que sea necesario antes de 2035 salvo en instalaciones puntuales.

Debe considerarse además la mitigación de las potencias estimadas por la propia aportación a la red de generación procedente de excedentes de generación, que permiten “descargar” al centro, si bien, en horas con generación fotovoltaica, llano y valle no se ha tenido en cuenta la mayor simultaneidad por el coste de la energía frente a un periodo valle.

### 3.6.2. Segmentación para análisis de impacto

Antes de valorar el impacto en redes de media y baja tensión creemos de interés compartir cómo las empresas distribuidoras están gestionando actualmente este tipo de peticiones, esto es, de puntos de carga con diferentes potencias, para comprender mejor cómo se están atendiendo estas peticiones de suministro de forma progresiva.

El procedimiento para la obtención de los permisos de acceso y conexión a la red de distribución es regulado por el RD 1183/2020. En líneas generales, el procedimiento se compone de los siguientes hitos:

- Apertura de la solicitud: el promotor de la instalación solicita a la compañía distribuidora la conexión a la red aportando la documentación necesaria para su análisis (datos de contacto, ubicación geográfica, potencia necesaria y uso para el que se destina el suministro).
- Análisis de la petición: la compañía distribuidora analiza la documentación, simula la incorporación del nuevo suministro en la red de distribución y determina el punto de conexión técnico-económico óptimo para su conexión.
- Comunicación de la propuesta previa: la compañía distribuidora envía al peticionario la propuesta previa que incluye los datos técnicos del punto de conexión junto con el pliego de condiciones técnicas y el presupuesto asociado a las redes de distribución necesarias para la conexión del suministro. Una vez aceptada la propuesta previa por parte del peticionario, el gestor de la red de distribución emite los permisos de acceso y conexión.

No se han descrito las fases del proceso que afectan a la ejecución de las instalaciones y la contratación de los suministros, por ser hitos posteriores que no afectan al análisis de las peticiones de electromovilidad y su impacto en la red de distribución. La volumetría de solicitudes de conexión para suministros de electromovilidad se está incrementando de forma sostenida en el tiempo.

Normalmente, las inversiones necesarias para atender al incremento de potencia son el cambio de la sección de conductores para soportar más corriente o para disminuir la caída de tensión en un tramo de la red, el aumento de la potencia del transformador del centro de transformación, o la construcción de nuevas líneas para atender a consumidores no localizados en los puntos de suministro disponibles, entre otras.

Como se ya mencionó en el apartado de Smart Charging relativo a las tarifas TOU, a modo de ejemplo sirva la tarifa regulada 2.0 TD con discriminación horaria de tres periodos: «punta» (lunes a viernes de 10:00 a 14:00 y de 18:00 a 22:00), «llano» (lunes a viernes de 8:00 a 10:00, de 14:00 a 18:00 y de 22:00 a 00:00) y «valle» (lunes a viernes de 00:00 a 8:00, así como las 24 horas del día todos los fines de semana y festivos nacionales).

Esto va a permitir desplazar la demanda de aquellos vehículos que pueda diferir su carga en horas valle, y por tanto afectando en menor medida a la infraestructura eléctrica. Sin embargo, debe tenerse en cuenta el impacto que supondrá la simultaneidad de inicio de la carga de las baterías de forma sincronizada al inicio de la tarifa valle, lo que provocará una punta de demanda que debemos evitar, al menos, su aparición de forma brusca.

De cara a realizar el análisis sobre la red, se ha considerado de interés, por una parte, distinguir entre una conexión masiva de puntos de carga en redes de baja tensión, de un número de puntos y/o instalaciones de menor volumetría, pero que lo harán conectando a la red de media tensión, con mayores potencias y por tanto con un tratamiento distinto.

### 3.6.3. Impacto en Redes de Baja Tensión.

Las redes de baja tensión son aquellas que se “inician” en los cuadros de baja tensión de los centros de transformación MT/BT y cuya misión es llevar la energía eléctrica desde el CT hasta los usuarios finales. De cada uno de esos cuadros salen circuitos trifásicos dimensionados para la potencia máxima prevista y de acuerdo a unos perfiles de simultaneidad del uso de esa potencia, garantizando el nivel de tensión requerido.

La “cargabilidad” de cada uno de estos circuitos se realiza mediante la estimación de la simultaneidad de las cargas conectadas (en base a su potencia contratada), la monitorización de la cargabilidad del transformador gracias al despliegue de la infraestructura de telegestión (smart meters), elementos de monitorización remota de esos circuitos y ocasionalmente medidas locales en las horas punta de verano e invierno.

Por tanto, un incremento masivo y sostenido de puntos de carga con diferentes rangos de potencias incrementará la potencia de estos circuitos, llevando a muchos casos, tener que habilitar nuevos circuitos, sustituir o ampliar la capacidad de transformación o instalar un nuevo centro de transformación.

La posibilidad de monitorización remota por parte de las distribuidoras permite conocer con mayor precisión y de forma diaria cuál es el consumo real horario, incluyendo sus máximas, en este tipo de instalaciones y por tanto poder prever si la instalación de puntos de carga y la simultaneidad de estas con otras cargas pueden provocar un disparo de la protección de estos circuitos, generalmente protegidos por fusibles.

Para alcanzar los objetivos del despliegue de puntos de carga se debe incrementar la penetración de los mismos en los distintos segmentos:

- **Puntos de carga privada:** la instalación de puntos de carga privada será indispensable para el incremento del parque de vehículos electrificados esperado. El impacto del consumo de electromovilidad dependerá del momento en el que se requiera de esta carga y de la inteligencia de la misma, existiendo tres tipologías de impacto claramente diferenciadas:
  - **Carga sin inteligencia:** consiste en la carga del vehículo coincidiendo con la hora de llegada al domicilio. Esta situación es la más lesiva para la red de distribución ya que coincidiría la punta de carga clásica con la carga adicional necesaria para la carga del vehículo.
  - **Carga con inteligencia mínima:** consiste en la carga del vehículo eléctrico coincidiendo con el inicio de la tarifa “valle”. Esta situación permite reducir el número de refuerzos necesarios en la red de distribución para la incorporación de los nuevos consumos.
 

Permite programar la carga diferida para que inicie de forma simultánea al inicio de la tarifa valle o super valle y por tanto ayuda a evitar los picos “simultáneos” de miles de puntos a la misma hora. Esto evita el “efecto del té de las cinco en Reino Unido” en el cual se analizó los horarios de televisión comprobando que durante las pausas televisivas casi el 40% de los hogares encienden los hervidores de agua y aunque no mucho más de dos minutos, tacita a tacita representa un consumo tan elevado de energía que la red nacional resulta insuficiente para satisfacerlo.
  - **Carga con inteligencia:** consiste en la carga del vehículo eléctrico de forma inteligente, haciendo coincidir la carga del vehículo con la mínima demanda para optimizar

la carga y minimizar los refuerzos necesarios de la instalación. Esta situación permite eliminar los refuerzos necesarios y optimizar las instalaciones existentes.

- **Puntos de carga pública:** su instalación será necesaria para aquellos usuarios que no cuenten con posibilidad de carga privada y para posibilitar la carga de oportunidad, imprescindible para poder garantizar la viabilidad del cambio de modelo. Será necesaria la instalación de puntos de carga de al menos 50 kW de potencia para posibilitar la carga en unos tiempos adecuados a la necesidad. A continuación, se definen las diferentes tipologías de puntos de carga pública:
  - **Cargadores en vía pública:** las ubicaciones de los puntos de carga son fijados por el promotor de la instalación. El impacto en la red de distribución será mayor en cuanto menor sea la dispersión de los mismos, por tanto, el refuerzo será más costoso cuanto mayor sea la concentración de potencia solicitada.
  - **Cargadores en gasolineras:** las ubicaciones de estos puntos de carga ya están fijadas y existe legislación que obliga a la instalación de puntos de carga en función del volumen de ventas.
  - **Cargadores en parking público:** las características intrínsecas de estas ubicaciones, ya sea en zonas comerciales, residenciales, centros comerciales o proximidad a estadios deportivos o instalaciones de eventos sugieren la necesidad de mayores potencias que las descritas anteriormente ya que la concentración de usuarios a la misma hora es relevante y no existe posibilidad de dispersión de las cargas. El impacto en la red de distribución de estos cargadores será superior que en las tipologías anteriormente descritas.

Para analizar el impacto de la carga pública en la red de distribución y de acuerdo a las hipótesis establecidas al inicio del capítulo, se ha simulado la incorporación de 50, 100 y 150 kW sobre la infraestructura existente para determinar la necesidad o no de aumentar la potencia de los centros de transformación existentes.

*Tabla 7 Previsión Indicadores Relevantes 2. Elaboración Propia.*

<b>Previsión Indicadores Relevantes   Año</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
Centros de Transformación MT/BT $\geq 250$ kVA (65%)	175.500	185.250	195.000
Ratio PdR <sub>p</sub> /CT $\geq 250$ kVA	~ 1 (0,6)	~ 2 (1,8)	~ 3 (2,9)
Potencias CT/ PdR <sub>p</sub> x CA x Máx Simultaneidad	~ 50 kW	~ 100 kW	~ 150 kW
Centros de Transformación con capacidad disponible	98,2%	95,1%	88,9%

Tal y como se puede apreciar, con los resultados obtenidos, casi la totalidad de los CTs existentes pueden asumir la carga adicional sin necesidad de aumentar su potencia nominal. Por tanto, en el horizonte 2035 no se espera un efecto reseñable sobre la red de distribución.

### 3.6.4. Impacto en Redes de Media Tensión.

Las redes de media tensión son aquellas que se “inician” en las posiciones de las subestaciones AT/MT y cuya misión es llevar la energía eléctrica desde la subestación hasta los centros de



transformación. De cada una de las subestaciones salen circuitos trifásicos dimensionados para la potencia máxima prevista, garantizando el nivel de tensión requerido.

La “cargabilidad” de cada uno de estos circuitos se realiza mediante la monitorización de la medida en cabecera de la subestación y de la cargabilidad de los transformadores gracias al despliegue de la infraestructura de telegestión (smart meters).

La monitorización remota por parte de las distribuidoras permite conocer con mayor precisión y de forma diaria cuál es el consumo real horario, incluyendo sus máximas, en este tipo de instalaciones y, por tanto, poder prever si la instalación de puntos de carga y la simultaneidad de éstas con otras cargas pueden provocar un disparo de la protección de estos circuitos.

### **Potencias < 250 kW**

Un incremento masivo y sostenido de puntos de carga en las redes de baja tensión incrementará la potencia de estos circuitos, llevando en muchos casos, a tener que ampliar la capacidad de transporte de los circuitos de media tensión o aumentar la transformación en la subestación.

En el horizonte 2035, con las hipótesis establecidas anteriormente, no se espera un impacto considerable en la red de distribución al incorporar las demandas de puntos de carga pública.

### **Potencias > 250 kW**

La conexión de nuevas demandas en la red de media tensión para cargadores con mayores potencias precisará en un alto porcentaje de peticiones, del aumento de capacidad de los circuitos existentes o del tendido de nuevos circuitos de media tensión.

En particular, se están construyendo electrolineras con altas potencias en las que está comenzando ya a ser preciso el reforzamiento de la red.

De cara a poder realizar un análisis simplificado y estimar el impacto en la red de distribución de esta casuística, y por consiguiente el coste de las inversiones necesarias en la red, se parte de la simulación de unos ejemplos reales que se extrapolarán al territorio nacional en cuanto a volumetría, al menos con carácter estadístico.

En el ejercicio se ha analizado la capacidad de la red en función de la ubicación de la petición, la potencia solicitada y su distancia a la subestación más cercana (en general coincidente con el núcleo urbano más próximo).

Se consideran las siguientes **hipótesis** para la realización del **análisis**:

1. La potencia demandada de estas electrolineras de gran potencia será de 1,2 y 4 MW.
2. Se considera la ubicación de las electrolineras en grandes corredores, con una distancia entre las mismas de 150, 100 y 50 km para 2025, 2030 y 2035 respectivamente.
3. Se establece linealidad en las inversiones necesarias en función de la distancia a la subestación.
4. El reparto estimado de potencia demandada en cada una de las electrolineras será en 2025, 2030 y 2035 de 70%  $P \leq 1$  MW, 20%  $1$  MW  $< P \leq 2$  MW y 10%  $P \geq 4$  MW respectivamente.
5. La distancia estimada entre la electrolinera y la subestación más cercana será de 80%  $L \leq 5$  km y 20%  $L > 5$  km. Se seleccionarán ubicaciones próximas a las subestaciones existentes con el objeto de minimizar los refuerzos necesarios. Se estima que el 80% de

las nuevas electrolíneas se ubicarán a una distancia inferior a 5 km respecto de la subestación. El 20% restante se encontrará a una longitud superior.

6. Se consideran los km de las distintas autopistas y autovías, de acuerdo a la información publicada por el ministerio de transportes, movilidad y agenda urbana.
7. No se estima necesarios refuerzos en peticiones de hasta 1 MW.
8. La necesidad de repotenciación de un transformador AT/MT será necesaria en un 5% de las peticiones con potencia solicitada de 2MW y del 30% para potencias de 4 MW.

Con las hipótesis establecidas anteriormente se obtienen los siguientes resultados:

*Tabla 8 Previsión Indicadores Relevantes 3. Elaboración Propia.*

<b>Previsión Indicadores Relevantes   Año</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
Número de electrolíneas <sup>1</sup>	48	67	125
Potencia solicitada (MW) <sup>2</sup>	~ 72	~ 100	~ 187
Refuerzos necesarios <sup>3</sup>			
Redes MT (km)	~ 56	~ 78	~ 145
Nuevas posiciones en subestaciones	~ 7	~ 9	~ 18
Repotenciaciones trafos AT/MT	~ 2	~ 3	~ 5

Fuente Elaboración propia.

<sup>1</sup> Estimaciones del número total de electrolíneas en función del número de km de autopistas y autovías, según hipótesis N° 2. <sup>2</sup> Estimación de la potencia total que se solicitaría a la red de distribución para realizar el despliegue, según hipótesis N° 4. <sup>3</sup> Refuerzos necesarios en la red de distribución para integrar los nuevos suministros, según hipótesis N° 7, 8 y 9.

Tal y como se avanzó al inicio del capítulo y como se ratifica en el análisis, la conexión de nuevas demandas de alta potencia en la red de media tensión precisará en un alto porcentaje de peticiones, del aumento de capacidad de los circuitos existentes o del tendido de nuevos circuitos de media tensión y del aumento de capacidad de los transformadores AT/MT.

Se considera como factor crítico la selección del emplazamiento y el ajuste de las demandas energéticas, con el objeto de minimizar las inversiones necesarias.

### **3.6.5. Contribución de la Flexibilidad.**

El impacto analizado se ha realizado bajo una perspectiva de ver al vehículo eléctrico como una carga que “consume” energía, y por tanto se agrega a las existentes para determinar la capacidad excedente de la línea, sin embargo, es bien conocido que su comportamiento puede ser el contrario, como un vertido de energía a la red, y por tanto, realizar compensaciones de cargas adyacentes, y por tanto aumentando la capacidad de la línea.

Todo ello, de forma planificada, individual o agrupada pueden llegar a conformar uno de los posibles servicios de flexibilidad que pueden ayudar al distribuidor a gestionar congestiones de red.

Aunque la flexibilidad no es el foco de este documento sí que es importante establecer un valor esperado de cuántos de los vehículos eléctricos previstos a futuro pueden ayudar a evitar congestiones, y por tanto evitar el reforzamiento de la red o tener conocimiento de la posible volumetría de capacidad de aportación de energía a la red.

La evolución regulatoria que habilite los mercados locales de flexibilidad facilita que el VE no sólo realice transacciones de carga y descarga de la batería en períodos tarifarios de interés para el usuario, sino que va a permitir que los vehículos individuales participen en el mercado, ofreciendo servicios de flexibilidad para ayudar a la estabilidad de suministro (por ejemplo, situaciones de variabilidad de la frecuencia en el sistema) por parte de los Gestores de Red de Transporte (TSOs) y Gestores de Red de Distribución (DSOs).

Aunque la tecnología está ya disponible, todavía queda mucho camino que recorrer para determinar el impacto que tendrán estas inyecciones en la red, de forma no coordinada, por tanto, es el siguiente reto que debe abordarse, esto es, cómo se realiza la integración de estos puntos atendiendo a estas capacidades.

### 3.6.6. Conclusiones.

Se deberá dotar de inteligencia a la carga vinculada para aplanar la curva de demanda y optimizar las infraestructuras existentes.

Es recomendable fomentar la colaboración entre administraciones públicas y DSOs en el despliegue de cargadores en vía pública para localizar las ubicaciones idóneas que permitan optimizar las infraestructuras existentes y por tanto reducir las inversiones necesarias para realizar el despliegue con la capilaridad deseada. En municipios de más de 50.000 habitantes en los que existe la obligatoriedad de establecer zonas de bajas emisiones con cargadores de 150 kW es si cabe de mayor importancia esta coordinación.

La red de distribución está preparada para el despliegue masivo de cargadores en zonas urbanas. En grandes corredores en los que es necesaria la instalación de electrolíneas de gran potencia será clave la selección de un emplazamiento adecuado y ajustar las demandas energéticas para minimizar las inversiones necesarias.

### 3.7. Requisitos técnicos para la carga de vehículos pesados.

En este apartado se realiza un análisis detallado sobre el segmento de camiones de transporte de mercancías por carretera. Atendiendo a la masa máxima autorizada, se distinguen tres tipos de vehículos para transporte de mercancías, siendo el tipo N3 de más de 12.000 kilos.

Según el Artículo 7 del Reglamento (CE) nº 561/2006, un camión debe realizar una parada mínima de 45 minutos cada 4,5 horas. Podrá sustituirse dicha pausa por una pausa de al menos 15 minutos seguida de una pausa de al menos 30 minutos, ambas intercaladas en el período de conducción de 4 horas y media. Así mismo indica que el tiempo máximo de conducción diario no puede exceder de 9 horas, salvo dos veces a la semana que puede llegar a las 10 horas.

Por lo tanto, un camión debe ser capaz de realizar el recorrido máximo de forma continuada durante 4,5 horas, suponiendo en el mejor de los casos una velocidad media de 90 km/h, la distancia máxima a recorrer sería de 405 km, distancia que en algunos casos limitan 300 km en condiciones de tráfico reales [26]. En ese momento el camión debe parar durante 45 minutos, tiempo que debería ser suficiente para cargar el vehículo y recorrer la misma distancia.

Según [26] los consumos de los camiones eléctricos comerciales se sitúan entre 0,7 kWh/km en un vehículo de 7,5 toneladas de carga máxima a los 1,4 hasta 1,75 kWh/km para los de más de 35 toneladas.

A continuación, se citan algunos modelos eléctricos y sus características básicas:

Tabla 9 Modelos Vehículos Pesados. Elaboración Propia.

Marca	Modelo	Potencia	MMA	Baterías	Autonomía (km)	Consumo kWh/km	Potencia carga
DaF	LF Electric	260 (370)	19	282 (252)	280	0,9	650 V-150 kW 20-80% 1 hora
Mercedes	eActros	2x330 (2x400)	27 t	448	300-400	1,12-1,15	160 kW
VOLVO	FH electric 4x2	490 kW	40	540	345	1,1	250 (2,5 h)
BYD	T9SJ	300	28	217	200	1,1	120
BYD	Q1R	210	40	255	200	1,25	120
BYD	Q3M 6x4	360	47,6	435	180	2,4	1 hora, carga 6 minutos cambio
Scania		230 (295)	29	300	250	1,2	130
DeepWay Xingtu			49	450	300	1,5	

Para determinar las condiciones de carga de los camiones, se va a realizar un ejercicio comparativo con vehículos eléctricos de alta gama, a partir del estudio realizado en P3 charging index [27]. Actualmente ningún vehículo es capaz de cargar a potencia constante durante todo el proceso, tal y como puede observarse en la siguiente imagen.

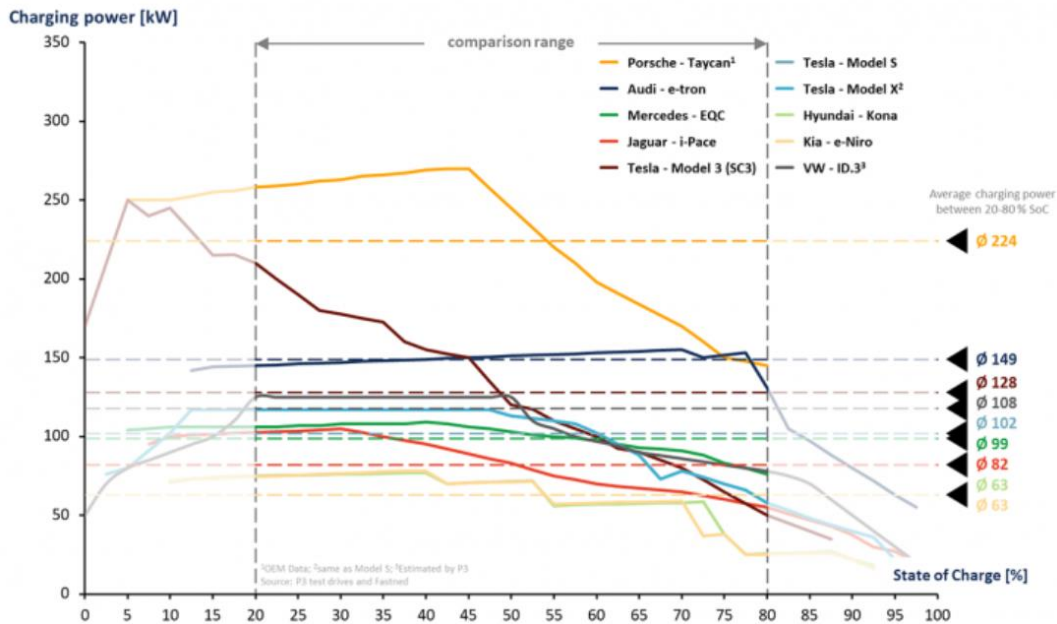


Figura 41 Curvas de carga de diferentes modelos de BEVs 2 [29]

La figura anterior muestra curvas de carga reales de vehículos eléctricos desde el 10% hasta el 80% del estado de la carga. De ellas se deduce que, en el mejor de los casos, el Porsche Taycan Turbo S con una potencia máxima de carga de 270 kW, consigue un promedio de 184 kW, lo que supone un 70 % de la potencia máxima. El Mercedes-Benz EQS, con una potencia máxima de 200 kW consigue una media de 164 kW (82%), mientras que el Tesla 3, con una máxima de 250 kW consigue una media de 146 kW (58%).

Por otra parte, las baterías deben ser capaces de cargar a las potencias descritas. Siguiendo con los datos de los vehículos de altas prestaciones, un Porsche Taycan S realiza la carga rápida a 800 V, siendo la batería de 93,4 kWh de capacidad bruta y 83,7 kWh de capacidad neta, el índice de carga de esta batería (Potencia de carga/capacidad) es de prácticamente 1,97, con una punta de 3,2. Por su parte el Mercedes, con 400 V y 107,8 kWh de batería neta, alcanza un índice medio de carga de 1,52 con un máximo de 1,82. El Tesla con 75 kWh de batería total y 70 kWh de batería neta, consigue un índice medio de carga de 2, con un máximo de 3,57

A continuación, se define las baterías que necesitaría un camión para recorrer 400 km, suponiendo que el SOC mínimo es del 10 % y que debe cargar en 45 minutos la energía suficiente como para recorrer esa distancia, sin superar el 80% del SOC.

En el caso del camión que consume 1kWh/km la batería es de 550 kWh; en el caso del camión que consume 1,75 kWh/km la batería sería de 963 kWh. Para realizar los 400 km, el primero necesita 400 kWh y el segundo 700 kWh. De forma que esa es la energía que deben cargar en 45 minutos cada uno de ellos.

Para ello la potencia de carga media necesaria es de 535 kW y 935 kW respectivamente. Comparando con los vehículos anteriores, teniendo en cuenta la evolución del proceso de carga, el valor máximo de potencia al inicio estaría entre 650 kW y 919 kW para el primero de los camiones y entre 1140 kW y 1610 kW en el caso del segundo camión.

Estas potencias de carga suponen que la ratio Potencia/Capacidad se sitúa entre 0,97 de media y 1,67 en el caso más extremo, que como puede observarse está muy por debajo de las obtenidas en los coches, y por lo tanto, perfectamente asumible desde el punto de vista de las baterías. Por todo ello, suponiendo que los camiones fueran equipados con baterías de altas prestaciones, como las que montan los vehículos indicados, sería posible realizar la carga en 45 minutos que garantizase la distancia necesaria por el vehículo.

La mayor dificultad desde el punto de vista del cargador es la elevada intensidad que debe circular por él, dependiendo de la tensión de la batería, así si la batería es de 800 V, la intensidad de pico puede superar 2000 A, aun suponiendo tensiones de carga de 1500 V, la intensidad alcanzaría 1100 A, lo que obliga a usar cables y conectores refrigerados. Actualmente se venden cables refrigerados por agua o por aceite con capacidad de transmitir 600 A y 1000 V [28]. Una solución alternativa sería realizar la carga mediante varios cargadores en paralelo o mediante contacto por pantógrafo.

El inconveniente viene desde el lado de la infraestructura, ya que, suponiendo una parada generalizada de los camiones a la hora de comer, debido al periodo prolongado de carga el número de cargadores en una electrolinera debe ser muy elevado, así como también la potencia total. Si una electrolinera debe ser capaz de cargar 30 camiones de forma simultánea, la potencia total podría ser del orden de 50 MW, entregando hasta 21 MWh.

Para reducir las necesidades de carga y minimizar las inversiones necesarias, se podría optar por tramos de autopista con carga dinámica, existiendo fundamentalmente dos opciones: carga mediante catenaria o mediante inducción. Ambas podrían, no solo reducir las exigencias de las

electrolineras, sino también la de las baterías embarcadas, reduciendo el coste del camión, su peso y, por lo tanto, también su consumo.

La tecnología de catenaria es muy antigua, se utilizaba en trolebuses hace más de 100 años y se utiliza en tranvías actualmente, por lo que, desde el punto de vista tecnológico es una tecnología muy madura. Actualmente se han realizado ensayos en proyectos en Suecia, Alemania o EEUU. La tensión de la catenaria típica en tranvías es de unos 750-800 V, lo que coincide con la tensión de baterías del Porsche Taycan, sin embargo, dado que se prevé varios vehículos conectados a la misma catenaria, la tensión óptima sería de 1500 V y así reducir la intensidad. La potencia y energía que se debe entregar en este caso dependerá del número de camiones que se alimenten de forma simultánea por el tramo de catenaria. En el caso de un camión que consume 1,75 kWh/km a 1500 V, requiere una potencia de carga 157,5 kW y 105 A. Suponiendo que cada tramo tuviera que alimentar de forma simultánea a 20 camiones se deberían entregar 35 kWh/km, con una potencia total de 3150 kW y 2100 A.

En el caso de la carga inductiva, la diferencia es que cada bobina inductora de primario alimentaría a un único camión, por lo que se diseñaría para 160 kW. Sin embargo, dado que se dispondría de una red de carga que alimentaría a varias bobinas de forma simultánea, las necesidades de potencia y energía por km y número de camiones sería similar.

La diferencia fundamental entre catenaria e inducción es que la segunda permite mayor interoperabilidad y, por lo tanto, un uso más intensivo de la infraestructura de carga, ya que, en el caso de carga por catenaria, únicamente los vehículos equipados con el pantógrafo adecuado pueden cargar, lo que excluye los vehículos particulares, furgonetas, y algunos autobuses. En el caso de la inducción, cualquier vehículo que disponga de la bobina receptora adecuada podrá cargar, independientemente del tamaño o potencia. Por otra parte, la inducción no se ve sometida a desgaste por contacto, ni a las inclemencias meteorológicas, por lo que su vida útil puede ser muy superior, sin entrar en consideraciones como el impacto visual. Lo que sí es importante para esta solución es diseñar los sistemas de carga inductiva de forma que permitan carga estática, de oportunidad y dinámica, a distintas potencias y frecuencias.

### 3.8. Modelos de negocio de carga. Factibilidad en la actualidad

Actualmente los modelos de negocio alrededor de la recarga no se basan únicamente en proveer servicios de recarga, ya que esta actividad no es rentable económicamente por sí misma. El precio de mercado por el servicio de la actividad de recarga no supone ingresos suficientes para cubrirlos costes por el suministro de energía y amortizar las inversiones en las infraestructuras de recarga. Esta insuficiencia es así, independientemente de la intensidad del uso de las infraestructuras de recarga, según diversos estudios.

Por ese motivo los actuales proveedores de servicios de recarga buscan ingresos adicionales a la actividad de recarga o un posicionamiento estratégico en este sector de cara a un escenario futuro más prometedor.

1. Es habitual proveer servicios de recarga como valor añadido de otros servicios, para fidelizar determinado tipo de consumidores (usuarios de vehículos enchufables) en centros comerciales, hoteles, centros de ocio o en negocios de restauración, por ejemplo.
2. Dada la mayor duración de la recarga eléctrica, comparada con el repostaje de hidrocarburos, las infraestructuras de recarga garantizan una mayor permanencia de los usuarios

en determinadas instalaciones mientras dura la recarga de las baterías, favoreciendo el consumo de otros productos y servicios en estaciones de servicio y restaurantes anexos a áreas de servicio de vías de comunicación.

3. Facilitando la actividad de recarga rápida o de oportunidad, determinadas empresas pueden conseguir una relevante cuota en el mercado de los servicios de recarga vinculada o doméstica, financiando o alquilando los puntos de recarga lentos y procurando otros servicios, energéticos o no.
4. Igualmente, en el caso anterior una cuota de mercado importante en la actividad de recarga vinculada puede abrir el camino a todos los negocios que se podrán desarrollar en el futuro alrededor del V2G.

### **3.9. Modelos de negocio de carga no posibles en la actualidad en España**

Actualmente la normativa española permite la actividad de recarga únicamente en el sector liberalizado, pero no refleja la posibilidad de que sea desarrollada la actividad en el sector regulado. El marco legal europeo contempla la posibilidad de que la actividad de recarga sea desarrollada por las empresas distribuidoras de electricidad en el caso de que el servicio no sea cubierto de forma adecuada por la iniciativa privada, para que esto no ralentice la descarbonización del transporte terrestre por carretera. En el caso de que la CNMC y el Gobierno estimaran que fuera necesario potenciar los servicios de recarga desde el sector regulado, las empresas distribuidoras de electricidad podrían desarrollar este tipo de infraestructuras, actuando siempre de forma independiente, transparente y sin alterar la competencia.

Por otro lado, el V2G está todavía pendiente de regulación, y no hay una normativa que permita a los propietarios de vehículos enchufables exportar a la red eléctrica la energía acumulada en sus baterías, aguas arriba del contador de electricidad. Independientemente de su rentabilidad actual, a nivel tecnológico el V2G ya es una realidad y puede tener un papel relevante en el sistema eléctrico, ya sea con los mecanismos de mercado actuales como los futuros, pendientes de desarrollar. Este desarrollo normativo se podría hacer dentro de la normativa sobre el almacenamiento de energía no vinculada a instalaciones de generación o de autoconsumo, ya identificada como necesaria y pendiente por parte del Gobierno, o en otra de alcance más específico.

## 4. CASO DE USO ESPECIALES Y RECOMENDACIONES PARA LA CARGA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO.

Como se ha comentado, el vehículo eléctrico poseerá un papel muy importante en la transición energética, debido a sus diferentes aplicaciones. En este apartado se presentará su aplicación e implicaciones en las Comunidades energéticas, o como podrán dar soluciones a diferentes gestiones que se presenten en la red. Por último, se estudian las barreras, acciones y recomendaciones necesarias para un despliegue efectivo del vehículo eléctrico, analizando para ello casos de uso de diferentes países.

### 4.1. Gestión Vehículo Eléctrico en Comunidades Energéticas

Las Comunidades Energéticas brindan una oportunidad para aunar intereses comunes y gobernar a los actores locales en estrategias colectivas, inclusivas y participadas en la movilidad en otras.

Actúan como una herramienta para la gestión de la demanda, el ahorro y la eficiencia en el uso de la energía, optimizando las inversiones y maximizando los beneficios colectivos.

Las Comunidades Energéticas Locales pueden actuar como soluciones integradas para una movilidad sostenible, que contribuya a los desafíos energéticos y cumplir con los objetivos de descarbonización.

#### 4.1.1. Marco regulatorio europeo y estatal

La normativa europea, introduce dos conceptos sobre lo que se entiende como comunidad energética.

La Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece la obligación a los Estados miembros de garantizar que los consumidores tengan derecho a participar en una comunidad de energías renovables, a la vez que mantienen sus derechos u obligaciones como consumidores finales.

La Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, recoge la figura de Comunidad Ciudadana de Energía, definiéndola como “una entidad jurídica que: se basa en la participación voluntaria y abierta, y cuyo control efectivo lo ejercen socios o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas; cuyo objetivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros o socios o a la localidad en la que desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera, y participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética o, la prestación de servicios de carga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus miembros o socios.” Estas comunidades están limitadas al sector de la energía eléctrica, procedente o no de fuentes renovables.

Los Estados Miembros garantizarán que las comunidades ciudadanas de energía: puedan acceder a todos los mercados organizados; se beneficien de un trato no discriminatorio y proporcionado en sus actividades, derechos y obligaciones como clientes finales, generadores, suministradores, gestores de redes de distribución o participantes en el mercado que presten servicios de agregación; sean responsables económicamente de los desvíos que causen en el sistema



eléctrico; sean tratadas como clientes activos respecto al consumo de electricidad autogenerada; tengan derecho a organizar dentro de la comunidad ciudadana de energía un reparto de la electricidad producida por las unidades de producción que pertenezcan a la comunidad.

En el marco jurídico español, en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, mediante la modificación de varios artículos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se definen las Comunidades de Energías Renovables como “entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras.” Por tanto, estas comunidades pueden basarse en instalaciones de cualquier vector energético, siempre y cuando sea renovable.

La figura de las Comunidades Energéticas Locales no está reconocida actualmente en nuestra legislación. En base a la normativa europea se puede entender como tal:

- Entidad jurídica de participación voluntaria y abierta controlada por accionistas o miembros que sean personas físicas o jurídicas (entre otras: asociaciones, cooperativas, organizaciones sin ánimo de lucro, empresas) y también administraciones locales autonómicas o nacionales.
- El objetivo social principal será ofrecer beneficios energéticos, medioambientales, económicos o sociales, a sus miembros, o a la localidad en la que desarrolla su actividad.
- Las actividades a desarrollar serán, entre otras: la generación de energía principalmente procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética, la prestación de servicios de carga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos.

La figura de las Comunidades Energéticas Locales ha sido objeto de la consulta pública previa organizada por el IDAE y el MITERD entre el 17 de noviembre y el 2 de diciembre de 2020. A diferencia de las Comunidades de Energía Renovable, la figura de las Comunidades Energéticas Locales no ha sido transpuesta como sujeto del sector eléctrico en el art. 6 de la LSE, mediante el RDL 23/2020.

Además, esta figura está presente en los diferentes planes estratégicos. En primer lugar, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030(PNIEC) actualizado en enero de 2020, establece objetivos políticos y medidas en línea con un escenario para alcanzar la neutralidad climática antes de 2050. Se menciona el papel de las CE en la Medida 1.13 y 1.14.

En la “*Medida 1.13. Comunidades energéticas locales*” de este Plan se establecen las líneas de actuación para desarrollar el marco normativo apropiado que defina estas entidades jurídicas y favorezca su desarrollo.

La “*Medida 1.14. Promoción del papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización*”, los cambios normativos a nivel español y europeo, y el desarrollo tecnológico promueven que los ciudadanos pasen de ser consumidores pasivos a actores y productores y puedan participar también en la gestión de la demanda mediante los sistemas de eficiencia energética, la prestación de servicios de carga para vehículo eléctrico o de otros servicios energéticos.

Por otro lado, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) 2050, en su capítulo 7.1. “*El papel de la ciudadanía*”, captura la importancia de contar con la implicación de la sociedad de manera estable para la transformación del sistema energético y de la economía hacia un país climáticamente neutro en 2050, posicionando a la ciudadanía en el centro del sistema energético.

Por último, en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia publicado en octubre de 2020, bajo la política palanca 1, “*Agenda urbana y rural y lucha contra la despoblación*”, la línea de acción 2 “*Plan de rehabilitación de vivienda y regeneración urbana*” comprende un plan de transición energética para la España vaciada, que pretende impulsar las comunidades energéticas, la rehabilitación y la regeneración y el apoyo a la energía sostenible y asequible en municipios de menos de 5.000 habitantes, como palanca de generación de empleo y de atracción de actividad.

#### 4.1.2. VE como incentivador de comunidades.

La movilidad eléctrica puede ser considerada una de las principales claves de la transición energética. Puede proporcionar un camino efectivo, eficiente y sostenible para el desarrollo de las comunidades energéticas.

Además, la promoción y explotación de puntos de carga de todo tipo de vehículo eléctrico será uno de los aspectos que podrían incentivar la aparición de comunidades energéticas tanto en ciudades como en entornos no urbanos. Para ello, es necesaria una nueva visión en la que se considere al vehículo eléctrico no como un elemento independiente sino como una parte de la comunidad energética, siendo la interoperabilidad una vertiente esencial.

La modificación del Código Técnico de la Edificación a lo dispuesto en la Directiva (UE) 2018/844 tiene por objetivo modificar la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, estableciendo las condiciones de las infraestructuras mínimas necesarias para la carga inteligente de los vehículos eléctricos en los aparcamientos de los edificios y modificando la Instrucción técnica complementaria (ITC) BT-52 del Reglamento electrotécnico para baja tensión y otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.

El Real Decreto 450/2022 por el que se modifica el CTE introduce una nueva exigencia básica conforme con lo establecido en la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, mediante disposición adicional única al Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, de dotaciones mínimas para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos en aquellos edificios existentes de uso distinto al residencial privado, que cuenten con una zona destinada a aparcamiento con más de veinte plazas, ya sea en el interior o en un espacio exterior adscrito, y no estén incluidos en el ámbito de aplicación de la sección HE6 del Documento Básico de Ahorro de Energía. La Ley de 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, fija la obligación de hacer efectiva esta dotación definida en el Código Técnico de la Edificación antes del 1 de enero de 2023. No obstante, estas dotaciones mínimas se han determinado finalmente mediante el Real Decreto-ley 29/2021.

Estas nuevas exigencias de dotación en los edificios junto con la tecnología de carga bidireccional V2G abre la puerta a un nuevo uso del vehículo eléctrico y aporta una gran flexibilidad en todo tipo de entornos que será fundamental en el desarrollo de las comunidades energéticas. Los servicios de Smart Charging y V2G aseguran la integración eficiente mediante el desplazamiento de cargas y por tanto la reducción de costes. Facilita la participación en mercados de balance y de servicios de red mejorando el retorno de la inversión.

En España hay actualmente 33 comunidades energéticas mientras que en otros países europeos alcanzan las 2.000. Diferentes países europeos ya gozan de los beneficios de las comunidades energéticas, hasta ahora promovidas por los movimientos cooperativistas. El impulso y fomento de este movimiento comunitario en torno a la energía lo lleva a cabo la Federación Europea de Cooperativas de Energía Renovable (Rescoop), una organización que lleva desde 2011 apoyando la implantación de este nuevo modelo de asociaciones energéticas a través de diferentes proyectos, dotándolos de apoyo financiero y regulatorio, organizando eventos y elaborando numerosos informes técnicos.

#### 4.1.3. Posible integración en figuras susceptibles de constituir CCEE

Las entidades jurídicas que podrían cumplir con los requisitos que definen una comunidad energética local son las cooperativas, las asociaciones, las sociedades mercantiles o las agrupaciones de interés económico.

Las comunidades energéticas pueden establecerse con conexión física entre los miembros o sin conexión física, en las que fundamentan la relación entre los miembros de la comunidad en una relación virtual, siendo conectadas físicamente en la misma red general que es el sistema eléctrico nacional. Por otro lado, estas pueden ser promovidas por la iniciativa ciudadana o como resultado de los incentivos de las administraciones.

La flexibilidad que otorga el vehículo eléctrico a la gestión de la demanda posibilita la creación de comunidades energéticas en entornos:

- Comunidades en fincas de propiedad horizontal.
- Comunidades existentes en otros ámbitos (regantes, cooperativas, etc.)
- Equipamientos públicos. Zonas portuarias.
- Agrupación de empresas. Polígonos industriales o parques tecnológicos.

#### 4.1.4. Tecnologías y nuevas herramientas

##### 4.1.4.1 Plataformas de gestión de datos

La gestión de una comunidad energética genera gran volumen de datos. Estos datos son de gran valor para la gestión de la comunidad tanto en su análisis como su explotación.

En las comunidades energéticas el consumidor ya no es un mero espectador, sino que genera oportunidades de venta y se convierte en un prestador de servicios. La aparición de un gran volumen de datos, que debe ser organizado y gestionado a fin de aprovechar su potencial adaptado a las necesidades del consumidor, justifica la utilización de plataformas de gestión de datos.

De esta forma, se pueden utilizar plataformas de este tipo para caracterizar el consumo energético de sus clientes, y facilitar así la toma de decisiones sobre ahorro del consumo y el gasto derivado.

##### 4.1.4.2 Contadores Inteligentes

Las nuevas herramientas digitales deben permitir y aportar los pilares necesarios para la correcta gestión de las comunidades energéticas. Únicamente la gestión del dato no puede aportar una mayor autonomía a los consumidores. Es necesario acompañar la gestión de la demanda y de la producción, que también aportaran las tecnologías de almacenamiento y carga de vehículos, con el desarrollo de soluciones que introduzcan la gestión activa de redes, la participación en mercados de flexibilidad y la transformación y digitalización de las redes.

Prácticamente el 100% de los contadores de los consumidores domésticos en España tienen un contador inteligente. La gestión de la información obtenida de los contadores inteligentes facilitará la toma de decisiones y deben facilitar el camino para permitir el control y gestión de las comunidades energéticas.

#### 4.1.5. Barreras e iniciativas de aceleración

La mayoría de las barreras a las que se enfrentan las comunidades energéticas están relacionadas con la normativa del sector eléctrico.

A continuación, se nombran las barreras principales que se tiene hora de incentivar el vehículo eléctrico en comunidades energéticas:

- **Falta de desarrollo normativo:**

- Falta del marco normativo y/o de un grado suficiente de su desarrollo.
- El nivel de desarrollo de los modelos de negocio asociados a la definición de comunidad energética es limitado (configuración, servicios ofrecidos, etcétera), no se ha alcanzado el mismo nivel de desarrollo de otros países donde la regulación es más concreta. La falta de regulación hace más difícil el establecer modelos de negocios viables y que cumplan con las futuras regulaciones aplicables. Es necesario que la regulación se desarrolle en paralelo con los modelos de negocio.

- **Complejidad a la hora de realizar los procedimientos administrativos**

- La constitución, puesta en marcha y gestión de una comunidad energética es compleja y requiere de conocimiento específico del sector energético y la regulación aplicable. Los trámites administrativos son tediosos y suelen demorarse en el tiempo, situación que se agrava normalmente con la falta de experiencia. Aspectos como la financiación, la provisión de los activos, la integración de todos los actores y la gestión de los procesos necesitan de un alto nivel de experiencia en el sector que generalmente no posee la persona interesada en formar parte de una comunidad energética.

- **Incertidumbre elevada:**

- Dificultad de acceso a la financiación: falta de confianza de los inversores, así como un alto riesgo real en cuanto a la percepción del inversor.

- **Falta de conocimiento por parte de la población:**

- Falta de interés por parte de la ciudadanía y falta del tiempo de dedicación voluntaria.
- Escasa motivación por parte de los miembros de la comunidad.
- Dificultad a la hora de acceder al conocimiento experto.

- **Las iniciativas de aceleración pasan por:**

- Para que las comunidades energéticas proliferen, es imprescindible que todas las partes involucradas tengan incentivos. "La regulación debe poner de manifiesto las ventajas de constituirse dentro de una comunidad energética para todos los agentes implicados: ciudadanos, empresas, comercializador, sector público".
- Desarrollar y concretar las figuras de Comunidad de Energías Renovables y Comunidad Ciudadana de Energía en la regulación española, regular la metodología de reparto de energía, definir obligaciones de las comunidades energéticas en cuanto a seguridad y calidad de suministro, etcétera.

- Simplificar los trámites burocráticos y los sistemas de facturación, regular y ampliar la participación del agregador de la demanda y el promotor de comunidades energéticas, mejorar la colaboración público-privada y la contratación pública.
- Establecer las obligaciones de las comunidades energéticas con el objetivo de asegurar los niveles de seguridad y calidad de suministro a sus miembros: cumplir con requisitos necesarios para realizar las actividades operativas como la medición, protección de datos, interoperabilidad, etcétera.

## 4.2. Electrolineras y flotas de VE conectadas al GRD

La implantación del vehículo eléctrico en diferentes formatos tanto a nivel de carga individual como colectiva implica la necesidad de fijar una serie de requisitos técnicos. En el caso de redes interurbanas se presentan diversos puntos de conexión en los que se puede producir alguna congestión.

Con el objeto de poder gestionar este tipo de situaciones pueden plantearse diferentes restricciones que permitirán integrar las electrolineras en la red del GRD. Previamente a plantear estas restricciones es interesante identificar posibles escenarios que puedan producirse:

- Escenario de congestión en la salida de BT del centro de transformación de la que dependan los puntos de carga.
- Escenario de congestión en la salida de MT que conecta la electrolinera.
- Escenario de falta en un cargador que afecte a la salida de Baja Tensión o dentro de la salida de la electrolinera en MT.

### 4.2.1. Disposición de las electrolineras

En base a lo desarrollado hasta ahora es interesante establecer los diferentes casos donde puede emplazarse una electrolinera en relación a la conexión con el sistema eléctrico de distribución. Esta conexión puede ser tanto en MT como en BT, aunque cabe destacar que en BT también puede resultar quedar pequeña para las potencias comentadas a lo largo del documento. Adicionalmente por cada situación se comentan indicaciones para considerar en base a su dificultad de implantación.

#### **Situadas en áreas urbanas con acometida de BT o CT no dedicado.**

- Fijar límites de potencia. Tomando como referencia la potencia del centro.
- Limitar el nivel de carga de la vía pública en base a los consumos que dependen del centro. Necesario control autónomo desde el CT.
- Implantar recursos energéticos distribuidos y baterías en base al espacio permitido.
- Definir carga moderada ( $\geq 50$  kW). Probablemente en áreas urbanas en que la acometida está limitada y se utilicen cargadores de carga moderada.

#### **Situadas en áreas interurbanas con acometida de MT y CT dedicado.**

- Posibilidad de ampliar el centro aumentando la potencia del transformador. Para ello la definición de la ampliación debe ser acorde a los cargadores a utilizar.
- Limitar el nivel de carga de la vía pública en base a los consumos que dependen del centro. Para ello será necesario un control autónomo desde el CT.  
Implantar apoyo auxiliar a través de recursos energéticos distribuidos y baterías.

#### 4.2.2. Subestación dedicada masiva en zona interurbana

Debe tenerse en cuenta también la modalidad de carga masiva que puede presentarse en la red de distribución. Lo expuesto anteriormente son situaciones de puntos de carga puntual planteados con un número de puntos de carga limitados como es el caso de los puntos de carga del vehículo de combustión y que siguen los reales decretos mencionados anteriormente. También es posible que en un futuro se presenten casos como los mencionados a continuación.

##### 4.2.2.1 Electrolinera de carga masiva

Un ejemplo de este tipo de estación de carga se puede encontrar en la electrolinera de Essex [25] situada en Baintre, Reino Unido. Esta estación de servicio dispone de 36 cargadores de 350 kW que pueden suministrar energía de origen renovable, a través de paneles solares, y consta de una batería de 6 MWh. Es importante destacar que este tipo de infraestructuras permiten albergar más vehículos eléctricos, pero suponen plantear una infraestructura de conexión diferente a las anteriores. Queda reflejado aquí la necesidad de dar soporte a estas infraestructuras a través de una microgrid debido al alto consumo permitiendo así descargar a la red de distribución.

También puede darse soporte en las electrolineras de puntos de carga puntual comentadas anteriormente a través del concepto de microgrid o con un sistema BESS. En la Figura 42 se muestra la estación de carga masiva de Essex. Otro ejemplo de carga masiva, aunque sin apoyo renovable dedicado es el ejemplo de Motor Fuel Group como operador de carga en el reino unido. En estos hubs se plantean hasta 8 cargadores de 150 y 350 kW como se puede ver en la Figura 43.



Figura 42 Estación de carga masiva de Essex



Figura 43 Hub de Carga en el Reino Unido del Operador MFG (Motor Fuel Grup)

#### 4.2.2.2 Flotas de vehículos en vía pública

No debe olvidarse que es posible plantear flotas de vehículos en la vía pública, como por ejemplo en parkings; que tienen por objeto realizar una carga lenta mayoritariamente en sus diferentes puntos de carga.

#### 4.2.3. Código de red

A partir de las definiciones anteriores se debería establecer que criterios de control deben aplicarse en cada centro de transformación que va a dar soporte a una electrolinera. También en las estaciones de carga masiva deben ser gestionadas con un código de red para evitar problemas de congestión en la red. El código de red deberá basarse en los siguientes principios:

- La acometida donde se implante el punto o conjunto de puntos de carga debe cubrir la potencia solicitada. Es recomendable que quien defina la estación de carga infra dimensione el transformador a la potencia instalada de cargadores, pero lo sobre dimensione teniendo en cuenta la simultaneidad de carga; de esta manera podrán realizarse ampliaciones de cargadores durante la vida de la instalación. Para ello es importante disponer de un sistema de control de carga que, de forma inteligente distribuya la carga homogéneamente entre todos los puntos de carga priorizando a los de carga rápida.
- Evitar la congestión del CT como punto neurálgico de la red. En el caso de superar la demanda de forma puntual deberá haber consigna para reducir el nivel de carga. El sistema de la electrolinera deberá estar preparado para poder gestionar esta petición.
- Esto supondrá que el CT o el CS disponga de una inteligencia adicional para poder aportar, a nivel local, consignas de límite de potencia al gestor de carga de la electrolinera. Para llevar esto a cabo en el documento de Futured, Centro de Transformación Inteligente [26], se hace mención a posibles soluciones de edge computing que, desde el centro, den consigna de gestión al gestor de carga de la electrolinera.

### 4.3. Acciones, barreras y recomendaciones

La situación respecto a la movilidad eléctrica varía mucho de un país a otro y se pueden encontrar una serie de países punteros en esta industria donde se han ido aplicando diferentes medidas a lo largo del tiempo que pudiesen potenciar este tipo de vehículos. Algunos de los ejemplos a seguir son el de Noruega, Dinamarca, Estonia o Países Bajos entre otros. No serán estos los únicos que han adoptado medidas para fomentar el cambio, sin embargo, sí que han sido los que han alcanzado una mayor adopción que en España. [27, 28]

En cada lugar la situación es diferente ya no sólo por la situación de cada país sino también por la cultura e incluso la geografía. A pesar de ello las medidas adoptadas sí que pueden ser un espejo en el que vernos reflejados y donde poder replicar los éxitos que han tenido del mismo modo que escarmentar en cabeza ajena de los errores que hayan podido cometer. De este modo veremos cuáles han sido algunas de las medidas adoptadas por los países mencionado e incluso alguna más que se han podido ver en otros países como puedan ser Estados Unidos o Reino Unido. [27, 28]

Comenzaremos por analizar el caso o las medidas que potenciaron el uso del vehículo eléctrico en Noruega, uno de los países con el más elevado nivel de adopción de la movilidad eléctrica. Para llegar hasta este punto, desde el gobierno se potenciaron una serie de medidas que favorecieron la adopción por parte de la población. Las medidas aplicadas arrancaban en la infraestructura de carga, una de las grandes barreras desde la perspectiva del cliente medio para realizar el cambio de combustión interna a eléctrico. Desde hace tiempo se inició un proceso de apoyo a la instalación de puntos de carga tanto en vía urbana como interurbana, logrando el hito de encontrar puntos de carga rápida cada 50 kilómetros en las principales carreteras del país. [28, 29, 30]

Como ventajas para aquellas personas que adquirirían el vehículo eléctrico además se aplicaron medidas en su mayor parte económicas. La principal ha sido la exención de algunos impuestos como el IVA o el impuesto de matriculación, aparcamiento gratuito en zonas de estacionamiento regulado y exención de pago en determinados peajes y durante un tiempo limitado se permitió el acceso de estos vehículos en los carriles bus de las principales ciudades. Este tipo de medidas potenciaron la adquisición de vehículos eléctricos y esto ha llegado a generar la aparición de empresas e iniciativas de movilidad compartida de cara a los diferentes puntos de carga privados, liberándolos en algunos casos arrendándolos por minutos, etc. [28, 29, 30]

El segundo caso que se va a destacar es Dinamarca donde el nivel de adopción ha sido también muy elevado. Lo primero que se buscó combatir fue el elevado precio del vehículo a través de la exención del impuesto de matriculación (como en Noruega) y el de circulación. Esta medida se adoptó durante un tiempo permitiendo que el gasto para los consumidores fuese menor de tal manera que no difiriese tanto del precio de su homólogo de combustión. Del mismo modo se realizó una simplificación en los requisitos legales y de *permiting* que ralentizaban la instalación de puntos de carga de acceso público entendiéndose que se trataba de un mercado competitivo. [28, 30]

En Estonia se lanzaron también ayudas para la adquisición del vehículo eléctrico, pero se entendió que la ayuda debía ir no solo para el vehículo, sino que además se realizaron ayudas para la adquisición del punto de carga privado. Estas ayudas potenciaron en gran medida la instalación de puntos de carga en viviendas privadas, pero dado que no todo el mundo tenía acceso a una plaza de aparcamiento privada, en 2012 finalizó un objetivo y un gran avance importante para la infraestructura de carga pública. En todas las poblaciones superiores a 5.000 habitantes se instaló al menos un cargador rápido de acceso público. [28]



Sobre el precio del vehículo también actuaron en Países bajos donde se aportaron subvenciones a la compra de vehículos eléctricos enchufables (BEV) y se les aportó la exención de impuestos. En el caso de los híbridos enchufables (PHEV) únicamente se realizó una disminución de los mismos. Por su parte, a las empresas que instalaban infraestructura de carga también les apoyaron con ayudas para potenciar la existencia de una red de acceso público. Los puntos de carga privados no contaban con ayudas, pero se podía solicitar la instalación de punto público que estuviese cercano al lugar de residencia y eran los incentivos a las empresas los que ayudaban a la proliferación de estos puntos de carga públicos. [28, 27]

Así vemos algunas medidas que solventan o tratan de ayudar a mitigar algunas de las barreras con las que se encuentran los consumidores e incluso generadores de infraestructura. Estos países sirven de ejemplo debido a su elevado nivel de adopción del vehículo eléctrico y cómo se ve un mercado más avanzado en este sentido. Por su parte, algunos de los otros países mencionado han podido lanzar otras medidas, siendo en algunos casos parecidas a las establecidas en España, sirviendo de ayuda y soporte. [27]

El caso de Francia, uno de los principales países fabricantes de vehículos en Europa, tiene ciertas subvenciones y ayudas a la adquisición de vehículos eléctricos de tal manera que se potencie el mismo. Son también comunes las políticas de exención fiscal sobre el impuesto de matriculación y el de los automóviles de empresa. Italia sería otro ejemplo de país en el que se ha ayudado con subvenciones y ayudas siendo más notables al realizar el cambio de un vehículo de combustión interna a uno eléctrico. [28, 27]

Para completar esto, es importante mencionar la aparición de agentes privados que han podido ayudar en algunos de estos países. Gracias a la ayuda del gobierno y los permisos para poder desarrollar el mercado han surgido ideas de negocio alrededor de este mercado por conformar. Un ejemplo claro sería el que apareció en el Reino Unido con la empresa Ubitricity, que permitía la carga de vehículos eléctricos gracias a la instalación de cargadores en farolas públicas. Este tipo de concesiones y participación por parte de las instituciones públicas en colaboración de empresas privadas son de gran ayuda en la evolución del mercado del vehículo eléctrico. [28]

## 5. CONCLUSIONES

Este documento presenta una primera revisión del estado actual de las tecnologías asociadas a la recarga de vehículo eléctrico y un análisis de los aspectos a tener en cuenta para una efectiva integración del mismo en la red de distribución.

En esta primera edición de este documento el grupo de trabajo del vehículo eléctrico de Futured, ha examinado el estado del arte de la carga del vehículo eléctrico, la tecnología y planificación de la infraestructura de carga y ha detallado algunos casos de uso especiales, así como recomendaciones para un efectivo despliegue con el objeto de disponer de una infraestructura necesaria para impulsar la movilidad eléctrica

Para dicho análisis cobra especial importancia las iniciativas de aceleración en curso y previstas, del impulso del vehículo eléctrico que sientan las bases de las medidas llevadas a cabo o esperadas para el despliegue de los diferentes escenarios tecnológicos. Debido a la constante evolución y aparición de nuevas iniciativas, se concibe este documento como un documento vivo que se actualizará y retroalimentará a medida que evolucionen dichas iniciativas, así como lo haga el marco regulatorio asociado, también en constante cambio, evolución y revisión.

El estado de partida determina los escenarios de tecnología y planificación de la infraestructura de carga planteados. Dichos escenarios y despliegues tecnológicos son un primer planteamiento teniendo en cuenta el estado de partida. En esta primera versión del documento se revisan tanto las tecnologías de comunicación, el sistema de protección de línea se introduce brevemente el V2G y su impacto, se plantea la gestión del vehículo eléctrico como flexibilidad explícita del usuario final y también se esboza la planificación de la infraestructura de recarga rápida, el análisis del impacto esperado en la red de distribución. Por otro lado, se incluye una revisión especial para los requisitos técnicos de los vehículos pesados, y se evalúan los modelos de negocio de carga factibles y no factibles en la actualidad para el perímetro español.

Por último, en este documento se plantean ciertos casos de uso de especial interés como son las comunidades energéticas y las electrolineras y flotas de VE conectadas a las redes de distribución cuya normativa y regulación están en constante evolución. Es por ello por lo que del mismo modo que en apartados anteriores, el planteamiento publicado en este documento corresponde al estado normativo y regulatorio en el momento de publicación y se hace necesaria la revisión constante del planteamiento y actualización en futuras ediciones del grupo de trabajo.

Merece especial importancia caracterizar cómo va a ser la infraestructura de puntos de recarga a instalar en los próximos años, atendiendo a las potencias necesarias, así como su capacidad de aportar energía en la red de forma coordinada con los operadores de las redes de distribución, esto condicionará la evolución éstas en los próximos años.

Los puntos tratados son sólo el comienzo de la revisión de los despliegues tecnológicos necesarios para la efectiva instalación de la infraestructura de carga del vehículo eléctrico que ayudará sin duda al despliegue del modelo de transición energética que tiene por reto principal frenar el calentamiento global del planeta. Todas estas acciones se encuentran amparadas por el PNIEC como hoja de ruta en España en el que se ha establecido el objetivo de alcanzar la cifra de cinco millones de vehículos eléctricos para 2030.

Como conclusión final, se recalca la necesidad de una continua coordinación entre todos los agentes de la cadena que intervienen para que la movilidad eléctrica masiva en España sea una realidad. Este documento nace como un documento vivo, que se alimente de una constante actualización de los planteamientos iniciados en esta primera versión por los integrantes del grupo de trabajo de vehículo eléctrico de Futured con el objetivo de que tanto esta versión como futuras

versiones del documento, sirvan de referencia y contribuyan al despliegue efectivo del vehículo eléctrico en España, así como a su integración en la red de distribución.

## 6. REFERENCIAS

En este apartado se incluyen las referencias mencionadas durante el texto. También se incluyen otras fuentes que se han ido mencionando durante el texto y en los que se determina el enlace.

- [1] HM Government, «Transitioning to zero emission cars: 2035 delivery plan,» HM Government.
- [2] «Economics and environmental impacts of long-term scenarios of low emissions mobility in Spain,» de *1st Online IAEE International Conference – IAEE 2021*, París (Francia) , 2021.
- [3] ENTSO-E, «Position Paper on Electric Vehicle Integration into Power Grids».
- [4] P. J. D. F. a. H. S. K. Guepratte, «High Efficiency Interleaved Power Electronics Converter for wide operating power range,» 2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2009, pp. 413-419, doi: 10.1109/APEC.2009.4802691, 2009.
- [5] J. Faria, R. Velho, M. Calado, J. Pombo, J. Fermeiro y ,. S. Mariano, «A New Charging Algorithm for Li-Ion Battery Packs Based on Artificial Neural Networks.,» *Batteries* 2022, 8, 18., 2022.
- [6] A. T. A. M. S. & S. T. M. Kiildsen, «Efficiency Test Method for Electric Vehicle Chargers. In Proceedings of EVS29 - International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium,» 2016.
- [7] A. Genovese, F. Orteni y C. Villante, «On the energy efficiency of quick DC vehicle battery charging,» *World Electr. Veh.*, vol. 7, pp. 570-576, J. 2015.
- [8] E. & S. G. & K. J. & S. G. Kostopoulos, «Real-world study for the optimal charging of Electric Vehicles. Energy Reports. 6. 10.1016/j.egy.2019.12.008,» 2019.
- [9] I. Al-Anbagi y H. T. Mouftah, «WAVE 4 V2G: Wireless access in vehicular environments for vehicle-to-grid applications,» *ehicular Communications*, pp. 31--42, 2016.
- [10] Verband der Automobilindustrie, «Grid Integration Architecture,» 2020.
- [11] A. Bahrami, «EV Charging Definitions, Modes, Levels, Communication Protocols and Applied Standards,» *Changes*, 2020.
- [12] C. Alcaraz, J. López y S. Wolthusen, «OCPP protocol: Security threats and challenges,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, nº 5, pp. 2452--2459, 2017.
- [13] IEEE, «Especificación IEEE 2030.5,» [En línea]. Available: <https://standards.ieee.org/ieee/2030.5/5897/>.
- [14] L. Richardson y S. Ruby, RESTful web services, O'Reilly Media, Inc., 2008.
- [15] J. Matanza, S. Kiliccote, S. Alexandres y C. Rodríguez-Morcillo, «Simulation of low-voltage narrow-band power line communication networks to prop-agate OpenADR signals,» *Journal of Communications and Networks*, vol. 17, nº 6, pp. 656--664, 2015.
- [16] EEBUS. [En línea]. Available: <https://www.eebus.org/>.
- [17] A. Hoekstra, R. Bienert, A. Wargers, H. Singh y P. Voskui-len, «Using OpenADR with OCPP,» 2016.
- [18] J. Zuber, R. Bienert, R. Böhm, R.-I. Prümm y A. Schwackenberg, «Combining OpenADR and EEBUS for Energy Control,» 2021.
- [19] IEA, «GLOBAL EV Outlook 2019,» IEA, París, 2019.
- [20] IEA, «Global EV Outlook 2020,» IEA, París, 2020.
- [21] IDAE, «ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DEL ALMACENAMIENTO DETRÁS DEL CONTADOR EN ESPAÑA,» IDAE, Madrid, 2021.

- [22] [www.lastmilesolutions.com](http://www.lastmilesolutions.com).
- [23] P. o. t. I. -. E. . J. 2017, «Supporting involvement of electric vehicles in distribution grids: Lowering the barriers for a proactive integration».
- [24] IRENA, «Electric Vehicle Smart Charging- Innovation Landscape Brief».
- [25] E. d. Aragon, «Abre la primera estación de servicio exclusiva para vehículos eléctricos en Gran Bretaña,» 24 diciembre 2020. [En línea]. Available: <https://movilidadelectrica.com/primer-estacion-de-servicio-ve-uk/>. [Último acceso: 10 junio 2022].
- [26] Grupo de Trabajo de Centro de Transformación Inteligente, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN INTELIGENTE: FUNDAMENTOS PARA DISTRIBUCIÓN DE FUNCIONALIDADES, Madrid: Futured, 2021.
- [27] T. E. y N. D. , «Estudio sobre despliegue de la infraestructura de carga del vehículo eléctrico en España,» Transport & Environment, 2021.
- [28] Á. Arcos Vargas, J. M. Maza Ortega y F. Núñez Hernández, Propuestas para el fomento de la movilidad eléctrica: Barreras identificadas y medidas que se deberían adoptar, Real Academia de Ingeniería de España, 2018.
- [29] T. W. Team, «Wallbox,» [En línea]. Available: <https://blog.wallbox.com/how-norway-became-a-global-ev-leader/>. [Último acceso: 26 March 2022].
- [30] I. E. V. I. y Clean Energy Miniterial, «Gloval EV Outlook 2021. Accelerating ambitions despite the pandemic,» International Energy Agency, 2021.
- [31] A. S. S. E. E. P. UPC, «Red de microrredes: detrás del vehículo eléctrico». *infoPLC*.
- [32] L. m. solutions.
- [33] CNMC, «Documento explicativo sobre la Propuesta del Operador del Sistema de “Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español.,» 2019.

## 7. OTRAS FUENTES DE INTERÉS

- Orden TED/1427/2021 ([Enlace](#))
- Resolución de 12 de enero de 2022 ([Enlace](#))
- Orden TED/800/2021([Enlace](#))
- Resolución de 20 de septiembre de 2021 ([Enlace](#))
- Real Decreto 266/2021([Enlace](#))
- Real Decreto 569/2020 ([Enlace](#))
- Resolución de 3 de marzo de 2021([Enlace](#))
- Real Decreto 587/2020 ([Enlace](#))
- Real Decreto 132/2019 ([Enlace](#))
- Real Decreto 72/2019 ([Enlace](#))
- PNIEC ([Enlace](#))
- Ley 7/2021([Enlace](#))
- Ley 29/2021([Enlace](#))
- Can utilities turn EVs into a grid asset? [Enlace](#)
- European Alternative Fuels Observatory [Enlace](#)
- Previsiones Crecimiento Puntos de Carga España ANFAC [Enlace](#)
- Mapa de Puntos de Carga Vehículo Eléctrico Europa EAFO [Enlace](#)
- Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition [Enlace](#)

