

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



SMART GRIDS: INTEGRACIÓN DEL
VEHÍCULO ELÉCTRICO Y
SIMULACIÓN DEL IMPACTO DE LA
RECARGA EN UN SISTEMA DE
MEDIA TENSIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

Junio -2020

AUTOR: Jorge Antón Ortuño

DIRECTOR: Manuel Vicente Gascó
González

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres el esfuerzo realizado para darme la oportunidad de tener unos estudios universitarios y haber estado siempre para lo que fuera necesario.

Agradecer también a mi director D. Manuel Vicente Gascó González por el apoyo y la paciencia mostrados continuamente y su implicación para que el trabajo saliera adelante.

Por último, gracias a todos los profesores de la Escuela Politécnica Superior de Elche por todos los conocimientos que he podido adquirir con ellos y por su implicación para que los alumnos salgamos adelante.



RESUMEN

El presente documento consiste en el Trabajo Fin de Grado titulado “Smart Grids: Integración del Vehículo Eléctrico y Simulación del Impacto de la Recarga en un Sistema de Media Tensión” para la obtención del título de Graduado en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Miguel Hernández de Elche. El trabajo empieza con una revisión bibliográfica donde se describe y analiza el estado del arte de las tecnologías actuales de las redes eléctricas, conformando las Smart Grids o redes inteligentes, y la descripción de los principales elementos de los vehículos eléctricos y como se integran estos en las redes. A continuación, se presenta un estudio del impacto que los vehículos eléctricos tendrán en las redes eléctricas de media tensión, para el que se ha modelado una red de distribución real con todos sus elementos, además del diseño de un modelo de vehículo eléctrico equivalente a los reales y ajustado para su estudio mediante el software DIGSilent PowerFactory. Finalmente, se presentan y explican los resultados obtenidos, realizándose una comparación entre los mismos con el fin de determinar que alternativa de las propuestas en el trabajo es la más favorable para la correcta integración masiva de los nuevos vehículos eléctricos.

ABSTRACT

This document is the Final Degree Project entitled “Smart Grids: Electric Vehicle Integration and Simulation of the Recharging Impact on Medium Voltage Systems” to obtain the title of Graduated in Electrical Engineering from the Miguel Hernández University of Elche. The project begins with a review and analysis of the State of the Art of the Smart Grids and Electric Vehicles. It follows with a study about the impact in the grid of this kind of vehicles, for which an actual distribution grid has been modeled with all its components, as well as the design and modelling of an equivalent electric vehicle adjusted for its study by the DIGSilent PowerFactory Software. Finally, the results obtained are presented and explained, making a comparison between them in order to determine which alternative of the proposed ones would be the most favorable for a correct massive integration of the new electric vehicles.

PALABRAS CLAVE

Vehículo eléctrico, Red Inteligente, Red de Distribución, V2G, Batería, Transformador, Simulación.

KEY WORDS

Electric Vehicle, Smart Grid, Distribution Grid, V2G, Battery, Transformer, Simulation.



ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN.....	14
1.1 MOTIVACIÓN DEL TRABAJO.....	14
1.2 OBJETIVOS.....	15
1.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....	16
2. ESTADO DEL ARTE	17
2.1 SMART GRIDS	17
2.1.1 CONCEPTO DE SMART GRID	17
2.1.2 NECESIDAD DE RENOVACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA CONVENCIONAL	18
2.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS SMART GRIDS	19
2.1.4 OBJETIVOS DE LAS SMART GRIDS	20
2.1.5 VENTAJAS Y BENEFICIOS DE LA SMART GRID.....	21
2.1.6 BARRERAS E INCONVENIENTES DE LA SMART GRID.....	22
2.1.7 TECNOLOGÍAS Y ELEMENTOS QUE COMPONEN LA SMART GRID	24
2.1.7.1 ARQUITECTURA GENERAL DE LA RED.....	24
2.1.7.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	26
2.1.7.3 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	27
2.1.7.4 GESTIÓN DE LA DEMANDA	29
2.1.7.5 MEDIDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	30
2.1.7.6 SENSORES, ACTUADORES	32
2.1.7.7 FACTS.....	33
2.1.7.8 REDES DE COMUNICACIONES EN LA SMART GRID (HAN, NAN, WAN)	34
2.1.7.9 TIPOS DE CARGAS	35

2.1.7.10 VEHÍCULO ELÉCTRICO Y TECNOLOGÍA V2G	36
2.1.8 MICROGRIDS	37
2.2 VEHÍCULO ELÉCTRICO	40
2.2.1 CONTEXTO (HISTORIA DEL VE)	40
2.2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS / TIPOS DE VE	42
2.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	44
2.2.4 ELEMENTOS DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO	45
2.2.4.1 MOTOR ELÉCTRICO.....	45
2.2.4.2 BATERÍAS.....	49
2.2.4.3 INVERSOR	53
2.2.4.4 CONVERTOR.....	53
2.2.4.5 CARGADOR DE A BORDO	53
2.2.4.6 ECU	54
2.2.4.7 FRENADA REGENERATIVA	54
2.2.5 RECARGA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	55
2.2.5.1 TECNOLOGÍA DE RECARGA INTELIGENTE	55
2.2.5.2 TIPOS DE CONECTORES	56
2.2.5.3 VELOCIDADES DE RECARGA.....	57
2.2.5.4 TIPOS DE RECARGA.....	59
2.2.5.5 MODOS DE RECARGA	60
2.2.5.6 TIPOS DE INFRAESTRUCTURA DE RECARGA	61
2.2.6 V2G	61
2.2.6.1 V2H	63
2.2.6.2 AGREGADORES DE VEHÍCULOS	63
2.2.6.3 V2G UNIDIRECCIONAL	64
2.2.6.4 V2G BIDIRECCIONAL	64

2.2.6.5 BENEFICIOS DEL V2G	65
2.2.6.6 PROBLEMÁTICA DE LA V2G.....	67
2.3 LEGISLACIÓN Y NORMATIVA	68
2.3.1 NORMATIVA DE LAS REDES ELÉCTRICAS	68
2.3.2 NORMATIVA DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	70
3. MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	73
3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	73
3.2 MODELADO DE LA LÍNEA.....	75
3.3 MODELADO DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	78
3.4 MODELADO DE LAS CARGAS	80
3.4.1 CARGAS RESIDENCIALES Y TERCIARIAS.....	81
3.4.2 CARGAS ASOCIADAS A LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	85
3.5 CASOS DE ESTUDIO.....	89
3.5.1 CASO 0: SIMULACIÓN SIN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	89
3.5.2 CASO 1: CONEXIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS SIN CONTROL	90
3.5.3 CASO 2: CONEXIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CONDICIONADA POR TARIFAS ESPECIALES	92
3.5.4 CASO 3: CONEXIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CONTROLADA	94
3.5.5 CASO 4: CONEXIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON V2G	96
3.6 FLUJO DE CARGAS.....	99
3.6.1 ECUACIONES DEL MÉTODO NEWTON-RAPHSON.....	100
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	102
4.1 RESULTADOS	102
4.1.1 CASO 0	102
4.1.2 CASO 1	103
4.1.3 CASO 2	106
4.1.4 CASO 3	109

4.1.5 CASO 4	111
4.1.5.1 CASO 4 CON UN 60% DE CONEXIÓN.....	112
4.1.5.2 CASO 4 CON UN 100% DE CONEXIÓN.....	114
4.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS	116
5. CONCLUSIONES.....	118
6. BIBLIOGRAFÍA.....	120



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Representación de una Smart Grid [41].	18
Ilustración 2. Sistema tradicional (izquierda) y generación distribuida (derecha) [9].	25
Ilustración 3. Arquitectura de comunicaciones de una red eléctrica inteligente [10].	25
Ilustración 4. Contador inteligente ZIV [42].	31
Ilustración 5. Arquitectura de redes HAN, NAN y WAN [43].	35
Ilustración 6. Motor eléctrico y chasis de un Tesla Model S [44].	46
Ilustración 7. Desempeño de los diferentes tipos de batería según diferentes variables [28].	52
Ilustración 8. Diferentes tipos de conector de cargadores [45].	57
Ilustración 9. Gráfica compuesta Intensidad y % de carga frente al tiempo [27].	58
Ilustración 10. Esquema del funcionamiento del V2G [46].	62
Ilustración 11. Modelo del sistema de distribución en DIGSilent PowerFactory.	75
Ilustración 12. Definición de la línea en el programa.	77
Ilustración 13. Definición de la línea en el programa.	77
Ilustración 14. Definición de los transformadores en el programa.	79
Ilustración 15. Definición de los CT's en el programa.	80
Ilustración 16. Ejemplo de carga introducida en el programa.	83
Ilustración 17. Perfil de carga residencial.	84
Ilustración 18. Perfil de carga terciaria.	84
Ilustración 19. Perfil de llegada de los usuarios de los vehículos.	92
Ilustración 20. Perfil de carga de los vehículos acogidos a tarifa especial.	94
Ilustración 21. Perfil de carga de los vehículos con recarga inteligente.	96
Ilustración 22. Perfil de carga y descarga de los vehículos V2G.	98
Ilustración 23. Perfil de carga de la red sin vehículos – Caso 0.	103
Ilustración 24. Perfil de carga de la red – Caso 1.	104
Ilustración 25. Porcentaje de carga del CT-08.	105
Ilustración 26. Perfil de carga de la red – Caso 2.	107
Ilustración 27. Porcentaje de carga del CT-08.	108
Ilustración 28. Perfil de carga de la red – Caso 3.	109
Ilustración 29. Porcentaje de carga del CT-08.	110
Ilustración 30. Perfil de carga de la red – Caso 4 – 60%	112

Ilustración 31. Porcentaje de carga del CT-08	113
Ilustración 32. Perfil de carga de la red – Caso 4 – 100%.....	114
Ilustración 33. Porcentaje de carga del CT-08	115
Ilustración 34. Comparación de las pérdidas totales del sistema.	117



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Modelos de vehículos eléctricos y sus capacidades, autonomías y consumos.	43
Tabla 2. Características del conductor.....	76
Tabla 3. Longitudes de los tramos de los anillos.....	78
Tabla 4. Características de los transformadores.	79
Tabla 5. Cargas previstas por cada CT.	82
Tabla 6. Perfiles de carga residencial y terciario.....	83
Tabla 7. Cálculo del modelo de vehículo eléctrico.	85
Tabla 8. Modelo de vehículo implementado en el programa.	88
Tabla 9. Cálculo de la potencia por CT de las cargas de vehículo eléctrico.	89
Tabla 10. Cálculo del perfil de conexiones. Adaptación de [54].	91
Tabla 11. Distribución horaria del perfil del Caso 1.	91
Tabla 12. Distribución horaria del perfil del Caso 2.	93
Tabla 13. Distribución horaria del perfil del caso 3.	95
Tabla 14. Cargas V2G por CT.....	97
Tabla 15. Distribución horaria del perfil V2G.	98
Tabla 16. Resultados de la simulación – Caso 1.	105
Tabla 17. Resultados de la simulación – Caso 2.	108
Tabla 18. Resultados de la simulación – Caso 3.	111
Tabla 19. Resultados de la simulación – Caso 4 – 60%	113
Tabla 20. Resultados de la simulación – Caso 4 – 100%	115
Tabla 21. Comparación de la máxima potencia demandada por la red.	116
Tabla 22. Comparación de la máxima carga en los transformadores.....	116



1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL TRABAJO

En la sociedad actual, cada vez existe más concienciación medioambiental, que se ve reflejada en las medidas que llevan a cabo los diferentes gobiernos y organismos internacionales, con el principal objetivo de reducir las emisiones de gases causantes del llamado efecto invernadero y fomentar el desarrollo sostenible, siendo una de las principales directrices el marco estratégico de la Unión Europea en materia de clima y energía. Debido a esto, las tecnologías de generación con energías renovables, así como otros sectores de la industria como el automovilístico y la movilidad eléctrica, están sufriendo cambios para adaptarse al nuevo paradigma energético.

Esta nueva situación afecta a la manera en que se genera y demanda la energía, modificando las curvas de carga y generación, pero también a las redes de distribución eléctrica, ya que son las encargadas de soportar las conexiones de las nuevas pequeñas generaciones que puedan existir y los futuros puntos de recarga para vehículos eléctricos, los cuales no dejan de aumentar al mismo tiempo que aumentan las ventas de este tipo de vehículos.

El hecho de que cada vez existan más usuarios de vehículos eléctricos, junto con la expectativa de que en unos años superen en números totales a los vehículos de combustión tradicionales y sumado a los avances que se esperan en el aumento de la capacidad de las baterías, implica una serie de cargas con las que no se contaba en el momento en que se proyectaron y construyeron las redes de distribución actuales. Una manera de dar respuesta a este problema consiste en la actualización de ciertos elementos en la red que la conviertan en “inteligente”, comúnmente llamada “Smart Grid” por sus características de interactividad y por estar conectada con el entorno.

El desarrollo de la Smart Grid es vital de cara a la gestión de las cargas variables y generación distribuida que van a aparecer en la red del futuro, de manera que los elementos integrantes de la red se comuniquen con esta y se pueda gestionar en consecuencia dependiendo de diversos factores, como pueden ser la cantidad de

generación convencional en el momento, un autoconsumo con excedentes, o cargas variables como las generadas por el vehículo eléctrico. El ser capaces de integrar estas cargas de manera óptima dependerá de los esfuerzos que se sigan acometiendo para el acondicionamiento de redes ya existentes y del correcto desarrollo de las futuras.

1.2 OBJETIVOS

El principal objetivo de este trabajo es describir y estudiar el comportamiento de un sistema de distribución real cuando se integran en él recargas de vehículos eléctricos. Se tratará de ver el efecto que estas nuevas cargas tienen sobre la red y como modifican el perfil de carga de la misma bajo distintos niveles de penetración del vehículo eléctrico. Se comprobará de esta manera la fiabilidad y disponibilidad de una red proyectada con la normativa habitual que no contempla, al menos explícitamente, la recarga masiva que se espera en un futuro de este tipo de vehículos.

Para este propósito se realizará una simulación mediante el software de análisis de sistemas eléctricos de potencia DIGSilent PowerFactory, en la que se contemplarán diferentes casos de conectividad y penetración de vehículos eléctricos en el sistema. De esta forma se pretende ver si la red de estudio se sobrecargará al conectar las cargas sin control y aumentar su coeficiente de capacidad añadiendo diferentes tipos de control.

Asimismo, se realizará una revisión bibliográfica a modo de recopilación de los conceptos necesarios para entender el vehículo eléctrico dentro de los sistemas de distribución más modernos, las Smart Grids o Redes Inteligentes. Se detallarán los elementos que las forman y su funcionamiento y relación con los vehículos eléctricos. También se describirá la tecnología actual de los vehículos eléctricos y sus avances, además de la tecnología V2G, estrechamente relacionada con el desarrollo de las Smart Grids.

1.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

En el primer capítulo se realiza una breve introducción con la motivación que ha llevado a la realización de este trabajo y se detallan los objetivos que pretenden conseguirse con la realización del mismo.

El segundo capítulo se presenta dividido en dos grandes bloques diferenciados, las Smart Grids o redes inteligentes y el vehículo eléctrico. En la primera parte, correspondiente a las Smart Grids, se hace una revisión bibliográfica que describe técnicamente este tipo de redes, presentando las características fundamentales que las forman y definiéndolas, así como su funcionamiento a nivel de operación y comunicación. En la segunda parte del capítulo, se interrelacionan con el vehículo eléctrico, para el cual también se presenta una amplia descripción técnica del mismo, explicando sus características y sistemas, y definiendo las posibilidades que tendrán este tipo de vehículos en el futuro.

El tercer capítulo es el correspondiente a la modelización de la red eléctrica de media tensión descrita en el Proyecto de Urbanización del Sector PAU 3 del Plan General Municipal de Ordenación de Alicante, que se simulará mediante el software previamente mencionado DIGSilent PowerFactory. A la red de distribución eléctrica modelada se le aplicarán cargas simulando las recargas de vehículos eléctricos para diferentes casos, de forma que se pueda estudiar si existirá o no sobrecarga y si es viable la integración de este tipo de vehículos en una red calculada y proyectada sin incluirlos como posibles cargas.

Finalmente, en el punto 4 se exponen y discuten los resultados obtenidos y en el punto 5 se establecen las conclusiones a la simulación realizada y se proponen estudios futuros relacionados.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 SMART GRIDS

2.1.1 CONCEPTO DE SMART GRID

El diseño de la red eléctrica actual sigue una estructura fundamentalmente vertical, de modo que la generación, el transporte y la distribución están pensados de manera que se pueda mantener la estabilidad, fiabilidad y eficiencia del sistema. No obstante, cada vez más, los operadores encargados de su control se enfrentan a nuevos problemas como pueden ser la penetración de las energías renovables (no gestionables en su mayoría), un rápido cambio tecnológico estando el desarrollo del vehículo eléctrico en auge y posibles cambios de comportamiento de los diferentes usuarios de la red [1].

El siguiente paso en las redes eléctricas es lo que se conoce como *Smart Grid* o *Red Eléctrica Inteligente*. Una red eléctrica inteligente, según define Red Eléctrica de España, “*es aquella que puede integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro*” [2]. Si bien otras fuentes dan definiciones diferentes, todas hacen referencia a los mismos conceptos clave: la Smart Grid es un sistema bidireccional de comunicación entre operador y cliente, capaz de adaptarse a los cambios imprevistos de la demanda, busca asegurar la calidad, seguridad y fiabilidad del suministro, permite la correcta integración de las energías renovables y permite una gestión digital del sistema.

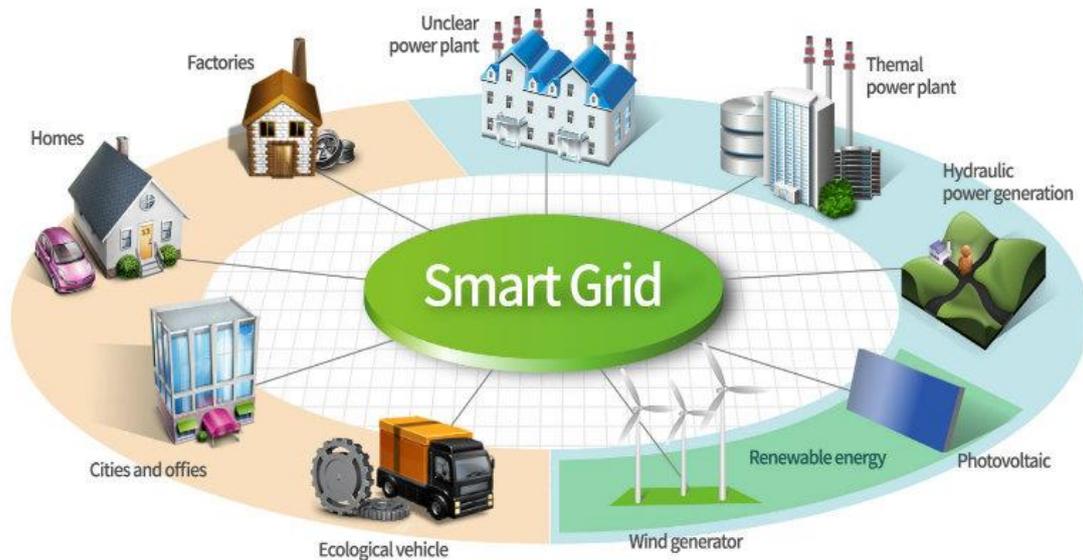


Ilustración 1. Representación de una Smart Grid [41].

El principal motivo de que sean llamadas Redes Inteligentes es la capacidad de trasiego de información existente entre usuario y operador. Estas redes utilizan tecnologías como el envío de datos PLC (Power Line Communications) para transmitir información relevante para el operador, como pueden ser datos de consumo de los clientes (telegestión) o el poder localizar posibles faltas o averías en el sistema de distribución.

2.1.2 NECESIDAD DE RENOVACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA CONVENCIONAL

La electricidad es el recurso energético más empleado en la actualidad en la totalidad de los países desarrollados, consumiéndose en las ciudades 2/3 de toda la energía primaria. Siendo un 52% de la población mundial urbana, en la Unión Europea este dato aumenta hasta el 72.6% y se espera que alcance más del 82% en un futuro [3], que unido a la cada vez más electrificación de todos los sistemas domésticos, implica que en un futuro las redes no sean capaces de soportar toda esta carga.

Junto a esta problemática se encuentra que tradicionalmente el sistema eléctrico convencional se ha basado en la generación eléctrica en grandes centrales, el transporte

de esta electricidad hasta los puntos de consumo y la distribución en los mismos. Este modelo se complica conforme se hace necesaria la integración de las energías renovables y el vehículo eléctrico en la red, además de otros problemas como los que se mencionan en [4]:

- Todavía se utilizan combustibles fósiles en una gran cantidad de centrales térmicas, con niveles elevados de contaminación.
- Existen en la curva de carga horas punta con picos de demanda que se cubren mediante centrales cuyo coste operativo es muy alto.
- Hasta ahora, los usuarios no disponían de mecanismos legales para verter sus excedentes autogenerados a la red.
- Quedan todavía algunos tramos de la red no telegestionados, sin poderse detectar faltas con rapidez, pudiendo provocar daños más graves debido a sobrecargas.
- Mucha parte de la infraestructura eléctrica empieza a ser antigua, ocasionando pérdidas.

Esta problemática se puede solventar mediante la necesaria actualización del sistema eléctrico hacia una red más inteligente y conectada entre los diferentes participantes.

2.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS SMART GRIDS

Las Smart Grids constan de una serie de características innovadoras de cara a como se ha entendido hasta ahora el mercado de la electricidad, aportando soluciones integradoras y tarifas a medida del cliente. Para el usuario esto supone beneficios palpables, como la lectura remota y exacta del consumo, información detallada sobre el mismo, adaptación de tarifas según sus hábitos e información detallada sobre el precio de la energía consumida, de manera que se promueva la eficiencia y el ahorro energético [5]. Según [6] y matizado por [5], las características son:

- Flujos bidireccionales. La generación con energías renovables ha cambiado el flujo de energía en la red. Ahora los usuarios además de consumir electricidad también producen.
- Participación activa del consumidor, gracias al trasiego de información. Será posible una transmisión más eficiente de la energía, restablecer antes el suministro después de un apagón o sobrecarga y aumentar la eficiencia del sistema y reducir costes para los consumidores.
- Eficiencia energética. Reducción de costes en la generación y por tanto reducción de la contaminación al reducir el consumo de energía. Con el sistema digital de monitoreo se consigue reducir pérdidas y aumentar la fiabilidad del sistema.
- Fiabilidad. Con un sistema de monitoreo en tiempo real se minimizan las pérdidas por transporte y se mantiene la calidad de la energía. Con este sistema se consigue identificar las averías, mayor automatización, utilizar fuentes de generación alternativas en lugar de grandes centrales e identificar si alguna falla, de manera que se pueda reorientar el flujo de energía desde otra fuente o por otra línea.
- Energías renovables. Con un peso importante en el futuro, su principal problema es que no son constantes al depender en su mayoría de la meteorología. Las Smart Grids aportan una buena solución en la comunicación en tiempo real del estado de la red, de manera que se logre la integración de estas fuentes de energía correctamente en el sistema.
- Seguridad. En la Smart Grid el propio sistema es capaz de alertar al operador ante una falta en la red, evitando posibles fallos en cascada.

2.1.4 OBJETIVOS DE LAS SMART GRIDS

Mediante la actualización de las redes convencionales a la Smart Grid, se pretenden alcanzar una serie de objetivos de sostenibilidad y buen funcionamiento de la red, como los que se mencionan en [3]:

- Mejorar la fiabilidad y calidad del suministro energético de manera que cuando haya una avería, la propia red sea capaz de detectar y aislar la falta, además de contribuir a una recuperación del sistema más rápida. Mediante la inteligencia propia de la red se podría también prevenir incidencias futuras, logrando una red más robusta.
- Proporcionar al cliente información y herramientas con las que pueda gestionar y optimizar su consumo, de manera que pueda adaptar sus hábitos para lograr un ahorro económico. De esta manera también se gestiona de forma activa la demanda, desplazando ciertos consumos a horas valle de menor carga en la red.
- Como se menciona en [7], la Smart Grid permite contribuir a la mejora de la sostenibilidad medioambiental, mediante la máxima integración de energías renovables, contribuyendo enormemente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Posibilidad de gestionar de forma adecuada cargas móviles como las que representa el vehículo eléctrico, de forma que no se sobrecarguen ciertos tramos de red que en ese momento puedan tener un exceso de vehículos conectados a los cargadores.

2.1.5 VENTAJAS Y BENEFICIOS DE LA SMART GRID

Una vez que se conocen los objetivos que se busca conseguir con la implantación de la Smart Grid y que características son necesarias para ello, se pueden enumerar las ventajas que traen consigo [8]:

- Reducción de emisiones de CO₂ con medios de producción y generación más eficientes y renovables.
- Descentralización de la generación hacia un modelo de generación distribuida, descongestionando las redes de transporte y reduciendo las pérdidas por el mismo con generación cerca del lugar de consumo.

- Autoconsumo con excedentes. Compensación en la factura por la energía sobrante de la generación y vertida a la red.
- Información en tiempo real sobre la calidad de la red.
- Desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (podrían servir los propios vehículos eléctricos) que ayuden a estabilizar la curva de demanda.
- Gestión activa de la demanda conociendo al consumidor.
- Optimización del sistema mediante check-points o puntos de control.
- Incremento de la cantidad de clientes que generan y/o actúan como contenedores de energía.
- Nivel mayor de integración de los vehículos eléctricos, aprovechando las energías renovables instaladas en la red o inyectando energía en momentos de necesidad.

2.1.6 BARRERAS E INCONVENIENTES DE LA SMART GRID

Tras analizar los beneficios que pueden aportar las redes inteligentes al sistema eléctrico y las numerosas ventajas que pueden ofrecer en general a los diferentes usuarios, se hace necesario exponer los posibles inconvenientes que surgen en su implementación y que barreras deben superarse para lograrlo. De acuerdo con [4] y [8], los principales inconvenientes de una Smart Grid serían los siguientes:

- **Barreras económicas:** Uno de los principales obstáculos de cara a la implantación de la Smart Grid es claramente el económico, afectando de varias maneras:
 - Necesidad de una elevada inversión inicial, con un plazo de recuperación largo. La reestructuración, adaptación y modernización de las redes de distribución y transporte, así como de sistemas de generación supone un importante gasto para las empresas.

- Con la aparición de clientes que también son generadores se crea un nuevo marco económico que incluye el balance neto de energía y la compensación por generación. Esto genera incertidumbre en las compañías que no saben si mantendrán los mismos beneficios que tenían con el sistema tradicional.
- Redefinición de las tarifas acordes al sistema de gestión de la demanda y al consumidor como parte activa de la generación.
- “Inexistencia de un marco regulatorio de incentivo por inversión”.
- **Barreras técnicas:** La problemática de carácter técnico es también una parte importante de los inconvenientes que pueden surgir a la hora de integrar la tecnología Smart en la red, pudiendo resumirse en:
 - La tecnología evoluciona a diario, por lo que existen dudas respecto a si es una tecnología que ha alcanzado ya la madurez suficiente.
 - Durante un tiempo la tecnología Smart Grid y la tradicional deben coexistir, ya que es imposible una adaptación total inmediata. Además de esta manera se busca lograr una adecuación a la nueva red manteniendo las prestaciones.
 - Necesidad de estándares en la tecnología informática (TIC) que se utiliza en los aparatos por parte de cada compañía. Dificultad de adoptar una estrategia común.
 - Posibles cambios en la forma de proceder en la construcción de nuevos edificios o en futuros acondicionamientos.
- **Barreras regulatorias:** Es necesario que exista un marco regulatorio que contemple los diferentes aspectos que abarca la tecnología de las redes inteligentes:
 - Normativa referente a aspectos derivados de la integración de las Smart Grids: generadores virtuales, generación distribuida, propiedad de los contadores, almacenamiento, etc.

- Diferencias entre los diferentes mercados, dificultando el desarrollo de soluciones eficientes.

2.1.7 TECNOLOGÍAS Y ELEMENTOS QUE COMPONEN LA SMART GRID

Para poder llevar a cabo correctamente el establecimiento de una Smart Grid, será necesario que esta disponga de una serie de características o elementos imprescindibles para un funcionamiento óptimo. Muchas son tecnologías novedosas desarrolladas en los últimos años y que se han implantado ya o se están implantando en las redes convencionales.

2.1.7.1 ARQUITECTURA GENERAL DE LA RED

La red eléctrica inteligente tiene una estructura similar a la red eléctrica convencional, diferenciando los 4 apartados típicos de una red: generación, transporte, distribución y consumo. A esto se debe de agregar las nuevas fuentes de generación renovable distribuidas, ubicadas en su mayoría en las áreas de consumo, de manera que una parte de los consumidores pasan a ser también generadores. Surge por tanto una nueva figura denominada como prosumidor, que consistirá en aquel consumidor que vierte a la red los excedentes de producción que su tenga instalación de autoconsumo, actuando como un generador, por lo general acogiéndose a sistemas de compensación en la factura.

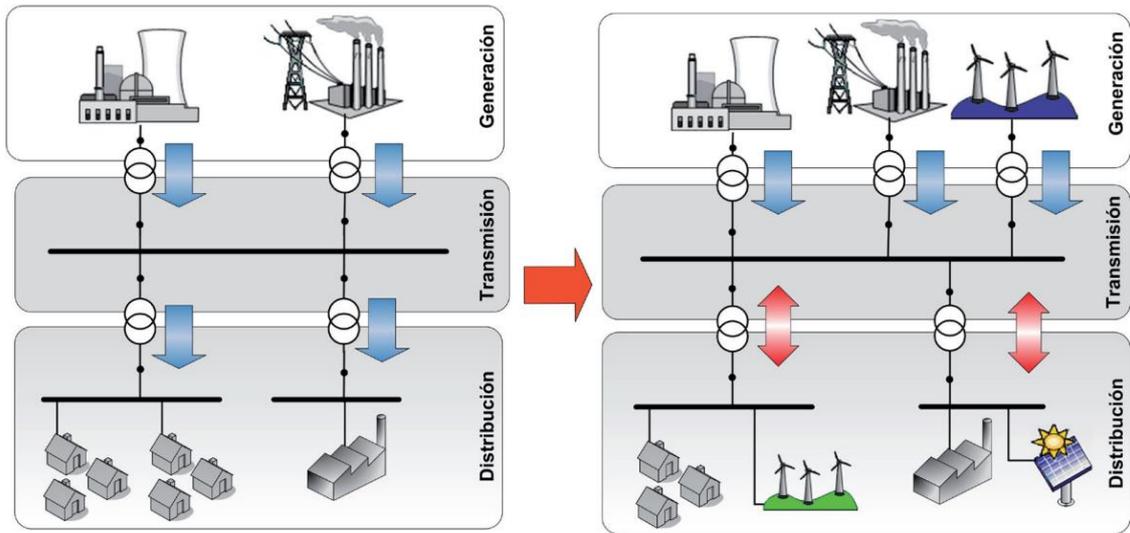


Ilustración 2. Sistema tradicional (izquierda) y generación distribuida (derecha) [9].

Paralelamente a la estructura de la red eléctrica surge una red de comunicación, que será la encargada de transmitir la información entre los diferentes participantes en el sistema eléctrico. Gracias a esta red se podrán detectar faltas remotas, implementar la telemedida y la telegestión mediante los llamados contadores inteligentes y supervisar la red de manera centralizada. Más adelante se detallarán los diferentes elementos que la componen.

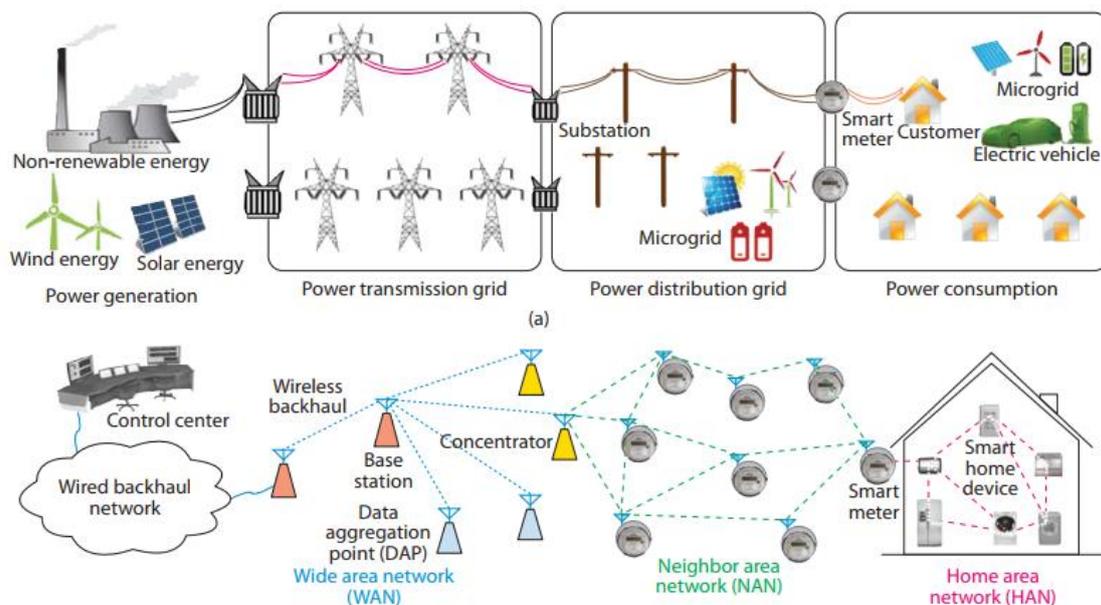


Ilustración 3. Arquitectura de comunicaciones de una red eléctrica inteligente [10].

2.1.7.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Como se cita en [11], según el DCPA (Distribution Power Coalition of America) la generación distribuida se define como: “cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución”.

De esta definición se puede entender que la generación distribuida abarca tanto desde pequeñas centrales ubicadas cerca de puntos de consumo, hasta los excedentes de una instalación de autoconsumo de un cliente particular. Además, y aunque no se especifique en la definición, en los últimos tiempos se asocia la generación distribuida al incremento de las energías de origen renovable en el panorama energético.

La generación distribuida cumple un papel importante mediante diferentes aplicaciones, que complementan perfectamente a la Smart Grid, ayudando a aplanar la curva de demanda en horas punta, mejora la calidad del suministro en puntos alejados donde no se pudiera mantener un buen nivel tensión y da respaldo a la red de transporte y distribución.

No es propósito del presente trabajo profundizar en los diferentes tipos de energías que pueden ser consideradas como generación distribuida, pero sí que es preciso mencionar que en los últimos años el concepto ha ido cambiando. Al principio se consideraba cualquier energía generada a pequeña escala e inyectada directamente a la red de distribución, pudiendo ser de origen renovable o no, como motores de combustión interna alternativos o turbinas de gas. Aunque técnicamente un pequeño motor con excedentes que inyecte a la red sigue siendo generación distribuida, hoy en día el concepto engloba principalmente las energías de origen renovable, siguiendo la tendencia global hacia la eficiencia energética y el cuidado del medio ambiente. Por lo que las principales tecnologías de generación distribuida son [11]:

- Solar fotovoltaica
- Mini hidráulica
- Eólica

- Biomasa
- Solar térmica
- Geotermia

2.1.7.3 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La manera fundamental de operar la red eléctrica está caracterizada por el equilibrio que existe entre la generación y la demanda de energía eléctrica. El consumo varía día a día dependiendo del comportamiento de los usuarios de la red, haciendo necesario un sistema basado en predicciones de la demanda para poder realizar la programación de la generación que se va a necesitar a cada momento. Ahora, con la introducción de las energías renovables no controlables al mix energético se añade incertidumbre a la programación debido a la variabilidad de estas, debiendo utilizarse combustibles fósiles para cubrir las fluctuaciones en la generación [12].

Ante esta situación, se hace necesario el desarrollo e introducción en el sistema de dispositivos de almacenamiento de energía, de manera que se dote al mismo de mayor flexibilidad y poder aprovechar al máximo los recursos renovables.

Por lo tanto, se puede decir que los objetivos fundamentales de los sistemas de almacenamiento de energía son [13]:

- Mejorar la calidad del servicio.
- Actuar como un sistema de regulación entre la demanda y la generación de energía.

Además, se pueden enumerar las siguientes ventajas técnicas y económicas [13]:

- Soporte a la tensión y frecuencia de la red.
- Reducción de los picos de demandas, trasladándolos a momentos de baja demanda.

- Gestión de restricciones técnicas por sobrecarga en las líneas de transporte.
- Mejora de la fiabilidad del sistema, reduciendo tiempos de interrupción.
- Incremento del valor de la energía, cargando los sistemas de acumulación a precios bajos y vendiendo la energía en momentos de alta demanda.
- Retribuciones por participación en los servicios complementarios.
- Reducción de las consecuencias negativas en sistemas con una energía de baja calidad.

Junto a todo esto, se espera que el uso del almacenamiento energético aumente la penetración de la energía distribuida, mitigando su variabilidad y aumentando su disponibilidad [12].

En general, las principales tecnologías de almacenamiento que se emplean hoy en día se pueden listar como en [13]:

- Hidrógeno
- Volantes de inercia
- Centrales de bombeo y turbinado
- Sistemas de aire comprimido
- Baterías electroquímicas
- Sistemas de acumulación térmica

Junto a todos estos sistemas, también se debe hablar de la tecnología V2G (Vehicle to Grid). El fundamento de esta tecnología consiste en la posibilidad de utilizar los vehículos eléctricos conectados a la red como si fueran puntos de almacenamiento distribuidos, utilizando la energía almacenada en sus baterías en horas de baja demanda para cubrir puntas cuando la demanda es elevada. Esta tecnología se desarrollará más en su correspondiente apartado.

2.1.7.4 GESTIÓN DE LA DEMANDA

Como se expone en [3]: “es la gestión, por parte de la Distribuidora o de un Agregador de Cargas, de parte de las cargas del usuario final según un protocolo de funcionamiento, unas prioridades y unos beneficios tarifarios acordados entre ambos en base a unos contratos previos”. Esto quiere decir que la gestión de la demanda consiste principalmente en implementar y planificar distintas soluciones de forma que se modifiquen las actuaciones de los consumidores de manera que disminuya el consumo [5]. Con esto se aumenta la eficiencia y optimización del consumo del cliente, se consiguen hacer previsiones de demanda y adaptar dicha demanda a la curva de precios, detectar posibles fraudes, reducir la potencia consumida en momentos que la red de distribución pueda necesitarlo, mejorar la integración de las energías renovables y ayudar a reducir las emisiones de gases contaminantes.

Para conseguir los objetivos que se pretenden gestionando la demanda, se citan los pasos mencionados en [5]:

- Mediante tarifas con discriminación horaria se desplaza el consumo de las horas pico a las horas valle.
- Para llenar estas horas valle se puede utilizar sistemas de almacenamiento, propiciar la recarga de vehículos eléctricos en estas horas y promover consumos domésticos elevados como lavadoras, lavavajillas, secadoras, etc.
- Reducir el consumo durante las horas pico con un servicio de interrumpibilidad y gestión automática de cargas.

Como se menciona en [14], los actores implicados en la gestión de la demanda son el agregador (empresa de servicios energéticos), la distribuidora, la comercializadora y los clientes.

Los beneficios de realizar una gestión activa de la demanda se verán reflejados en una disminución del coste energético y de su patrón de consumo. También mejorará la seguridad en el suministro y consecuentemente la calidad de la red eléctrica [5].

2.1.7.5 MEDIDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La Smart Grid necesita indiscutiblemente una lectura de datos en tiempo real de manera que se pueda supervisar y gestionar los diferentes recursos de los que dispone. Entre ellos se pueden nombrar el control del consumo eléctrico que hace el cliente, o la necesidad de una facturación automática por este consumo, además de otras aplicaciones como puede ser la monitorización de tecnologías de generación renovables y por lo tanto no controlables y variantes.

Para poder llevar a cabo el control en tiempo real de esta información, o implementar tarifas como la discriminación horaria, se hace necesario un equipo de medida que disponga de los elementos necesario para llevar a cabo estas acciones. Surgen de esta manera los llamados Smart Meters o contadores inteligentes, en detrimento de los contadores electromecánicos, capaces de cuantificar y transmitir de forma instantánea la información de la cantidad de energía que se está consumiendo o produciendo por el cliente [15].

Como se expone en [12]: “Un contador inteligente es un tipo de contador que, aparte de medir el consumo de una forma más detallada, puede aportar más funcionalidades o servicios que los contadores convencionales”. Tanto los contadores antiguos como los nuevos Smart Meters disponen de tres elementos principales: el sistema de medida, una memoria y un dispositivo de información, que se convierte en un dispositivo de comunicación en el caso de los contadores inteligentes [15].



Ilustración 4. Contador inteligente ZIV [42]

Los contadores inteligentes se clasifican principalmente en dos grupos [12]:

- AMR (Automatic Meter Reading): Lectura automática de contadores. Contadores habilitados para teledistribución básica, permitiendo únicamente la lectura de la energía por parte de la compañía encargada de la misma, a través de un canal de comunicación unidireccional.
- AMI (Advanced Metering Infrastructure): Infraestructura de medición avanzada. Contadores habilitados para poder realizar tareas de telegestión, pudiendo ser leídos y gestionados a través de una red de comunicación bidireccional de forma remota. Gracias a estos contadores se consigue la anteriormente mencionada gestión de la demanda, además de gestión de usuarios, conexión y desconexión remotas y la monitorización de la calidad del suministro. Este tipo de contador inteligente también permite diferentes opciones de discriminación horaria y la programación de intervalos acordados con el cliente.

Para completar la infraestructura de la medida de una red eléctrica, junto con el contador inteligente será necesaria la instalación de una red de comunicaciones, llamada Meter Communication Infrastructure (MCI) y un sistema de tratamiento de datos, Meter Data Management (MDM) [12].

La MCI consiste en la instalación de concentradores encargados de recopilar y agrupar la información de todos los contadores de una zona en concreto y reenviarla al centro de control. La instalación de los concentradores se realiza en los centros de transformación, de manera que recogen la información de los contadores asociados a las líneas de suministro en baja tensión que parten de estos centros. El método empleado para la transmisión de información del contador al concentrador es la comunicación por onda portadora o PLC (Power Line Communications), empleando para ello la misma red de baja tensión.

Los contadores inteligentes tienen una serie de ventajas e inconvenientes que se mencionan en [12]:

- Incremento de la eficiencia de la línea y ahorro energético.
- Reducción de los costes de operación y de detección de averías en la red.
- Permiten realizar cambios en la potencia contratada de forma remota.
- Permiten tarifas con discriminación horaria
- Se facilita la detección de fraudes.

2.1.7.6 SENSORES, ACTUADORES

El empleo de sensores es esencial en las redes inteligentes. Estos se encargan de medir y detectar magnitudes físicas y convertirlas en señales eléctricas capaces de ser transmitidas y almacenadas, de manera que los datos puedan ser tratados y se tenga información precisa sobre el estado actual de la red, de manera que la misma pueda actuar de la manera más inteligente posible [12].

La instalación de sensores contribuye a mejorar el monitoreo del sistema, la integridad de la red, el estado de los equipos de la misma y de los sistemas de protección ante faltas. De esta manera se hace posible la detección de problemas con rapidez, identificando las partes que pueden fallar en la red y dando una respuesta inmediata en la mayoría de los casos [16].

De todo esto se puede deducir que en general el objetivo principal de los sensores es el mantenimiento preventivo de los diferentes elementos que conforman el sistema eléctrico, proporcionando información del estado en tiempo real de los mismos. Además, el tratamiento de los datos que proporcionan se puede emplear para optimizar como trabajan estos elementos y lograr un grado más alto de eficiencia.

- PMU

Los PMU (Phasor Measurement Units) o sincrofasores, son sensores para la red de transporte y distribución con nuevas aplicaciones. Como se menciona en [12]: *“los sincrofasores son una unidad que mide las ondas de la red eléctrica y pone las medidas en una misma base de tiempo absoluto. Las mediciones contienen una marca de tiempo que permite sincronizar las medidas de diferentes ubicaciones y comparar las de diferentes puntos de la red en tiempo real”*. Esto difiere de los tradicionales sistemas SCADA en que estos últimos estiman el estado en base a datos no sincronizados, a diferencia de los sincrofasores, que permiten utilizar aplicaciones que necesiten conocer la situación de la red en tiempo real.

2.1.7.7 FACTS

Los FACTS (Flexible Altern Current Transmission System) o Sistema Flexible de Transmisión de Corriente Alterna es un sistema utilizado para la transmisión de corriente alterna cuyo propósito es mejorar el control y aumentar la capacidad de transferencia en la red [16]. Combinan sistemas de compensación, electrónica de potencia y microelectrónica permitiendo la operación óptima de los sistemas eléctricos [13].

Como se expone en [13], permiten la regulación de la transmisión de potencia entre dos puntos de manera suave y rápida, y destacan las siguientes medidas aplicables a sistemas de potencia:

- Control rápido y continuo del flujo de potencia, controlando las tensiones en los nodos, modificando las impedancias de las líneas o controlando el ángulo de faso al final de las mismas.

- Disminuyen las oscilaciones peligrosas.
- Evitan los efectos de las fallas, evitando daño a equipos y apagones en cascada.
- Disminución de pérdidas de potencia activa, menor coste de producción de la energía y cumplimiento de requerimientos legales mediante el control de flujos de potencia en la red.

Se puede decir, por tanto, que los FACTS buscan incrementar la capacidad de transferencia de potencia de los sistemas de transmisión y mantener los flujos de potencia a través de la red de manera que se optimicen las condiciones económicas del sistema.

Dos tecnologías se destacan como las más comunes de los FACTS, los sistemas SVC (Static Var Compensator) y los STATCOM (Static Synchronous Compensator) [17]:

- SVC: Compensador estático de reactiva. Mediante el control de tensión aumentan la calidad del suministro. A través de semiconductores pueden generar o consumir potencia reactiva. Proveen la potencia reactiva requerida para controlar de manera dinámica las oscilaciones de tensión mejorando la estabilidad y la transmisión de energía [13].
- STATCOM: Compensador estático síncrono. Es capaz de aportar corriente reactiva independientemente del nivel de tensión de la red. Se constituye de una fuente de corriente continua o por un condensador, un convertidor de fuente de tensión y un transformador de acoplamiento. A partir de una fuente de tensión de corriente de continua es capaz de crear un sistema trifásico equilibrado.

2.1.7.8 REDES DE COMUNICACIONES EN LA SMART GRID (HAN, NAN, WAN)

La Smart Grid depende en gran medida de una red de telecomunicaciones que debe ser paralela a la red eléctrica. Ésta trabajará con una gran cantidad de datos, obtenidos por todos los sensores, contadores y dispositivos conectados a ella. Por lo tanto, debe de ser capaz de soportar el enorme flujo de datos que tiene transmitir y procesar, además de soportar una estructura AMI con un flujo bidireccional.

La arquitectura de las redes de comunicaciones se puede dividir en 3 redes a diferentes escalas:

- HAN: Home Area Networks. Red de Comunicaciones de corto alcance, conecta elementos como electrodomésticos y otros dispositivos dentro de una vivienda para controlar el consumo de energía [9]. En los últimos años se relaciona con los cargadores de los vehículos eléctricos en gran medida por representar una gran parte de los consumos de los clientes.
- NAN: Neighbour Area Network. Red de medio alcance, incluye el intercambio de información de los contadores con los concentradores, y de estos con la compañía [4].
- WAN: Wide Area Network. Red extensa, integra redes de menor nivel y tamaño. Su trabajo es recopilar y transmitir los datos procedentes de la NAN a las compañías eléctricas y centros de control.

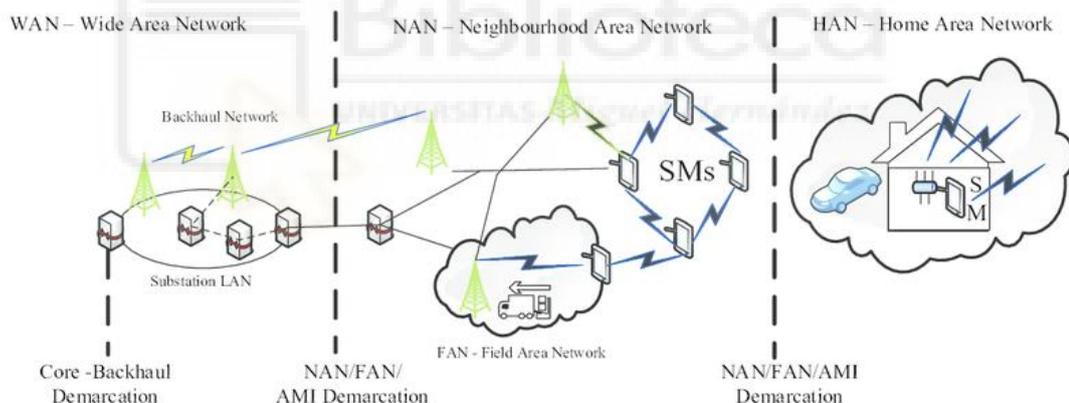


Ilustración 5. Arquitectura de redes HAN, NAN y WAN [43].

2.1.7.9 TIPOS DE CARGAS

En el sistema eléctrico se encuentran diferentes tipos de carga, que también forman parte de la Smart Grid. Tal y como se mencionan en [5]:

- Cargas lineales: Se comportan como una resistencia.

- Cargas no lineales: Cargas con componentes de armónicos. Estas cargas son transformadores, balastos electromagnéticos de luminarias, cargadores, ordenadores, etc. Requieren de la instalación de filtros para su eliminación.
- Cargas controlables: Cargas que permiten variar su perfil de consumo mejorando una situación crítica de la red.
- Cargas no controlables: Solo pueden ser conectadas o desconectadas, no se puede adaptar el perfil de consumo.

2.1.7.10 VEHÍCULO ELÉCTRICO Y TECNOLOGÍA V2G

La irrupción del vehículo eléctrico en el mercado automovilístico mundial es cada vez más fuerte, debido en parte a las políticas favorecedoras de estos vehículos y a la concienciación general de los usuarios con el medio ambiente. Otro factor importante para muchos consumidores es el económico, por los ahorros supuestos a largo plazo en el gasto de combustible y los costes de mantenimiento.

Los vehículos eléctricos suponen unas cargas para el sistema eléctrico con las que no se contaba hace algunos años, y la Smart Grid debe ser la encargada de asumir estas cargas y tratarlas de la manera más beneficiosa posible.

Surge de esta manera el concepto V2G o Vehicle To Grid, que consiste en el aprovechamiento por parte de la red de la energía almacenada en las baterías de estos vehículos, de forma que no solamente representan una carga, sino que también son un sistema de almacenamiento distribuido.

Mediante esta nueva tecnología se pretende aplanar la curva de demanda de energía, cargando estos vehículos en las horas valle y aprovechando su energía durante las horas pico, de forma que se reduzca la necesidad de utilizar centrales de generación con combustibles fósiles y contaminantes.

Todos los temas referentes al vehículo eléctrico se desarrollarán en el correspondiente apartado de este trabajo.

2.1.8 MICROGRIDS

Las Microgrids o microrredes eléctricas son la unidad fundamental de la que se compone la Smart Grid a pequeña escala. Por lo tanto, se puede decir que la Smart Grid está formada por una serie de microrredes conectadas entre sí y a un centro de control, desde donde se pueden operar, comunicar y coordinar. Esta estructura también permite el funcionamiento independiente de la microrred en momentos determinados.

Una microgrid es en esencia una red de distribución en baja tensión, integrando los mismos elementos que una red convencional: generadores, cargas y sistemas de control. Añade además la necesidad de tener elementos de almacenamiento de energía [5]. La estructura en microrred está destinada a optimizar sus recursos a nivel local y a contribuir a la robustez de toda la red en general, garantizando tanto la propia seguridad como la de la red a la que se conecta [13].

Uno de los principales motivos de la aparición del concepto de microrred ha sido el desarrollo de la generación distribuida. El disponer de elementos como los paneles fotovoltaicos, capaces de generar energía a una distancia muy cercana del lugar de consumo e incluso directamente en el mismo, ha propiciado el desarrollo de este concepto. Esto encaja con el principio de que una microrred debe disponer de autoabastecimiento en caso de sufrir una desconexión de la red superior, de manera que pueda actuar de forma independiente o conectada, consumiendo o generando energía.

De esta manera, los elementos principales que conforman una microgrid se pueden catalogar como se hace en [18]:

- Inversores. Encargados de convertir la corriente continua en alterna. Se conectan generalmente entre una instalación de paneles fotovoltaicos y la red, de forma que se pueda inyectar la energía con las características que tiene la que circula por la red.
- Tecnologías de la información. Necesarias para una comunicación de la red con la compañía y de esta con los consumidores. Busca robustecer y automatizar la red, informar al cliente en tiempo real del consumo y el coste, optimizar la

conexión con las fuentes de energía distribuidas, gestionar la demanda y posibilitar la penetración del sistema eléctrico.

- Contadores inteligentes. Como se ha explicado en puntos anteriores del trabajo son esenciales para el desarrollo de una red inteligente, registrando y transmitiendo la información sobre el consumo energético del cliente.
- Dispositivos de seccionamiento. Encargados de la separación entre la microrred y la red principal a la que está conectada.
- Generación y almacenamiento distribuidos. La generación distribuida integrada en la microrred será fundamental para sostenerla en caso de desconexión con la red principal. Los dispositivos de almacenamiento ayudarán en caso de las energías renovables intermitentes.
- Control de la red. Encargado de mantener la tensión y la frecuencia de la red a los valores nominales.
- Protecciones. Como cualquier otra red requiere de protecciones en caso de fallas, para garantizar la seguridad de los sistemas y dispositivos conectados a ella.

Las ventajas que ofrecen las microrredes se pueden listar como en [5]:

- Mayor robustez de la red, simplificando la gestión de la misma al operar cada microrred de forma independiente.
- Optimización de la red y mayor eficiencia energética en el transporte al existir producción cercana al consumo.
- Optimización de la generación al aprovechar fuentes renovables y lograr la independencia energética regional.

- **Microrred conectada normalmente**

Se entiende como la normal conexión de la microrred con el sistema eléctrico, dónde los sistemas de control de la microrred deberán ser capaces de [5]:

- Predecir la demanda y la generación eléctrica.
- Analizar económicamente las fuentes de generación, almacenamiento y cargas.
- Calcular la contaminación generada.

Para ello debe tener en cuenta:

- Ofertas de las fuentes de generación.
- Los precios del mercado eléctrico.
- Ofertas de demanda de energía para las cargas.

- **Microrred aislada**

Cuando se produce la desconexión de la microrred de la red principal, esta pasa a funcionar en modo aislado, teniendo la necesidad de ser capaz de generar energía según las necesidades del momento con el fin de mantener la estabilidad.

Esta situación es problemática debido a que la mayor parte de la generación distribuida se da mediante energías renovables, las cuales como se ha explicado no son constantes y pueden no cubrir la demanda de determinados días con condiciones climáticas adversas.

Como se ha explicado también, esto podrá ser solucionado mediante la incorporación a la red de sistemas de almacenamiento distribuidos, pudiendo acumular los excedentes para verterlos a la red en momentos de necesidad.

2.2 VEHÍCULO ELÉCTRICO

2.2.1 CONTEXTO (HISTORIA DEL VE)

En los últimos años, el crecimiento de la preocupación por la contaminación medioambiental y por el agotamiento de las reservas de petróleo a nivel mundial ha provocado que aumente la presencia de los vehículos eléctricos, vistos como una alternativa viable a los vehículos de combustión interna. Muchos países están destinando inversiones importantes al desarrollo de las tecnologías que hacen posible este tipo de vehículo. A pesar de que sea algo de actualidad, hace más de un siglo que existen.

A raíz del descubrimiento del electromagnetismo en 1820 por Hans Christian Ørsted, sucesivos experimentos y desarrollos se llevaron a cabo, hasta que en 1827 el húngaro-eslovaco Ányos Jedlik construyó el primer motor eléctrico viable, con estator, rotor y conmutador y lo usó para mover un pequeño coche. Años después en 1835, el profesor Sibrandus Stratingh de la Universidad de Groningen en los Países Bajos, construyó un pequeño vehículo eléctrico a escala. También en ese mismo año, el herrero e inventor Thomas Davenport construyó un pequeño automóvil eléctrico de juguete que se movía con un pequeño motor eléctrico que él mismo había construido el año anterior.

El primer automóvil eléctrico de tamaño real fue construido en el año 1842 por el inventor escocés Robert Davidson. Se probó entre Edimburgo y Glasgow ese mismo año, alcanzando una velocidad de 6,4 kilómetros por hora, sin pasajeros ni ningún tipo de carga. Sin embargo, no es hasta 1873, 31 años después de su primer automóvil, que Robert Davidson construye el primer vehículo eléctrico viable con capacidad de ejercer trabajo. A pesar de esto el usar baterías de hierro-zinc y los altos costes acarreados lo hacía inviable para su explotación industrial.

En 1884 Thomas Parker fabricó un coche eléctrico con baterías recargables, y en 1886 Ward Radcliffe construyó uno impulsado por 28 celdas capaz de alcanzar los 13 km/h. Pocos años después en Francia se hicieron los primeros vehículos eléctricos comerciales, concebidos como carruajes donde los caballos habían sido sustituidos por un motor eléctrico. En 1893 Paul Pouchain Jeantaud produjo el primer vehículo eléctrico exitoso

comercialmente, capaces de llevar 6 pasajeros a una velocidad máxima de 16 km/h. Un poco antes, en 1890, William Morrison había construido el primer vehículo eléctrico de cuatro ruedas estadounidense, alcanzando una velocidad de 22 km/h y capaz de transportar hasta 6 pasajeros.

A pesar del desarrollo que se estaba llevando a cabo en mejoras de dispositivos como las baterías y los motores eléctricos, sobre la década de 1900-1910 los vehículos eléctricos alcanzaron su mayor éxito. A partir de aquí se produjo un declive, debido a que el vehículo impulsado por vapor había captado un 40% del mercado, quedando el eléctrico con un 28% y el de gasolina un 22%. Los vehículos eléctricos fueron quedando relegados a un segundo plano, debido a su coste, su baja velocidad, y su baja autonomía (30-60 km), a pesar de haberse implementado en 1910 un servicio de baterías extraíbles que alivió los problemas de recarga [20].

Como se puede apreciar, el vehículo eléctrico y sus tecnologías asociadas no es algo novedoso ni futurista, incluso soluciones como el intercambio de baterías, algo muy discutido hoy en día como modelo para su viabilidad, tienen más de 100 años. En los años posteriores a 1910 y también debido a la Primera Guerra Mundial, el vehículo de combustión interna propulsado mediante combustibles fósiles fue el elegido por su autonomía, sencillez de repostaje y velocidad, convirtiéndose hasta nuestros días en prácticamente el único medio de transporte por carretera.

Como se explicaba anteriormente, el cambio de mentalidad global hacia una mayor eficiencia y respeto al medio ambiente, ha provocado que se vuelva a discutir el vehículo eléctrico como una alternativa viable, eficiente y ecológica para sustituir al vehículo de combustión. Sin embargo, hoy en día se minimizan los problemas que tenía en sus principios, con autonomías mayores, velocidades incluso más rápidas que los vehículos de gasolina debido a las características de los motores eléctricos y velocidades de recarga mayores dependiendo de la potencia de los cargadores, además del aprovechamiento de estos vehículos como dispositivos de almacenamiento distribuidos, mediante tecnologías como el V2G.

2.2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS / TIPOS DE VE

La clasificación más común que se suele realizar en el caso de los vehículos eléctricos tiene que ver con la energía que emplean para moverse y si las baterías se emplean junto a otros sistemas. Se puede hacer una clasificación como la que se hace en [21]:

- **Vehículos eléctricos híbridos:** HEV (Hybrid Electric Vehicle). Poseen dos motores, uno eléctrico y otro de combustión interna. El motor eléctrico se carga normalmente mientras funciona el de combustión, con métodos como la frenada regenerativa. En modo eléctrico tienen una autonomía de pocos kilómetros.
- **Vehículos eléctricos híbridos enchufables:** PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle). Siguen el mismo principio que los vehículos eléctricos híbridos (HEV), pero al contrario que estos tienen la posibilidad de ser conectados a la red eléctrica para cargar sus baterías. Autonomía similar a los HEV de unos pocos kilómetros en modo completamente eléctrico.
- **Vehículos eléctricos de baterías:** BEV (Battery Electric Vehicle). Este tipo de vehículos eléctricos emplean las baterías como su principal fuente de energía. Sin embargo, algunos disponen de sistemas extra para dar soporte a las baterías como supercondensadores. Contienen un motor eléctrico, baterías y electrónica de potencia, pudiendo tener baterías de diversos tipos proporcionando diferentes rendimientos.
- **Vehículos de celda de combustible:** FCV (Fuel Cell Vehicle). Emplean una celda de combustible que genera energía a partir de combinar hidrógeno y oxígeno electroquímicamente para alimentar un motor eléctrico o cargar baterías. En este trabajo cuando se hable de vehículo eléctrico no se tendrá en cuenta este tipo ya que su desarrollo es escaso debido a su alto coste y su baja competitividad en el futuro cercano.

En este trabajo, cuando se hable de vehículo eléctrico siempre va a estar referido a los PHEV y los BEV, es decir, a los híbridos enchufables y los puramente eléctricos, puesto que se va a analizar su conexión con la red y es necesario que puedan conectarse e

intercambiar energía con ella. Aun así, a día de hoy el vehículo eléctrico híbrido está empezando a quedar relegado respecto al puramente eléctrico, ya que para tecnologías como el V2G interesan baterías de mayor capacidad, aunque los primeros también se tienen en cuenta dentro del contexto de la transición desde el vehículo de combustión.

En la siguiente tabla se hace una recopilación de los vehículos eléctricos más conocidos y más accesibles en general, con objeto de proporcionar información sobre sus características.

Coches eléctricos – 2020 [22]

Modelo	Tipo batería	Capacidad	Autonomía	Consumo
Audi e-tron	Ion de litio	95 kWh	350 km	27 kWh/100 km
BMW i3	Ion de litio	42 kWh	285 km	14.7 kWh/100 km
Hyundai Ioniq EV	Ion de litio	38 kWh	311 km	12 kWh/100 km
Hyundai Kona EV	Ion de litio	64 kWh	482 km	13.3 kWh/100 km
Kia e-Niro	Ion de litio	64 kWh	450 km	14.2 kWh/100 km
Mercedes-Benz EQC	Ion de litio	80 kWh	450 km	17.8 kWh/100 km
Nissan Leaf e+	Ion de litio	62 kWh	385 km	16 kWh/100 km
Opel Corsa-e	Ion de litio	50 kWh	330 km	15 kWh/100 km
Peugeot e-2008	Ion de litio	50 kWh	310 km	16 kWh/100 km
Renault Zoe	Ion de litio	52 kWh	395 km	13 kWh/100 km
Tesla Model 3	Ion de litio	75 kWh	560 km	13.4 kWh/100 km
Tesla Model S	Ion de litio	100 kWh	632 km	15.8 kWh/100 km
Tesla Model X	Ion de litio	100 kWh	565 km	17.7 kWh/100 km

Tabla 1. Modelos de vehículos eléctricos y sus capacidades, autonomías y consumos.

Como se puede apreciar, la totalidad de los vehículos mencionados montan baterías del tipo ion de litio. Esto se debe a diversos factores como son la densidad de energía, la potencia, la durabilidad y el coste que tienen. Por ello, en prácticamente la totalidad de los vehículos eléctricos nuevos se monta este tipo, aunque como se verá en siguientes apartados existen otros tipos de baterías con peores prestaciones generalmente.

2.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Los vehículos eléctricos tienen un alto par de empuje de sus motores y son sencillos de conducir, tanto en zonas urbanas como interurbanas, al no tener cambio manual. Además, sus características de conducción suelen ser buenas, disponiendo de buena aceleración y potencia y eliminando la mayoría de ruidos y vibraciones de los vehículos con motores de combustión interna.

También se debe tener en cuenta que los vehículos eléctricos modernos apenas requieren mantenimiento, exceptuando las baterías y el sistema de refrigeración [23].

Se puede listar por lo tanto una serie de ventajas e inconvenientes que presentan los vehículos eléctricos, tal y como se realiza en [23]:

- Ventajas:
 - Motores más eficientes que los de combustión interna.
 - Costes de mantenimiento inferiores.
 - Menos sistemas que en vehículos de combustión interna.
 - Más par que un motor convencional.
 - Respuesta inmediata.
 - Menor coste por kilómetro.
 - Más respetuoso con el medio ambiente.

- Menores impuestos, posibilidad de utilización de determinados carriles especiales, posibilidad de circulación en zonas de restricción.
- Inconvenientes:
 - Coste inicial elevado en comparación a los vehículos de combustión interna, debido principalmente al elevado coste de las baterías.
 - Hasta poco antes de disponer de nuevas baterías mejoradas, la autonomía era reducida y limitada.
 - Se necesitan instalaciones para la recarga de las baterías y actualmente la red de recarga en carretera es escasa.
 - Los mecánicos necesitarán formación específica para su mantenimiento.
 - Aunque cada vez es más amplia, la oferta sigue siendo escasa.
 - Si es necesario cubrir los periodos de recarga mediante energía generada con energías no renovables, también se produce contaminación.
 - Necesidad de materiales caros y escasos (litio, cobalto y grafito).

2.2.4 ELEMENTOS DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO

Un vehículo eléctrico está formado al igual que un vehículo de combustión interna, por una serie de elementos comunes a todos. En los siguientes puntos se exponen y explican los elementos más destacables de un vehículo eléctrico.

2.2.4.1 MOTOR ELÉCTRICO

El motor es el principal elemento de cualquier vehículo y sin el cual el mismo no podría moverse ni desplazarse. En los vehículos eléctricos se sustituye el motor de combustión

por un motor eléctrico, encargado de transformar la energía eléctrica en energía mecánica con la que mover las ruedas y, por tanto, el vehículo.

El motor eléctrico es mucho más sencillo en su construcción que el mecánico, además de tener por lo general un menor tamaño y además fue inventado antes que el de combustión, en 1812, por Michael Faraday.

El principio de funcionamiento básico de un motor eléctrico consiste en la inyección de una corriente eléctrica a los bobinados del estator, de manera que se crea un campo magnético que induce una corriente en el rotor debida a la fuerza electromotriz magnética generada, provocando el movimiento de este [24].

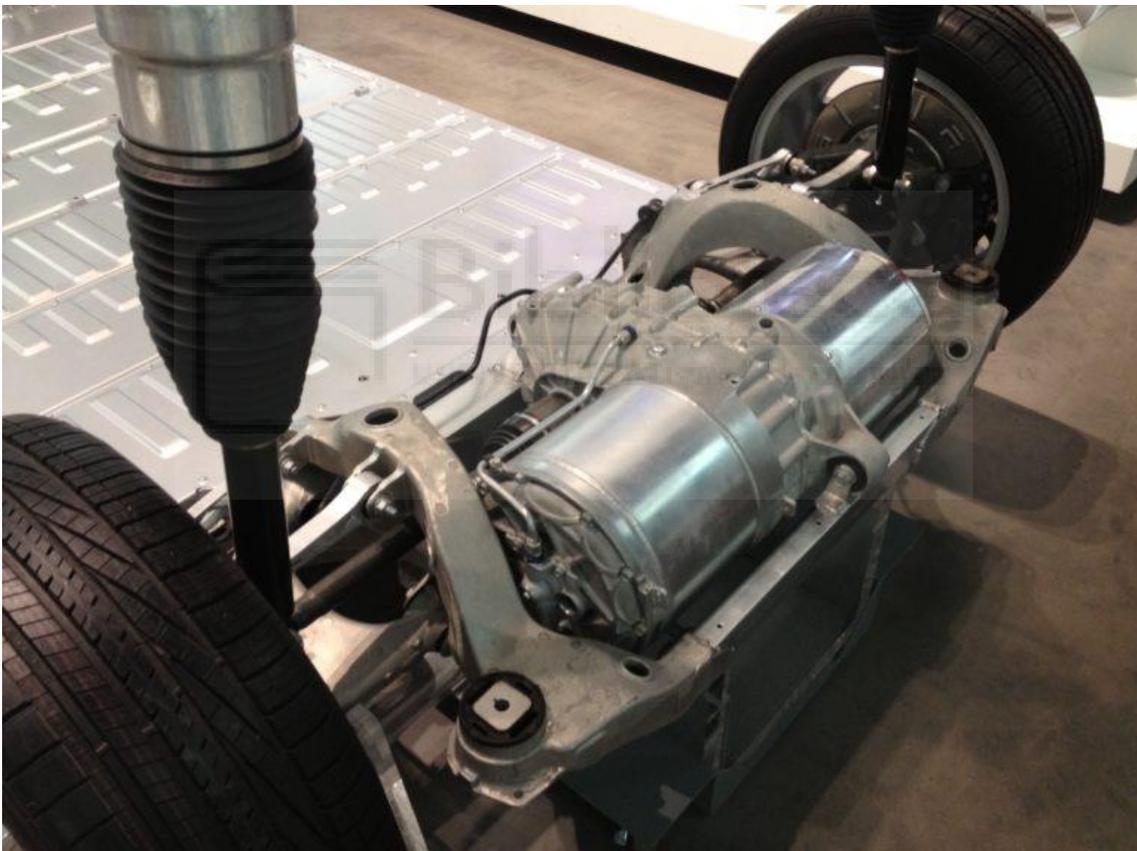


Ilustración 6. Motor eléctrico y chasis de un Tesla Model S [44].

Los principales motores empleados en los vehículos eléctricos se recopilan en [25]:

- Motores asíncronos o de inducción

- Son los más extendidos en la industria (80%) debido a su robustez, bajo coste y escaso mantenimiento.
- En accionamientos en los que se requiera regulación de velocidad y en dónde antes había motores de corriente continua, ahora se instalan motores asíncronos con convertidores electrónicos.
- El inductor va colocado en el estator, dónde al alimentar los devanados con corrientes trifásicas, se genera un campo magnético con una fuerza electromotriz que induce una tensión en el inducido, situado en el rotor y haciendo a este girar. Para que se produzca este fenómeno es necesario que circule una corriente de excitación por el inducido, creándose de esta manera los polos que interaccionan con el campo magnético generado por el inductor.
- Para generar par es necesario que exista una diferencia entre las revoluciones del rotor y del campo magnético del inductor. A esta diferencia se le conoce como deslizamiento y es lo que cataloga este tipo de motores como asíncronos.
- Motores síncronos de imanes permanentes
 - Convencionalmente utilizados como generadores, cada vez más se utiliza como motor, debido a su mayor densidad de potencia y mejor rendimiento que las máquinas asíncronas.
 - En este tipo de motor se sustituye el circuito de excitación por imanes permanentes de alta energía, de manera que se suprime la excitatriz.
 - Otra diferencia es que en este caso los imanes permanentes giran sincrónicamente con el campo magnético que genera el estator. Cuando se alcanza la velocidad de sincronismo, los polos del campo magnético se bloquean con los de los imanes para producir un par, de manera que el rotor continúa girando.

- Estos motores presentan el problema de que deben iniciarse de una forma específica para que se acoplen entre sí los polos. Una solución es emplear un variador de frecuencia.
- Motores de flujo axial
 - Son motores síncronos de imanes permanentes que permiten ser integrados en las ruedas del vehículo, optimizando de esta manera el espacio y simplificando los acoplamientos mecánicos entre motor y rueda.
 - El estator y el rotor están dispuestos de forma longitudinal sobre el eje.
 - La dirección de establecimiento del flujo es la paralela al eje.
 - Presentan un inconveniente, los esfuerzos radiales que aparecen.
- Máquinas de reluctancia conmutada
 - Las bobinas del estator son concentradas, lo que las hace idóneas para tracción por su robustez, elevado par, sencillez de fabricación y sencillez en la electrónica y control requeridos.
 - Tienen algunos inconvenientes: necesidad de un sistema de detección de la posición, presentan un rizado en el par, y tienen un bajo factor de potencia.
- Motores de corriente continua sin escobillas (Brushless DC)
 - Las máquinas eléctricas de corriente continua son de las más estudiadas y trabajadas en tracción eléctrica, pero tienen el inconveniente de ser caras de construir y necesitan mantenimiento en el colector-escobillas.
 - En el motor Brushless DC las escobillas son eliminadas y se sustituyen por un circuito inversor/actuador integrado para conseguir mantener la misma dirección de par. También se les conoce como motores electrónicos conmutados.
 - En el rotor se colocan imanes permanentes y en el estator las bobinas formando los polos.

- Las principales ventajas que presenta este tipo de motor son:
 - Se elimina el mantenimiento y reemplazo de las escobillas desgastadas, suponiendo un ahorro.
 - Las escobillas limitan la velocidad máxima y la cantidad de polos que puede tener la armadura. Esto desaparece.
 - Ofrece mayor eficiencia, más ciclo de vida, menos ruido y más par por peso que los motores con escobillas.
- La principal desventaja es que al necesitar un controlador electrónico para cambiar los imanes del roto, pierden robustez frente a los motores con escobillas.

2.2.4.2 BATERÍAS

La batería al igual que el motor eléctrico es uno de los componentes esenciales del vehículo eléctrico sin el cual no podría funcionar. Equivale al depósito de combustible en los vehículos de combustión y se encarga de almacenar la energía eléctrica que se encarga de alimentar todos los sistemas del vehículo. De hecho, puede considerarse más importante que el motor, ya que la autonomía y el precio final del vehículo dependerán en gran medida de la misma. Además, el continuo desarrollo de los vehículos eléctricos se basa en las mejoras de las prestaciones de las baterías [26].

Las baterías se componen de las llamadas celdas, que al conectarse entre ellas forman lo que conocemos como batería. Será necesario que la batería pueda entregar la potencia que demanda el motor, por lo que el número de celdas que la formarán dependerá de las especificaciones del mismo [26].

La forma de aportar energía de las celdas consiste en una reacción del tipo reducción-oxidación reversible (redox), en la que el ánodo se oxida perdiendo electrones y el cátodo se reduce, ganándolos. Esta reacción es reversible mediante el proceso de recarga [27].

Si bien actualmente existen unas cinco composiciones químicas capaces de ser empleadas en las baterías de los vehículos eléctricos, son las baterías de litio las preferidas por los fabricantes de los vehículos. Esto se debe a un equilibrio entre las diversas variables de las que depende una batería, como la densidad de energía, la potencia, el coste económico y la durabilidad. Las baterías de ion de litio cumplen bien con casi todas y con el desarrollo que han ido teniendo desde la década de los 70 hoy son económicamente rentables [28].

Los principales tipos de batería son:

- **Níquel-Cobalto-Aluminio (NCA)**
- **Níquel-Cobalto-Manganeso (NCM)**
- **Óxido de manganeso-litio (LMO)**
- **Litio-titanato (LTO)**
- **Litio ferro-fosfato (LFP)**

A la hora de seleccionar la batería más adecuada para un vehículo eléctrico, existen una serie de criterios como se recogen en [28]:

- **Seguridad.** Uno de los aspectos más importantes al elegir una batería. A pesar de que los circuitos de seguridad creen recintos robustos capaces de eliminar la posibilidad de que se produzca una fuga térmica, existe el riesgo de que se produzca un accidente grave. Además, la batería también debe ser segura cuando se expone a un mal uso y deben envejecer conservando los mismos estándares de seguridad.
- **Degradación.** Refleja los ciclos de carga y descarga que puede soportar una batería. La mayoría están garantizadas por ocho o diez años o 160.000 kilómetros. En climas cálidos la pérdida de capacidad afecta más, aunque todavía no se cuenta con información en diferentes condiciones y climas. Para compensar las pérdidas se cuenta con una capacidad bruta y una capacidad útil.

- **Rendimiento.** Refleja el funcionamiento de la batería en temperaturas extremas. Las baterías son sensibles al frío y al calor y requieren un sistema de control térmico.
- **Energía específica.** Parámetro que muestra la energía que retiene la batería por cada kilogramo de peso, con una gran repercusión en la autonomía. Una batería proporciona solamente el 1% de la energía que generan los combustibles fósiles, es decir, si por cada kilogramo de combustible se generan 12 kWh de energía, cada kilogramo de una batería proporciona 120 Wh. Este problema se compensa con la alta eficiencia de las baterías, del 90%, en comparación con el solamente 30% de los motores de combustión. Aun así, la capacidad de las baterías debería duplicarse para alcanzar una autonomía cercana a la de los vehículos convencionales.
- **Potencia específica.** Muestra la capacidad de la batería para ofrecer potencia cuando esta es requerida, estando directamente relacionada con la aceleración. La mayoría de las baterías son capaces de ofrecer potencia suficiente para desarrollar par motor desde cero y mantenerlo constante, superando con creces a los motores de combustión.
- **Coste.** Representa uno de los máximos inconvenientes de las baterías. Se aspira a alcanzar un precio de 100 dólares por kWh de batería, considerado por expertos como el límite para que un vehículo eléctrico pueda competir en precio con uno de combustión.

En la siguiente imagen se puede apreciar gráficamente el desarrollo en estos criterios para las diferentes composiciones químicas de las baterías.

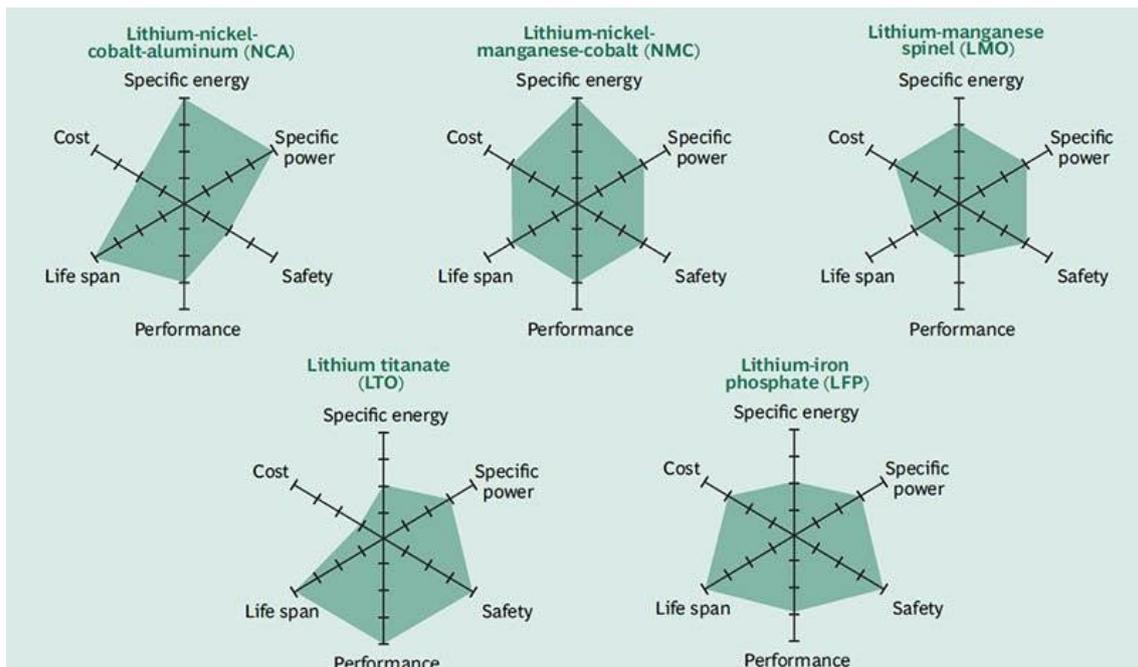


Ilustración 7. Desempeño de los diferentes tipos de batería según diferentes variables [28]

- El BMS

Las baterías necesitan un elemento que se encargue de controlar su carga y descarga y asegure que los ciclos se llevan a cabo correctamente y de la misma forma en todas las celdas al mismo tiempo. Aparece el sistema de gestión de baterías, o BMS por sus siglas en inglés (Battery Management System). Además de realizar la monitorización de las celdas, esta unidad es la encargada de comunicarse con otras unidades fuera de la batería, como la que controla el motor eléctrico y la velocidad del automóvil.

Los parámetros que monitoriza el BMS además del trabajo de carga y descarga de la tensión, son la temperatura, la intensidad de carga/descarga y la tensión de las celdas o conjunto de celdas que forman un módulo.

El funcionamiento del mismo consiste en medir la tensión de cada celda de forma individual y cortar la carga cuando está completa, además de balancear todo el paquete de celdas de manera que se iguale la carga entre ellas [29].

El BMS está en constante comunicación con el ECU (Electronic Control Unit) del vehículo, del que se hablará más adelante.

2.2.4.3 INVERSOR

El inversor es también un elemento esencial para el correcto funcionamiento del vehículo eléctrico. Este componente es el encargado de convertir la corriente continua que sale de la batería de tracción en la corriente alterna que necesita el motor eléctrico para su funcionamiento. Además, gracias a la electrónica que incorpora, también controla la intensidad y la frecuencia de salida de la energía, variando la velocidad a la que gira el motor y la potencia, en función de lo que necesite el conductor en ese momento [30].

Otra característica del inversor es que es el encargado de la recuperación de energía en la frenada regenerativa.

2.2.4.4 CONVERTOR

El convertor integrado en el vehículo se encarga de convertir la alta tensión que se extrae de las baterías en una tensión a 12 voltios. La finalidad de esta conversión es alimentar los sistemas auxiliares del vehículo, como el cuadro de mandos o los sensores y sistemas de seguridad en la conducción [31].

2.2.4.5 CARGADOR DE A BORDO

El cargador de a bordo es un componente esencial, al ser el encargado de la recarga del vehículo cuando no se dispone de un punto de recarga rápida externo. El funcionamiento del mismo es simple, cuando no se le puede aportar energía en corriente continua al vehículo mediante un cargador independiente, se puede conectar a la red de manera que se produce la rectificación de la alterna a continua en el mismo vehículo [30].

No está pensado para funcionar como el cargador principal, puesto y que la velocidad de recarga es muy lenta, y por tamaño no tiene la eficiencia de un cargador externo. Debe usarse como recarga auxiliar.

2.2.4.6 ECU

La Unidad de Control Electrónica, o ECU (de sus siglas en inglés Electronic Control Unit) ya existe en los vehículos de combustión y se encarga de controlar diferentes aspectos del motor.

En el vehículo eléctrico, la ECU se encarga del buen funcionamiento del sistema eléctrico, coordinando todos los elementos entre sí: el BMS, el cargador, el inversor, el convertidor, el motor, etc. En todo momento debe conocer la carga de la batería y el programa de conducción seleccionado [31].

2.2.4.7 FRENADA REGENERATIVA

La frenada regenerativa no es un elemento propiamente dicho del vehículo, sino una característica que se puede conseguir gracias a los motores eléctricos. Cuando un vehículo frena, baja una cuesta o se mueve únicamente con la inercia propia y sin acelerar, existe la posibilidad de invertir el funcionamiento del motor, de manera que este pase a funcionar como generador. De esta manera se puede emplear la energía cinética del movimiento del vehículo para cargar la batería, lo mismo con la energía potencial al bajar una cuesta [32].

Además de alargar la duración de la batería, la frenada regenerativa tiene otros beneficios, como es la reducción del desgaste de los frenos mecánicos y el poder implementar la posibilidad de conducción con un solo pedal.

2.2.5 RECARGA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO

2.2.5.1 TECNOLOGÍA DE RECARGA INTELIGENTE

La tecnología de recarga inteligente, o Smart Charging, se refiere a las funcionalidades que tienen las estaciones de recarga, de manera que se optimice el consumo de energía y el tiempo de recarga, evitando costes inesperados y consiguiendo el máximo rendimiento. Para que esto sea posible es necesario que los cargadores o Smart chargers sean capaces de llevar a cabo procesos como los que se mencionan en [33]:

- **Balanceo de carga o Load Balancing:** Funcionalidad imprescindible en estaciones de recarga que cuentan con conexión para dos vehículos simultáneos o múltiples puntos de recarga en un mismo lugar. Se encarga de distribuir la energía de forma proporcional entre las diferentes sesiones de recarga activas, asegurando una recarga óptima en todos los vehículos.
- **Balanceo de carga dinámico:** Analiza la capacidad disponible según el uso de energía en la propiedad y distribuye energía a todas las estaciones de carga activas. El sistema determina que coche o dispositivo tiene prioridad de carga, junto con el orden y la velocidad de carga. Esto garantiza que el vehículo eléctrico cargue de la manera más eficiente en función de la capacidad de energía disponible.
- **Prevención de picos de energía o Peak Shaving:** Esta funcionalidad se encarga de prevenir el sobrepaso de la potencia máxima contratada. En el momento que el consumo general se acerque a esta potencia el cargador reducirá el consumo de potencia en las estaciones de carga, incluso llegando a detener por completo la recarga si fuera necesario.
- **Bidireccionalidad:** Con el auge de la tecnología V2G también será necesario que los cargadores sean bidireccionales, funcionando como su nombre indica en dos sentidos: como punto de carga para el vehículo eléctrico transfiriendo energía al mismo, y como punto de abastecimiento de la red, transfiriendo la energía desde el vehículo a esta.

2.2.5.2 TIPOS DE CONECTORES

A continuación, se hace una recopilación de los diferentes conectores existentes en el mercado para la recarga de los vehículos eléctricos, [27, 34]:

- **Conector doméstico.** Conector tipo Schuko. Es compatible con las tomas de corriente de Europa. Compuesto por dos bornes y toma de tierra. Transmite hasta 16 amperios de intensidad y 2,3 kilovatios de potencia. Se emplea para vehículos con baterías pequeñas o como recarga de urgencia ante la imposibilidad de disponer de uno mejor.
- **Conector Tipo 1 o Yazaki.** Tiene 43 mm de diámetro y cinco bornes, soportando dos niveles de recarga en corriente alterna: 80 amperios para recarga rápida y 16 para lenta. Estándar japonés, adoptado por Estados Unidos y la Unión Europea. En Estados Unidos se registra como SAE J1772.
- **Conector Tipo 2 o Mennekes.** Tiene 7 bornes y opción de dos tipos de corriente: monofásica a 16 amperios para carga lenta, o trifásica a 63 amperios para carga rápida, alcanzando los 43 kW de potencia. Adecuado para corriente alterna. De origen alemán, estandarizado por la norma IEC 62196-2. La ACEA (European Automobile Manufacturers Association) lo ha establecido como el estándar europeo.
- **Conector Tipo 3 o Scame.** No está muy extendido. Se usa en automóviles eléctricos pequeños permitiendo una recarga semi rápida en corriente alterna. Tiene 5 o 7 bornes dependiendo de si la recarga es monofásica o trifásica e incluye comunicación con la red. Hasta 32 amperios.
- **Conector Tipo 4 o CHAdeMO.** De los más usados. Permite una recarga rápida con corriente continua y soporta hasta 200 amperios. Es el de mayor diámetro de los existentes, incorporando 10 bornes. Estándar japonés incorporado por la mayoría de marcas de automóviles de este país. Capaz de transmitir potencias de hasta 50 kW.

- **Conector Combo 2 o CSS.** Conector ideado para la recarga en corriente continua. Apoyado por los mayores fabricantes americanos y alemanes, trata de ser la solución estándar en el mercado americano y europeo. Semejante físicamente al conector Tipo 2, con dos pines más para la conexión en continua, por lo que el conector hembra del vehículo es compatible con los conectores Tipo 1 y Tipo 2. Permite hasta 200 amperios y 50 kW de potencia.



Ilustración 8. Diferentes tipos de conector de cargadores [45].

2.2.5.3 VELOCIDADES DE RECARGA

La velocidad de recarga de los vehículos eléctricos depende de diversos factores, como la carga de la red a la que está conectado, el tipo de conector que admite el vehículo, el tipo de corriente alterna o continua, etc.

Además, durante una recarga la velocidad no es constante durante todo el rango de capacidad de las baterías. La fase más rápida de la recarga es la fase a intensidad constante, y una vez alcanzado un voltaje límite, cambia a la fase a tensión constante donde la intensidad va disminuyendo progresivamente, disminuyendo en consecuencia la velocidad de carga. El objetivo de esto es alargar la vida útil de la batería [27]. Esto se puede apreciar en la imagen siguiente:

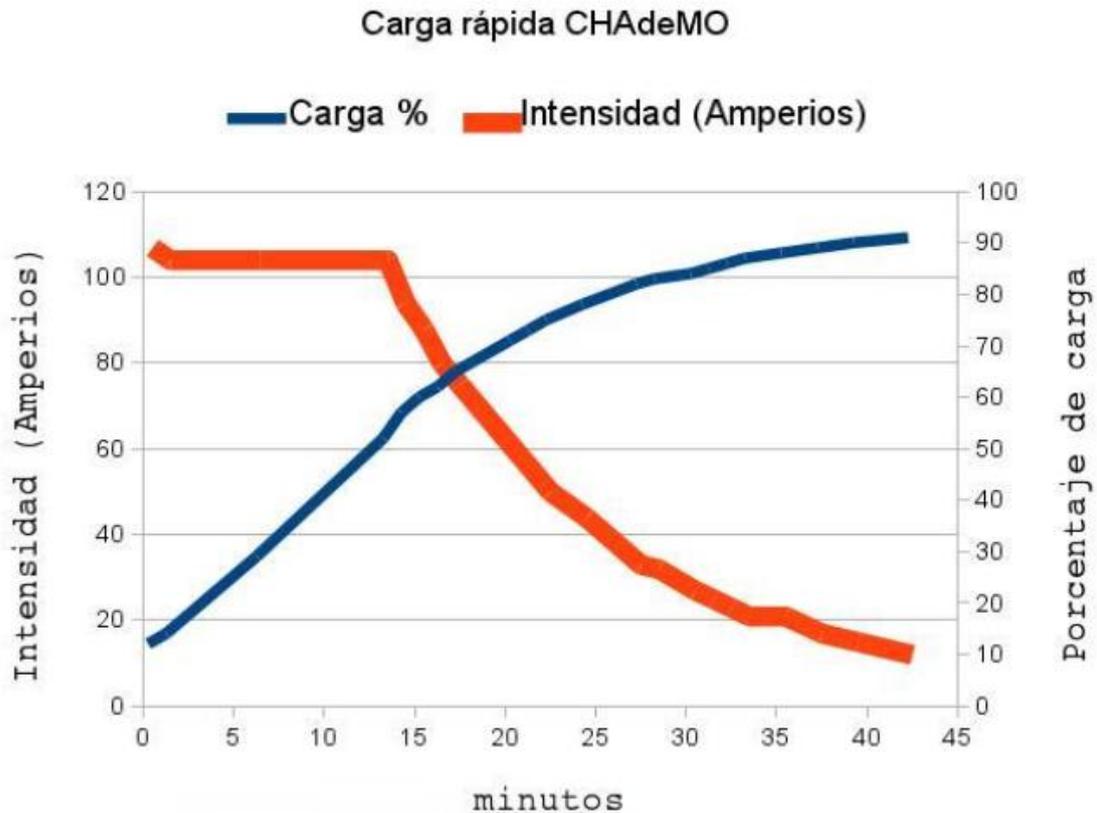


Ilustración 9. Gráfica compuesta Intensidad y % de carga frente al tiempo [27]

A continuación, se exponen los diferentes tipos de velocidades de recarga [27, 34]:

- **Recarga superlenta.** Se emplea cuando la intensidad de corriente se limita a 10 amperios o menos pro no tener una base de recarga con protección e instalación eléctrica adecuada. Puede tardar entre diez y doce horas dependiendo de la capacidad de la batería.
- **Recarga lenta.** Recarga de baja potencia que suele realizarse con conectores del tipo Schuko. Tiene una duración en torno a 6-8 horas con corriente alterna monofásica a 230 voltios, 16 amperios y 3,6 kilovatios de potencia máxima. Existe una variante con corriente alterna trifásica a 400V y 16A, con 11 kW de potencia y capaz de cargas completas en unas 3 horas.
- **Recarga semirrápida.** Mediante corriente monofásica de 230V, 32^a y de 8 a 14 kW, cargando completamente las baterías en 1,5-3 horas. Puede también emplear 400V, 63A y entre 22 y 43 kW para realizar la carga en 30 minutos. Está pensada

para puntos de carga en vías públicas, semipúblicas y privadas, como pueden ser centros comerciales o aparcamientos de flotas de empresas.

- **Recarga rápida.** Pensada para estaciones de servicio que ofrezcan cargas eléctricas, o electrolinerías. Utiliza corriente continua de 600V y 400A y puede alcanzar los 240 kW de potencia, permitiendo cargar el 80% de la batería en un intervalo de entre 5 y 30 minutos. Con corriente alterna de 500V, 250A y 220 kW se logra el 80% en 10 minutos.
- **Carga ultrarrápida.** Todavía en estado experimental, está a prueba con acumuladores de tipo supercondensadores. Potencia de carga muy alta y en unos 5-10 minutos puede lograrse una recarga completa.

2.2.5.4 TIPOS DE RECARGA

Cómo se expone en [27], se puede distinguir entre dos tipos de recarga en función de dónde se cargue el vehículo y para cuidar el estado de la batería:

- **Recarga vinculada:** Esta recarga es la que se realiza en plazas de garaje de viviendas privadas. Al estar el vehículo largos periodos de tiempo aparcado, se dan las máximas facilidades al usuario para la recarga. La recarga vinculada se efectuará por tanto a velocidades desde lentas a semirrápidas.
- **Recarga de oportunidad.** Es un complemento de necesidad a la recarga vinculada y no sustitutiva de esta, debido a que las baterías sufren con potencias de recarga elevadas. Se efectúa en instalaciones públicas, aparcamientos de empresas, centros comerciales y electrolinerías. Este tipo de recarga busca parecerse a los repostajes de combustible y por eso se empleará la recarga normal, semirrápida y rápida. En el caso más favorable la recarga puede durar unos 15 minutos.

2.2.5.5 MODOS DE RECARGA

Los modos de recarga se clasifican de acuerdo al nivel de comunicación existente entre la infraestructura de recarga y el vehículo, pudiendo controlarse la recarga para programarla, detenerla, ver el estado en el que se encuentra o reanudarla en todo momento. Los modos de recarga se definen en la norma UNE-EN 61851-1:2012 “sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos”.

La clasificación es la siguiente [27, 34]:

- **Modo 1.** En este modo no existen comunicaciones entre la red y el dispositivo a cargar, ya que está pensado como un modo de carga en corriente alterna para pequeños dispositivos. Suele ir asociado a un conector Schuko.
- **Modo 2.** Se caracteriza por una recarga lenta en corriente alterna desde un enchufe convencional Schuko y cuenta con un nivel de comunicación bajo. El cable tiene un dispositivo de control que sirve para verificar la correcta conexión con el vehículo.
- **Modo 3.** El más común en la actualidad. Tiene un alto grado de comunicación con la red, con lo que permite mantener un control sobre la carga y llevar a cabo recargas semirrápidas con una potencia entre 3,6 kW (monofásica) y 43 kW (trifásica). Es exclusivo de los vehículos eléctricos y el terminal comprueba la correcta conexión, verifica la toma de tierra, y tiene capacidad de conectar y desconectar la carga y variar la potencia de la recarga. Conectores tipo Mennekes, SAE J1772 o Scame.
- **Modo 4.** Ideado para cargas rápidas en estaciones de servicio públicas. Incluye un convertidor de corriente alterna a continua, de modo que la conversión se produce fuera del vehículo para aumentar la eficiencia y evitar el sobrecalentamiento. Recarga la batería en corriente continua en potencias generalmente comprendidas entre 22 y 50 kW. Dadas las altas potencias, no todos los vehículos son capaces de soportarlas. Conectores tipo CHAdeMO y CSS (Combo 2).

2.2.5.6 TIPOS DE INFRAESTRUCTURA DE RECARGA

Se pueden distinguir entre dos principales tipos de infraestructura dependiendo de su titularidad y quién puede hacer un uso efectivo:

- **Pública:** Correspondiente a la que se encuentra en lugares de libre acceso para el público como pueden ser centros comerciales, electrolinerías, aparcamientos públicos o directamente instalaciones municipales directamente en la calle. Se caracteriza por disponer de cargadores con velocidades de recarga elevadas y funcionando por lo general en el Modo 3, ya que se entiende que el usuario busca una recarga rápida y no estará aparcado 8 horas como en su aparcamiento privado.
- **Privada:** Se encuentra dentro del garaje privado del usuario del vehículo eléctrico, bien en un parking comunitario en su plaza propio o bien en su área privada. Está pensada para cargar el vehículo a una velocidad lenta o semirrápida, trabajando principalmente con los modos 2 y 3, de manera que no se utilice una potencia excesiva que perjudique a la vida útil de la batería. Esto es posible gracias a que los vehículos pasan en el domicilio muchas horas. Además, con el nuevo paradigma del V2G se hace necesario que estos puntos de recarga dispongan de un sistema de intercambio de energía bidireccional, capaces de coger o vender energía a la red en función de los precios.

2.2.6 V2G

La tecnología V2G, de sus siglas en inglés Vehicle To Grid (en español vehículo a la red), se describe en el diccionario de la energía como un sistema en el cual la energía puede ser suministrada a la red (vendida) por un vehículo eléctrico conectado a la misma cuando esta no vaya a ser usada para transporte [35].

Hoy en día esta definición se queda algo corta, entendiéndose por V2G una relación vehículo-red en la cual hay una comunicación constante y fluida. De esta forma, no solo se podrá cargar y descargar el vehículo, sino que se podrá cargar en las horas más baratas y vender la energía para cubrir picos de la demanda donde la energía tiene un coste mayor,

reducir la potencia de carga para no saturar la red, detener completamente la carga, e incluso programar periodos de carga y descarga en función de las necesidades del usuario del vehículo.

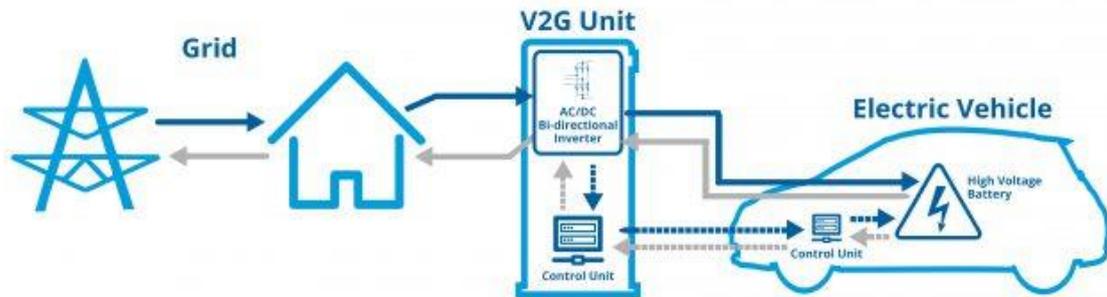


Ilustración 10. Esquema del funcionamiento del V2G [46].

El V2G se ha propuesto frecuentemente como una solución al problema de la integración del vehículo eléctrico en el sistema eléctrico actual. Con el aumento en unos años de la penetración del vehículo eléctrico, si no se aplicara ninguna medida podría suponer una carga excesiva para la red, teniendo en cuenta que la mayoría de usuarios conectaría sus vehículos al mismo tiempo cuando regresaran del trabajo. Se hace necesario por tanto un sistema inteligente y conectado que pueda regular las cargas y coger energía de las baterías de estos vehículos en caso necesario.

Otro problema que surge al hablar de esta tecnología es la disponibilidad que puede tener la red de los vehículos conectados. A pequeña escala la disponibilidad de un vehículo es impredecible, pero si se dispone de decenas de miles de vehículos eléctricos, y teniendo en cuenta que un vehículo pasa el 96% del tiempo estacionado (23 horas al día), es posible realizar una buena predicción e integrar correctamente el V2G [36].

La tecnología V2G sirve además para mejorar diversas características de la red, convirtiendo cada vehículo en un sistema distribuido de almacenamiento, aumentando la fiabilidad de la red y la cantidad de energía renovable disponible para la red durante picos de consumo [37]. De esta forma se reducirá el uso de centrales de combustibles fósiles, no renovables y más caras.

2.2.6.1 V2H

El V2H o Vehicle To Home es un caso particular de la tecnología V2G. La principal diferencia es que, en lugar de verter la energía a la red de distribución, el usuario la utiliza en su propia casa. De esta forma, el propietario del vehículo puede utilizar la energía almacenada en el mismo durante las horas en las que la energía es más cara y volver a cargarlo por la noche cuando es más barata.

De esta forma, se evitarían los problemas a la hora de administrar los diferentes vertidos a la red, ya que cada usuario podría contar con su propia energía. Además, si sobrara energía y el usuario así lo decidiera se podría llegar a un acuerdo con la distribuidora para realizar vertido.

2.2.6.2 AGREGADORES DE VEHÍCULOS

Como se ha comentado anteriormente, el almacenamiento de un solo vehículo es muy pequeño como para impactar en la red de manera significativa. Una solución efectiva para manejar esto es agrupar un gran número de vehículos. De esta manera, la agregación tendrá impacto tanto como carga como dispositivo de almacenamiento.

La idea básica de la agregación es poder representar una carga o un recurso de un tamaño adecuado para poder explotarlo de forma económicamente eficiente en el mercado de la electricidad. El agregador es por tanto un nuevo actor cuyo rol resulta en el manejo de una carga del orden de megavatios capaz de impactar de forma beneficiosa en la red. El tamaño de la agregación es de hecho la clave para asegurar su efectividad, ya que una cantidad significativa de megavatios permite el beneficio de comprar la energía a la misma escala que un cliente industrial.

Como ejemplo, si consideramos una agregación de 12.500 vehículos eléctricos con una capacidad media de 20 kWh y un periodo de carga medio de 5 horas, la agregación representa una carga de 50 MW, la cual es capaz de tener un impacto en el sistema en periodos de baja carga de la red. Un factor clave del agregador será el poder nivelar la

carga de sus vehículos durante el periodo de carga de las baterías, de manera que pueda evitar fluctuaciones.

El agregador además puede actuar como un recurso muy efectivo ayudando al operador de la red suministrando servicios de acumulación y energía cuando fueran necesarios. También, para asegurar que el equilibrio en la demanda se mantiene, el agregador puede ser usado para regular la frecuencia de la red [38].

2.2.6.3 V2G UNIDIRECCIONAL

La tecnología V2G unidireccional controla la ratio de carga de la batería de un vehículo eléctrico en una única dirección de la conexión entre el vehículo y la red. La implementación del V2G unidireccional no es caro, consistiendo simplemente en añadir un controlador que administre la carga.

El V2G unidireccional puede proveer servicios auxiliares a la red, como la regulación de potencia, lo que puede ayudar a la flexibilidad de la misma. Es necesaria la existencia un contrato atractivo entre la empresa distribuidora y los propietarios de los vehículos para que estos accedan a la implementación del V2G unidireccional. Una forma de promover esto es beneficiar a los usuarios que carguen el vehículo en horas valle y limiten la carga durante las horas pico.

Sin embargo, este método está limitado por su escasa aportación como medio auxiliar para la red. Funciones como la limitación de los picos de demanda, control de energía reactiva, regulación de voltaje y frecuencia son servicios que solo pueden alcanzarse mediante la V2G bidireccional [39].

2.2.6.4 V2G BIDIRECCIONAL

El V2G bidireccional se refiere la interacción en dos direcciones entre el vehículo eléctrico y la red eléctrica, capaz de conseguir numerosos beneficios. Aumenta la flexibilidad del sistema y posibilita mejorar las operaciones del mismo.

Los principales beneficios son el apoyo cuando se requiera potencia activa, control de energía reactiva, regulación del factor de potencia y apoyo para la integración de las energías renovables. Mediante la carga en horas valle y la descarga en horas pico, se consigue un control de potencia efectivo. La regulación del factor de potencia es también un servicio ofrecido por la tecnología V2G bidireccional, capaz de reducir pérdidas de potencia en la red. Además, mejora la integración de las energías renovables en la red, ya que al ser impredecibles la energía solar y la energía eólica, se puede usar el almacenamiento de los vehículos eléctricos para guardar el exceso de generación que pueda haber por parte de este tipo de energías en un momento dado y utilizarlo cuando sea necesario, limitando el uso de combustibles fósiles.

Actualmente, la implementación del V2G bidireccional se encuentra con varios desafíos. Algunas de las barreras son la degradación de las baterías debido a los ciclos de carga y descarga requeridos por esta tecnología, la complejidad de los cargadores bidireccionales que requieren inversiones extra en su hardware y el problema social que puede haber a la hora de disponer de la energía de un vehículo particular. Puede ocurrir que los propietarios quieran tener el vehículo siempre cargado completamente en caso de un posible trayecto inesperado [39].

2.2.6.5 BENEFICIOS DEL V2G

La tecnología V2G puede proporcionar muchos servicios capaces de aportar varios beneficios. La implementación del V2G puede ayudar en la regulación de frecuencia, el filtrado de armónicos e incluso en la recuperación en caso de un apagón en la red. También existen beneficios para el usuario, como un suministro eléctrico ininterrumpido para casa y un sistema auxiliar de almacenamiento de energía en caso de tener en casa algún tipo de energía renovable.

A continuación, y como se detalla en [39], se explican los principales beneficios de esta tecnología:

- **Servicios auxiliares.** El V2G unidireccional proporciona únicamente servicios auxiliares como carga, controlando la ratio de carga de los vehículos a petición

del operador de la red. El agregador administra y controla una gran flota de vehículos eléctricos de manera que pueda conseguir estos servicios auxiliares. Normalmente hay dos tipos, la regulación de potencia y la reserva rotatoria. La regulación de potencia proporciona una regulación de la frecuencia encajando la generación con la demanda. Por otro lado, la reserva rotatoria en un sistema V2G unidireccional se consigue disminuyendo la ratio de carga de los vehículos.

- **Soporte de energía activa.** Otro servicio del V2G es el apoyo energético a la red. El soporte de energía activa requiere que los vehículos descarguen sus baterías, y por lo tanto solo puede conseguirse mediante un sistema bidireccional de V2G. El objetivo de este servicio es aplanar la curva de demanda recortando los picos y nivelando los valles. La energía de los picos usualmente solo necesita durante cortos periodos de tiempo a lo largo del día, lo que hace que sea económicamente más rentable suministrar esta energía por parte de las energías distribuidas, como los vehículos eléctricos conectados. Esto puede ayudar a reducir el estrés en el sistema. Otra de las ventajas es la reducción de pérdidas.
- **Compensación de potencia reactiva.** Mediante la regulación de energía reactiva se puede realizar una regulación del voltaje en la red. Además, la compensación de la potencia reactiva también proporciona una corrección del factor de potencia, reduciendo las pérdidas en la línea y aumentando la eficiencia en la operación del sistema. Habitualmente la compensación se realiza con una batería de condensadores, pudiendo realizarse ahora con la potencia reservada en el condensador DC de un cargador bidireccional, sin causar ninguna degradación en la vida de la batería.
- **Apoyo a las energías renovables.** Las plantas de generación eléctrica mediante combustibles fósiles y el sector del transporte son los dos sectores con mayores emisiones de dióxido de carbono, alcanzando niveles perjudiciales para la salud pública y el medio ambiente. El despliegue de la generación mediante energías renovables puede solucionar esto, sin embargo, este tipo de energía depende mayormente de factores meteorológicos. La integración de los vehículos eléctricos en el sistema representa una posible solución a este problema. La intermitencia en la generación renovable puede solucionarse utilizando los vehículos eléctricos como dispositivos de almacenamiento, funcionando como

generadores inyectando la energía a la red cuando la generación renovable sea insuficiente. Mientras tanto, actúan como almacenes de energía absorbiendo el exceso de generación cuando las condiciones son favorables.

2.2.6.6 PROBLEMÁTICA DE LA V2G

El V2G aportará como se ha visto una gran cantidad de beneficios a la red. Sin embargo, al ser una tecnología todavía poco madura, acarrea diversos problemas económicos, técnicos y sociales, como se detallan en [39]:

- **Degradación de la batería.** Las celdas de las baterías se degradan gradualmente bajo ciclos constantes de carga y descarga. La participación de los vehículos en el V2G requiere más ciclos de carga y descarga de los que tendría habitualmente, resultando en una más rápida degradación de la batería. Hay estudios que indican que se debe descartar el V2G precisamente debido al alto deterioro de las baterías, haciéndolo inviable. Además, la carga y descarga constante hace que aumente la temperatura de la batería, lo que contribuye todavía más a su degradación. La investigación en nuevos tipos de baterías y la mejora de las actuales son clave para el desarrollo de la tecnología V2G.
- **Alto coste de inversión.** Otro problema que tiene que superar la implementación de la tecnología V2G es el alto coste a la hora de actualizar el sistema eléctrico actual. Cada vehículo que participe del V2G requerirá un cargador bidireccional. Además, el V2G tiene el potencial de aumentar las pérdidas energéticas, ya que al requerir constantes cargas y descargas en las que se realizan numerosas conversiones de continua a alterna y viceversa, se generan pérdidas cada vez.
- **Barreras sociales.** La participación de un gran número de vehículos es crucial para la implementación del V2G. Sin embargo, existencia una reticencia del público a aceptar el V2G. Los propietarios del vehículo querrán una cantidad garantizada de energía disponible en caso de emergencia o un trayecto imprevisto. El tener que compartir la energía de la batería con la red puede crear ansiedad en

ciertos usuarios. Para reducir esto, es necesario que exista una buena planificación en la red de recarga.

2.3 LEGISLACIÓN Y NORMATIVA

En los siguientes apartados se hace una recopilación de la legislación y normativa de aplicación a las redes eléctricas y los vehículos eléctricos en España y en Europa, de forma que se conozca el marco legal que ampara las tecnologías nuevas que suponen las redes inteligentes y los vehículos eléctricos.

2.3.1 NORMATIVA DE LAS REDES ELÉCTRICAS

En el presente apartado se hace un resumen de la legislación y normativa aplicables a las redes eléctricas en España, y por ende a las Smart Grid. La normativa española recoge en sí misma toda la posible normativa europea en este ámbito y la complementa enormemente, por lo que en este apartado se omitirá la diferenciación. La normativa se recoge en el Código de la Energía Eléctrica publicado por el BOE [19]:

- **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.**
 - Se establecen las condiciones para el autoconsumo energético con compensación.
- **Resolución de 21 de diciembre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007.**
- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.**

- Ley general que establece las condiciones necesarias y mínimas correspondientes al funcionamiento del Sector Eléctrico.
- **Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.**
 - Revisión de tarifas de acuerdo al plan de sustitución de contadores unidireccionales por contadores inteligentes.
- **Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico.**
- **Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases A, B y C, y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.**
- **Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.**
 - Revisión de tarifas referente a la integración de contadores inteligentes en la red.
- **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.**

2.3.2 NORMATIVA DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

A continuación, se enumeran las normas y leyes referentes a la situación del vehículo eléctrico en España y en Europa, tal y como se hace en el Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible de la Universidad Pontificia Comillas [40]:

- NORMATIVA ESPAÑOLA

- **Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero, por el que se regula el programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible (Programa MOVES).**
 - Plan coordinado por el instituto para Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Dirigido a incentivar la compra de vehículos alternativos y a instalar infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos.
- **Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para transición energética y la protección de los consumidores.**
 - Elimina la figura del sector de carga que se recogía en la Ley del Sector Eléctrico (encargado único de proveer y vender energía eléctrica destinada a la recarga del vehículo eléctrico).
- **Real Decreto 617/2017, de 16 de junio, por el que se regula la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos de energías alternativas, y para la implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en 2017 (Plan MOVEA 2017).**
 - Se regula la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos de energías alternativas, y para la implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en 2017 (Plan MOVEA 2017).
- **Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado**

por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas del mismo.

- Se aprueba la ITC-BT-52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos» del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por el RD 842/2002, de 2 de agosto.
 - **Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.**
 - Se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, en que se encuentra la del Vehículo Eléctrico.
 - **Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.**
 - Se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
 - **Ley 19/2009, de 23 de noviembre, de medidas de fomento y agilización procesal del alquiler y de la eficiencia energética de los edificios.**
 - Se evita la necesidad de una votación a la hora de instalar un punto de recarga en un garaje comunitario por parte de un vecino.
- **NORMATIVA EUROPEA**
- **Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo**
 - Relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.

- **Directiva 2009/33/CE del Parlamento Europeo y del Consejo**
 - Relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes.

- **Reglamento (CE) No 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo**
 - Se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO₂ de los vehículos ligeros.



3. MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En el presente capítulo se realiza el estudio de una red de distribución eléctrica en media tensión en un área residencial real, proyectada en el sector PAU 3 de la ciudad de Alicante, con el fin de ver su comportamiento ante la recarga de los vehículos eléctricos. El área definida como PAU 3 se encuentra situada al noreste del núcleo urbano de la ciudad, con una superficie de 689.639 m². Los datos relativos a la red se han obtenido del Proyecto de Urbanización del Sector PAU 3 del Plan General Municipal de Ordenación de Alicante, a través del trámite de información pública publicado el 26 de junio de 2019 en [47].

Uno de los motivos por el que se ha elegido esta red para realizar el modelado, es que tal y como se establece en el PGOU para el desarrollo del PAU 3, el uso predominante será el residencial, considerando incompatible el industrial, y con una densidad máxima de 50 viviendas por hectárea.

La red de estudio será modificada mediante la inclusión de nuevas cargas y elementos de almacenamiento cuya función será representar la penetración del vehículo eléctrico en una red de distribución residencial común. Para esto se hará uso del software DigSILENT PowerFactory, obtenido mediante licencia de estudiante, el cual es una potente herramienta para simular y analizar sistemas de generación, transmisión y distribución.

El objeto de este trabajo será abordar el comportamiento de una red convencional de distribución cuando aparecen las cargas distribuidas que suponen los vehículos eléctricos y el suministro energético que las baterías de estos son capaces de aportar a la red, integrando características V2G al sistema.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución en media tensión (20 kV) propuesto es una modelización de la red de distribución proyectada en el Proyecto de Urbanización del PAU 3. Constará de 3 anillos subterráneos con 6 centros de transformación cada uno, alimentados desde dos

centros de reparto ubicados en el lado oeste del sector. En cada centro de transformación se instalarán dos máquinas de 400 kVA haciendo un total de 800 kVA, exceptuando uno de los centros del anillo 2, el cual estará destinado a alimentar una instalación de bombeo de aguas residuales, que solo tendrá una máquina con 400 kVA de potencia total. Las cargas previstas por el proyecto se conectarán en el lado de baja tensión de los centros, a una tensión de 400 V. Para facilitar el análisis las cargas se han considerado como una sola por centro, en lugar de representar la totalidad de la red de distribución de baja tensión, al considerarse innecesario para el estudio que se pretende realizar.

Como en el mismo proyecto se contempla la utilización de un único centro de reparto para alimentar a la red, manteniendo el segundo como redundante por si ocurriera algún problema con la alimentación del primero, en la modificación propuesta para este estudio se va a suprimir el segundo centro del esquema unifilar dibujado en PowerFactory. De esta manera se facilita la simulación de los diferentes casos de estudio.

En el mismo lado de baja tensión de los centros, se conectarán las cargas adicionales modeladas para representar el vehículo eléctrico. Estas mismas cargas dispondrán de un perfil de demanda acorde al caso que se pretenda estudiar, y serán capaces de representar inyección de energía a la red en el caso de utilizar la tecnología V2G. El modelo de vehículo será único, realizado a partir del cálculo de la media de la capacidad de los vehículos disponibles hoy día en el mercado, el tiempo medio que pasan estacionados en las casas de los propietarios, la media de kilómetros recorridos al cabo del día y el nivel de descarga medio por kilómetro.

Se realizarán diferentes simulaciones del comportamiento del sistema para diferentes casos de penetración del vehículo eléctrico y de la modificación de la curva de carga mediante el V2G:

- **Caso 0:** Simulación del sistema sin cargas adicionales.
- **Caso 1:** Conexión de vehículos eléctricos sin control de ningún tipo.
- **Caso 2:** Conexión de vehículos eléctricos condicionada por la tarifa energética especial supervalle.

- **Caso 3:** Conexión de vehículos eléctricos controlada por un sistema de red inteligente.
- **Caso 4:** Conexión de vehículos eléctricos con recarga e inyección de energía a la red controlada mediante V2G.

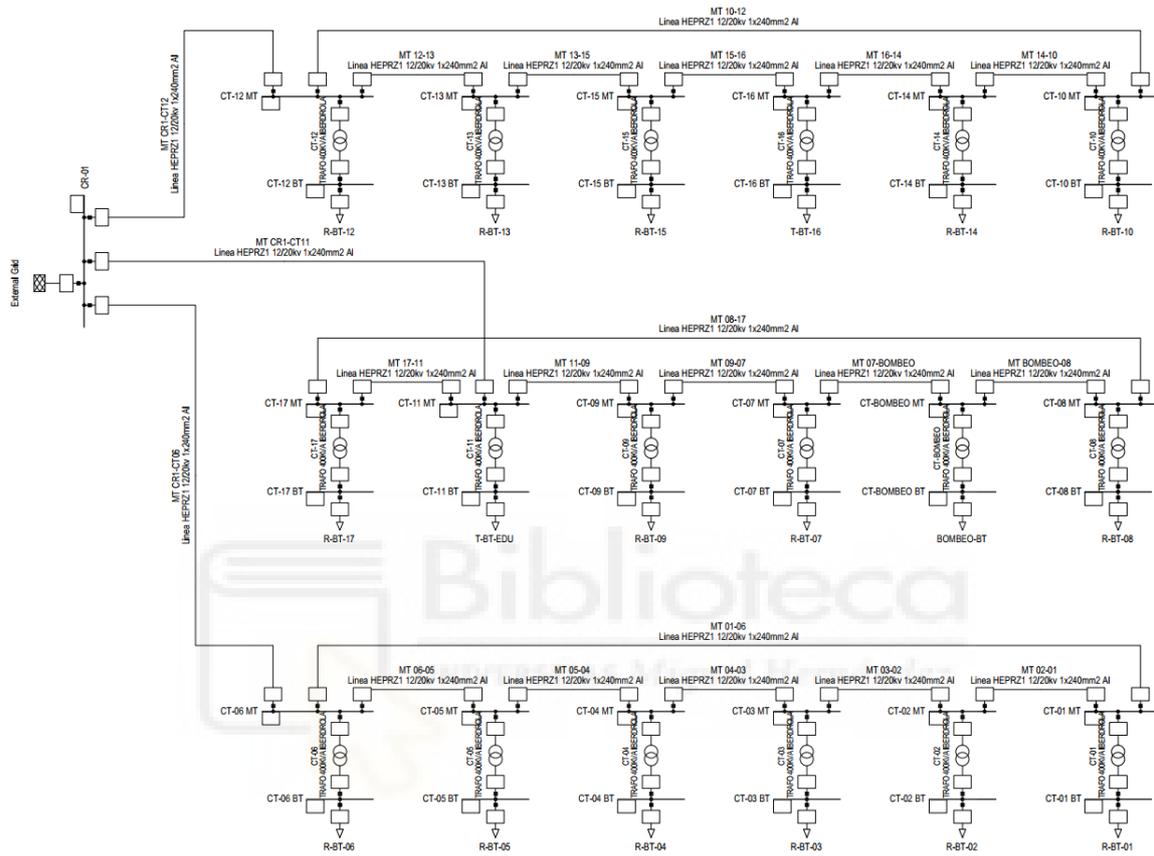


Ilustración 11. Modelo del sistema de distribución en DIGSilent PowerFactory.

3.2 MODELADO DE LA LÍNEA

Para el modelado de las líneas del sistema de distribución se han tomado los datos relativos a las mismas presentes en el Proyecto de Urbanización del PAU 3. Además, se ha tenido en cuenta la normativa propia de la compañía distribuidora de la zona, I-DE Redes Inteligentes (antigua Iberdrola Distribución), mediante el MT 2.31.01 y el MT 2.03.20. También se ha consultado documentación del fabricante Prysmian relativa a su cable HEPRZ1 normalizado por Iberdrola.

El conductor empleado en la totalidad de las líneas del sistema de distribución será el HEPR-Z1 12/20 kV 1x240 mm² Al. Se empleará para el tipo de línea subterránea de media tensión trifásica del proyecto, con una tensión nominal de 20 kV. La línea estará formada por tres conductores unipolares con aislamiento seco, de sección uniforme a lo largo de todo el recorrido, sin variaciones telescópicas y distribución en anillo a las alimentaciones. La sección de 240 mm² ha sido elegida para que en el punto más desfavorable de la distribución la caída de tensión no exceda del 5% de la tensión nominal.

Las principales características eléctricas del conductor empleado en el modelado de las líneas se recogen en la siguiente tabla:

SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm²)	240
INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO TUBO ENTERRADO (A)	345
INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE (A)	495
RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	0,125
RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 105 °C (Ω/km)	0,168
REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)	0,102
CAPACIDAD (μF/km)	0,435

Tabla 2. Características del conductor.

La línea se ha modelado con el software previamente mencionado, DigSILENT PowerFactory, tal y como se ve en las imágenes 12 y 13. Los datos del conductor se han introducido conforme a la tabla anterior. Además, se ha seleccionado de acuerdo con lo

especificado en el proyecto y con las normas exigidas por la compañía distribuidora de la zona, que el sistema será de corriente alterna, trifásico y con una frecuencia de 50 Hz.

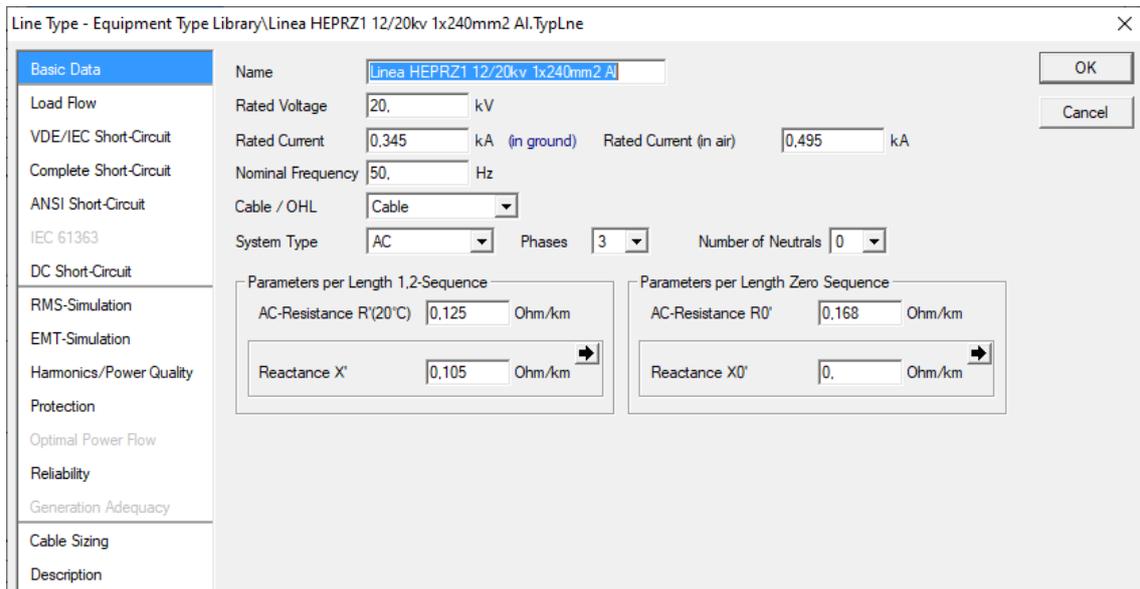


Ilustración 12. Definición de la línea en el programa.

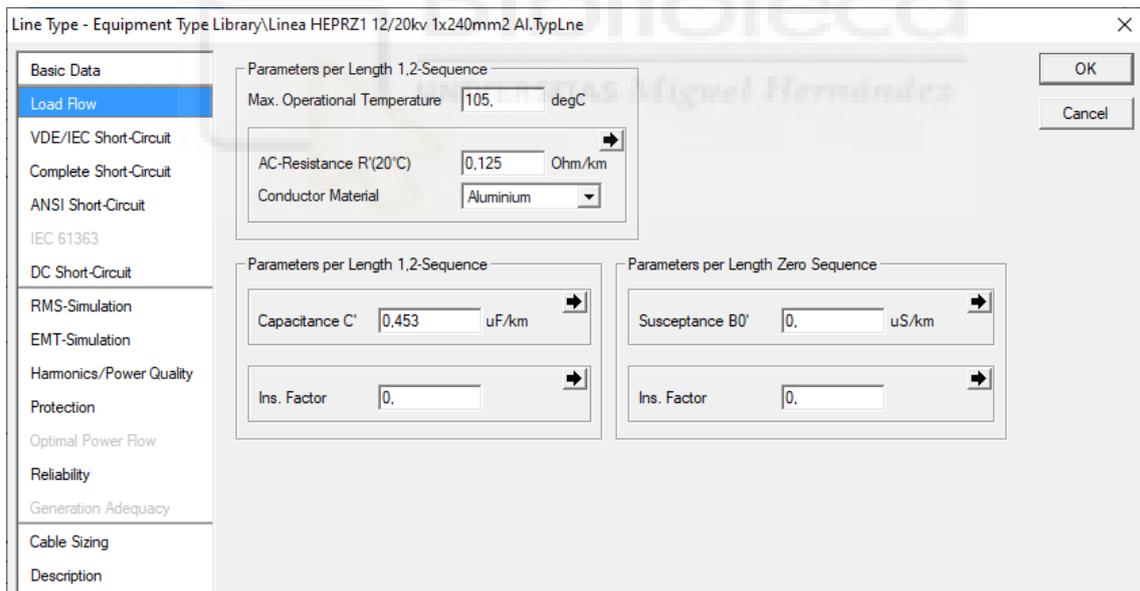


Ilustración 13. Definición de la línea en el programa.

En la tabla siguiente se puede ver las longitudes de los diferentes tramos de línea ordenados por el anillo al que pertenecen y también los tramos que alimentan a estos desde los centros de reparto:

ANILLO	CT INICIO	CT FIN	LONGITUD
1	CT-12	CT-13	103
1	CT-13	CT-15	293
1	CT-15	CT-16	184
1	CT-16	CT-14	298
1	CT-14	CT-10	429
1	CT-10	CT-12	340
2	CT-17	CT-11	218
2	CT-11	CT-09	347
2	CT-09	CT-07	272
2	CT-07	CT-BOMBEO	346
2	CT-BOMBEO	CT-08	616
2	CT-08	CT-17	73
3	CT-06	CT-05	204
3	CT-05	CT-04	235
3	CT-04	CT-03	267
3	CT-03	CT-02	173
3	CT-02	CT-01	112
3	CT-01	CT-06	258
REPARTO	CR-01	CT-12	373
REPARTO	CR-01	CT-11	26
REPARTO	CR-01	CT-06	436
REPARTO	CR-02	CT-08	74
REPARTO	CR-02	CT-02	541
REPARTO	CR-02	CT-10	187

Tabla 3. Longitudes de los tramos de los anillos.

3.3 MODELADO DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Para el modelado de los centros de transformación dentro del software de simulación, se han recogido los datos que se mencionan en el Proyecto de Urbanización del PAU 3 así

como se han consultado las normas de la compañía distribuidora relativas a los mismos, la MT 2.11.03 y la NI 72.30.00.

Todos los centros de transformación del proyecto excepto el centro conocido como CT-BOMBEO están constituidos por dos máquinas, mientras que el CT mencionado solo dispone de un único transformador.

Los transformadores serán trifásicos, de dos devanados, con tensiones de 20 kV en el lado de alta tensión y 0,42 kV en el lado de baja tensión. La potencia nominal de cada máquina será de 400 kVA. El grupo de conexión de los mismos será Dyn11 y tendrán una frecuencia de 50 Hz. Estas características se resumen en la siguiente tabla junto a otras necesarias para la introducción del modelo en DigSILENT PowerFactory:

Potencia nominal (kVA)	Tensión Primaria (kV)	Tensión secundaria (kV)	Regulación de tensión (%)	Grupo de conexión	Frecuencia (Hz)
400	20	0,42	2,5 +5 +7,5 +10	Dyn11	50

Tensión de cortocircuito (%)	Dimensiones LxAxH (mm)	Pérdidas en vacío Po (W)	Pérdidas en carga Pk (W)	Bobinados MT/BT	Refrigeración
4	1216x866x1653	430	4600	Al/Al	Aceite mineral

Tabla 4. Características de los transformadores.

Ilustración 14. Definición de los transformadores en el programa.

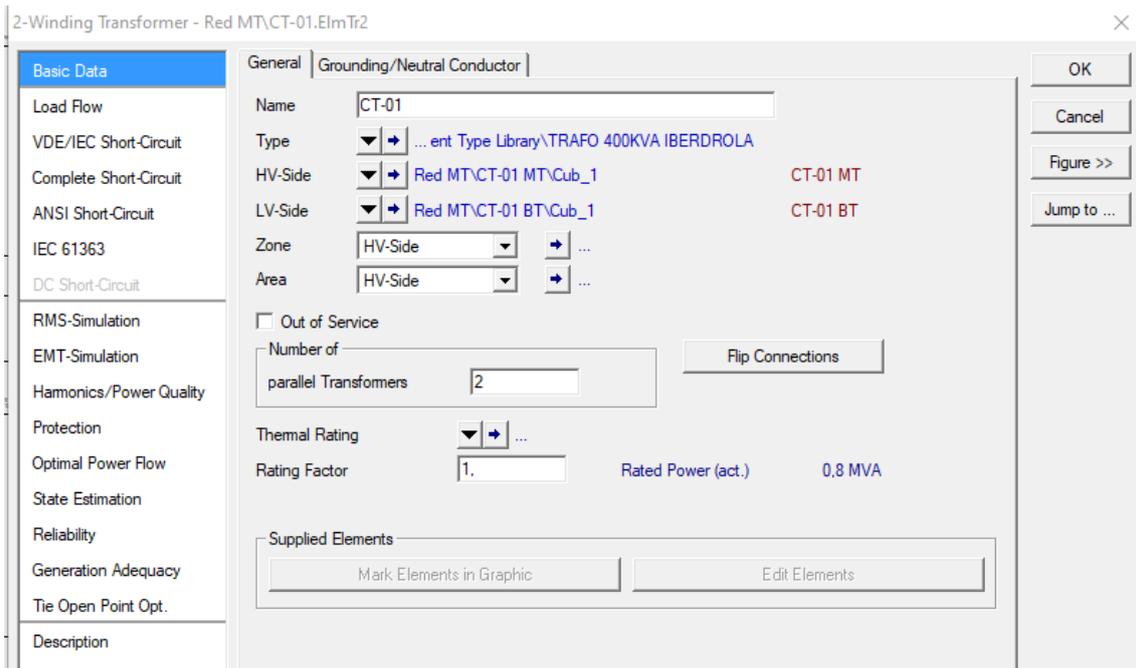


Ilustración 15. Definición de los CT's en el programa.

Las imágenes 14 y 15 muestran las ventanas de datos del diseño de los transformadores dentro del programa. Respectivamente muestran el diseño de las características del tipo de transformador empleado en todo el proyecto y el diseño de lo que sería el CT, con los buses a los que va conectado y con dos de las máquinas diseñadas en paralelo para un total de 800 kVA.

3.4 MODELADO DE LAS CARGAS

En el modelado de las cargas asociadas al sistema de distribución de estudio se debe distinguir entre dos tipos de cargas diferenciadas, que son las que van a definir cómo se va a comportar la red.

En primer lugar, se encuentran las cargas residenciales previstas propias del proyecto que se ha tomado como ejemplo, las cuales se han tomado como una única carga en baja tensión por cada centro de transformación, sumando toda la previsión de cargas de las líneas de baja tensión que parten de cada CT. A estas cargas se les ha dotado de un

escalado temporal cuasi dinámico, representativo de un perfil de cargas residencial habitual en España, para un periodo de 24 horas.

En segundo lugar, las cargas que representan los vehículos eléctricos también se han representado como una carga en baja tensión, dotándolas también con un perfil de carga asociado según el caso de estudio. En el caso de estudio dónde se contempla la inclusión de la tecnología V2G con capacidad de inyección de energía a la red, se han tomado valores negativos de potencia demandada de la carga, de manera que se pueda representar este caso en el software de simulación.

3.4.1 CARGAS RESIDENCIALES Y TERCIARIAS

Las cargas residenciales y terciarias se han modelado de acuerdo a lo especificado en el Proyecto de Urbanización del PAU 3, a partir de la suma de la previsión de cargas prevista en cada línea de baja tensión.

Para el cálculo de la previsión de estas cargas se han tenido en cuenta los siguientes criterios conforme a lo previsto en la ITC-BT 10 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión:

- Uso residencial: 9,20 kW por vivienda (Grado de electrificación elevado). Se incrementa esta potencia en previsión de servicios de comunidad.
- Uso terciario o comercial: 100W/m².
- Zonas de uso docente y deportivo: 25 W/m²; uso asistencial: 50 W/m².
- Alumbrado público (potencia prevista según proyecto).
- Bombeo de aguas residuales, alimentado desde la red de media tensión, con potencia de 255 kW.
- Se considera un coeficiente de simultaneidad respecto a centros de transformación de 0,28 para suministro residencial, 0,1 para terciario y un factor de potencia de 0,9.

Tal y como se expone en la memoria del proyecto consultado, las cargas de cada centro de transformación serán las siguientes:

Centro	CT-01	CT-02	CT-03	CT-04	CT-05	CT-06	CT-07	CT-08	CT-09
Potencia (kVA)	694	648	677	659	644	670	660	706	675

Centro	CT-10	CT-11	CT-12	CT-13	CT-14	CT-15	CT-16	CT-17	CT-BOMBEO
Potencia (kVA)	687	639	653	629	580	659	544	533	283

Tabla 5. Cargas previstas por cada CT.

Dado que en algunos centros de transformación el porcentaje de cargas terciarias es mínimo respecto a las residenciales, en los que existen los dos tipos a la vez se ha considerado contar como únicamente residenciales a estos a la hora de definir su perfil de carga. De esta manera se considerarán cargas terciarias en los centros CT-11 y CT-16, siendo una zona de uso educacional y la otra fundamentalmente terciaria, respectivamente.

El CT-BOMBEO se considerará que está funcionando a carga máxima todo el tiempo, puesto y que al no saber con total seguridad en qué momento se procederá al bombeo de aguas residuales o posibles imprevistos por lluvias, es preciso considerar su funcionamiento como el caso más desfavorable todo el tiempo.

Ilustración 16. Ejemplo de carga introducida en el programa.

Como se ha comentado las cargas serán ponderadas con un factor de escala especificado previamente para cada tipo de carga. Los perfiles de los diferentes tipos de carga se han extraído de los datos recogidos en [13] y [56]. El perfil de carga se define a lo largo de un periodo de 24 horas para cada carga tipo. La implementación de este perfil se realiza mediante un modelo cuasi dinámico que el software de simulación permite integrar.

Los perfiles de carga residencial y terciario se definen a partir de las siguientes tablas y se pueden ver gráficamente en las gráficas posteriores:

PERFIL RESIDENCIAL				PERFIL TERCIARIO			
HORA	CARGA PU	HORA	CARGA PU	HORA	CARGA PU	HORA	CARGA PU
0	0,463	12	0,653	0	0,507	12	0,889
1	0,379	13	0,669	1	0,476	13	0,806
2	0,276	14	0,632	2	0,48	14	0,812
3	0,202	15	0,618	3	0,474	15	0,836
4	0,184	16	0,567	4	0,458	16	0,876
5	0,188	17	0,642	5	0,521	17	0,924
6	0,281	18	0,767	6	0,68	18	0,921
7	0,323	19	0,928	7	0,803	19	0,868
8	0,341	20	1,000	8	0,918	20	0,766
9	0,400	21	0,963	9	0,981	21	0,646
10	0,481	22	0,875	10	0,99	22	0,604
11	0,564	23	0,801	11	1	23	0,55

Tabla 6. Perfiles de carga residencial y terciario.

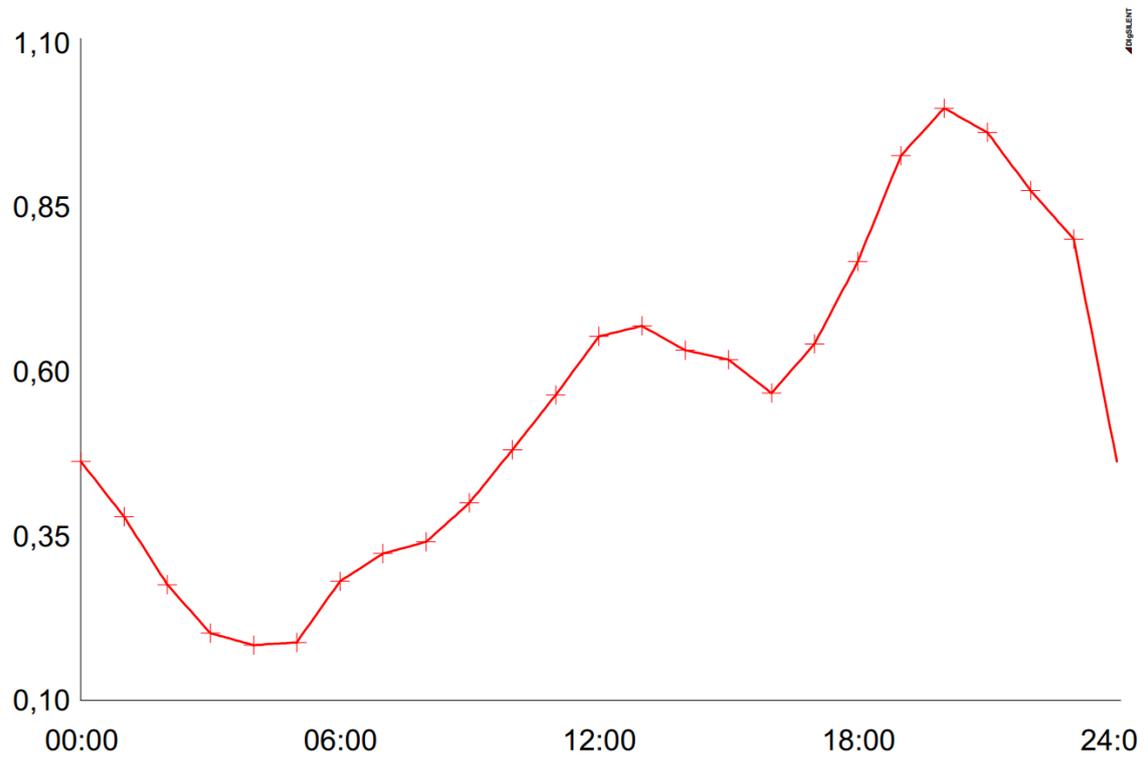


Ilustración 17. Perfil de carga residencial.

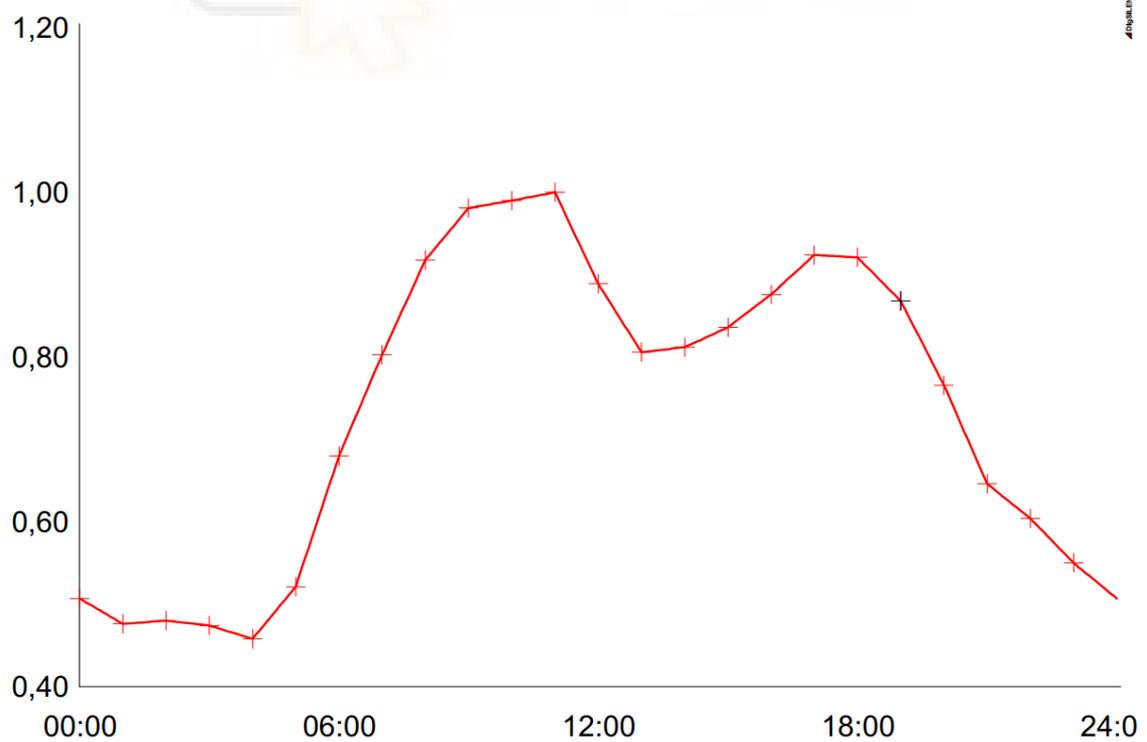


Ilustración 18. Perfil de carga terciaria.

3.4.2 CARGAS ASOCIADAS A LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Para el modelado de las cargas asociadas a los vehículos eléctricos dentro del sistema de estudio, se ha realizado un cálculo aproximado a partir de los datos de vehículos eléctricos e híbridos enchufables más vendidos en España, de manera que se pudiera trabajar con valores medios en un modelo realista.

En la siguiente tabla se puede ver una recopilación de los 10 turismos eléctricos e híbridos enchufables más vendidos en España durante el año 2019 y los meses de enero a abril del año 2020, junto a datos de capacidad, autonomía y consumo, a partir de datos obtenidos de [48] y [49]. Se ha añadido además una fila adicional con el cálculo de la media de los datos de capacidad y autonomía, y a partir de ellos se ha calculado el consumo. Estos datos medios serán los que se emplearán en el modelo de vehículo eléctrico que se va a considerar en este estudio.

Modelo	Capacidad (kWh)	Autonomía (km)	Consumo (kWh/100km)
Tesla Model 3	75	560	13,39
Renault ZOE	52	395	13,16
Nissan Leaf	62	385	16,10
Mitsubishi Outlander PHEV	13,80	54	25,56
Mini Countryman PHEV	10	57	17,54
Hyundai Kona PEV	64	482	13,27
BMW i3	42	285	14,74
BMW 225xe Active Tourer	10	55	18,18
Volvo XC60	10,40	40	26
Hyundai Ioniq	8,90	63	14,13
MEDIA	34,81	237,60	14,65

Tabla 7. Cálculo del modelo de vehículo eléctrico.

Una vez se han obtenido estos datos, es necesario situarlos en perspectiva de acuerdo al uso medio que van a realizar los usuarios de sus vehículos. Para ello, se ha consultado el desplazamiento medio que realizan los usuarios de vehículos de menos de 4 años de antigüedad mediante la web del Instituto Nacional de Estadística (INE), resultando una media de 13889,5 km al año [50]. Esto nos da un valor de 38,05 km al día, que en el caso que aquí se presenta se redondearán a 40 km/día.

También es necesario conocer el número medio de turismos por habitante y cuantos habitantes habrá en la zona para poder aproximar un número de vehículos totales estacionados en ella. Para estimar el número de habitantes, se ha consultado de nuevo el INE, dónde se expone una media del tamaño del hogar de 2,5 personas [51]. Según el proyecto del PAU 3, se estima un total de viviendas de 1.652, por lo que multiplicado por el tamaño del hogar se puede hacer una previsión de 4.130 habitantes totales.

Para obtener el dato del número de vehículos, se ha consultado las tablas estadísticas de la DGT correspondientes al año 2019 [52], siendo un total de 1.026.179 turismos en la provincia de Alicante. Como la población de la provincia es de 1.858.683 habitantes [53], se obtiene una relación de aproximadamente 0,55 turismos por habitante.

Mediante la multiplicación del dato de turismos por habitante por el número de habitantes totales del sector, se obtiene un total de 2280 turismos, que para el propósito del estudio se pueden redondear a 2300. De estos 2300 vehículos, se estudiarán diferentes niveles de conexión a la red diarios, para poder ver si un número mayor es significativo a la hora de sobrecargar la red. Los niveles previstos de movilidad de los vehículos eléctricos en la red de estudio serán 0%, 20%, 40%, 60%, 80% y 100% de coches que se mueven a lo largo del día.

Al tratarse en su totalidad de recargas en el propio domicilio del propietario, se ha considerado un tipo de recarga lenta, propia de instalaciones privadas dónde el vehículo pasa varias horas estacionado. La potencia del cargador será de 3,6 kW máximo, a una tensión de 230 V y un máximo de 16 A.

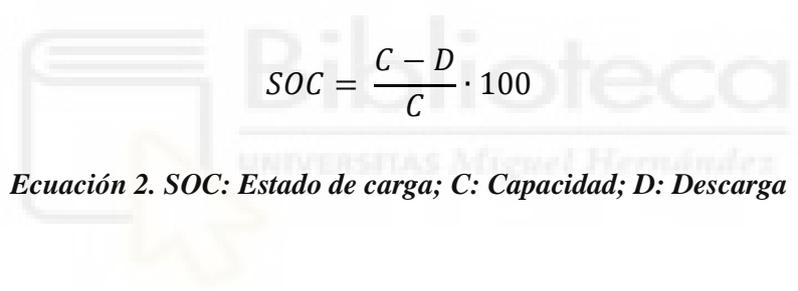
Para el propósito de este trabajo no es relevante la tensión de 230 V, y por lo tanto se simularán como cargas conectadas directamente al lado de baja tensión de los transformadores, como una carga total de todos los vehículos de las posibles viviendas que se alimenten desde ese CT. También se va a suponer que los usuarios disponen de

tarifas especiales de vehículo eléctrico con potencia suficiente para poder funcionar todo el tiempo al máximo de potencia que es capaz de suministrar el cargador. Esta suposición se realiza por las necesidades de recarga de los usuarios, siendo que la mayoría de los mismos buscará siempre disponer de la máxima carga cuanto antes, sin preocuparse de otros factores. Además, otro motivo es la aparición de nuevas tarifas eléctricas especiales para vehículos eléctricos que contemplan el incremento de potencia durante ciertas horas del día.

El cálculo de la cantidad de energía necesaria para la recarga se ha hecho a partir del dato de 40 km/día de uso medio del vehículo y su consumo medio de 14,65 kWh/100 km, utilizando la ecuación 1. De este modo se obtiene que diariamente el coche consume 5,86 kWh.

$$D = C_m \cdot T_m$$

Ecuación 1. D: Descarga; C_m: Consumo medio; T_m: Trayecto medio


$$SOC = \frac{C - D}{C} \cdot 100$$

Ecuación 2. SOC: Estado de carga; C: Capacidad; D: Descarga

Mediante la ecuación 2 podemos calcular el estado de carga de la batería o SOC (State of Charge) en el momento en que el vehículo llega al domicilio y se conecta a la red. El SOC medio calculado para el modelo de vehículo escogido será del 83,16% de la carga, lo que quiere decir que en caso de utilizar la tecnología V2G como fuente de generación de apoyo al sistema, no existirían problemas por una escasa carga de las baterías.

Con el SOC se puede calcular la energía real obtenida de la red para la recarga del vehículo, al tener en cuenta la eficiencia de conversión de los cargadores y de los vehículos. La eficiencia energética estimada en el presente caso para un proceso de recarga lenta, mediante un cargador convencional en el domicilio del usuario será del 88%. Con la ecuación 3 se obtiene por tanto la energía necesaria de la red para la recarga, la cual será de 6,66 kWh.

$$E_c = \left(1 - \frac{SOC}{100}\right) \cdot \frac{C}{\eta_c}$$

Ecuación 3. E_c : Energía de recarga; η_c : Rendimiento de carga

$$T_c = \left(1 - \frac{SOC}{100}\right) \cdot \frac{C}{P}$$

Ecuación 4. T_c : Tiempo de carga; P : Potencia de recarga

El tiempo que durará la recarga se puede obtener a partir de la ecuación 4. Para el modelo escogido de vehículo será de 1,63 horas. Para poder implementar correctamente la curva de carga en el software este dato se redondeará a 2 horas.

Por lo tanto, el modelo diseñado de vehículo eléctrico que se va a emplear en este trabajo, en su momento de conexión con la red, constará de las siguientes características resumidas en la tabla siguiente:

Potencia (kW)	Tiempo de recarga (h)	SOC (%)	Energía necesaria (kWh)
3,60	2	79,32	7,20

Tabla 8. Modelo de vehículo implementado en el programa.

Como se puede observar, al modificar el tiempo de recarga, se hace necesario modificar el SOC y la energía necesaria que se va a obtener de la red eléctrica. De esta manera el modelo es perfectamente implementable en una simulación cuasi dinámica en el software PowerFactory.

Para la introducción del modelo en el software se utilizará una carga en baja tensión, a la que al igual que a la empleada para cargas residenciales se le proporcionará un perfil de carga adaptado para su caso. Esta carga representará la totalidad de los vehículos conectados a ese CT a través de las diferentes líneas en baja tensión que salgan del mismo, al no considerarse necesario la representación de cada línea y sus cargas en particular.

Será necesario por tanto conocer el número de vehículos que irán conectados a cada CT en función de los diferentes casos propuestos. El número de centros de transformación a

los que pueden conectarse los vehículos será de 15 en lugar de los 18 presentes en el proyecto, al descontar el CT-BOMBEO, el CT-16 que será terciario y el CT-11 destinado a dar suministro para instalaciones de enseñanza. Para ello se ha realizado la siguiente tabla en Excel:

Movilidad	Vehículos totales	Vehículos por CT	Potencia total (kW)	Potencia por CT (kW)
0,00%	0	0	0	0
20,00%	460	30,67	1656	110,40
40,00%	920	61,33	3312	220,80
60,00%	1380	92,00	4968	331,20
80,00%	1840	122,67	6624	441,60
100,00%	2300	153,33	8280	552,00

Tabla 9. Cálculo de la potencia por CT de las cargas de vehículo eléctrico.

De esta forma, para cada porcentaje de vehículos que se muevan, se repartirán las cargas en el sistema siguiendo la potencia por CT que marca la tabla, en los 15 centros en los que está previsto que existan recargas de vehículos.

3.5 CASOS DE ESTUDIO

Los casos a estudiar se detallan en los apartados siguientes. Para los casos sin control inteligente se considerará siempre el caso más desfavorable, de forma que se pueda comprobar la fiabilidad de la red y su capacidad para integrar el vehículo eléctrico de una manera satisfactoria.

3.5.1 CASO 0: SIMULACIÓN SIN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

El primer caso a estudiar, llamado caso 0, no tendrá ninguna carga correspondiente a los vehículos eléctricos. Esto se hace para comprobar la estabilidad y fiabilidad del sistema

por sí mismo y tener unos datos de referencia sobre los que comparar los resultados obtenidos en las simulaciones de los casos siguientes.

3.5.2 CASO 1: CONEXIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS SIN CONTROL

El caso 1 será el primero que contemple la integración de vehículos eléctricos en el sistema de estudio. Se considerará que la conexión de estos vehículos no será controlada, representando el comportamiento de los usuarios un día laboral habitual, con un perfil de conexión representativo de este hecho.

Para la obtención del perfil en función del porcentaje de vehículos eléctricos que se mueven, se han considerado los datos recogidos en [54]. Se ha realizado una adaptación de los porcentajes de entradas y salidas de aparcamientos residenciales, referidas al total del parque móvil, para hacerlos coincidir con el porcentaje de vehículos movidos diariamente. De esta manera se puede dibujar una curva de carga de los vehículos que se conectan cada hora, pudiendo integrarla en el software.

También se va a considerar que los vehículos se conectan para su recarga nada más llegar a sus respectivos domicilios, cargando a la máxima potencia permitida por los cargadores con el fin de disponer de la carga completa cuanto antes, además de no ser estos regulables. Como se ha calculado previamente la recarga durará 2 horas, de acuerdo al modelo de vehículo eléctrico propuesto.

A partir de esto se ha confeccionado la tabla 10, con el perfil diario adaptado al caso que aquí se va a estudiar. A partir de la última columna, se ha hecho la distribución horaria en la tabla 11, de manera que se pueda dibujar el perfil de cargas diario de cada carga de vehículo eléctrico que se conecta a la red.

Hora	Vehículos aparcados	Diferencia entradas/salidas	Diferencia adaptada	Conexión por hora	Conexión acumulada 2 horas
6	1	0	0	0	0
7	0,87	-0,13	-0,3171	0	0
8	0,79	-0,08	-0,1951	0	0
9	0,73	-0,06	-0,1463	0	0
10	0,68	-0,05	-0,1220	0	0
11	0,59	-0,09	-0,2195	0	0
12	0,60	0,01	0,0244	0,0244	0,0244
13	0,59	-0,01	-0,0244	0,0000	0,0244
14	0,60	0,01	0,0244	0,0244	0,0244
15	0,61	0,01	0,0244	0,0244	0,0488
16	0,66	0,05	0,1220	0,1220	0,1463
17	0,77	0,11	0,2683	0,2683	0,3902
18	0,85	0,08	0,1951	0,1951	0,4634
19	0,94	0,09	0,2195	0,2195	0,4146
20	0,96	0,02	0,0488	0,0488	0,2683
21	0,98	0,02	0,0488	0,0488	0,0976
22	0,99	0,01	0,0244	0,0244	0,0732
23	1	0,01	0,0244	0,0244	0,0488
24	1	0	0	0	0,0244

Tabla 10. Cálculo del perfil de conexiones. Adaptación de [54].

HORA	CARGA (p.u.)	HORA	CARGA (p.u.)
0	0,0244	12	0,0244
1	0	13	0,0244
2	0	14	0,0244
3	0	15	0,0488
4	0	16	0,1463
5	0	17	0,3902
6	0	18	0,4634
7	0	19	0,4146
8	0	20	0,2683
9	0	21	0,0976
10	0	22	0,0732
11	0	23	0,0488

Tabla 11. Distribución horaria del perfil del Caso 1.

Para cada porcentaje de conexión de los vehículos, la potencia de cada carga en el software será la potencia máxima por CT previamente calculada en la tabla 9, ponderada por el perfil definido con el porcentaje acumulado por hora.

Con estos porcentajes acumulados calculados para cada hora, podemos dibujar el perfil de carga que se asignará a las cargas, representando las conexiones que los usuarios realizan al llegar a sus casas, quedando de la siguiente manera:



Ilustración 19. Perfil de llegada de los usuarios de los vehículos.

3.5.3 CASO 2: CONEXIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CONDICIONADA POR TARIFAS ESPECIALES

Para el estudio del caso 2 se va a suponer que la totalidad de los usuarios del vehículo eléctrico disponen de la denominada tarifa 2.0 DHS, especialmente diseñada para ellos. La tarifa contempla que un mismo cliente pueda disponer de 3 periodos de facturación de energía dependiendo de la hora del día, de forma que en el periodo supervalle de 1:00 a

7:00 disponga de un beneficio económico para poder asumir la recarga de su vehículo, sin que esto suponga una penalización en el precio. Esta tarifa surge como una ampliación de la tarifa 2.0 DH, ampliamente extendida.

Al igual que en el caso previo, se prevé que los usuarios lleguen a casa después de una jornada laboral común y conecten directamente su vehículo al cargador. La diferencia será que ahora este cargador dispone de programación horaria y no se conectará a la red hasta que se cumpla la consigna horaria, no recargando el vehículo hasta el comienzo de la tarifa supervalle.

Se asume también que todos los usuarios desean tener su vehículo a completa carga cuanto antes, por lo que todos programarán la activación de los cargadores a la 1:00, siendo el caso más desfavorable y el más interesante para su estudio. Como se ha calculado antes, la recarga de un vehículo completo durará dos horas.

Con estas premisas, el perfil de cargas del vehículo quedaría de la siguiente manera. A la hora de realizar las simulaciones se tendrán en cuenta las potencias calculadas para cada nivel de penetración.

HORA	CARGA (p.u.)	HORA	CARGA (p.u.)
0	0,00	12	0,00
1	1,00	13	0,00
2	1,00	14	0,00
3	0,00	15	0,00
4	0,00	16	0,00
5	0,00	17	0,00
6	0,00	18	0,00
7	0,00	19	0,00
8	0,00	20	0,00
9	0,00	21	0,00
10	0,00	22	0,00
11	0,00	23	0,00

Tabla 12. Distribución horaria del perfil del Caso 2.

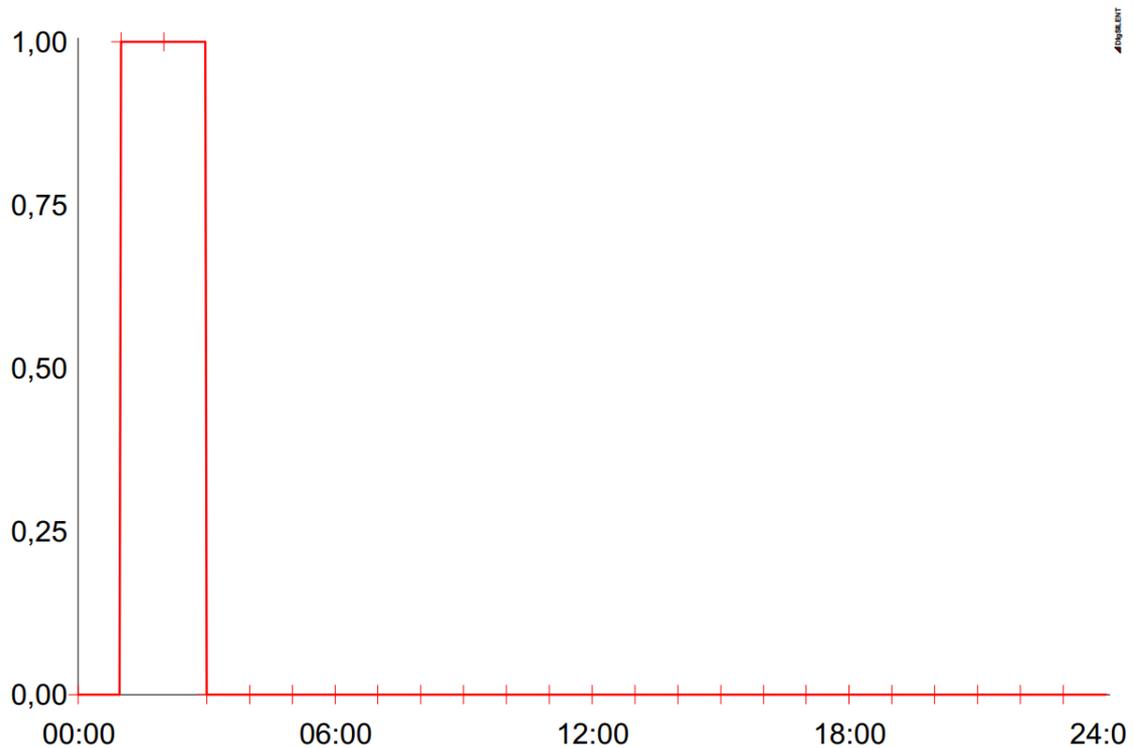


Ilustración 20. Perfil de carga de los vehículos acogidos a tarifa especial.

3.5.4 CASO 3: CONEXIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CONTROLADA

Para el estudio del tercer caso se contempla la existencia de un control por parte de la Smart Grid, de manera que la potencia demandada se reparta a lo largo de las horas supervalle. Se asume por lo tanto que los cargadores de los usuarios estarán conectados a un sistema de control de la red, de forma que al comunicarse entre ellos regulen la potencia a la que trabajan para igualar la demanda a lo largo de todo el periodo supervalle. Con esta regulación se pretende no saturar la red eléctrica con un pico de recarga excesivo y aumentar la eficiencia y fiabilidad de la misma al mismo tiempo.

El comportamiento de los usuarios será el mismo que el de los casos anteriores, asumiendo que los usuarios llegan a casa después de la jornada laboral. A la hora de comienzo de la tarifa supervalle ya estarán todos los vehículos conectados a sus respectivos cargadores de manera que será la programación del cargador la que active la recarga a la 1:00.

Como se ha mencionado, ahora los cargadores aparte de programar la conexión y desconexión de la recarga tendrán conocimiento del estado de la red y repartirán la demanda de potencia a lo largo de todas las horas que dure el periodo supervalle. Al ser el modelo del vehículo eléctrico equivalente para todos los centros de transformación que disponen de este tipo de cargas, el reparto de potencia se hará por igual en todos los centros.

El cálculo se ha realizado a partir de la energía requerida por cada vehículo para su recarga. Como cada vehículo necesitará 7,2 kWh para llegar a carga completa y el periodo de recarga será de 1:00 a 7:00 horas, esta energía se repartirá a lo largo de las 6 horas que dure la tarifa. El resultado de dividir 7,2 kWh entre 6 horas será de una potencia de 1,2 kW conectados por vehículo cada hora. Al disponer cada cargador de una potencia máxima de 3,6 kW, esto quiere decir que se estarán utilizando los cargadores al 33,33% de su capacidad.

Considerando estos cálculos, el perfil de carga del vehículo eléctrico quedaría de la siguiente manera, tal y como se muestra en la tabla 13:

HORA	CARGA (p.u.)	HORA	CARGA (p.u.)
0	0,00	12	0,00
1	0,33	13	0,00
2	0,33	14	0,00
3	0,33	15	0,00
4	0,33	16	0,00
5	0,33	17	0,00
6	0,33	18	0,00
7	0,00	19	0,00
8	0,00	20	0,00
9	0,00	21	0,00
10	0,00	22	0,00
11	0,00	23	0,00

Tabla 13. Distribución horaria del perfil del caso 3.

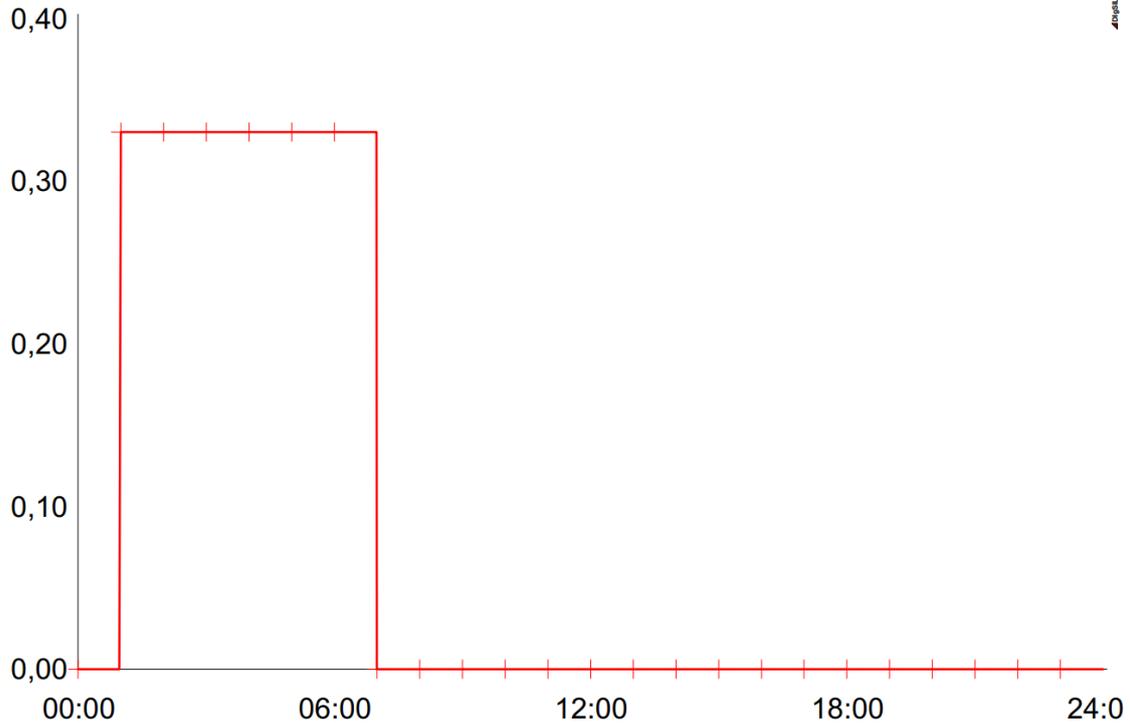


Ilustración 21. Perfil de carga de los vehículos con recarga inteligente.

Al igual que en el resto de casos, en este también se tendrán en cuenta los niveles de penetración considerados para los vehículos eléctricos, introduciendo las cargas en PowerFactory según su potencia máxima ponderada con el perfil propuesto.

3.5.5 CASO 4: CONEXIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON V2G

En el caso 4 se va a suponer que existe en el sistema un cierto porcentaje de vehículos eléctricos con capacidades V2G de inyección de energía a la red. Mediante esta tecnología se espera que los usuarios que la adopten sean capaces de rentabilizar sus vehículos de una forma más rápida, al limitar el gasto energético durante las horas más caras del día y pasar su consumo a las horas nocturnas.

Al incorporar este tipo de cargas gestionables a la red, se espera ver un aplanamiento de la curva de demanda de todo el sistema, si bien al depender de un periodo de recarga limitado por la tarifa supervalle, no se podrá realizar una nivelación completa. Con todo,

la principal idea será recortar el pico de demanda que presenta el sistema durante las horas de la tarde, que son las más críticas del día, y distribuir este consumo a lo largo de las horas de la madrugada.

Para el cálculo de las cargas que representarán en cada CT estos vehículos, se ha seguido la tabla 14, considerándose 4 niveles distintos de vehículos con esta característica.

Porcentaje V2G	Vehículos V2G en el sistema	Vehículos V2G por CT	Potencia por CT
5%	115	7,67	27,60
10%	230	15,33	55,20
15%	345	23,00	82,80
20%	460	30,67	110,40

Tabla 14. Cargas V2G por CT.

Al igual que los casos anteriores, estas cargas estarán ponderadas por un perfil que represente su funcionamiento en el sistema. Para ello se han hecho varias suposiciones de acuerdo a un funcionamiento normal de un vehículo con V2G.

El primer supuesto será que este tipo de vehículos inyectarán energía a la red durante las 5 horas de máxima demanda de la red, las cuales son las 18, 19, 20, 21 y 22 horas. Los vehículos inyectarán a la máxima potencia del cargador, 3,6 kW. De esta manera durante el periodo de inyección, consumirán 18 kWh de sus baterías, que tendrán que ser recargados durante el periodo nocturno. Esos 18 kWh se repartirán durante las 6 horas del periodo al igual que los casos anteriores, suponiendo 3 kW de potencia por hora de recarga, lo que supone un 83,33% de la potencia máxima de los cargadores, dato que servirá para la confección del perfil de funcionamiento de las cargas.

Con estas premisas, se puede confeccionar el perfil horario de los vehículos con V2G, que quedaría como se puede ver en la tabla 15. Los valores que representan la inyección durante las horas de la tarde son negativos, de manera que se pueda simular el flujo de energía de los vehículos a la red.

HORA	CARGA (p.u.)	HORA	CARGA (p.u.)
0	0,00	12	0,00
1	0,83	13	0,00
2	0,83	14	0,00
3	0,83	15	0,00
4	0,83	16	0,00
5	0,83	17	0,00
6	0,83	18	-1,00
7	0,00	19	-1,00
8	0,00	20	-1,00
9	0,00	21	-1,00
10	0,00	22	-1,00
11	0,00	23	0,00

Tabla 15. Distribución horaria del perfil V2G.

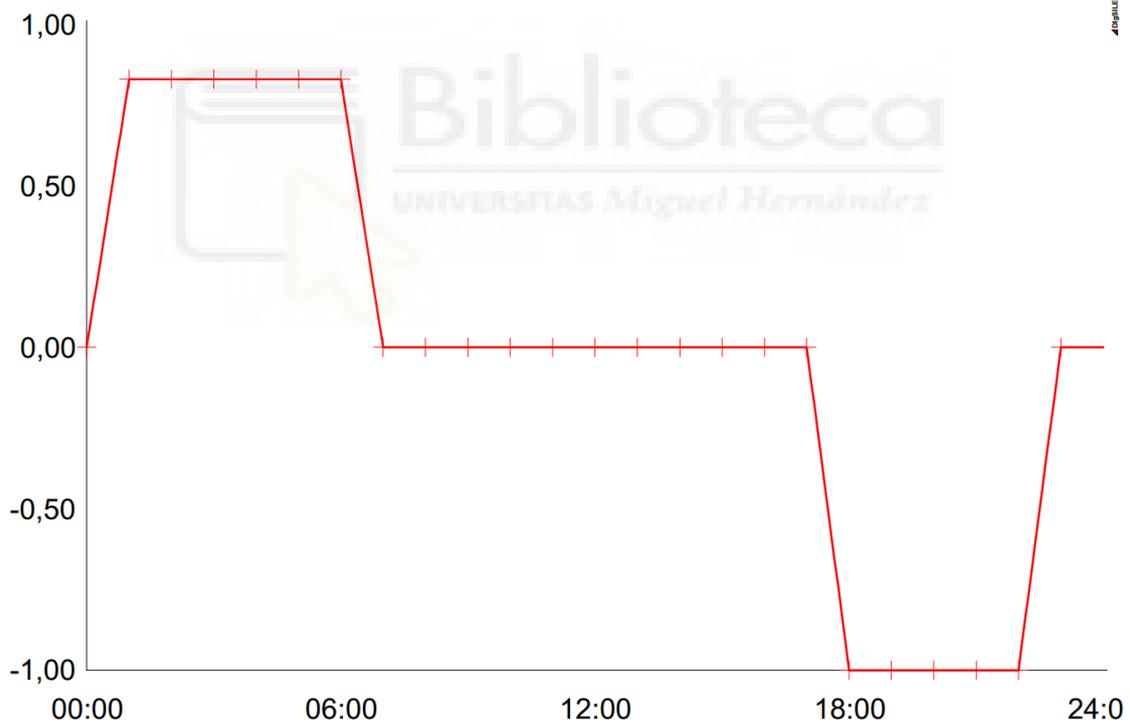


Ilustración 22. Perfil de carga y descarga de los vehículos V2G.

Con el fin de hacer una comparativa con el resto de casos se realizarán las simulaciones con distintos niveles de conexión al igual que en los casos anteriores.

3.6 FLUJO DE CARGAS

En este apartado se pretende describir el método de análisis que se llevará a cabo en los diferentes casos anteriormente definidos.

Todos los casos se simularán mediante el software DIGSilent PowerFactory, usando la característica integrada en el mismo *Quasi-Dynamic Simulation*. Esta característica permite la realización de flujos de carga a lo largo de un periodo definido por el usuario, de manera que se pueden obtener resultados discretos a lo largo de 24 horas en lugar de un simple flujo de cargas estático.

En el estudio de Sistemas Eléctricos de Potencia, los flujos de carga se emplean para determinar la Tensión, Ángulo de Tensión de los nodos y las potencias Activa y Reactiva en las barras (V , ϕ , P y Q). Los nodos están representados por dos de los cuatro parámetros mencionados, clasificándose de la siguiente manera:

- **Nodos PV:** Caracterizados por la potencia activa y la tensión del nodo.
- **Nodos PQ:** Caracterizados por la potencia activa y la reactiva.
- **Buses Slack:** Se mantienen fijos los valores de tensión y ángulo. En el caso presentado en este trabajo, este tipo será asociado a la red externa que alimenta el sistema de distribución.

En los casos que se van a analizar se van a simular flujos de carga en corriente alterna (AC). Las ecuaciones que emplea el programa para el análisis de la red serán las del método Newton-Raphson, las mismas que se utilizan comúnmente para el estudio de sistemas de potencia, resolviéndose por métodos iterativos al tratarse de ecuaciones no lineales. El programa deja elegir al usuario entre dos tipos posibles:

- Newton-Raphson (Ecuaciones de corriente).
- Newton-Raphson (Método clásico por ecuaciones de potencia).

El método elegido para el estudio de los casos de este trabajo será el método clásico, al converger mejor normalmente.

El programa realizará por defecto 25 iteraciones para cada flujo de cargas, calculando en total 24 flujos (uno por cada hora), de manera que se pueda obtener el perfil de potencia demandada de la red y detectar las horas críticas.

3.6.1 ECUACIONES DEL MÉTODO NEWTON-RAPHSON

A partir de las ecuaciones de potencia se obtendrán las funciones [55]:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n - 1$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n - n_G$$

Para cada iteración se resolverá el sistema lineal de ecuaciones siguiente, cuya matriz de coeficientes es el jacobiano, cambiado de signo, del sistema no lineal:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k$$

Una vez resuelto el sistema, las tensiones se actualizan mediante:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^k$$

Los términos del jacobiano se obtendrán de sus propias definiciones:

$$\begin{aligned} H_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & N_{ij} &= \frac{V_j \partial P_i}{\partial V_j} \\ M_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} & L_{ij} &= \frac{V_j \partial Q_i}{\partial V_j} \end{aligned}$$

Quedando sus valores de la siguiente manera:

- Para $i = j$

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} V_i^2 \quad N_{ii} = P_i + G_{ii} V_i^2$$

$$M_{ii} = P_i - G_{ii}V_i^2$$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii}V_i^2$$

- Para $i \neq j$

$$H_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

$$N_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$M_{ij} = -N_{ij}$$

$$L_{ij} = H_{ij}$$



4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Una vez se ha descrito el sistema de distribución de estudio, se han definido los diferentes casos que se pretenden estudiar en el mismo en función del porcentaje de vehículos conectados a la red y se han modelizado todos los elementos que forman parte del mismo, se va a proceder a comentar los resultados obtenidos con las simulaciones en PowerFactory. En los apartados siguientes se expondrán los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones realizadas para los diferentes casos considerados y se hará una comparación entre ellas.

4.1 RESULTADOS

4.1.1 CASO 0

Como se ha explicado en la definición del caso anteriormente, el estudio del caso 0 no incorpora ninguna carga adicional de vehículo eléctrico, reflejando únicamente el comportamiento habitual del sistema tal y como está diseñado. De esta manera se tendrá una referencia base a la hora de realizar la comparativa entre los distintos casos que se exponen a continuación.

El perfil de carga de la red quedaría como se puede ver en la ilustración 23.

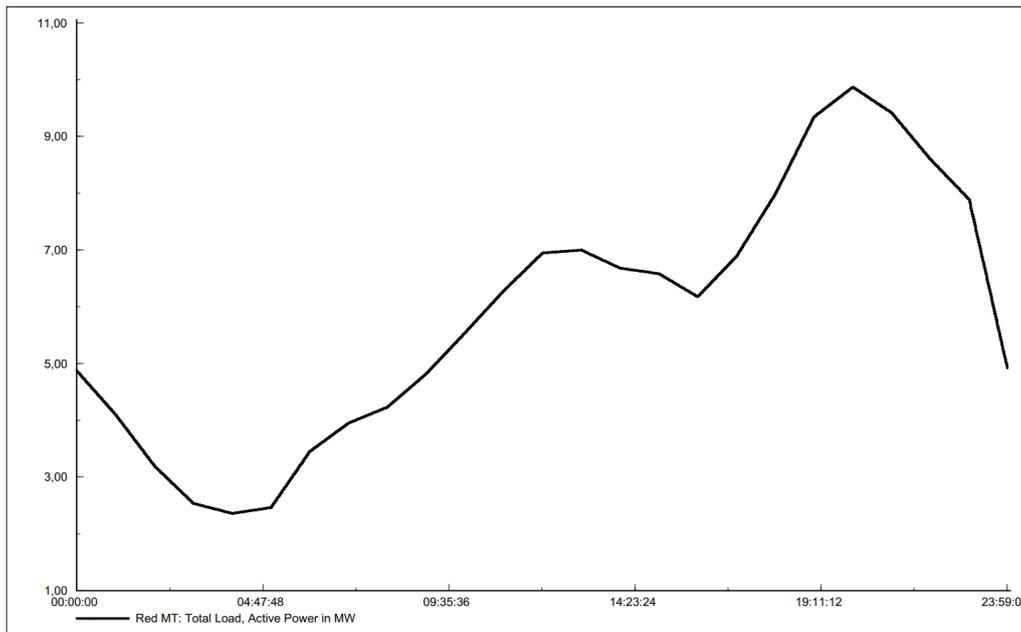


Ilustración 23. Perfil de carga de la red sin vehículos – Caso 0.

El perfil de carga normal del sistema, sin la adición de ninguna carga representativa de los vehículos eléctricos, presenta un máximo en la demanda de potencia a las 20:00. Las horas de la tarde serán, por tanto, las más críticas a la hora de representar el sistema con el añadido que supondrán los vehículos.

En las horas de la madrugada, en cambio, existe un mínimo de demanda que puede ser aprovechable para la recarga de los vehículos sin peligro de sobrecargar la red.

Este perfil será el empleado como referencia. A partir del mismo se podrá observar cómo afecta la recarga de los vehículos al sistema.

4.1.2 CASO 1

Para el estudio del caso 1 se ha realizado la simulación de los distintos niveles de conexión de vehículos eléctricos previstos en el punto 3.4.2, añadiéndose al sistema las cargas correspondientes a los vehículos eléctricos para los diferentes porcentajes considerados. Estas cargas además tendrán asignado el perfil de carga diario diseñado para este caso, de manera que representen las conexiones aproximándose a la realidad lo máximo posible.

Dado el perfil de carga propio de la red, estudiado en el caso 0, las horas críticas van a ser las 17, 18, 19 y 20 horas, como se ha comprobado con las simulaciones.

Debido a los resultados obtenidos con las simulaciones, no se ha considerado relevante para este caso mostrar las curvas relativas al 80 y al 100% de conexión de vehículos en el sistema, como se verá más adelante, debido a que se saturan los transformadores.

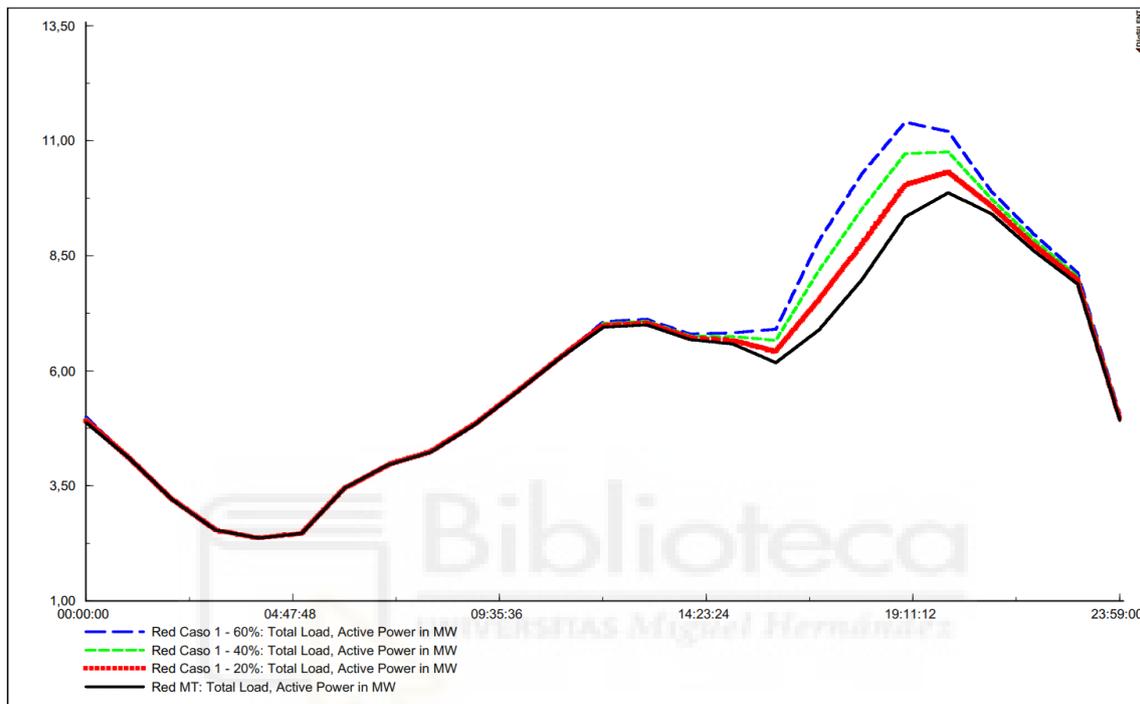


Ilustración 24. Perfil de carga de la red – Caso 1.

Como se puede apreciar en la ilustración 24, la integración de los vehículos eléctricos en la red de estudio, con el perfil considerado en este caso, provoca un aumento de la potencia demandada por el sistema entre las 12:00 y la 1:00, con un máximo entre las 19:00 y las 20:00. Respecto al pico de demanda que alcanza la red, se puede ver como la potencia máxima demandada se adelanta a las 19:00, para una conexión de vehículos eléctricos del 60%. En los casos al 20% y al 40%, la potencia máxima también se eleva, pero se mantiene a las 20:00 horas.

La concentración de la mayor demanda de potencia para recarga de vehículos a la misma hora que se produce la mayor demanda en la red, provocaría una sobrecarga en ciertos elementos de la misma, siendo los más afectados en la simulación realizada los transformadores.

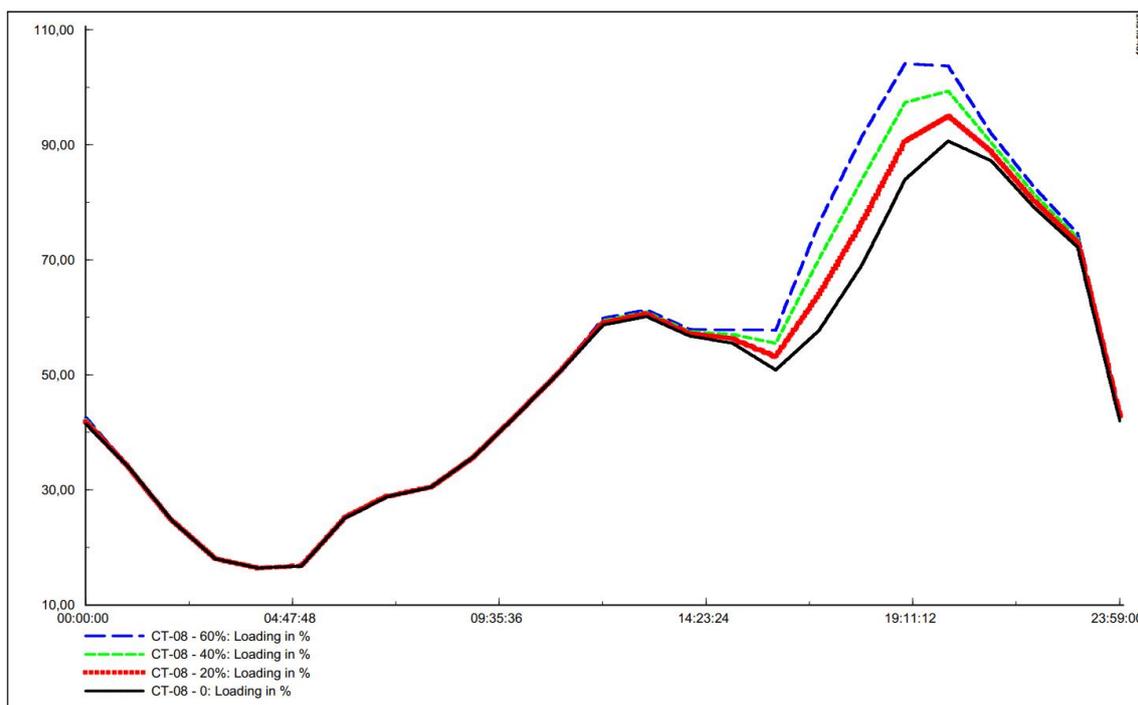


Ilustración 25. Porcentaje de carga del CT-08.

En la ilustración 25 se pueden ver las diferentes curvas de carga que sufren las máquinas del centro de transformación 8 a lo largo del día. Como se puede apreciar, a las 19:00 el transformador estará a un 104,082% de su capacidad de carga para un nivel de conexión de vehículos del 60%, siendo este el punto crítico a partir del cual los transformadores no admitirían más carga. Para los niveles de conexión superiores, la carga del transformador estaría al 110,848% (80% de conexión) y al 117,643% (100% de conexión).

Para los niveles de conexión del 20% y el 40%, la máxima carga que experimenta el transformador será del 94,967% y el 99,318%. Si bien estos valores son asumibles, siguen siendo valores demasiado elevados, posibilitando que aparezcan sobrecargas por un aumento imprevisto de la demanda.

Vehículos conectados	Carga máxima en la red (MW)	Carga máxima transformadores	Pérdidas totales en la red (MWh)
0%	9,867	90,63%	1,439
20%	10,311	94,97%	1,505
40%	10,755	99,32%	1,574
60%	11,402	104,08%	1,649
80%	12,089	110,85%	1,729
100%	12,775	117,64%	1,814

Tabla 16. Resultados de la simulación – Caso 1.

Por lo tanto, en este caso se puede ver como el sistema acabaría sobrecargándose si la recarga por parte de los usuarios no tuviera control alguno. Será necesario, por tanto, la incorporación de algún mecanismo de regulación de las recargas de los vehículos eléctricos, de forma que se eviten estas sobrecargas si se quiere conservar la actual red de distribución eléctrica.

4.1.3 CASO 2

En la simulación del caso 2 se ha supuesto que todos los propietarios de los vehículos eléctricos disponen todos de la tarifa especial supervalle, adaptada especialmente para tal fin. Como se ha explicado anteriormente en la definición de los casos, los clientes acogidos a esta tarifa disponen de bonificaciones en el precio durante las horas nocturnas, por lo que todos tratarán de cargar el vehículo durante el periodo más económico, iniciándose este a la 1:00.

Cómo se ha explicado anteriormente en la definición del caso, las horas consideradas supervalle comprenden el periodo de 1:00 a 7:00. En este caso no se ha contemplado el control de la red mediante un sistema inteligente, pero si una programación manual de la recarga por parte de los usuarios, especificando en sus cargadores la hora de inicio. Todos los usuarios pretenderán disponer cuanto antes de la carga completa, por lo que los cargadores se conectarán a la red desde el mismo inicio de la tarifa, es decir, a la 1:00. El periodo de recarga durará, como se ha calculado previamente, dos horas.

En la simulación del caso se han tenido en cuenta todos los niveles previstos de conexión de vehículos eléctricos. Para todos ellos se han obtenido valores aceptables, exceptuando el caso del 100% de penetración. Para el resto, el sistema ha sido capaz de asumir la máxima carga, aunque queda ajustada a las dos primeras horas de la tarifa.

El perfil que se muestra en este caso representa los diferentes niveles de penetración del parque móvil eléctrico. Como se ha mencionado, toda la demanda relativa al vehículo eléctrico se concentra durante las dos horas inmediatamente siguientes al inicio de la tarifa supervalle. Esto supone un uso ineficiente de la red, al no aprovechar correctamente todas las horas de duración del periodo más económico.

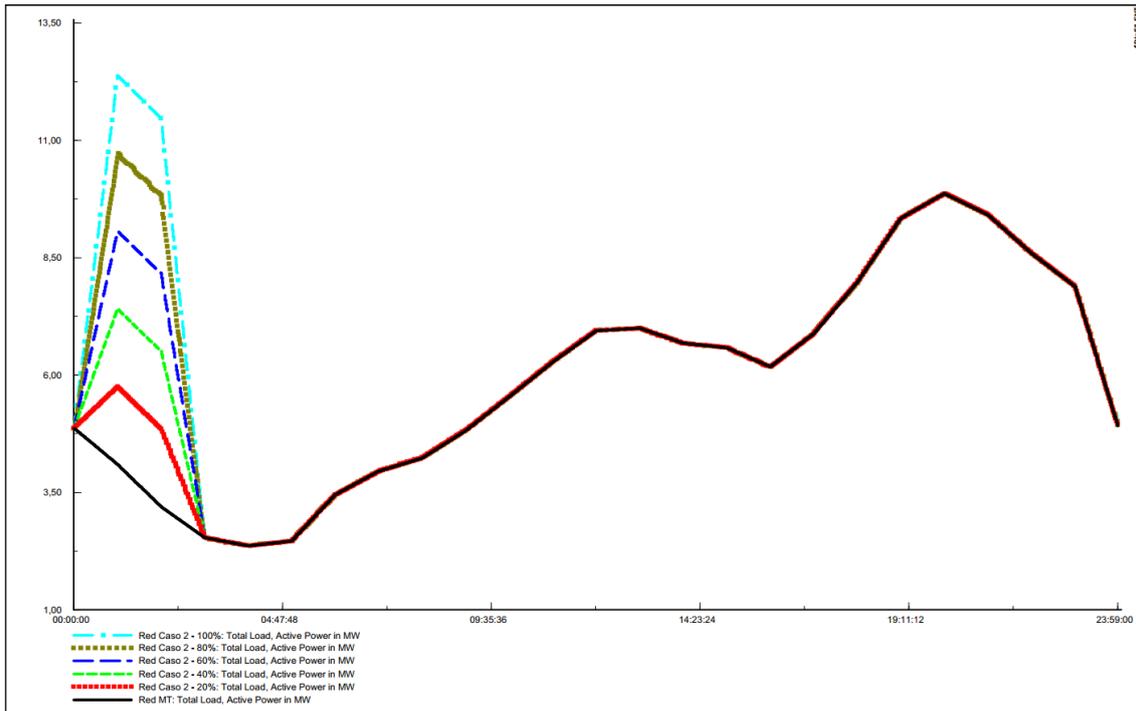


Ilustración 26. Perfil de carga de la red – Caso 2.

Una carga propiciada por un periodo bonificado, pero no controlado, puede provocar los picos de demanda que se ven en la gráfica 26. Aun así, para una conexión de hasta el 80%, la máxima demanda será similar a la de un uso cotidiano de la red. A partir de aquí, la inclusión de más vehículos u otras cargas no previstas podría llegar a saturar la red, como el caso del 100%, como se observa en la ilustración.

La potencia máxima demandada por la red en la hora de máxima conexión de vehículos, para un 60% de conexión, baja de 11,402 MW del caso 1 a 9,867 MW del caso 2 al 60%. Para el máximo de vehículos eléctricos, baja de 12,775 MW del caso 1 al 100% a 12,375 MW del caso 2 al 100%, siendo todavía en este caso más de la que serían capaces de asumir los transformadores.

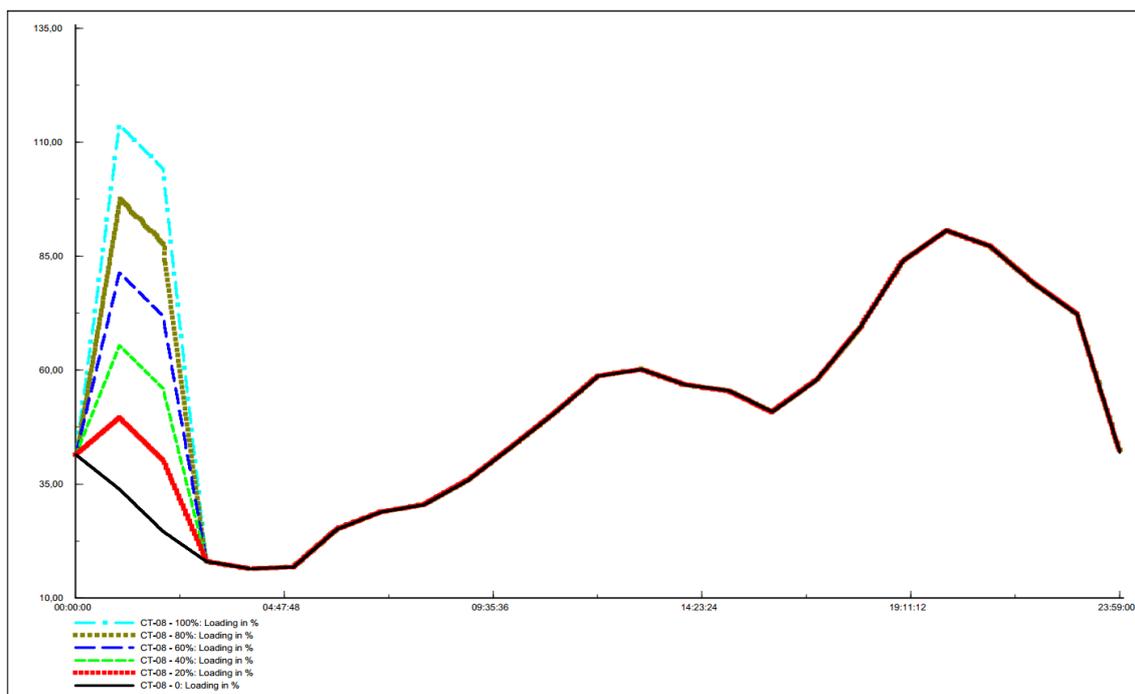


Ilustración 27. Porcentaje de carga del CT-08.

El rango de carga del CT-08, que sigue siendo el más significativo por ser el más cargado, muestra como para el 100% de penetración estaría fuera de su capacidad, con un 113,823% de carga. Para un 80%, su porcentaje de carga se reduce hasta el 97,522%, siendo capaz de asumirlo, pero con el riesgo todavía de que una conexión superior o alguna carga no prevista puedan hacer que se supere su límite.

Aunque para el caso del 100% de penetración sigue saturando la red, esta solución mejora los datos del caso 1 para el resto de los niveles de penetración. Presentando también menores pérdidas totales cualquiera que sea el nivel de conexión de los vehículos.

Vehículos conectados	Carga máxima en la red (MW)	Carga máxima transformadores	Pérdidas totales en la red (MWh)
0%	9,867	90,628%	1,440
20%	9,867	90,628%	1,470
40%	9,867	90,628%	1,513
60%	9,867	90,628%	1,568
80%	10,719	97,522%	1,636
100%	12,375	113,823%	1,717

Tabla 17. Resultados de la simulación – Caso 2.

4.1.4 CASO 3

Para el estudio del caso 3 también se ha realizado la simulación contemplando 5 niveles de conexión de vehículos a la red. Se ha considerado que la energía necesaria para la recarga total de los vehículos está gestionada mediante una conexión inteligente del cargador. Este se encarga de conocer el estado de carga del vehículo, y de repartir a lo largo de las seis horas de duración de la tarifa supervalle la demanda de potencia, siguiendo un perfil como el que se ha indicado anteriormente en la definición del caso, en el punto 3.5.4.

De esta manera se pretende distribuir el consumo a lo largo de todo el periodo de la tarifa, evitando la concentración de recargas en las primeras horas, que llegaba a saturar la red. Se busca por tanto aprovechar el beneficio de la baja carga de la red existente en esta franja horaria, tal y como se puede apreciar en la imagen siguiente.

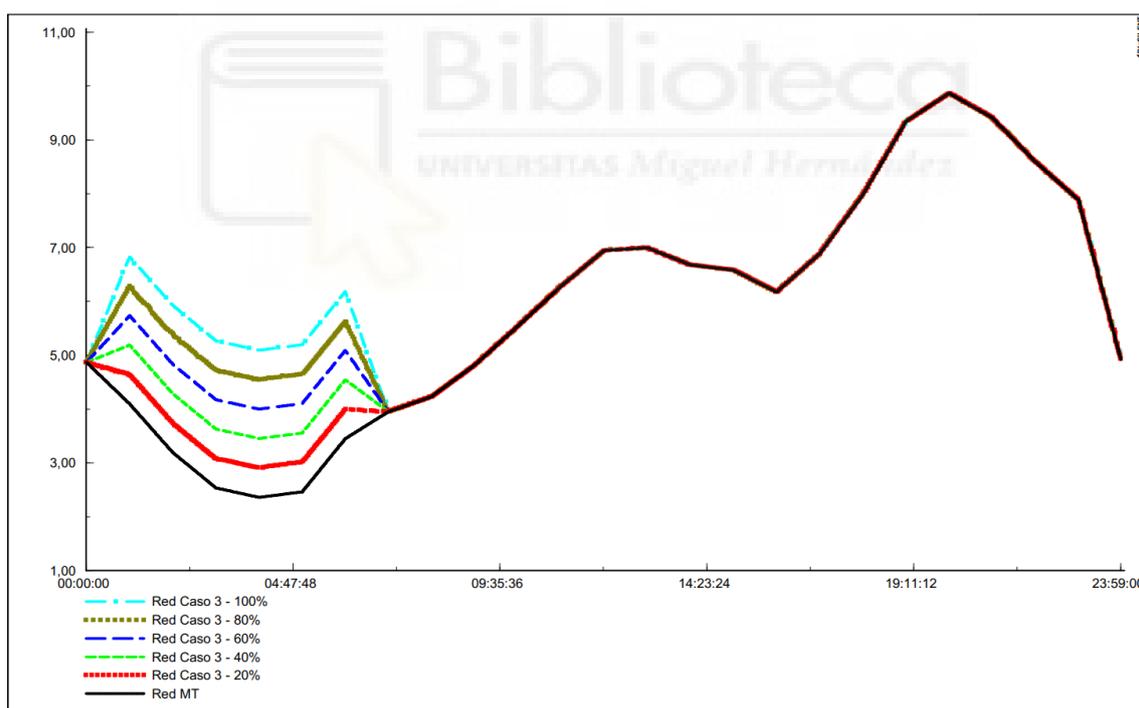


Ilustración 28. Perfil de carga de la red – Caso 3.

Como se puede ver, el reparto energético en este caso es mucho más favorable que en los anteriores. Al dotar a los cargadores de un cierto grado de inteligencia, es posible reducir considerablemente los picos de demanda generados por las cargas no controladas.

La máxima demanda de potencia de los vehículos eléctricos, cuando se conecta el 100% de los mismos, desciende desde los 12,375 MW del caso 2 hasta únicamente 6,828 MW en este caso. Por lo tanto, la limitación del sistema vuelve a estar en los picos residenciales que se producen por la tarde, asimilando la red perfectamente las nuevas cargas que suponen los vehículos.

Esto supone que la red disponga de capacidad para poder conectar más vehículos, u otro tipo de cargas no previstas, sin el peligro de una posible sobrecarga que se apreciaba en los casos anteriores.

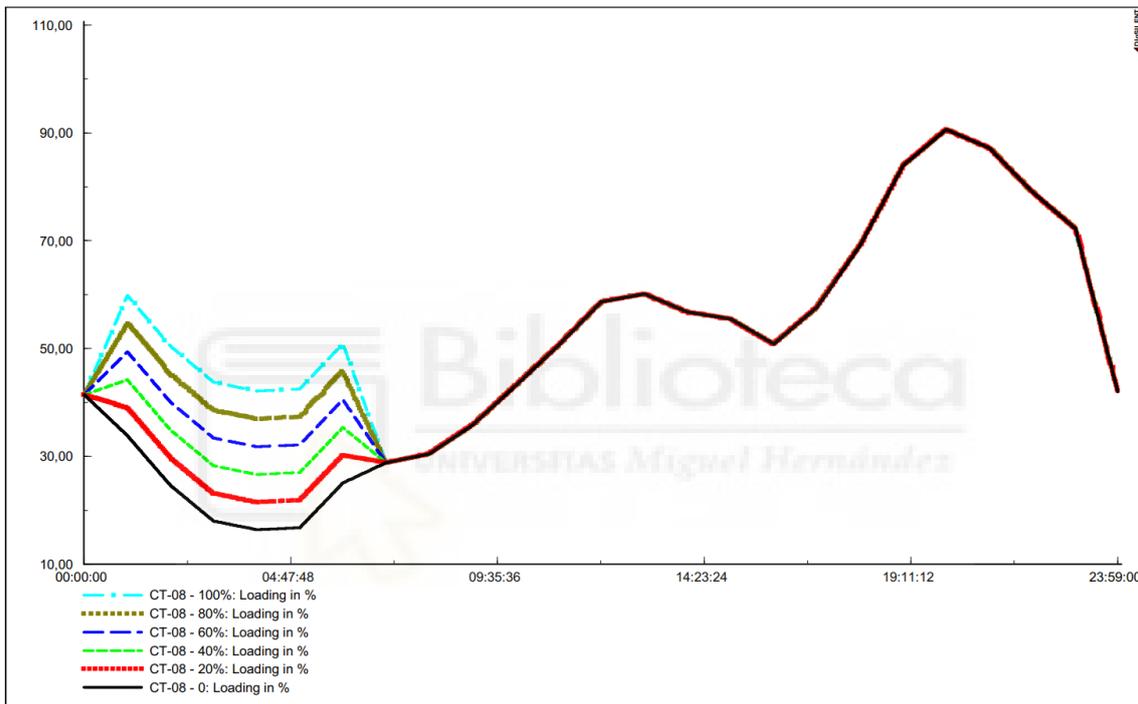


Ilustración 29. Porcentaje de carga del CT-08.

La carga que soportan los transformadores también se reparte de la misma forma, reduciendo las potencia en las horas en las que sería peligroso el funcionamiento de los mismos. Aun así, los transformadores siguen trabajando al 90,63% a las 20:00 horas, debido a la demanda residencial prevista.

Vehículos conectados	Carga máxima en la red (MW)	Carga máxima transformadores	Pérdidas totales en la red (MWh)
0%	9,867	90,63%	1,439
20%	9,867	90,63%	1,460
40%	9,867	90,63%	1,486
60%	9,867	90,63%	1,515
80%	9,867	90,63%	1,550
100%	9,867	90,63%	1,588

Tabla 18. Resultados de la simulación – Caso 3.

Como se puede ver además en la tabla 16, las pérdidas totales del sistema para todos los niveles de penetración de los vehículos eléctricos serán de nuevo menores que el caso anterior. Tanto la carga máxima de la red, como de los transformadores, viene exclusivamente motivada por las cargas de demanda residencial y terciaria previstas, pues a esas horas no existen cargas de vehículo eléctricos conectadas.

4.1.5 CASO 4

La simulación del último caso se ha realizado a partir de la red modelada para la simulación del caso 3, con el añadido de una nueva carga que será representativa de la tecnología V2G, mencionada en la definición del caso previamente. Dicha carga tiene la característica de adoptar tanto valores positivos como valores negativos, representando una cesión de energía a la red en el caso de estos últimos.

Para evitar un exceso de simulaciones poco relevantes para el estudio que se pretende realizar, se ha optado por aplicar las cargas V2G a la red del caso 3 con un 60% de vehículos eléctricos y con un 100%. Se han elegido estos dos casos por representar, en el caso del 60%, una cifra cercana al punto crítico de casos anteriores y en el caso del 100%, por ser la posibilidad más desfavorable con todos los vehículos conectados y demandando energía de la red.

4.1.5.1 CASO 4 CON UN 60% DE CONEXIÓN

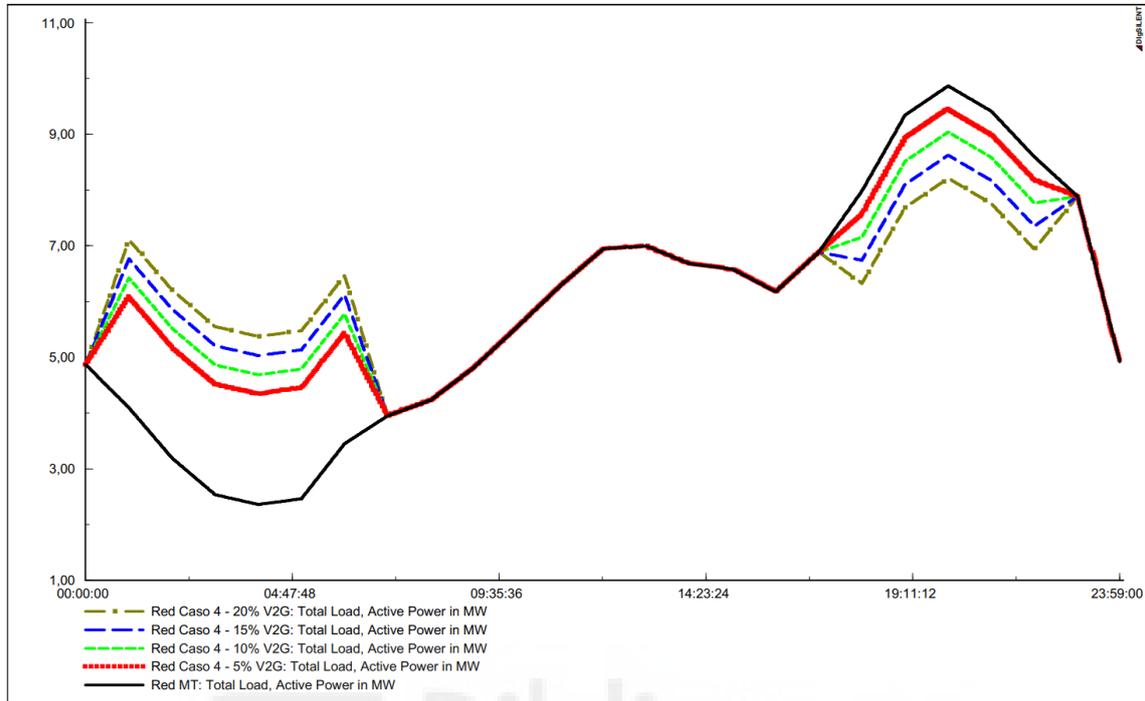


Ilustración 30. Perfil de carga de la red – Caso 4 – 60%

Al integrar vehículos eléctricos capaces de ceder energía a la red, se puede ver como disminuye el consumo de energía durante las horas a las que estos están activos. El caso más favorable de entre los simulados ocurre cuando se supone un 20% de vehículos con capacidades V2G, llegando a tenerse una curva más plana. Debido a las restricciones horarias de la tarifa no es posible un aplanamiento total, siendo necesario para ese caso un nivel de inteligencia superior tanto en la red como en los cargadores.

El nivel de carga que experimentan los transformadores también se reduce considerablemente, pasando de un 90,63% a las 20:00 horas a un 74,55% a la misma hora, gracias a que los vehículos inyectan su energía en el bus de baja tensión, donde puede ser aprovechada por los mismos usuarios al instante.

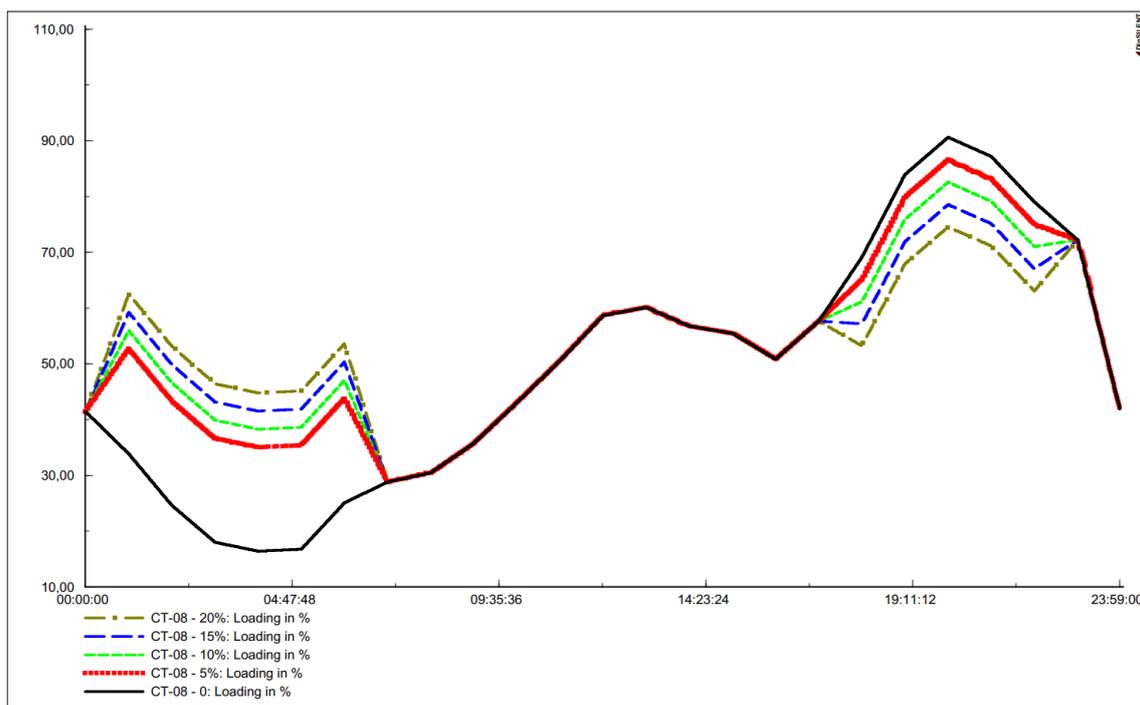


Ilustración 31. Porcentaje de carga del CT-08

Vehículos V2G conectados	Carga máxima en la red (MW)	Carga máxima transformadores	Pérdidas totales en la red (MWh)
0%	9,867	90,63%	1,440
5%	9,453	86,59%	1,494
10%	9,039	82,57%	1,477
15%	8,625	78,56%	1,463
20%	8,211	74,55%	1,454

Tabla 19. Resultados de la simulación – Caso 4 – 60%

Las pérdidas para todos los niveles de V2G mejoran a las que existían anteriormente en el caso 3 al 60% de conexión, por lo que la existencia de este tipo de vehículos en el sistema no solo alivia la carga que soportan los transformadores y aplana la curva de carga provocando una mejor distribución energética, sino que además aumenta la eficiencia de todo el sistema.

4.1.5.2 CASO 4 CON UN 100% DE CONEXIÓN

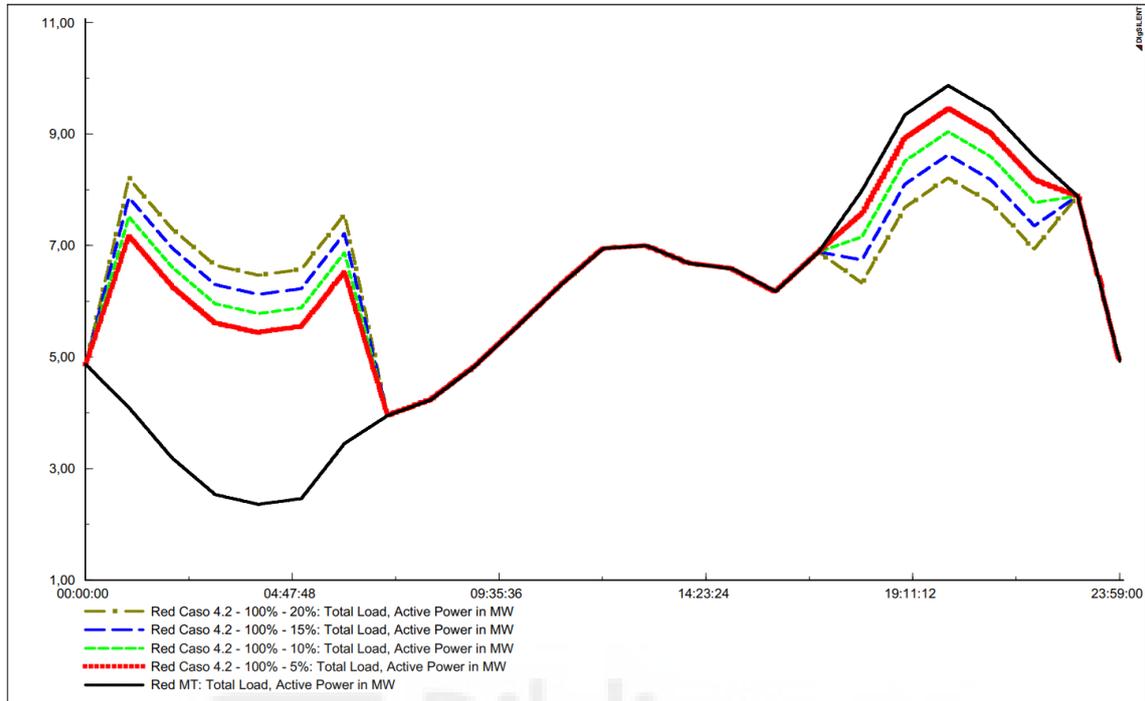


Ilustración 32. Perfil de carga de la red – Caso 4 – 100%

El perfil de carga cuando se conecta el 100% de los vehículos eléctricos difiere con el anterior en que la carga nocturna es superior al caso del 60%, pero la inyección de energía que se hace por la tarde es la misma al haberse considerado los mismos porcentajes de vehículos con capacidad V2G, es decir, 0%, 5%, 10%, 15% y 20%.

Ahora, cuando existe un 20% de vehículos V2G, la red presenta dos máximos de demanda, a la 1:00 y a las 20:00, prácticamente de la misma potencia, de 8,202 MW y 8,211 MW respectivamente. En el resto de casos, el máximo sigue siendo a las 20:00.

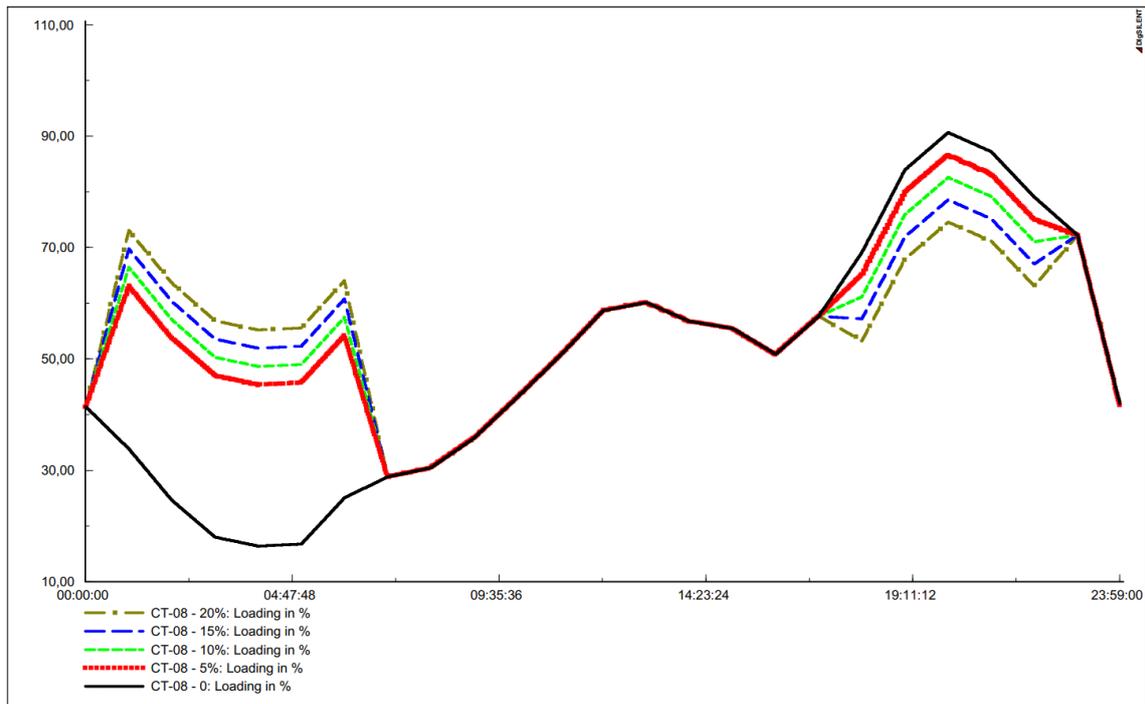


Ilustración 33. Porcentaje de carga del CT-08

La carga de los transformadores también es más elevada durante el periodo de recarga en comparación con el caso al 60%.

Vehículos V2G conectados	Carga máxima en la red (MW)	Carga máxima transformadores	Pérdidas totales en la red (MWh)
0%	9,867	90,63%	1,439
5%	9,453	86,60%	1,573
10%	9,039	82,57%	1,561
15%	8,625	78,56%	1,553
20%	8,211	74,55%	1,549

Tabla 20. Resultados de la simulación – Caso 4 – 100%

Las pérdidas en el sistema son obviamente superiores al caso al 60%, pero son inferiores a las del caso 3 al 100% de carga, mejorando el funcionamiento y la eficiencia de la red.

4.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se comparan los resultados obtenidos para todos los casos, según la potencia, la carga que soportan los transformadores más desfavorables y las pérdidas en cada caso. Para ello se han realizado una serie de tablas en los casos de la potencia y la carga, y un gráfico de barras que refleje visualmente como cambian las pérdidas de la red en función del cada caso de estudio.

Conexión	Potencia máxima demandada en el sistema							
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4				
				0%	5%	10%	15%	20%
0%	9,867	9,867	9,867	-	-	-	-	-
20%	10,311	9,867	9,867	-	-	-	-	-
40%	10,755	9,867	9,867	-	-	-	-	-
60%	11,402	9,867	9,867	9,867	9,453	9,039	8,625	8,211
80%	12,089	10,719	9,867	-				
100%	12,775	12,375	9,867	9,867	9,453	9,039	8,625	8,211

Tabla 21. Comparación de la máxima potencia demandada por la red.

Conexión	Carga máxima en el transformador							
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4				
				0%	5%	10%	15%	20%
0%	90,63%	90,63%	90,63%	-	-	-	-	-
20%	94,97%	90,63%	90,63%	-	-	-	-	-
40%	99,32%	90,63%	90,63%	-	-	-	-	-
60%	104,08%	90,63%	90,63%	90,63%	86,59%	82,57%	78,56%	74,55%
80%	110,85%	97,52%	90,63%	-				
100%	117,64%	113,82%	90,63%	90,63%	86,59%	82,57%	78,56%	74,55%

Tabla 22. Comparación de la máxima carga en los transformadores.

En la tabla 21 se puede apreciar como a medida que aumenta el nivel de gestión que se le aplica a los vehículos eléctricos en el sistema, se reduce la demanda de la red externa hasta llegar a valores por debajo del mínimo que tendría la red en un caso sin vehículos.

En la tabla 22 se muestra la reducción de los porcentajes de utilización o carga máxima que sufren los transformadores, reduciéndose hasta un 16,08% su uso máximo en el caso 4.

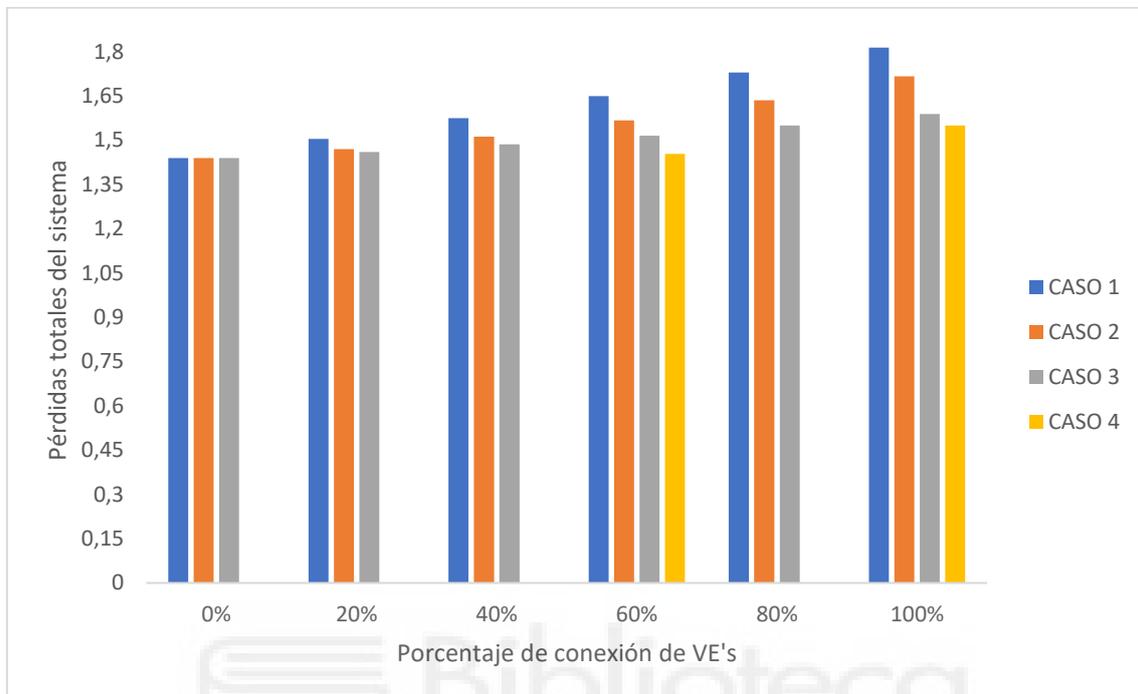


Ilustración 34. Comparación de las pérdidas totales del sistema.

Por último, la comparación que se realiza de las pérdidas en la ilustración 34 permite apreciar como también el aumento de la gestión de los vehículos es favorable para el sistema, reduciendo las pérdidas totales del mismo conforme se añaden nuevos niveles de control al sistema. De nuevo, el caso en el que más se reducen las pérdidas es el caso 4.

5. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado una revisión bibliográfica del estado actual de las tecnologías asociadas a las Smart Grids y los vehículos eléctricos, además de un estudio sobre el impacto que tendrían los vehículos eléctricos en las redes de distribución en media tensión cuando se produzca su integración masiva. Se han analizado diversos parámetros como la potencia, la carga y las pérdidas que representan este tipo de vehículos para el sistema eléctrico, y como podrían paliarse los posibles efectos que estos tuvieran, mediante la inclusión de diferentes niveles de gestión de la recarga de los vehículos, asociados a una mayor inteligencia en la red, dando pasos hacia la Smart Grid.

Los resultados obtenidos son favorables a una penetración masiva de los vehículos eléctricos en los sistemas de distribución en media tensión que se están ejecutando con los actuales parámetros de cálculo, presentando problemas únicamente en los supuestos casos en los que el control que se tiene sobre la red y sobre las recargas es mínimo. Las conclusiones obtenidas a partir de los diferentes análisis realizados, se pueden resumir como sigue:

- Cuando no existe control ni en la red ni en el cargador, el sistema es incapaz de asumir una alta penetración de vehículos eléctricos. Cuando llega a valores del 60% los transformadores no serían capaces de soportar la carga. En cambio, para niveles más bajos sí que es posible su integración en el sistema, aunque continúa existiendo un riesgo de sobrecarga al cargar durante las horas de mayor demanda del día.
- Una tarifa con discriminación entre 3 periodos como la tarifa 2.0 DHS (o tarifa supervalle) aumentaría la cantidad de vehículos capaces de cargar al mismo tiempo. Si no se incluyera ningún tipo de control más allá de la propia bonificación económica de la tarifa, podría aparecer una concentración de demanda en las primeras horas, saturándose el sistema a partir de una penetración del 80%.
- La implantación de cargadores inteligentes, capaces de repartir la demanda de potencia a lo largo de un periodo especificado en función del estado de carga de las baterías, permitiría una penetración masiva en el sistema de este tipo de

vehículos, presentando valores perfectamente asumibles incluso con el 100% de los vehículos cargando al mismo tiempo.

- La tecnología V2G, todavía en fases experimentales, mejoraría también los periodos donde el sistema muestra una carga mayor, al permitir la cesión de energía desde los vehículos a la red. Además, disminuiría las pérdidas totales del sistema considerablemente, aumentando la eficiencia y fiabilidad del mismo.

Para poder lograr todos los beneficios asociados a las estrategias de recarga estudiadas, será necesario, además, un cambio de mentalidad en los propietarios de los vehículos. Para solucionarlo, la inclusión de los mencionados Smart Chargers o cargadores inteligentes, capaces de gestionar por si mismos la recarga en base a unas consignas horarias previamente marcadas o la interacción con la propia red, será fundamental.

Otros beneficios de estos vehículos, que si bien no han sido objeto de estudio si han sido mencionados en la revisión bibliográfica, es el impacto medioambiental que su penetración supondría. La principal contaminación atmosférica en sectores residenciales como el estudiado, proviene de los vehículos de combustión, por lo que la transición hacia vehículos libres de emisiones reduciría los niveles de contaminación actuales. Además, el incremento de la generación eléctrica con energías renovables supondría también una reducción de la contaminación en el origen de la energía que alimenta a estos vehículos.

En resumen, la penetración masiva de los vehículos eléctricos en la red de distribución no debería suponer ningún problema si se toman las medidas de control adecuadas, como se ha demostrado en los estudios realizados. En cambio, si no se tuviera control alguno ciertos elementos de la red se verían sobrecargados y no sería factible.

Se proponen estudios futuros en la red de distribución en baja tensión adaptados a la realidad de las redes españolas donde se analicen los elementos que forman estas, con la finalidad misma de comprobar su capacidad de asimilar la integración de los vehículos. En la red de baja tensión se podrían realizar además análisis de frecuencia y tensión, por ser más propensos a variaciones en este tipo de redes. También resultarían interesantes estudios centrados en el empleo de las baterías de los vehículos como elementos de apoyo a la red para controlar estas dos variables.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] MOMOH, James. *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*. New Jersey: IEEE Press, 2012. ISBN 978-0-470-88939-8
- [2] *Red Eléctrica de España: ¿Qué son las Smartgrid?* [en línea]. Madrid: ree.es, 2020 [consulta: 5 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/red21/redes-inteligentes/que-son-las-smartgrid>
- [3] CARRILLO APARICIO, Susana. *Objetivos y metodología para establecer una Smart Grid* [en línea]. Tesis Doctoral. Málaga: Publicaciones y Divulgación Científica. Universidad de Málaga, 2015 [consulta: 6 de abril de 2020]. Disponible en: <https://riuma.uma.es/xmlui/handle/10630/12498>
- [4] CABEZA LÓPEZ-VÁZQUEZ, Javier. *Estudio de la situación actual de las Smart Grids* [en línea]. Proyecto Fin de Carrera. Cantabria: Universidad de Cantabria, 2016 [consulta: 6 de abril de 2020]. Disponible en: <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/9143/386883.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [5] BLAS FRADE, Beatriz. *Implantación y evolución de las Smart Grids en España* [en línea]. Trabajo Fin de Grado. León: Universidad de León, 2014 [consulta: 6 de abril de 2020]. Disponible en: https://buleria.unileon.es/bitstream/handle/10612/4019/julio2014_energia_71445988F.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [6] LORENTE DE LA RUBIA, Javier. *Estudio sobre el estado actual de las “Smart Grids”* [en línea]. Proyecto Fin de Carrera. Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, 2011 [consulta: 7 de abril de 2020]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/30044513.pdf>
- [7] VOJDANI, Ali. Smart Integration. *IEEE Power and Energy Magazine* [en línea], v. 6, pp. 71-79 [consulta: 7 de abril de 2020]. ISSN 1558-4216. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/MPE.2008.929744>

- [8] CÁRCEL CARRASCO, Francisco Javier y TERUEL AVINENT, Pablo. Edificación y Smart Grids: Factores a tener en cuenta. *3C Tecnología* [en línea], v. 4, pp. 54-66 [consulta: 8 de abril de 2020]. ISSN 2254-4143. Disponible en: <http://ojs.3ciencias.com/index.php/3c-tecnologia/article/view/254>
- [9] DÍAZ ANDRADE, Carlos Andrés y HERNÁNDEZ, Juan Carlos. Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica – Estado del Arte. *Sistemas & Telemática* [en línea], v. 9, pp. 53-81 [consulta 10 de abril de 2020]. ISSN 1692-5238. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=411534385004>
- [10] HO, Quang-Dung, Yue GAO y Tho LE-NGOC. Challenges and Research Opportunities in Wireless Communication Networks for Smart Grid. *IEEE Wireless Communications* [en línea], v. 20, pp. 89-95 [consulta 9 de abril de 2020]. ISSN 1558-0687. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/MWC.2013.6549287>
- [11] Comunidad de Madrid. *Guía Básica de la Generación Distribuida* [en línea]. Madrid: Comunidad de Madrid, [ca. 2010] [consulta: 10 de abril de 2020]. Depósito legal: M-23400-2007. Disponible en: <http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadername1=Content-Disposition&blobheadervalue1=filename%3DGUIA+BASICA+DE+LA+GENERACION.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1181215450713&ssbinary=true>
- [12] CITCEA – UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA. *Smart Grids: Tecnologías Prioritarias: Informe estratégico de la fundación para la sostenibilidad energética y ambiental* [en línea]. Barcelona: FUNSEAM – Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental, 2013 [consulta: 12 de abril de 2020]. Documento: 014b-2013. Disponible en: <http://www.funseam.com/phocadownload/smart%20grids.%20tecnologas%20prioritarias.pdf>
- [13] GASCÓ GONZÁLEZ, Manuel V. *Integración de energías renovables en redes eléctricas inteligentes* [en línea]. Tesis doctoral. Alicante: Universidad de

- Alicante, 2013 [consulta: 13 de abril de 2020]. Disponible en: https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/36695/1/tesis_manuel_gasco.pdf
- [14] ENDESA. *Smartcity Málaga: Un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro* [en línea]. Dirección General de Distribución de endesa, [consulta: 13 de abril de 2020]. Disponible en: https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/sostenibilidad/innovacion/documentos/Smartcity%20Malaga_ESP.pdf
- [15] CASELLAS, Francisco, Guillermo QUESADA, Francesc GISPERT y Robert PIQUÉ. El concepto de Smart Metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica [en línea], 2010 [consulta: 14 de abril de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/46400503_El_concepto_de_Smart_Metering_en_el_nuevo_escenario_de_distribucion_electrica
- [16] HERRERA GARCÍA, Marco V. *Descripción de redes inteligentes (Smart Grids) y su aplicación en los sistemas de distribución eléctrica* [en línea]. Proyecto Fin de Carrera. Quito: Escuela Politécnica Nacional [consulta: 14 de abril de 2020]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5542/1/CD-4621.pdf>
- [17] DE PALACIO RODRIGUEZ, Carlos. Cómo hacemos avanzar a la red eléctrica hacia una red inteligente mediante el uso de electrónica de potencia. *Energética XXI* [en línea], v. 144, pp. 60-61 [consulta: 14 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwihwv2B05rpAhVwxYUKHdLcDD8QFjAAegQIARAB&url=http%3A%2F%2Fwww.energetica21.com%2Fdescargar.php%3Fseccion%3Darticulos%26archivo%3DXDqiHjWQSDU0TZHZyqvWdB67yyRonYUbaIij5z39I1Rh9rVobrGcmB.pdf&usg=AOvVaw3WiU1mcAjgCiy9GT332psy>
- [18] VELÁZQUEZ SÁNCHEZ, Raúl, Héctor G. SARMIENTO URUCHURTU, José L. SILVA FARÍAS, Gilberto VIDRIO LÓPEZ y Rolando NIEVA GÓMEZ. Introducción al concepto de microrredes. *Boletín IIE: Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid)* [en línea], v. 34, pp. 102-108 [consulta: 14 de abril de 2020]. ISSN 0185-0059. Disponible en: <https://www.ineel.mx/boletin032010/biie-todo.pdf>

- [19] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. *Código de la Energía Eléctrica* [en línea]. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y Boletín Oficial del Estado, 2020 [consulta: 15 de abril de 2020]. ISBN 978-84-340-2463-2. Disponible en: https://www.boe.es/legislacion/codigos/abrir_pdf.php?fich=014_Codigo_de_la_Energia_Electrica.pdf
- [20] GUARNIERI, Massimo. Looking Back to Electric Cars [en línea], Padova: Università di Padova. 2012 [consulta: 16 de abril de 2020]. ISBN 978-1-4673-3079-4. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/261118933_Looking_back_to_electric_cars
- [21] MORAIS, Hugo, Tiago SOUZA, Zita VALE y Pedro FARIA. Evaluation of the electric vehicle impact in the power demand curve in a smart grid environment. *Energy Conversion and Management* [en línea], v. 82, pp. 268-282 [consulta: 17 de abril de 2020]. ISSN 0196-8904. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.03.032>
- [22] *Los mejores coches eléctricos para 2020* [en línea]. Autofacil.es, 2020 [consulta: 17 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.autofacil.es/coches-electricos-e-hibridos/2018/11/27/12-mejores-coches-electricos/47542.html>
- [23] CASTRILLO GARCÍA, César. *Monitorización de un vehículo eléctrico* [en línea]. Trabajo Fin de Grado. Valladolid: Universidad de Valladolid, 2018 [consulta: 17 de abril de 2020]. Disponible en: <http://uvadoc.uva.es/handle/10324/28942>
- [24] FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. 5ª edición. Madrid: McGraw Hill, 2003. ISBN 84-481-3913-5.
- [25] RODRÍGUEZ ARRIBAS, Jaime y Marcos LAFOZ PASTOR. *La tecnología de los motores eléctricos en vehículos* [en línea]. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid [consulta: 18 de abril de 2020]. Disponible en: <http://asepa.es/pdf/ETSII.pdf>

- [26] ABARCA AGUILAR, Christian. *Motorización eléctrica y homologación de un coche deportivo monoplace para que pueda circular por ciudad* [en línea]. Trabajo Fin de Grado. Castellón: Universitat Jaume I, 2019 [consulta: 18 de abril de 2020]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10234/184587>
- [27] MARTÍN ESCOLAR, David. *Integración del vehículo eléctrico en el sistema eléctrico español* [en línea]. Trabajo Fin de Grado. Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, 2016 [consulta: 18 de abril de 2020]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10016/27346>
- [28] GARCÍA, Gonzalo. *¿Son las baterías de litio la respuesta a las necesidades del vehículo eléctrico?* [en línea]. Hibridosyelectricos.com, 2019 [consulta: 19 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/son-baterias-litio-respuesta-necesidades-vehiculo-electrico/20190626181830028613.html>
- [29] *Coche eléctrico: baterías* [en línea]. Aficionadosalamecanica.com, 2017 [consulta: 19 de abril de 2020]. Disponible en: https://web.archive.org/web/20190905035603/http://www.aficionadosalamecanica.com/coche-electrico_bateria.htm
- [30] GARCÍA, Gonzalo. *¿Qué componentes tiene un coche eléctrico? El motor, el inversor y el cargador de LG* [en línea]. Hibridosyelectricos.com, 2018, [consulta: 19 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/tecnologia/componentes-tiene-coche-electrico-motor-inversor-cargador-lg/20180712190152020477.html>
- [31] *Coche eléctrico: control* [en línea]. Aficionadosalamecanica.com, 2017 [consulta: 19 de abril de 2020]. Disponible en: https://web.archive.org/web/20190915232525/http://www.aficionadosalamecanica.com/coche-electrico_control.htm
- [32] MARTÍN MORENO, Francisco. Vehículos Eléctricos. Historia, Estado Actual y Retos Futuros. *European Scientific Journal* [en línea], v. mayo 2016, pp. 118-131 [consulta: 20 de abril de 2020]. Disponible en: <https://eujournal.org/index.php/esj/article/viewFile/7393/7121>

- [33] *¿Qué es el Smart Charging?* [en línea]. Evbox.com, 2020 [consulta: 20 de abril de 2020]. Disponible en: <https://evbox.com/es-es/sobrenosotros/faq/como-funciona-smart-charging>
- [34] *Tipos de cargadores para coches eléctricos* [en línea]. lovesharing.com, 2020 [consulta: 20 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.lovesharing.com/tipos-de-cargadores-para-coches-electricos/>
- [35] CLEVELAND, Cutler J. y Christopher MORRIS. *Dictionary of Energy* [en línea]. Oxford: Elsevier, 2006 [consulta: 21 de abril de 2020]. ISBN 0-080-44578-0. Disponible en: <https://archive.org/details/dictionaryofener00amst>
- [36] KEMPTON, Willett y Steven E. LETENDRE. Electric vehicles as a new power source for electric utilities. *Transportation Research Part D: Transport and Environment* [en línea], v. 2, pp. 157-175 [consulta: 21 de abril de 2020]. ISSN 1361-9209. Disponible en: [https://doi.org/10.1016/S1361-9209\(97\)00001-1](https://doi.org/10.1016/S1361-9209(97)00001-1)
- [37] *Pacific Gas and Electric Company Energizes Silicon Valley With Vehicle-to-Grid Technology* [en línea]. Pge.com, 2007 [consulta: 21 de abril de 2020]. Disponible en: https://web.archive.org/web/20091209122555/http://www.pge.com/about/news/mediarelations/newsreleases/q2_2007/070409.shtml
- [38] GUILLE, Christophe y George GROSS. A conceptual framework for the *vehicle-to-grid* (V2G) implementation. *Energy Policy* [en línea], v. 37, pp. 4379-4390 [consulta: 21 de abril de 2020]. ISSN 0301-4215. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.053>
- [39] MIAO TAN, Kang, Vigna K. RAMACHANDARAMURTHY y Jia YING YONG. Integration of electric vehicles in Smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea], v. 53, pp. 720-732 [consulta: 22 de abril de 2020]. ISSN 1364-0321. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.012>

- [40] *Legislación y normativa* [en línea]. evobservatory.iit.comillas.edu, 2020 [consulta: 24 de abril de 2020]. Disponible en: <https://evobservatory.iit.comillas.edu/legislacion-y-normativa>
- [41] *Redes eléctricas inteligentes “Smart Grids”* [en línea]. toasmarte.com, 2018 [consulta: 2 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.toasmarte.com/2018/07/31/redes-electricas-inteligentes-smart-grids/>
- [42] *Contadores digitales homologados* [en línea]. i-de.es, 2020 [consulta: 2 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.i-de.es/redes-inteligentes/contador-telegestionado/contadores-digitales-homologados>
- [43] ALOHALI, Bashar et al. Group Authentication Scheme for Neighbourhood Area Networks (NANs) in Smart Grids. *Journal of Sensor and Actuator Networks* [en línea], v. 5, [consulta: 3 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/301905347_Group_Authentication_Scheme_for_Neighbourhood_Area_Networks_NANs_in_Smart_Grids
- [44] GUTIERREZ, Raúl. *Tesla mejora sus motores para intentar alcanzar el millón y medio de kilómetros* [en línea]. clubtesla.es, 2017 [consulta: 3 de mayo de 2020]. Disponible en: <http://clubtesla.es/wpress/2017/07/05/tesla-mejora-motores-alcanzar-millon-medio-kilometros/>
- [45] *Cargador Vehículo Eléctrico* [en línea]. powerenergetic.es, [consulta: 3 de mayo de 2020]. Disponible en: <http://www.powerenergetic.es/es/productos-cargador>
- [46] *Tesla podría volver a incluir la tecnología “vehículo a red (V2G)”* [en línea]. somoselectricos.com, 2018 [consulta: 3 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://somoselectricos.com/tesla-podria-volver-incluir-la-tecnologia-vehiculo-a-red-v2g/>
- [47] *Proyecto de Urbanización del Sector PAU 3 del Plan General Municipal de Ordenación de Alicante. Trámite de Información Pública* [en línea]. Alicante.es, 2019 [consulta: 10 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.alicante.es/es/noticias/pau-3-proyecto-urbanizacion>

- [48] SERRANO, Jorge. *Los coches eléctricos, híbridos plug-in y de gas más vendidos en España* [en línea]. Autopista.es, 2019 [consulta: 25 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.autopista.es/noticias-motor/articulo/los-coches-electricos-hibridos-hibridos-plug-in-y-de-gas-mas-vendidos-en-espana-2019>
- [49] FERNÁNDEZ, Antonio. *Ranking de ventas de coches híbridos enchufables 2020* [en línea]. Motor.es, 2020 [consulta: 25 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.motor.es/noticias/ranking-ventas-coches-hibridos-enchufables-2020-202066948.html>
- [50] *Km medios recorridos al año por los vehículos para uso personal, por relación con la actividad económica de la persona de referencia y antigüedad del vehículo* [en línea]. Ine.es, 2008 [consulta: 25 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t25/p500/2008/p10/10/&file=10020.px#!tabs-tabla>
- [51] *Encuesta continua de hogares. Año 2019* [en línea]. Ine.es, 2019 [consulta: 25 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736176952&menu=ultiDatos&idp=1254735572981
- [52] *Tablas estadísticas* [en línea]. Dgt.es, 2019 [consulta: 25 de mayo de 2020]. Disponible en: <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/tablas-estadisticas/>
- [53] *Alicante es la provincia que más crece en población de la Comunidad con un 1,08%* [en línea]. Diarioinformación.com, 2019 [consulta: 25 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.diarioinformacion.com/alicante/2019/12/28/alicante-provincia-crece-poblacion-comunidad/2219782.html>
- [54] BALSELLS CANALS, Jordi Felip. *Guía de diseño de aparcamientos urbanos* [en línea]. Tesina. Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya, 2004 [consulta 4 de junio de 2020]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/2099.1/3388>
- [55] GÓMEZ EXPÓSITO, Antonio, et al. *Sistemas Eléctricos de Potencia. Problemas y ejercicios resueltos*. 1º edición. Madrid: Pearson Educación S.A., 2003. ISBN 84-205-3558-3.

- [56] *Guía de consumo inteligente* [en línea]. Ree.es, 2010 [consulta: 4 de junio de 2020]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/publicaciones/sostenibilidad-y-medio-ambiente/guía-de-consumo-inteligente>

