

Resumen

El presente proyecto analiza el sistema eléctrico actual y los elementos principales del desarrollo del vehículo eléctrico, con tal de poder estudiar las posibles incidencias de la introducción del vehículo eléctrico en el sistema eléctrico, y con ello, hacer hipótesis sobre el modelo de negocio a corto, medio y largo plazo. Como modelo de negocio, en este proyecto se entienden, los flujos de energía, monetario y de datos que determinan la interacción entre los agentes que intervienen directa o indirectamente en la operativa del vehículo eléctrico.

Con base a los escenarios del modelo de negocio en cada horizonte temporal, en donde se identifican los procesos y las necesidades tecnológicas; este proyecto termina proponiendo una estructura de datos que permita gestionar dichos procesos de una forma eficiente. Para ello, se utiliza el lenguaje orientado a objetos UML.



Índice

Resumen.....	1
Índice.....	2
1. Introducción.....	5
1.1. Objetivos.....	7
1.2. Alcance.....	7
2. Sistema eléctrico actual	8
2.1. Agentes.....	8
2.1.1. Agentes reguladores	9
2.1.2. Operador del mercado	9
2.1.3. Operador del sistema	10
2.1.4. Generadores.....	11
2.1.5. Transportista.....	12
2.1.6. Distribuidores	12
2.1.7. Comercializadores	13
2.1.8. Consumidores	14
2.2. Relaciones entre agentes.....	14
2.2.1. Relaciones de operación	14
2.2.1.1. Producción.....	15
2.2.1.2. Transporte y distribución.....	15
2.2.2. Relaciones económicas	16
2.2.2.1. Funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica	17
2.2.2.2. Retribución de las actividades reguladas.....	18
2.2.2.3. Precio final.....	19
2.3. Diagramas de flujo de electricidad, monetario y de datos.....	20
3. Desarrollo del vehículo eléctrico.....	28
3.1. Entorno sociopolítico.....	28
3.1.1. Estrategia de desarrollo en España.....	29
3.1.2. Estrategia de desarrollo en Cataluña.....	30
3.1.3. Proyectos nacionales	31
3.1.4. Proyectos internacionales	32
3.2. Aspectos técnicos.....	35
3.2.1. Tipos de vehículos eléctricos	35
3.2.1.1. Evolución tecnológica.....	36
3.2.1.2. Vehículos híbridos eléctricos enchufables y vehículos eléctricos “puros”	38
3.2.2. Gestión de las baterías	41



3.2.2.1.	Tipos de baterías.....	42
3.2.2.2.	Modos de repostaje de energía eléctrica.....	43
4.	Implicaciones de una correcta introducción del VE.....	47
4.1.	Afectación del sistema eléctrico.....	47
4.1.1.	Mecanismos de gestión de demanda	48
4.2.	Necesidades tecnológicas	51
4.2.1.	Dispositivos de medida y comunicaciones.....	51
4.2.2.	Lugares de los puntos de repostaje	53
5.	Escenarios de los modelos de negocio	55
5.1.	Definición de escenarios	55
5.1.1.	Necesidades tecnológicas y barreras legales.....	59
5.1.1.1.	Corto plazo.....	60
5.1.1.2.	Medio Plazo	61
5.1.1.3.	Largo Plazo	65
5.1.2.	Conclusiones.....	67
5.1.2.1.	Corto plazo.....	67
5.1.2.2.	Medio plazo	68
5.1.2.3.	Largo plazo	68
5.1.3.	Diagramas de flujos.....	69
5.1.3.1.	Flujo eléctrico	69
5.1.3.2.	Flujo monetario	72
5.1.3.3.	Flujo de información.....	75
6.	Estructura de datos	79
6.1.	Representación con UML.....	79
6.2.	Aplicación del UML	81
6.2.1.	Diagrama de clases.....	81
6.2.1.1.	Vehículo eléctrico	81
6.2.1.2.	Gestor de Cargas	83
6.2.1.3.	Modelo del sistema de recarga del vehículo eléctrico.....	85
6.2.2.	Diagrama de secuencias.....	86
	Presupuesto.....	89
	Impacto ambiental.....	90
	Conclusiones	91
	Agradecimientos.....	93
	Bibliografía	94





1. Introducción

Actualmente la comunidad internacional enfrenta retos importantísimos relacionados con la energía; base del desarrollo, crecimiento y bienestar de la sociedad moderna.

En primer lugar, la tasa de crecimiento de países emergentes como China e India, y el aumento de la población mundial, ha hecho que el nivel de demanda de combustibles fósiles esté muy por encima de la regeneración de los mismos, creando un ciclo insostenible. Según datos de BP para el año 2009 [BP, 2009], si se mantiene el ritmo de producción actual, las reservas de petróleo confirmadas para el año 2009 se acabarían en 42 años.

En segundo lugar, está la dependencia energética de los países no productores de combustibles fósiles como España, que como se puede ver en la Fig. 1, la mayoría de su energía primaria proviene de dichos combustibles (alrededor de un 80%). Solamente el petróleo representa el 47,9% de la energía primaria.

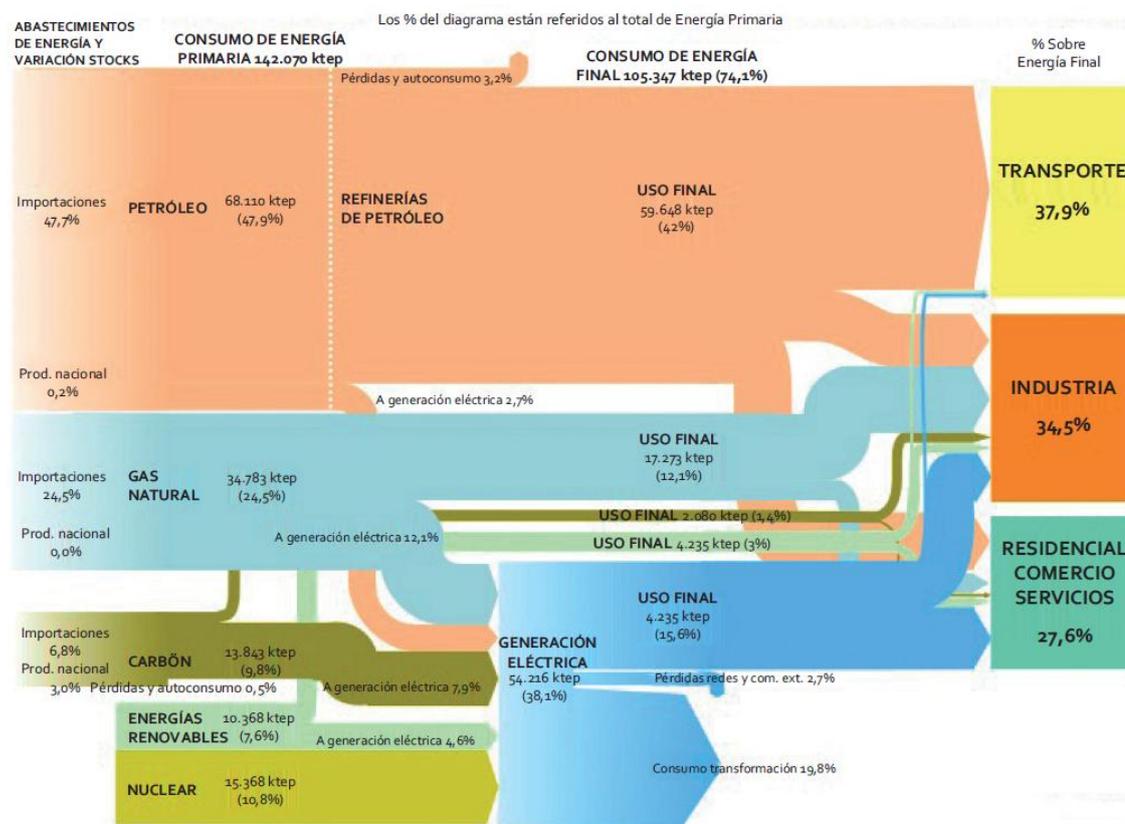


Fig. 1. Diagrama sankey de la energía en España en 2008. [MITyC, 2008] (Los porcentajes del diagrama están referidos a la energía primaria)



Además de ello, como se puede apreciar en la Tabla 1, de la cantidad de petróleo y gas natural consumidos en el año 2008, fue importada prácticamente la totalidad. Mientras que de la cantidad de carbón consumida en el mismo año, tuvo que ser importada el 68,6%. Así, la capacidad de autoabastecerse de España para el año 2008 fue del 21,6%. Es decir, que solo se pudo producir el 21,6% de la energía primaria que necesita.

Tabla 1. Índice de autoabastecimiento. [MITyC, 2008]

	2007	2008
Carbón	28,8	31,4
Petróleo	0,2	0,2
Gas natural	0,0	0,0
Nuclear	100,0	100,0
Hidráulica	100,0	100,0
Energías renovables	100,0	100,0
Total	20,7	21,6

Ante esta realidad, se ha venido pensando en una distribución y utilización de la energía más eficiente. Es decir, en la integración de la eficiencia energética en todos los procesos y dispositivos que intervienen en la cadena de transformación de la energía; desde la energía primaria que se utiliza, hasta la energía final que se requiere.

Un primer paso para dirigir los esfuerzos, sería identificar los sectores que más consumen la energía primaria en forma de combustibles fósiles. En ese sentido, volviendo la mirada a la Fig. 1, se puede ver que la mayoría de energía primaria en forma de petróleo, es utilizada como energía final (productos petrolíferos) por el sector transporte. Así pues, dicho sector es uno de los principales culpables de la dependencia energética y del bajo índice de autoabastecimiento de España.

Surge entonces la necesidad de investigar y desarrollar tecnologías alternativas, que ofreciendo unas características semejantes de las tecnologías tradicionales, utilicen otro tipo de energía final.

La tecnología que en los últimos años ha venido teniendo una mayor aceptación por parte de la administración y los fabricantes de automóviles, no solo a nivel nacional sino también a nivel internacional, es el vehículo eléctrico (VE).



1.1. Objetivos

El objetivo principal de este proyecto, es analizar los posibles modelos de negocio con base en las implicaciones que tendrá la introducción del VE en el sistema eléctrico actual.

Para la consecución de este objetivo principal, se definen los siguientes objetivos específicos:

- Describir el sistema eléctrico actual.
- Describir los aspectos relacionados con el desarrollo del VE.
- Identificar las implicaciones de integración para la correcta introducción del VE.
- Proposición de un nuevos modelos de negocio.

1.2. Alcance

La introducción del VE implicará cambios en varios sectores y en diferentes niveles, pero el sector que más se verá afectado será el sistema eléctrico.

Las implicaciones pueden ser evaluadas desde el punto de vista económico-financiero, técnico y social. Pero este proyecto no se enfocará desde ninguno de estos puntos de vista. Por el contrario, lo que pretende, es identificar los cambios en las interrelaciones de los agentes del sistema eléctrico, teniendo en cuenta las implicaciones y los aspectos más importantes que intervienen en el desarrollo del VE y su correcta introducción. Dichas interrelaciones es lo que denomina modelos de negocio.



2. Sistema eléctrico actual

La energía eléctrica es considerada un producto especial, dada la incapacidad de almacenarla por parte del sistema eléctrico y su carácter de imprescindible en el desarrollo del país y el bienestar de los ciudadanos. En ese sentido, es importante asegurar su suministro y por esta razón el sistema eléctrico, merece una atención especial.

El sistema eléctrico tiene como finalidad el suministro de energía eléctrica a todo tipo de consumidores. Para ello, existe un conjunto de agentes que participando en unos procesos técnicos y económicos logran suministrar energía eléctrica en las condiciones requeridas.

A continuación se explicarán cada uno de estos agentes y sus relaciones.

2.1. Agentes

Los agentes que intervienen en el sistema eléctrico, según la ley del sector eléctrico, son los siguientes:

- Agentes reguladores
- Operador del mercado.
- Operador del sistema.
- Centros de producción (Generadores).
- Transportista (Red de transporte).
- Distribuidores (Red de distribución).
- Comercializadores.
- Consumidores.



2.1.1. Agentes reguladores

El sistema eléctrico es un sistema regulado por parte del MITyC, en representación de la administración general del estado. De esta manera, es el encargado de la regulación de las normas que lo rigen tanto a nivel técnico como económico.

Entre las funciones que realizan, están [Ley del Sector eléctrico. Artículo 3: competencias de las autoridades reguladoras, 1997]:

- Planificación eléctrica.
- Establecer la regulación básica de los agentes involucrados.
- Aprobar reglas del mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental.
- Establecer la retribución a las actividades reguladas.
- Regular la estructura de precios.
- Sancionar en la comisión de infracciones.

Por otro lado, está la CNE (Comisión Nacional de la Energía) que entre otras funciones, puede participar mediante propuesta, en el desarrollo reglamentario, en la planificación energética y en elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas [Ley del Sector Eléctrico. Artículo 8: Funciones de la comisión Nacional del Sistema Eléctrico., 1997].

Así mismo, se encarga de velar porque los agentes involucrados en el sistema eléctrico lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia. Además, realiza la liquidación de los costes de transporte y distribución de energía eléctrica, de los costes permanentes del sistema y de aquellos otros costes que se establezcan para el conjunto del sistema cuando su liquidación le sea expresamente encomendada.

2.1.2. Operador del mercado

Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, existen dos operadores, el operador del mercado y operador del sistema, que asumen las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico.



Las funciones del Operador del Mercado del sistema eléctrico (OM) son desarrolladas mediante la empresa Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo S.A. y entre ellas se encuentran [Ley del Sector Eléctrico. Artículo 33: Operador del Mercado, 1997]:

- Gestión del mercado diario
- Gestión del mercado intradiario.
- Liquidación y comunicación de obligaciones de pago.
- Liquidación y comunicación de derechos de cobro.
- Difundir información pública.
- Fomentar el desarrollo del mercado.

2.1.3. Operador del sistema

Por su parte, las funciones del Operador del Sistema (OS), son realizadas por la Red Eléctrica de España (REE), y entre ellas se encuentran [Ley del Sector Eléctrico. Artículo 34: Operador del Sistema, 1997]:

- Gestión técnica del servicio eléctrico.
- Gestor de la red de transporte.
- Garantizar el equilibrio técnico en las redes.
- Proponer y aplicar criterios de seguridad.
- Establecer los requerimientos para la regulación del sistema.
- Operación de los mercados de servicios complementarios.
- Informar a las administraciones sobre las situaciones excepcionales o de emergencia.
- Liquidación y comunicación de los derechos de cobro y obligaciones de pago producidos/as por los ajustes del sistema.



2.1.4. Generadores

La generación es una actividad no regulada que se realiza en condiciones de libre competencia, con libre acceso a las redes y derecho a la libre instalación [Ley del Sector Eléctrico. Título IV: Producción de Energía Eléctrica, 1997].

Puede ser comprendida en régimen ordinario o en régimen especial.

Se considerará en régimen especial en los siguientes casos:

- Instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético y no supere los 50 MW.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario y no supere los 50 MW.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables y no supere los 50 MW.
- También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

Conviene explicar que las instalaciones de régimen especial pueden “inyectar” toda su energía producida en las redes, y pueden escoger dos formas para lograr la retribución de los servicios. Estas formas de retribución, serán explicadas en el punto 2.2.2.1.

Así mismo, explicar que cuando capacidad de potencia de los productores de régimen especial supere los 10 MW, estos han de estar conectados a un centro de control de tal forma que puedan recibir y enviar señales de control por parte del operador del sistema.

Por otro lado, los productores en régimen ordinario, además de producir energía, prestan otros servicios que son imprescindibles para un suministro eléctrico eficiente y seguro. Proporcionan reservas de operación con capacidad de actuación en diferentes franjas de tiempo, de tal forma que se pueda hacer frente a los ajustes entre demanda y generación por parte del operador del sistema, y recuperar el servicio prontamente ante un fallo generalizado. Dichos servicios complementarios y la gestión de desvíos pueden ser de carácter obligatorio o potestativo:



- Servicios complementarios obligatorios: regulación primaria y control de tensión (requisito mínimo).
- Servicios complementarios potestativos: regulación secundaria, regulación terciaria, control de tensión y reposición de servicio.

Por último, comentar que los generadores pueden participar en la venta y adquisición sobre los intercambios internacionales.

2.1.5. Transportista

La actividad de transporte es una actividad regulada, dadas las condiciones de monopolio natural. La empresa encargada de gestión de la red de transporte es Red Eléctrica de España y actúa además de operador del sistema eléctrico, como transportista único en régimen de exclusividad. De esta manera, tiene la responsabilidad de planificar la expansión de las redes, su construcción, su mantenimiento y su correcta operación.

Las instalaciones de transporte podrán ser utilizadas por los sujetos y consumidores cualificados y por aquellos sujetos no nacionales autorizados. El precio por el uso de redes de transporte vendrá determinado por el peaje aprobado por el Gobierno [Ley del Sector Eléctrico. Título VI: Transporte de energía eléctrica, 1997].

2.1.6. Distribuidores

La actividad de distribución de energía eléctrica es una actividad regulada y consiste en el transporte de electricidad por las redes de distribución con el fin de suministrarla a los clientes.

Los distribuidores son los gestores de las redes de distribución que operan y como tales, son responsables de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución. Así mismo se encargan de las interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad [Ley del Sector Eléctrico. Título VII: Distribución de energía eléctrica, 1997].

También, se encargan de que la energía eléctrica esté en unas condiciones de calidad establecidas y para ello, promueven la instalación de tecnologías avanzadas en la medición, para el control de la calidad de la energía eléctrica.



Las compañías encargadas de esta actividad tenían la obligación de suministro a los clientes de su zona. A partir del 1º de Julio de 2009, con la entrada de un nuevo modelo de gestión de contratos eléctricos, el suministro en su totalidad pasó a ser competencia de las empresas comercializadoras. Así, el sistema tarifario integral es suprimido y entra en juego la tarifa de último recurso (TUR), y con ella el comercializador de último recurso [OMEL, 2008]. A pesar de que lo anterior es la teoría, hoy en día aún existen consumidores que a pesar de tener en su instalación una potencia menor a los 10 kW, siguen sin estar inscritos a la TUR, y por ende su suministro es responsabilidad de los distribuidores. De cara a explicar el flujo económico y de información en el sistema eléctrico, supondremos que no existen este tipo de consumidores no inscritos a la TUR.

Con respecto al acceso, se permite el acceso generalizado a terceros, y el precio de acceso vendrá determinado por el peaje de acceso a las redes aprobado por el Gobierno.

2.1.7. Comercializadores

La comercialización es una actividad no regulada que al igual que la generación, se ejerce en libre competencia. La realizan aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional [Ley del Sector Eléctrico. Artículo 44: Suministro, 1997].

Entre las obligaciones que tienen, está adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones, y así mismo, contratar y abonar el peaje de acceso a la empresa distribuidora correspondiente.

Además de proveer energía a los consumidores y realizar operaciones de intercambio internacional, pueden servir de representantes para la agrupación de ofertas de venta por parte de generadores de régimen especial.

Finalmente, especial mención requieren los comercializadores de último recurso, que aparecen después de la supresión del sistema tarifario integral, y que tienen la obligación de atender las solicitudes de suministro de energía eléctrica de aquellos consumidores que tengan derecho a acogerse a la TUR (<10 kW).



2.1.8. Consumidores

Todos los consumidores tienen derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno, con la colaboración de las Comunidades Autónomas [Ley del Sector Eléctrico. Artículo 44: Suministro, 1997].

Algunos consumidores (<10 kW) tienen derecho al suministro de energía eléctrica a precios máximos, los cuales son fijados por el Gobierno y tienen la consideración de tarifas de último recurso.

De esta manera, los consumidores se pueden clasificar según el nivel de potencia contratada y según la forma en que participan en el mercado eléctrico.

Por un lado, los consumidores que se conectan a la red en media o alta tensión (generalmente llamados consumidores cualificados), y que generalmente participan directamente o por medio de una empresa comercializadora en el mercado eléctrico; por otro lado, están los que están conectados a baja tensión y que pueden beneficiarse de las tarifas máximas de último recurso (<10 kW), o que por medio de una empresa comercializadora participan en el mercado eléctrico.

2.2. Relaciones entre agentes

Las relaciones que involucran a los diferentes agentes que intervienen en el sistema eléctrico, están determinadas por un proceso técnico, en el que se asegura un suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad requeridas y un proceso económico, que consiste en realizar la casación de oferta y demanda mediante una sucesión de mercados, y retribuir la operación de las actividades reguladas.

2.2.1. Relaciones de operación

Las relaciones de operación o relaciones técnicas entre los agentes involucrados en el sistema eléctrico, tienen que ver con la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica, para realizar el suministro a todo tipo de consumidores y el mantenimiento del equilibrio entre la energía producida y la energía consumida.



2.2.1.1. Producción

La introducción de la producción de energía eléctrica se puede realizar tanto en la red de transporte o en la red de distribución. En la red de transporte suelen estar conectados los generadores en régimen ordinario y algunos en régimen especial como los grandes eólicos. Por su parte en la red de distribución suelen estar conectados el resto de generadores en régimen especial, como los generadores de energía fotovoltaica.

Por otro lado, la programación de funcionamiento de las instalaciones de producción viene dada, una vez realizado el análisis por parte del OS, del programa base de funcionamiento. Este, es determinado por el OM (véase el punto 2.2.2.1), y es modificado, si el OS determina que no se cumplen los requisitos técnicos del sistema. Para ello, incorpora o retira la producción, según corresponda.

En cuanto se pone en marcha el programa final de funcionamiento, el operador del sistema enviará a los diferentes generadores de régimen ordinario, señales de control que permiten la gestión en tiempo real del sistema eléctrico. Estas señales pueden incluir la necesidad de regulación primaria, secundaria o terciaria. Así mismo, los generadores de régimen especial con una capacidad de potencia mayor de 10 MW deben estar conectados a un centro de control, con tal que el operador del sistema pueda gestionar sus desvíos.

Otros de los procesos relacionados con la producción es la previsión por parte del OS, a corto y medio plazo, de la utilización de las instalaciones, como también de la garantía de abastecimiento. En ese sentido tendrá que analizar la participación de los agentes y prever el comportamiento de la demanda.

Así mismo, el OS tendrá derecho de recibir la información necesaria sobre los planes de mantenimiento de las unidades de producción, averías u otras circunstancias que les impidan ofertar su producción o participar en los servicios complementarios.

2.2.1.2. Transporte y distribución

Los operadores de la red de transporte y de distribución no solo son los encargados de llevar la energía eléctrica a todos los consumidores, sino que cumplen una función fundamental en la gestión en tiempo real del sistema eléctrico. Es decir, en el equilibrio entre la generación y la demanda. En ese sentido el OS tendrá que establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario; e impartir las instrucciones de operación de la red de transporte (puesta en marcha de los servicios complementarios), incluidas las interconexiones internacionales, para su maniobra en tiempo real.



En la misma dirección, el OS tendrá que coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, de manera que se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de los grupos de generación y se asegure un estado de disponibilidad adecuado de la red que garantice la seguridad del sistema.

Por otro lado, tanto en la red de transporte (alta tensión) como en la red de distribución (media, baja tensión) pueden estar conectados consumidores en alta, media o baja tensión según necesiten; realizando el pago de los peajes correspondientes por medio de una empresa comercializadora.

Con respecto a la calidad del suministro de la energía eléctrica, ésta siempre tendrá que estar dentro de los límites exigibles por la ley y los responsables son las empresas distribuidoras. Con el objetivo de que mejoren a este respecto se les proporciona incentivos económicos. De la misma forma, es importante resaltar que el OS en coordinación con las empresas distribuidoras y comercializadoras, podrá desarrollar programas de actuación que, mediante una adecuada gestión de la demanda eléctrica mejore el servicio prestado a los usuarios y la eficiencia del sistema.

2.2.2. Relaciones económicas

En el sistema eléctrico hay agentes que desarrollan actividades reguladas (transporte, distribución) y otros que realizan actividades no reguladas (generación y comercialización). Esta condición determina la capacidad de negociar o influir en sus retribuciones y en la forma en que las reciben.

Los agentes no regulados negocian y reciben su retribución dependiendo de su participación en una sucesión de mercados, la cual se puede ver en la Fig. 2. Las actividades reguladas, perciben su retribución según sus costes, sus necesidades y su participación en el sistema eléctrico.





Fig. 2. Sucesión de mercados. [OMEL, 2008]

2.2.2.1. Funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica

El mercado de producción de energía eléctrica se configura como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los sujetos del mercado en las sesiones del mercado diario, intradiario, contratación bilateral, contratación aplazo, así como de la aplicación de los servicios de ajuste del sistema y de las desviaciones que se produzcan en el mercado [OMEL, 2008].

Los agentes que participan en el mercado son las entidades habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y/o compradores de electricidad. Ellos pueden ser los generadores, comercializadores de electricidad, consumidores directos del mercado y agentes externos (Intercambios internacionales). Pueden participar como agentes externos, los generadores, los comercializadores y los consumidores de directos del mercado.

Las formas que existen para poder adquirir o vender la energía eléctrica están englobadas por la contratación en el mercado organizado oficial (suministro a plazo, mercado diario y mercado intradiario) y por la contratación externa al mercado organizado mediante contratos



bilaterales (entre generadores, comercializadores y consumidores directos). Así mismo el operador del sistema gestiona los servicios complementarios y los desvíos mediante mecanismos de subasta entre los generadores, siempre que sea posible.

Como resultado de estos procesos de casación englobados en la Fig. 2, el operador del mercado efectúa la liquidación, es decir la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago correspondientes a cada agente por su participación en los mercados diario e intradiario, mientras que el operador del sistema realiza la liquidación de los servicios complementarios (siempre diferenciando los de carácter obligatorio de los de carácter potestativo) y la garantía de potencia o de pagos por capacidad. La retribución de las obligaciones de pago se puede hacer por medio de una cuenta del OM, o directamente mediante una transferencia entre el deudor y el acreedor (generalmente pasa en los contratos bilaterales).

El servicio de coordinación de estos procesos de casación ejercida por parte del OM y el OS, será retribuida por cada uno de los agentes que participan en el mercado, según le corresponda.

Con respecto a la retribución de los comercializadores por parte de los consumidores, será la que libremente se pacte por las partes, a excepción del suministro de último recurso, cuyas tarifas estarán reguladas por el MITyC.

En relación a los generadores de régimen especial, su retribución estará determinada por la forma que elijan de vender su producción de energía eléctrica. Las opciones que tienen son las siguientes:

- Ceder la energía a la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada única para todos los períodos de programación.
- Vender la energía eléctrica en el mercado de producción de energía eléctrica, en donde percibiría el precio resultante en el mercado organizado o el precio libremente negociado, complementado, en su caso por una prima que liquidará la CNE.

2.2.2.2. Retribución de las actividades reguladas

Las actividades cuya retribución está regulada son los la empresa transportista y las empresas distribuidoras.

Su retribución se realizará atendiendo a los costes de inversión, operación, mantenimiento, necesidad de extensión e impacto ambiental. Además de ello, para la actividad de



distribución, se aplicarán incentivos para mejorar la calidad de suministro y reducir las pérdidas de energía eléctrica que se centran especialmente en sus redes.

Con respecto a los peajes de acceso a las redes (transporte y distribución) y los precios por otros servicios regulados destinados al suministro de energía eléctrica, serán cobrados por las empresas distribuidoras, debiendo dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con lo previsto en la ley del sector eléctrico.

2.2.2.3. Precio final

El precio final se calcula con el objetivo de liquidar las adquisiciones de energía realizadas en los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares. Se calcula por la CNE con carácter horario, incorporando los siguientes componentes [OMEL, 2008]:

- Precio de casación del mercado diario.
- Coste o ingreso resultante del proceso de solución de restricciones técnicas.
- Coste o ingreso de la subasta de banda de regulación secundaria.
- Precio de casación del mercado intradiario.
- Coste o ingreso de los procesos de operación técnica del sistema necesarios para la regulación y para compensar los desvíos sobre la contratación.
- Coste o ingreso de los pagos por capacidad.
- Exceso o déficit de los contratos internacionales suscritos por Red Eléctrica.

En la Fig. 3 se refleja la fórmula de cálculo y los aspectos que se toman en cuenta en cada término.

Precio final del mercado	Peaje	Precio de la electricidad en cada punto de suministro
Precio del mercado diario e intradiario. Precio/coste de los procesos de operación técnica. Pagos por capacidad. Recargo de moratoria nuclear, impuesto sobre la electricidad + I.V.A	+ Término de facturación de potencia. Término de facturación de energía activa. Término de facturación de energía reactiva. Impuesto sobre la electricidad + I.V.A	= Los distribuidores facturan los peajes por el uso de las redes. Los comercializadores facturan solo la energía o todo. Cuando el comercializador contrata el peaje lo hace por cuenta del consumidor.



Fig. 3. Fórmula del precio de la energía eléctrica. [OMEL, 2008]

2.3. Diagramas de flujo de electricidad, monetario y de datos.

Una vez explicado el papel de cada agente y las relaciones técnicas y económicas entre ellos; se detallarán mediante diagramas, las interacciones que forman el flujo de energía eléctrica, el flujo monetario y el flujo de datos. En la realización de dichos diagramas, se utilizará el mismo patrón para los tres flujos, de tal forma que pueda ser fácil interpretarlos y compararlos. Así mismo, en el caso de los generadores y los comercializadores, se detallaron dos clasificaciones en cada tipo de agente con el fin de plasmar los flujos exclusivos. Luego, después de cada diagrama, habrá una tabla donde se podrán ver los procesos que determinan cada flujo y los agentes que participan en los mismos.

La Tabla 2 resume las siglas que se utilizarán en los diagramas de los diferentes flujos (Fig.4, Fig.5, Fig.6).

Tabla 2. Abreviaturas utilizadas en los flujos del sistema eléctrico. Elaboración propia

SIGLAS	DEFINICIÓN
GEN	Generadores
GRO	Generadores de Régimen Ordinario
GRE	Generadores de Régimen Especial
COM	Comercializadores
C LIBRES	Comercializadores Libres
CUR	Comercializadores de Último Recurso
CON DIR	Consumidores Directos
CON UR	Consumidores de Último Recurso
I INT	Intercambios Internacionales
TRN	Transportista
DTR	Distribuidores
OM	Operador del Mercado
OS	Operador del Sistema
CNE	Comisión Nacional de la Energía

La Fig.4, muestra el flujo de la energía eléctrica, en el que intervienen los procesos que aparecen en la Tabla 3. En primer lugar, los generadores producen energía eléctrica bien sea conectados en la red de transporte o en la red de distribución. En segundo lugar, en caso de haber sido generada en alta tensión, que suelen ser los productores en régimen ordinario (también pueden ser algunos en régimen especial, como lo grandes eólicos), dicha energía es transportada mediante la red de transporte (gestionada por REE), hasta las subestaciones de alta/media tensión. Luego, la electricidad pasa por la red de distribución,



que lleva la energía eléctrica a los consumidores de media y baja tensión. Así mismo, hay consumidores conectados a la red de transporte que suelen ser clientes industriales y con participación directa en el mercado.

Además, están las interconexiones internacionales, que se realizan por medio de la red de transporte.

Todo el flujo eléctrico, es determinado por la gestión en tiempo real del sistema eléctrico, por parte del operador del sistema (OS), cuyo objetivo es mantener en todo momento el equilibrio entre energía generada y energía consumida.



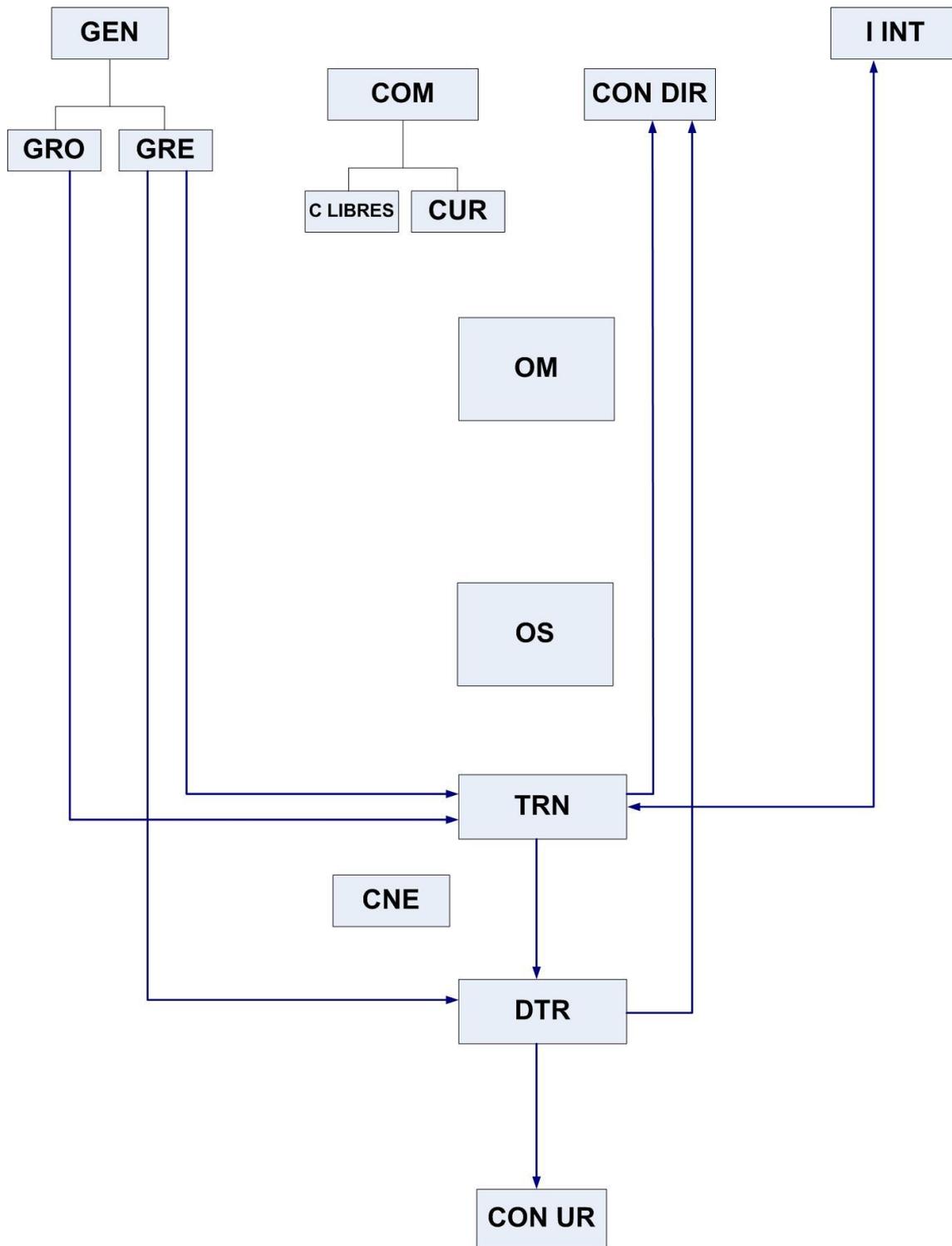


Fig.4. Flujo de energía del sistema eléctrico. Elaboración propia



Tabla 3. Principales procesos que intervienen el flujo de energía eléctrica. Elaboración propia

Procesos	Agentes							
	GRO	GRE	CON DIR	CON UR	I INT	TRN	DTR	
Generación en alta tensión	X	X				X		
Generación en media y baja tensión		X				X	X	
Transporte de la energía eléctrica						X		
Interconexión con sistemas eléctricos de otros países	X				X	X		
Conexión de los consumidores en alta tensión			X			X		
Distribución de la energía eléctrica							X	
Gestión en tiempo real del sistema	X	X	X		X	X	X	
Conexión de los consumidores en media tensión			X				X	
Conexión de los consumidores en baja tensión			X	X			X	

La Fig.5 muestra el flujo monetario que se da entre los agentes del sistema eléctrico y en el que se producen los procesos que aparecen en la Tabla 4. Dichos procesos se engloban en la retribución de las actividades no reguladas (generación y comercialización) y en la retribución de las actividades reguladas (transporte y distribución).

La retribución de las actividades no reguladas está determinada por la participación en el mercado diario, intradiario, los servicios complementarios y los intercambios internacionales. Dicha participación puede ser en forma de ofertas de venta, ofertas de compra, contratación bilateral, contratación a plazo, adquisición de derechos internacionales y ofertas de venta para los servicios complementarios potestativos. El flujo del dinero puede ser por parte del deudor al acreedor directamente, o por medio de una cuenta del operador del mercado. Así mismo, los servicios complementarios efectivamente prestados, son pagados por parte del operador del sistema a los generadores correspondientes.

De toda esta gestión que realizan el operador del mercado y el operador del sistema, estos reciben el pago de los servicios prestados por parte de los agentes que participan en el mercado.

En relación a la retribución de las actividades reguladas, está es liquidada por la CNE, y se hace en función del historial de funcionamiento y de las necesidades de operación y expansión. Así mismo, la CNE determina las primas y los incentivos a los generadores en régimen especial.



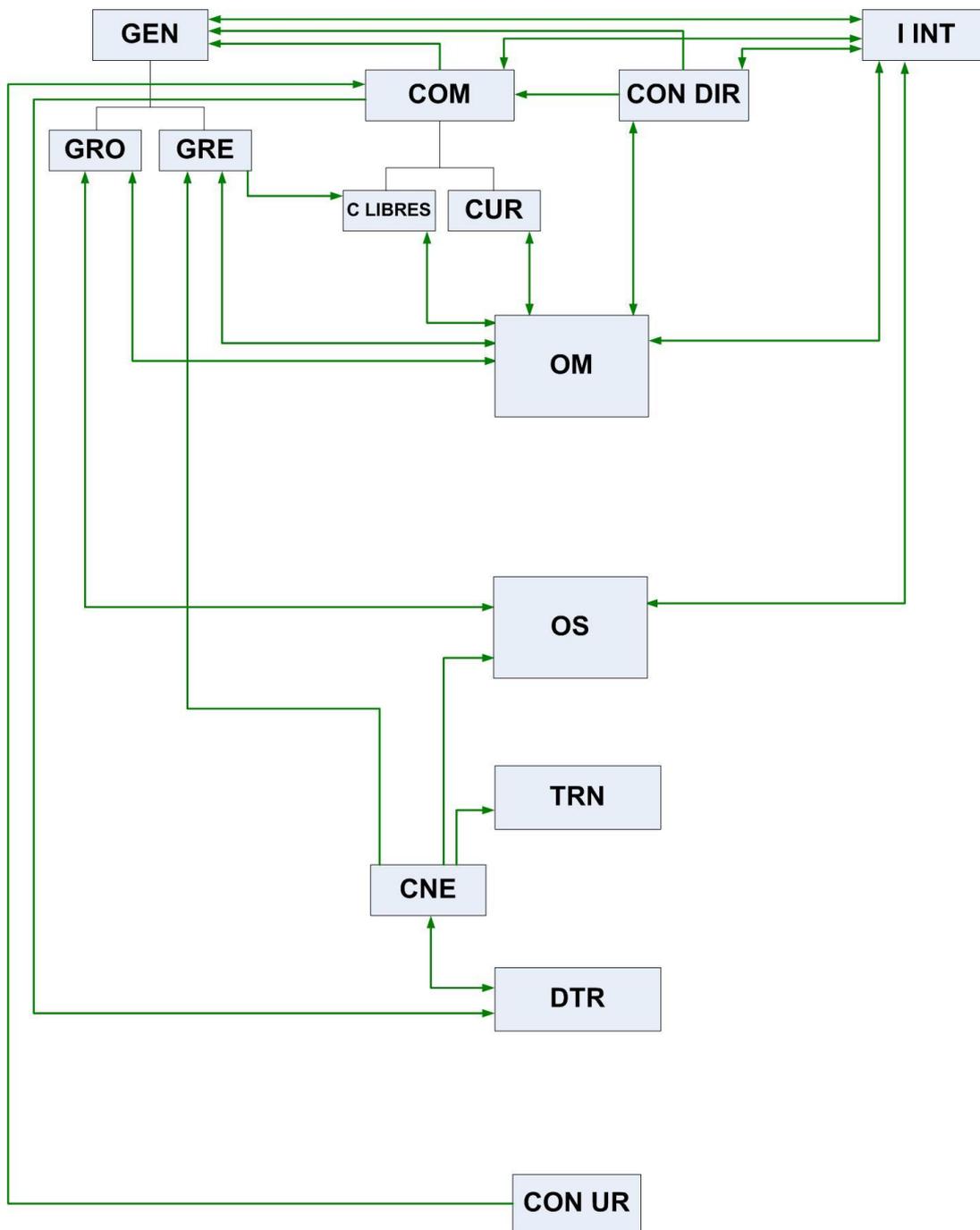


Fig.5. Flujo de monetario del sistema eléctrico. Elaboración propia



Tabla 4. Principales procesos que intervienen en el flujo monetario del sistema eléctrico.
Elaboración propia

Procesos	Agentes											
	GRO	GRE	C LIBRES	CUR	CON DIR	CON UR	I INT	TRN	DTR	OM	OS	CNE
Liquidación de la energía eléctrica negociada a través del mercado diario	X	X	X	X	X		X			X		
Liquidación de la energía eléctrica negociada a través del mercado intradiario	X	X	X	X	X		X			X		
Retribución de los derechos de cobro de la contratación bilateral	X		X		X		X			X		
Retribución de los derechos de cobro de la contratación a plazo	X	X	X	X			X			X		
Liquidación de los intercambios internacionales	X		X		X		X			X		
Retribución de los servicios complementarios efectivamente prestados	X				X						X	
Retribución en concepto de pago por capacidad	X										X	
Retribución del transporte								X			X	X
Retribución de la de distribución									X		X	X
Pago de los peajes de acceso			X	X					X			
Incentivos y primas a los GRE		X										X
Retribución de la comercialización			X	X	X	X				X		
Financiación del OM	X	X	X	X	X		X			X		

La Fig.6, muestra el flujo de información que hay entre los agentes que participan en el sistema eléctrico, fruto de la realización de los diferentes procesos necesarios para la correcta operación del mismo. Dichos procesos se distribuyen en la operación económica y en la operación técnica.

En la operación económica, el flujo de información está representado por la comunicación entre agentes para la adquisición o la venta de energía eléctrica; y la comunicación entre los agentes y los operadores, para la casación de las formas de venta y las formas compra, respetando las restricciones técnicas del sistema. Así mismo, se le comunica a los consumidores y comercializadores, los peajes de acceso a las redes.

En la operación técnica, el flujo de información está representado por la comunicación entre los generadores que participan en los servicios complementarios, la red de distribución, la red de transporte (operador del sistema) y los consumidores “cualificados”. Esta comunicación se hace en forma de desvíos en las redes de distribución y transporte, informes de mantenimiento e incidencias de las unidades de producción y de las redes, así como también en señales de mecanismos de gestión de demanda, según permitan los dispositivos de medida. En España estos mecanismos de gestión de demanda, se limitan a los contratos de interrumpibilidad.



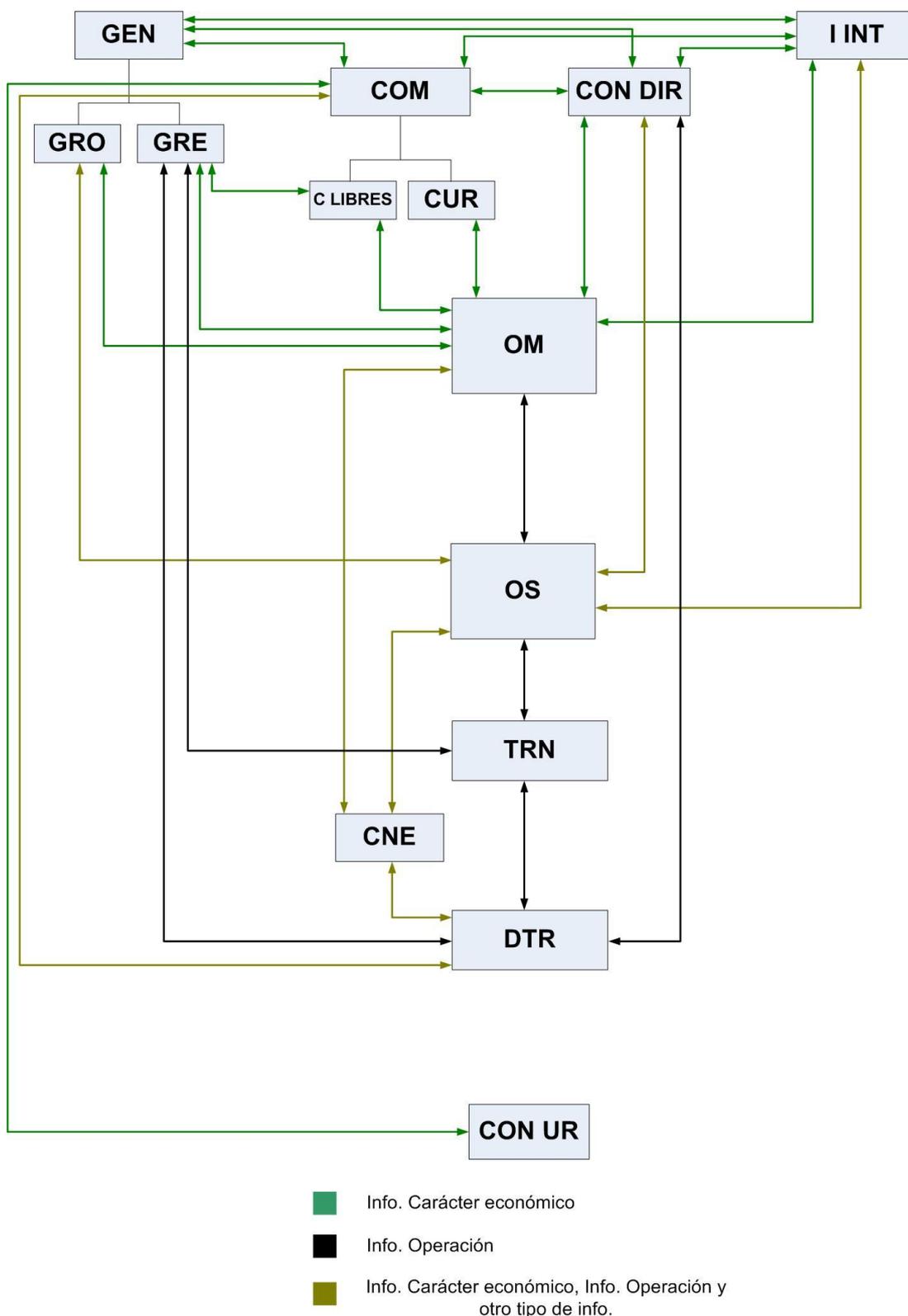


Fig.6. Flujo de datos en el sistema eléctrico. Elaboración propia



Tabla 5. Principales procesos que intervienen en el flujo de datos. Elaboración propia

Procesos	Agentes												
	GRO	GRE	C LIBRES	CUR	CON DIR	CON UR	I INT	TRN	DTR	OM	OS	CNE	
Ofertar opciones de venta	X	X	X				X			X			
Ofertar opciones de compra			X	X	X		X			X			
Ofertar a subir o a bajar para cumplir las restricciones técnicas	X										X		
Participación en la distribución de los servicios complementarios	X										X		
Participación en el mercado a plazo	X			X						X			
Negociación de contratos bilaterales	X		X	X	X		X			X			
Negociación de las tarifas			X	X	X	X							
Negociación de los servicios de representación			X		X					X			
Cálculo de las garantías vigentes de los agentes	X	X	X	X	X		X			X			
Adquisición de derechos sobre intercambios	X		X		X		X			X			
Comunicación de incidencias y planes de mantenimiento	X	X					X	X	X		X		
Ubicación de la unidad de producción y previsión del servicios	X	X			X			X	X		X		
Comunicación de los peajes de acceso y demás servicios	X	X	X	X				X	X				
Comunicación de la necesidad de interrumpibilidad					X			X			X		
Comunicación de la liquidación de la actividad de transporte y distribución								X	X			X	
Comunicación de los derechos de cobro y de pago	X	X	X	X	X		X			X	X		
Gestión del sistema en tiempo real (servicios complementarios)	X	X			X		X	X	X		X		
Informes sobre el comportamiento del mercado										X	X	X	



3. Desarrollo del vehículo eléctrico

El desarrollo del VE durante los últimos años se ha visto apoyado por todos los agentes relacionados, liderados por iniciativas de la administración a nivel sociopolítico y técnico. Los objetivos de este capítulo son dos. El primero, es comentar los diferentes aspectos que intervienen en ambos niveles, reflejados por los proyectos que se vienen adelantando tanto a nivel nacional como internacional. Por su parte, el segundo es detallar las características de los diferentes tipos de vehículos eléctricos, centrándonos especialmente en los vehículos eléctrico enchufables.

3.1. Entorno sociopolítico

La correcta introducción del VE, además de suponer un avance hacia la independencia energética del país, también significa un beneficio con respecto al coste de operación (1,5€/100 km frente a 8 €/100 km del vehículo tradicional), mantenimiento, ruido, emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y operación del sistema eléctrico [IDAE]. Unos beneficios que a día de hoy son muy importantes, dados los problemas económicos actuales, la contaminación en las ciudades y la necesidad de un sistema eléctrico más eficiente.

Para que se establezca de forma correcta la introducción del VE, y así se den los anteriores beneficios, hay que superar una serie de barreras que se citan a continuación:

- Bajo nivel de demanda.
- Alto coste de adquisición.
- Falta de producción e industrialización.
- Falta de infraestructura.
- Falta de un marco legislativo y normativo.
- Estandarización de procesos y dispositivos.

En pro de superar estas barreras, la administración viene implementando estrategias que incentivan el desarrollo de iniciativas, acciones y proyectos por parte de los agentes involucrados con el VE.



3.1.1. Estrategia de desarrollo en España

En España, el MITyC lidera “La estrategia integral del impulso del VE en España” [MITyC, 2010], que integra diferentes agentes relacionados con el VE, como fabricantes de vehículos, eléctricas, empresas de tecnología, constructoras, etc.

El objetivo es facilitar la introducción de los VE e híbridos enchufables, hasta conseguir en 2014 la presencia de 250.000 unidades, que sumados a los híbridos no enchufables alcanzarían 1.000.000 de unidades.

Para alcanzar este objetivo proponen cuatro líneas de actuación:

- Impulso a la demanda y promoción del uso del VE:
 - Programa de impulso de la demanda.
 - Programa de ventajas urbanas.
- Fomento de la industrialización y de la I+D+i específica para el VE:
 - Programa de fomento del desarrollo e industrialización de los VE en España.
 - Programa de I+D+i.
- Desarrollo de la infraestructura de carga y gestión energética:
 - Programa de despliegue de la infraestructura de recarga.
 - Programa de gestión de la demanda energética.
- Conjunto de actuaciones horizontales que agrupan aspectos comunes a las líneas estratégicas anteriores o no específicas de alguna de ellas.
 - Acciones de comunicación y marketing estratégico.
 - Actividad normativa y supresión de barreras legales.
 - Fomentar formaciones profesionales específicas y especializadas.

Es importante resaltar, que la estandarización desempeña un papel fundamental, puesto que es un elemento que debe direccionar los esfuerzos a nivel técnico, para desarrollar un



producto de valor para los usuarios, los fabricantes y en general, para todos los agentes que intervienen en el proceso.

Con el objetivo de una estandarización común, mencionar que se han creado alianzas entre fabricantes de vehículos, eléctricas y fabricantes de baterías, entre otros; que abogan por unos estándares comunes necesarios para el avance a buen cauce de la nueva tecnología en el marco de las normas internacionales (IEC, ANSI, CENELEC). Dichos estándares comunes contemplan el tipo de cargador, medios y protocolos de comunicación, modos de carga, etc.

Entre los beneficios de una estandarización común se encuentran [German Commission for Electric, Electronic and Information Technologies of DIN and VDE, 2010]:

- Eliminación del trabajo duplicado.
- Uso de las mejores prácticas.
- Facilidad de reconocimiento de las necesidades.
- Reducción de los costos de integración entre tecnologías.
- Evita el “encadenamiento” a proveedores.
- Ayuda a la aceptación del mercado.

3.1.2. Estrategia de desarrollo en Cataluña

A nivel regional, en Cataluña, la Generalitat por medio del Institut Català d'Energia, desarrolló la “Estratègia d'Impuls del Vehicle Electric a Catalunya” (IVECAT), con tal de favorecer la asignación de modelos que impliquen la industrialización de VEs en las fabricas de Cataluña, impulsar el I+D en los elementos relacionados y fomentar la demanda mediante ayudas, infraestructura y proyectos piloto. De esta forma, se espera que en el año 2015 estén transitando por las calles de Cataluña 76.000 vehículos eléctricos enchufables (Vehículos eléctricos puros + Vehículos híbridos enchufables).

Entre las medidas en las que se traduce dicha estrategia, están [Institut Català d'Energia, 2010]:

- Incentivos para la implantación de puntos públicos de recarga normal.



- Promover la infraestructura privada vinculada (en edificios existentes y nuevos con limitador horario).
- Modificaciones en el marco regulatorio y normativo.
- Acuerdos con agentes clave para el desarrollo de la infraestructura de recarga (aeropuertos, FGC, Adif, centros comerciales, flotas privadas, etc.).
- Promover nuevas formaciones vinculadas con el VE.
- Incorporación de los VEs a los planes de movilidad urbana.
- Impulsar la compra pública del VE a la Administración de la Generalitat de Cataluña.
- Incentivos para la compra.
- Impulso de proyectos piloto demostrativos.

3.1.3. Proyectos nacionales

En la Tabla 6, se describen diferentes proyectos nacionales que están relacionados con el VE.

Tabla 6. Proyectos nacionales relacionados con el VE.

Proyecto	Objetivo Principal	Inversión	Líder	Duración
MOVELE	Incentivos a la compra de VE.	10M€	I D A E	2 años
CENIT VERDE	Estudio de VE y redes inteligentes.	34,15M€	SEAT	3 años
SMARTCITY	Proyecto piloto que pretende evaluar VE y redes inteligentes.	31M€	Endesa	4 años
CITYELEC	Investigación en la movilidad urbana y en la infraestructura de carga.	19M€	Robotiker Tecnalia	3 años
TECMUSA	Integración de los VE en diferentes plataformas.	10,5M€	INSI-UPM	3 años
EPV	Integración de puntos de carga en la red.	2,3M€	ITE	1 año
REVE	Investigación sobre el apoyo de los VE a la integración de la energía eólica.	SN	AEE	18 meses

A continuación, se ampliará la información de los proyectos Movele y Verde, dada su importancia y alcance:



- Proyecto Movele

El Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008 – 2011, el cual fue aprobado por el consejo de ministros, incluye como una acción en movilidad, un proyecto piloto para introducir el vehículo eléctrico en diferentes ciudades Españolas. Dicho proyecto es Movele.

Es un proyecto que cuyo objetivo es introducir 2.000 vehículos eléctricos a través de instituciones, empresas y particulares para su uso en entornos urbanos y peri-urbanos a finales del 2010. Con ello se pretende la instalación de una red de puntos de recarga en diferentes ciudades del país (Barcelona, Madrid, Sevilla, Pamplona y Zaragoza), el análisis de los resultados energéticos en condiciones de uso reales, propuestas de modificaciones normativas que permitan un amplio desarrollo de este tipo de alternativas de movilidad y posicionar a España como escenario preferente para la introducción de VE. [IDAE, Proyecto Movele]

- Proyecto Verde

En Cenit Verde, es un proyecto integrado en el que se llevan a cabo actividades para estudiar diversos tipos de coches eléctricos, investigaciones sobre las baterías y estudios para analizar los lugares más convenientes para instalar las infraestructuras de recarga. Asimismo, Verde estudiará el uso de las redes inteligentes o “Smart Grids”, un concepto que tratará al vehículo eléctrico como un recurso más del sistema eléctrico, aportando diferentes servicios auxiliares que aportarían más flexibilidad y estabilidad a la red. Más adelante se explicará más completamente este concepto.

3.1.4. Proyectos internacionales

En la Tabla 7, se describen diferentes proyectos internacionales que están relacionados con el VE.



Tabla 7. Proyectos internacionales relacionados con el VE.

Proyecto	Objetivo Principal	Inversión	Líder	Región/País	Duración
European Green Cars Initiative	Impulso y apoyo al I+D relacionado con los vehículos de bajas emisiones contaminantes.	108M€	European Economic Recovery Plan.	Europa	Info. No disponible
ELVIRE	Desarrollo de la tecnología y los servicios para la interacción entre los conductores de VEs y sus proveedores de energía.	10M€	Continental	Europa	3 años
G4V	Su objetivo es evaluar el impacto a gran escala de la implantación del vehículo eléctrico.	3,7M€	Endesa, ENEL, RWE, EDF, Vatenfall.	Europa	18 meses
MERGE	Estudio del impacto de la integración de los vehículos eléctricos en las redes de distribución actuales y futuras.	4,5M€	Info. No disponible	Europa	2 años
Green emotion	Proyecto demostrativo de movilidad eléctrica en diferentes ciudades europeas.	SN	Siemens	Europa	Info. No disponible
Green Post	Es un proyecto que busca el intercambio de mejores prácticas y conocimiento en el uso de los VE para las entregas postales.	1,5M€	Poste Italiane SpA	Europa	4 años
SMART SPP	Fomento de la introducción de nuevas tecnologías al mercado europeo.	2M€	Local Governments for Sustainability European	Europa	3 años
Go Pedelec!	Instalación de motores eléctricos en bicicletas.	1,50 €	Energieautark consulting gmbh, Austria	Europa	2 años
EV PROJECT	Desarrollo de infraestructura necesaria para el VE.	100M\$	Eco tality North America	EEUU	3 años
The truck stop electrification project	Estudio de viabilidad para la recarga eléctrica de camiones en las áreas de descanso.	2M\$	Iberdrola	EEUU	Info. No disponible
Proyecto Taxis	Prueba de 3 taxis eléctricos con baterías intercambiables durante un periodo de 90 días.	Info. No disponible	Better Place, Nissan	Japón	3 meses

A continuación, se ampliará la información de los proyectos “European Green Cars”, G4V y “EV Project” dada su importancia y alcance:



- European Green Cars

Como referencia y soporte de la opción europea por los vehículos bajos en emisiones contaminantes, European Green Cars es una asociación público-privada del Plan Europeo para la Recuperación Económica anunciado por el Presidente de la Comisión Europea el 26 de noviembre de 2008. El objetivo de la iniciativa es apoyar el I+D en tecnología que ayude a tener vehículos menos contaminantes y eficientes que incentiven el uso de energía renovables manteniendo su seguridad y disponibilidad. Además de la investigación en turismos, camiones, motores de combustión interna, el uso del bio-etanol y la logística, el foco principal es la electrificación de la movilidad y el transporte por carretera [European Economic Recovery Plan, 2008].

- G4V

A nivel Europeo, el proyecto G4V del 7º Programa Marco de la Comisión Europa, es uno de los proyectos mas ambiciosos y tiene como objetivo evaluar las implicaciones de una futura introducción masiva del VE y el desarrollo de una futura estructura tanto técnica, como de negocio que permita la gestión de los vehículos. De esta manera, se definirán las recomendaciones para la implantación desde el año 2020. En el consorcio que lidera el proyecto también participa Enel, el accionista mayoritario de Endesa, así como otras de las eléctricas más importantes de Europa.

- EV Project

Este proyecto, patrocinado por el departamento de energía de EEUU y coordinado por ECOTality North America, pretende a partir del año 2010, desplegar la infraestructura de carga de VE en las más grandes ciudades y con mayor mercado de vehículos eléctricos, en cinco estados de EEUU (Arizona, California, Oregon, Tennessee, y Washington). Así pues se pretende instalar 10.950 cargadores de nivel 2 (220 V) y 260 de carga rápida, como también se quiere facilitar la adquisición de 4.700 Nissan-LEAF.



3.2. Aspectos técnicos

El camino de los vehículos convencionales, hacia los VE “puros” no se presume corto, especialmente porque hoy en día el desarrollo de las baterías no es suficiente para proveer una autonomía tal, que los haga tan flexibles como los vehículos térmicos. Dicha limitación, sumada a las barreras legales y sociales, ha hecho que los grandes fabricantes y demás agentes involucrados, piensen en tecnologías transitorias, que vayan desarrollando los diferentes aspectos, con tal de que en un futuro se pueda implementar el vehículo eléctrico “puro”.

A continuación se verá la transición de las diferentes tecnologías que utilizan de alguna forma un tren de potencia eléctrico, prestando especial atención a los vehículos eléctricos enchufables. Luego se explicarán los elementos relacionados con la gestión de las baterías, puesto que es el elemento clave en la operación de los vehículos eléctricos enchufables.

3.2.1. Tipos de vehículos eléctricos

Los VEs se pueden agrupar según el tipo de vehículo y según las características de su tren de potencia.

Con respecto al tipo de vehículo, cuando se habla de VE se suele pensar en turismos, sin embargo, este tipo de propulsión puede utilizarse también para motocicletas, automóviles comerciales y automóviles públicos.

En España, el proyecto Movele por ejemplo, subvenciona la adquisición de los siguientes tipos de VEs [IDAE, Proyecto Movele]:

- 25 tipos de turismos, de los cuales el más vendido hasta la fecha es el THINK city [IDAE].
- 76 tipos de motocicletas, de las cuales la más vendida hasta la fecha ha sido la marca Vectrix [IDAE].
- 39 tipos de vehículos comerciales.
- 2 tipos de vehículos públicos.

Con respecto a las características del tren de potencia, las tecnologías de transición hacia el VE “puro”, están enmarcadas en el concepto de la tecnología híbrida, que se entiende como



la tecnología donde, de una u otra forma, se utilizan dos fuentes de energía. En este caso, las dos fuentes de energía son: la energía química del producto petrolífero y la energía eléctrica.

De esta manera, los VEs pueden ser diferenciados según el grado de electrificación, cuya caracterización está dada por el tamaño del motor de combustión, el tamaño de la batería, el tamaño del motor eléctrico, los patrones de operación de los dos trenes de potencia y la arquitectura de distribución física de los diferentes componentes.

3.2.1.1. Evolución tecnológica

La evolución tecnológica de los vehículos eléctricos sucederá los vehículos eléctricos no enchufables, los vehículos eléctricos no enchufables con mayor grado de electrificación, los vehículos eléctricos enchufables, los vehículos eléctricos enchufables “range extender” y como objetivo final, el vehículo eléctrico “puro”. A continuación se explican sus características de forma resumida.

- Vehículos híbridos eléctricos no enchufables: Vehículos híbridos en donde su tren principal de propulsión es el motor de combustión y que cuenta con una batería y motor eléctrico, que trabajan de apoyo. Existen dos arquitecturas para este tipo de vehículo híbridos (ver Fig.7): La arquitectura en paralelo (Honda Insight) y la arquitectura mixta o combinada (Toyota Prius). En la primera, el motor eléctrico da su potencia en la salida y en la aceleración, mientras que en la segunda, el motor eléctrico tiene más protagonismo. A bajas velocidades trabaja solo y a altas velocidades trabaja en conjunto con el motor térmico.
- Vehículos híbridos eléctricos no enchufables, con mayor grado de electrificación: Vehículos híbridos en donde el principal tren de potencia es el eléctrico (baterías más grandes) y en el que el motor de combustión actúa como cargador de las baterías, por medio de un generador. La arquitectura que se utiliza en esta tipo de vehículos es la arquitectura en serie, y en ella el motor térmico alimenta a un generador que a su vez alimenta al motor eléctrico (ver Fig.7).
- Vehículos híbridos eléctricos enchufables: En este tipo de vehículo, el propulsor principal es el motor eléctrico y la energía almacenada en las baterías es tomada directamente de la red eléctrica.

Con respecto al funcionamiento del motor combustión, este entra en funcionamiento una vez se han descargado las baterías y dado que su tamaño aún continúa siendo



importante, puede proveer una amplia autonomía, superando así los vehículos eléctricos puros.

- Vehículos híbridos eléctricos enchufables de rango extendido (“*range extender*”): En este tipo de vehículos el motor principal y único que mueve el vehículo es el eléctrico. El motor de combustión ejerce de apoyo, recargando a las baterías en caso de que estas se agoten y no se encuentre donde recargarlas. De esta manera, en comparación con el vehículo anterior, el motor de combustión en este caso es mucho más pequeño.
- Vehículos eléctricos “puros”: Son vehículos propulsados únicamente por uno o varios motores eléctricos, prescindiendo por completo de los motores de combustión interna tradicionales. La energía eléctrica es provista por las baterías, que son recargadas directamente por medio del sistema eléctrico.

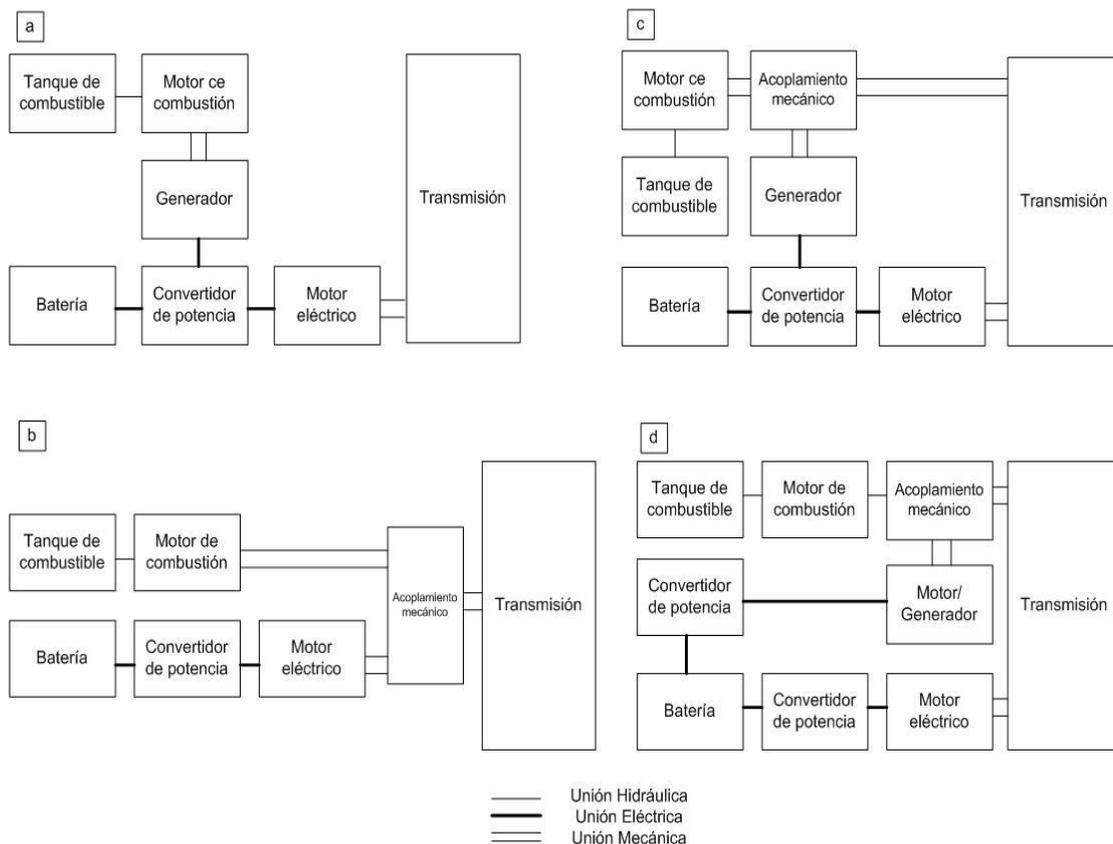


Fig.7. Arquitecturas de los VEH. (a) Serie, tracción eléctrica. (b) Paralelo, mayoritariamente tracción térmica. (c) Serie-paralelo, tracción mixta (d) Complejo, tracción mixta. [Ehsani, Gao, & Emadi, 2010]

Dado que los vehículos eléctricos enchufables son los que tendrán interacción con el sistema eléctrico. Por el objetivo de este proyecto, en el punto 3.2.1.2, se explicarán con mayor detalle las características de dichos vehículos.



3.2.1.2. Vehículos híbridos eléctricos enchufables y vehículos eléctricos “puros”

La configuración del sistema de potencia de los vehículos híbridos eléctricos enchufables (VEHE) está diseñada con base a los vehículos híbridos no enchufables, con la diferencia que la energía eléctrica puede ser suministrada de forma externa directamente desde el sistema eléctrico.

Esto quiere decir que en este tipo de vehículos híbridos, se pueden utilizar las arquitecturas utilizadas para los vehículos híbridos no enchufables (ver Fig.7). Las diferencias radican, en la estrategia de control del sistema energético, el diseño del almacenamiento de energía, un mayor tamaño de las baterías y quizá un poco el diseño del motor eléctrico [Ehsani, Gao, & Emadi, 2010].

Estas diferencias se deben especialmente a las diferentes funcionalidades que se le exigen a las baterías. Naturalmente se necesitan unas baterías con mayor capacidad de almacenamiento, puesto que se pretende extender la operación del tren de potencia eléctrico. Y por otro lado, las baterías tendrán que ser capaces de soportar profundos niveles de descargas y un gran número de ciclos de carga y descarga, a diferencia de los híbridos no enchufables; cuyas baterías mantienen un modo de carga prácticamente constante.

Además de esto, dado que las baterías del VEHE no poseen tanta capacidad como la pueden tener las baterías de los VEs “puros”, estas tienen que tener diferentes configuraciones para poder asumir la entrega de energía en diferentes niveles, como el reposo del motor térmico y el estado de mayor aceleración.

Con relación a los VEs “puros”, a pesar de que fueron pensados hace años, la limitación de la autonomía, el peso y la intención de integrarlo con base a la estructura del vehículo térmico, hicieron que la tecnología no prosperara. Aún así, hoy en día gracias al avance de las baterías y la electrónica, la estructura de los VEs (ver Fig. 8) está hecha según sus requerimientos especiales y hace que se use de mejor forma la flexibilidad de la propulsión eléctrica [Ehsani, Gao, & Emadi, 2010].



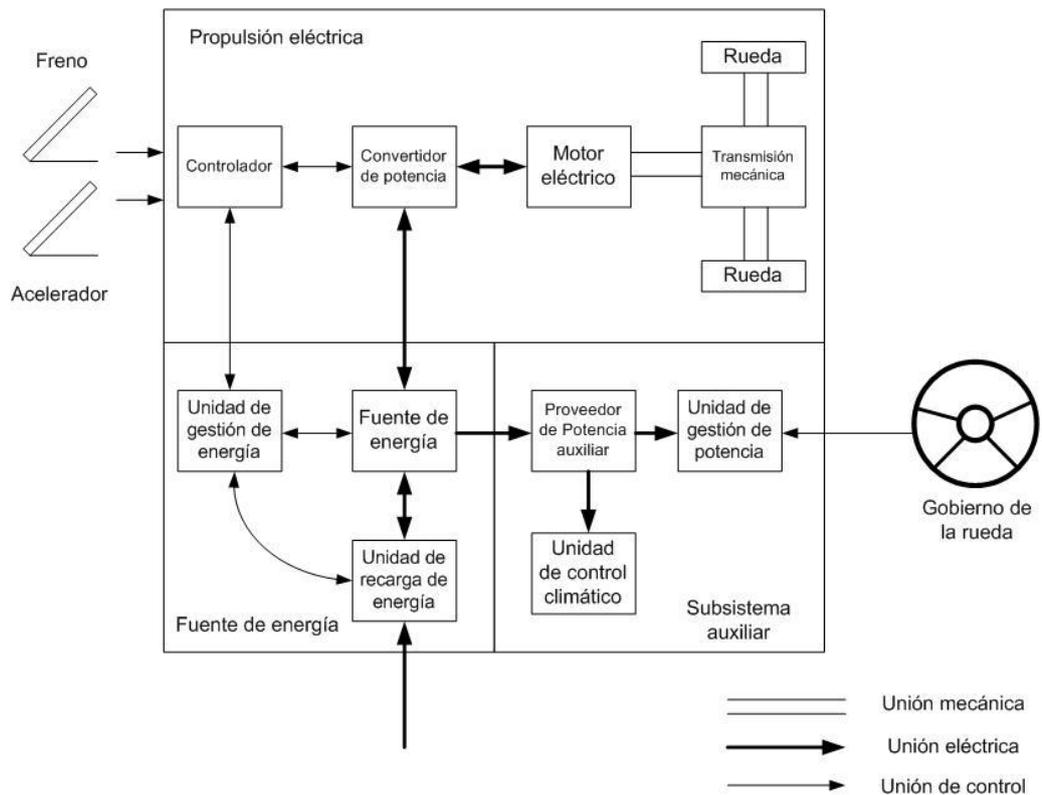


Fig. 8. Configuración moderna de un VE puro. [Ehsani, Gao, & Emadi, 2010]

La arquitectura de los VEs “puros” que se muestra en la Fig. 8, está compuesta por un tren de potencia eléctrico, un conjunto de elementos que cargan, gestionan y almacenan la energía eléctrica y un sistema auxiliar que alimenta la unidad de gestión de potencia y la unidad de control climático. Esta arquitectura es general, por lo que los elementos que la componen pueden tener otras distribuciones. Concretamente, con respecto al tren de potencia, algunas distribuciones que se pueden encontrar son las que se muestran en la Fig. 9.



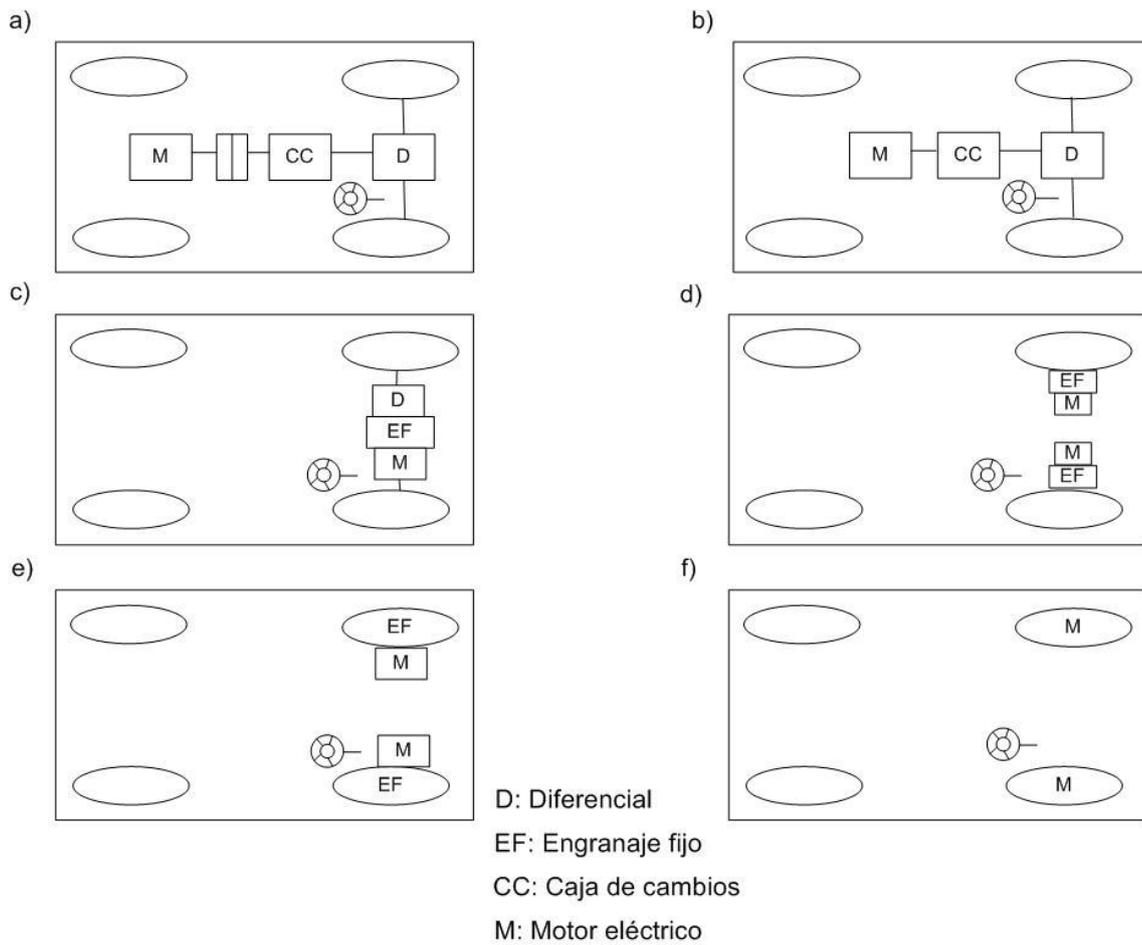


Fig. 9. Distribuciones del tren de potencia eléctrico en los VEs “puros”. [Ehsani, Gao, & Emadi, 2010]

Dadas las diferencias entre los VEHEs y los VEs “puros” se ha realizado la Tabla 8, donde se detallan los aspectos más importantes a tomar en cuenta para la introducción de los mismos en el mercado, mostrando las características propias de cada tipo.



Tabla 8. Aspectos más importantes que caracterizarán la introducción en el mercado de los VEHEs y los VEs "puros". [Technology Roadmap of PHEV and EVs. IEA, 2009]

Aspecto	VEHE	VE "puro"
Infraestructura	Un instalación en la casa es requisito para todos los usuarios. La infraestructura pública no será tan importante hasta que los vehículos no tengan una autonomía tal que los puntos de carga sean valiosos para aquellos que necesiten cargar durante el día.	Además de la instalación en casa, es necesario una infraestructura pública para incrementar el rango de operación durante el día. Así mismo es necesario que se instale y coordine la infraestructura de carga rápida, de tal forma que los usuarios puedan tener una flexibilidad.
Proceso de introducción	La producción necesaria para alcanzar economías de escala puede ser menor que la necesaria por los VEs "puros". Sin embargo, si es necesario que la producción de baterías alcanzar un gran volumen.	Para lograr economías de escala es necesario la producción de 50.000 a 100.00 vehículos por año. Con respecto a las baterías, este nivel de producción será mayor, contando con que se instalaran baterías similares en todos los modelos.
Autonomía del vehículo	La capacidad optima de la batería varía en función del mercado y el grupo de consumidores. Crear conciencia en la necesidad de pagar por unas baterías adicionales para obtener más autonomía será un aspecto determinante.	La autonomía mínima necesaria variará por las regiones. Posiblemente esta será menor en Europa y Japón, y mayor en Norte América. A corto plazo, el objetivo seguramente estará entre 100 y 150 km.
Aceptación del consumidor	Muchos consumidores pueden ser concientes de pagar un extra puesto que esta tecnología utiliza dos fuentes de energía. Aún así hay mucho por investigar sobre las preferencias del consumidor.	Los primeros usuarios del VE "puro", serán aquellos que tengan una necesidad específica. Tendrán un vehículo térmico y luego el VE "puro" lo utilizarán para viajes cortos. Hace falta investigar en las preferencias de compra y en los patrones de uso.
Estandarización relacionada con los combustibles	La norma SAE J1711 y la norma UNECE R101 son estándares que pueden regular la medición de las emisiones y el ahorro de combustibles.	La norma SAE J1634 y la norma UNECE R101 pueden ser los estándares que evalúen el consumo y la autonomía de los VEs "puros".

3.2.2. Gestión de las baterías

La batería junto con los tipos de carga, son los elementos clave en la producción de los VEHEs y los VEs "puros". El tipo y la capacidad de la batería condicionan la velocidad máxima del vehículo, la autonomía entre recargas, el tiempo de recarga y el ciclo de vida de la misma. En este apartado se hablará de los tipos de baterías que existen hoy en día y



especialmente, de las que más se utilizan en los modelos de vehículos eléctricos que están próximos, o ya están en el mercado. Así mismo, se explicarán las alternativas de repostaje en las que actualmente piensan las empresas eléctricas y los fabricantes de automóviles.

3.2.2.1. Tipos de baterías

En los últimos tiempos, las características de las baterías han mejorado notablemente. Han aumentado la cantidad de ciclos de carga y la capacidad de almacenamiento por unidad de peso y volumen, algunas han eliminado el efecto memoria y en definitiva eso se ha traducido en un mayor ciclo de vida. Lo más probable es que dichas mejoras continúen debido al desarrollo de la electrónica de la mano de los teléfonos móviles, los ordenadores y la electrificación del transporte.

En relación a esto último las principales tecnologías que se utilizan en las baterías se detallan en la Tabla 9:

Tabla 9. Clasificación de las baterías recargables. [Alberto Ceña, 2009]

Tipo	Energía/Peso (Wh/kg)	Energía/Volumen (Wh/litro)	Potencia/Peso (W/kg)	Número de ciclos	Eficiencia (%)
Zebra (NaNiCl)	125	300		1.000	92,5
Polímero de litio	200	300	> 3.000	1.000	90
Iones de litio	125	270	1.800	1.000	90
NiHM	70	140 - 300	250 - 1.000	1.350	70
Níquel Cadmio	60	50 - 150	150	1.350	72,5
Plomo Ácido	40	60 - 75	150	500	82,5

Mención especial merecen las baterías de ion litio, puesto que son las que tienen mejores prestaciones, reflejadas fundamentalmente por su alta densidad energética. Por tal motivo, son las más ocionadas a utilizarse en los vehículos híbridos enchufables y en los vehículos eléctricos puros. Una muestra de esta mayor aplicación, es que la inmensa mayoría de los turismos que figuran en el catálogo Movele, utilizan la batería de ion litio en sus baterías.

El funcionamiento de las baterías de iones de litio se basa en el intercambio de un ion litio metálico entre el ánodo y cátodo; y debido a su alta densidad de energía, la ausencia de efecto memoria y su poca pérdida de carga; son ampliamente utilizadas en la electrónica de consumo. Sin embargo, para su aplicación en los vehículos eléctricos se necesitará que una nueva generación de baterías, proporcionen una mayor densidad de energía, tengan un menor costo y usen materiales abundantes.



Las características de las baterías de iones de litio son críticamente dependientes de los materiales que componen el cátodo, el ánodo y el electrolito; por esta razón, las alianzas entre fabricantes de baterías y fabricantes de vehículos, realizan investigaciones sobre los materiales de dichos elementos. Generalmente en las baterías utilizadas en los dispositivos portátiles, el ánodo se hace de carbono (grafito), el cátodo es un óxido de metal (por ejemplo, LiCoO_2), y el electrolito es una sal de litio.

Para la utilidad en los vehículos híbridos enchufables y vehículos eléctricos puros, se ha pensado en materiales sintéticos nanoestructurados, que puedan ser más seguros y aportar mejores características como por ejemplo el LiFePO_4 (fosfato de hierro – litio), que se puede utilizar en el cátodo, y que a pesar de que en su forma natural es un mineral con baja conductividad electrónica, en su forma sintética a escala nanométrica, puede ofrecer buenas propiedades. Con respecto al ánodo, también se ha trabajado en materiales nanoestructurados, como por ejemplo, el carbón duro o compuestos de Si-C, de los cuales se espera que aumenten la densidad de energía en un 20-30 por ciento [Report on the Joint EC/EPoSS/ERTRAC, 2009].

Otros puntos importantes a investigar, que abarcan en su totalidad los diferentes ejes de la tecnología y sus implicaciones, son [Report on the Joint EC/EPoSS/ERTRAC, 2009]:

- Principios básicos, materiales de los componentes y reciclaje.
- Gestión de las baterías.
- Integración de las baterías en el vehículo.
- V2G y aplicaciones de almacenamiento estacionario.

3.2.2.2. Modos de repostaje de energía eléctrica

Para la carga de los vehículos eléctricos, se pueden diferenciar tres formas: Carga conductiva, carga inductiva y sustitución de baterías. La primera forma parece ser la forma más sencilla y barata de instalación. La segunda, a pesar de que puede ser la forma más cómoda para los usuarios (no necesita ninguna conexión por cable) y existen varios proyectos piloto, su marco regulatorio está poco desarrollado, es difícil de instalar y es menos eficiente. En relación a la tercera forma, a pesar de eliminar la barrera de la poca autonomía, existe un escepticismo generalizado con respecto a su instalación y distribución. A continuación se explican más ampliamente las características de cada una de las formas de repostaje.



- Carga conductiva:

El sistema conductivo es una conexión directa a la red, tan simple como enchufar el vehículo mediante cables especiales de alta capacidad con conectores que protejan al conductor de los altos voltajes.

Actualmente, todos los agentes involucrados trabajan especialmente en el desarrollo y estandarización de dispositivos y modos de carga (carga lenta o rápida) referentes al acoplamiento conductivo. De esta manera, este modo de repostaje parece postularse como el predominante al menos en la etapa inicial del proceso de introducción del VE.

Esto a llevado a que el marco regulatorio de la carga conductiva esté más desarrollado en las diferentes organizaciones de normalización. Concretamente en el IEC, está el comité TC69, y constan las siguientes normas:

- IEC 61851 (Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos): Esta norma define el sistema conductivo de carga para el VE, los modos de carga, tipos de conexión y las funciones generales obligatorias del SAVE. Algunos ejemplos de situaciones de carga de forma conductiva en C.C. y en C.A. son detallados en la Fig. 10.

También se está trabajando en la revisión de la especificación 61851-23, que determina los requerimientos para una estación de carga conductiva en corriente continua.

- IEC 62196 (Enchufes, acopladores y entradas, para la carga conductiva): esta norma define el interfaz de conexión para todos los modos de carga del VE. Concretamente se definen tres tipos definidos: Tipo 1 (enchufe monofásico), tipo 2 (enchufe monofásico y trifásico) y tipo 3 (enchufe monofásico – trifásico con obturador).

En la Fig. 10 se pueden ver los cuatro modos de carga que toma en cuenta la norma IEC 61851, el amperaje de trabajo, las fases y la interface que puede utilizar según la norma 62196. Dichas interfaces están definidas de la siguiente forma:

- B: interfaz básica.
- U32: interfaz universal en alterna sólo para 32 A.
- Ua: interfaz universal en alterna sólo para 32/250 A.



- Ud: interfaz universal en continua sólo para 32/400 A.

Luego se especifican los casos de conexión que se pueden utilizar en cada uno de los modos de carga. El caso A es cuando el cable es fijo al vehículo, el caso B es cuando el cable está separado y el caso C es cuando el cable es fijo al punto de carga.

Modos	Amperios	Fases	interfaz del vehículo				Equipos de carga					Comentarios	
			Pines usados y tierra	Pines de control	Tipo	62196	Caso	En línea con la centralita	Pines usados y tierra	Pines de control	Tipo		62196
1	16	1	1 + N, o 2	Ninguno	Cualquiera	A		1 + N, o 2	Ninguno	Cualquiera	B or U32	A	Mirar Nota 1
					Cualquiera							B	
		3	3 + N	Ninguno	Cualquiera	A		3 + N	Ninguno	Cualquiera	B or U32	A	
					Cualquiera							B	
2	32	1	1 + N, o 2	Ninguno	Cualquiera	B	Si	1 + N, o 2	1	Cualquiera	B or U32	A	Usado en línea
					Cualquiera							B	
3	32	3	3 + N	Ninguno	Cualquiera	B	Si	3 + N	1	Cualquiera	B or U32	A	Usado en línea
					Cualquiera							B	
3	32	1	1 + N, o 2	4	B o U32	A		1 + N, o 2 3+N	4	Cualquiera	B or U32	A	
						B						B	
	3	3 + N	4	B o U33	A		3 + N	4	Cualquiera	B or U32	A		
					B						B		
	1	250	1						1+N, o 2 @ 32A. 1+N, o 2 @ 250A. 3 @ 32A + N. 3 @ 250A.	4	Ua	C	Usado en línea
												A	
3	250	3						3 @ 32A + N. 3 @ 250A	4	Ua	C	Usado en línea	
											A		B
4	400	-						3 @ 32A + N. 2 @ 400A dc	4	Ud	C	Usado en línea	
											A		B

Fig. 10. Ejemplos de situaciones de carga en C.A. y en C.C. [IEC 61851-1]

- Carga inductiva:

El acoplamiento inductivo tiene la ventaja de imposibilitar cualquier electrocución, pero hoy en día es más caro y menos eficiente que el primero; por lo que es un sistema en el que, en la actualidad, se trabaja menos. Por esta razón, la norma internacional IEC 61980 hasta hace poco ha sido actualizada y puesta en circulación, en espera de ser aprobada.

Aún así, existen ciertas iniciativas como:

- Sistema Plugless Power de una empresa americana llamada Evatran.
- Sistema de carga inductiva en el que trabaja Nissan.
- Sustitución de baterías.



Con respecto a la sustitución de baterías, la empresa israelí *Better Place* considera que este tipo de repostaje junto con la carga conductiva, son los elementos clave para lograr que los vehículos eléctricos puedan ofrecer las mismas o mejores prestaciones que los vehículos con motor térmico. Entre los beneficios que puede ofrecer, se suman:

- Realización de trayectos largos.
- Evita el sobre costo que suponen las baterías para los VEs, en relación a los vehículos tradicionales (*renting* de baterías).
- Permite que la carga de las baterías sea totalmente gestionada por parte de las empresas eléctricas, cargándolas cuando más le beneficie al sistema eléctrico.

La empresa *Better Place* cree, que las personas que inicialmente adquirirán un VE serán aquellas a los que les represente un importante ahorro. Estas personas son las que gastan mucho dinero en combustible para poder realizar grandes desplazamientos diarios. Para ellos un vehículo eléctrico junto a un repostaje rápido y sencillo, será un gran valor.

Con respecto a la barrera del precio inicial del VE, Shai Agassi, fundador y director de la empresa *Better Place*, señala que el coche medio europeo cuesta 12.000 euros y en sus 12 años de vida consume unos 30.000 litros de combustible, que costarán de 30.000 a 35.000 euros, dependiendo del país, y con tendencia creciente. Es decir, el combustible cuesta el triple que el vehículo. Por el contrario, asegura que la batería del automóvil eléctrico cuesta una media de 7.000 euros, y la electricidad consumida en toda la vida ascenderá a sólo 2.000 euros; la suma de ambos conceptos es un tercio del combustible consumido por un coche de gasolina o gasóleo a lo largo de su vida.

Con respecto a las alianzas con fabricantes de automóviles, como parte del desarrollo de la tecnología, *Better Place* viene trabajando en proyectos piloto y acuerdos con la alianza de los fabricantes de vehículos Nissan y Renault, entre los que se encuentra un proyecto con taxis qashqai en Tokio.



4. Implicaciones de una correcta introducción del VE

En este capítulo se identificarán las más importantes implicaciones que tendrá la introducción del VE en el sistema eléctrico. Dichas implicaciones se engloban especialmente en dos grupos. Las implicaciones en los aspectos relacionados con la operación del sistema eléctrico; y las implicaciones relacionadas con la infraestructura de recarga, los dispositivos de medida y los protocolos de comunicación.

4.1. Afectación del sistema eléctrico

El sistema eléctrico, como ente responsable del suministro de energía eléctrica, proveerá dicha energía a los usuarios del VE, sin que eso ponga en riesgo el servicio de los demás usuarios (domésticos, comerciales e industriales). Con tal fin, se tendrá que prever la capacidad adicional que demandarán dichos usuarios, pero sobre todo, se deberá planificar y gestionar, el cuándo y el cómo se cargan las baterías de estos vehículos. En ese sentido es importante introducir mecanismos de gestión de demanda, de tal forma que el VE represente una oportunidad para tener un sistema eléctrico más eficiente y más óptimo a nivel medioambiental, energético y económico.

Así pues, la introducción del VE, no plantea tanto un problema a nivel global (generación), sino más bien que está relacionado con la forma en que los usuarios realizarán el consumo. De esta manera, los posibles problemas que se pueden dar en el sistema eléctrico, son:

- Concentración de la carga de los VEs en las horas pico, en determinadas áreas de alto consumo, que podrías saturar la red de distribución.
- Afectación a la calidad del suministro.

Dado el objetivo del presente proyecto, sólo se tratarán los aspectos relacionados con el primer tipo de problema.

Para evaluar dichos aspectos, hay estudios en los que se han hecho algunas previsiones del número de vehículos eléctricos conectados en diferentes plazos de tiempo, según las políticas de incentivo de cada país. En estas previsiones se utilizan diferentes niveles de aleatoriedad de la conexión de los vehículos eléctricos (concentrando la recarga en



determinadas horas al día), junto con consumos (Wh/km) y recorridos (km/día) hipotéticos, con tal de calcular su incidencia en la curva de carga.

En España concretamente, el proyecto REVE desarrolló un estudio en el que se tomó en cuenta el objetivo de introducción de VEs del MITyC y en el que se plantearon tres escenarios. En el primer escenario se supuso que los vehículos, que se presume estarán circulando en un año concreto, se conectarán exclusivamente a una hora del día. En el segundo escenario se supuso que la carga de los VEs se distribuiría durante ocho horas. Y en el tercer escenario, se supuso que la carga de los VEs se distribuiría durante doce horas.

Los resultados de este estudio, que se pueden ver en la Fig. 11, muestran claramente la necesidad que tendrá el sistema eléctrico de gestionar dichas recargas. Si suponemos que se introducen los VEs que prevé el MITyC, en el primer escenario, a partir del año 2018 se sobrepasaría la potencia que se demandó en horas punta en el año 2009. Una situación que exigiría grandes inversiones por parte de las eléctricas, sin contar con los problemas en las redes de distribución por la calidad del suministro. Por el contrario, si se gestiona la recarga por parte de los operadores de las redes, mediante mecanismos de gestión de demanda, la diferencia es muy notable y en vez de una amenaza, el VE supondría en todos los sentidos, una oportunidad.

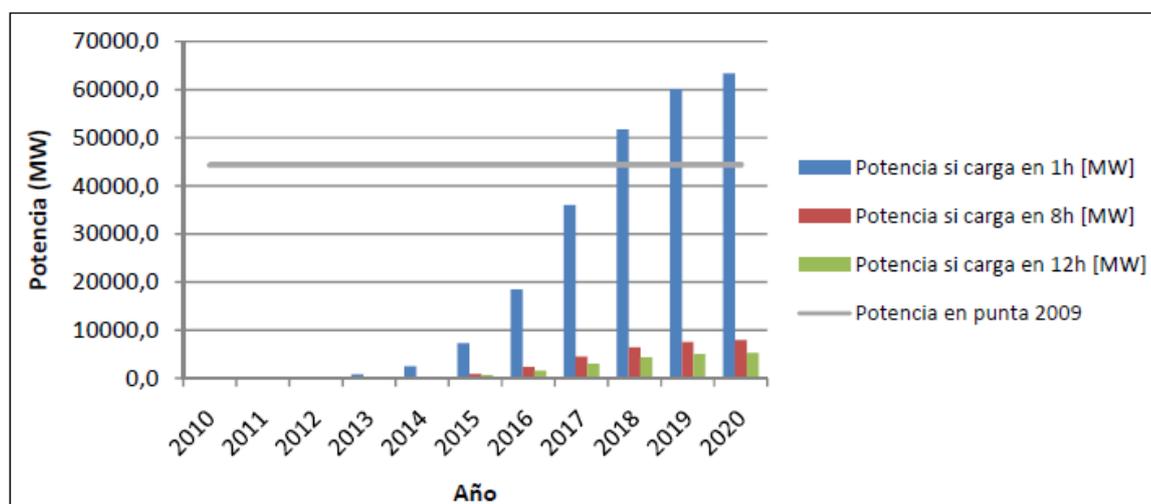


Fig. 11. Prospectiva de potencia eléctrica necesaria para la recarga de vehículos eléctricos en el horizonte 2010-2020. [IREC, 2010]

4.1.1. Mecanismos de gestión de demanda

La gestión de la demanda se puede entender como la planificación e implementación de aquellas acciones destinadas a cambiar el modo de consumir energía, de manera que se produzcan los cambios deseados en la curva de carga.



Los cambios que se pueden pretender con la gestión de la demanda, son tres:

- Reducción del consumo en valor absoluto.
- Reducción del consumo en hora punta.
- Desplazamiento del consumo en las horas valle (Aplanamiento de la curva de demanda).

Dichos cambios, generan beneficio tanto a nivel técnico, económico y medioambiental. A continuación se nombran algunos de ellos [IREC, 2010]:

- Reducción de las congestiones que dan lugar a incrementos de las pérdidas en el transporte y la distribución.
- Reducción del coste de los servicios complementarios.
- Reducción de la emisión de gases de efecto invernadero así como de otros contaminantes en las centrales de generación eléctrica.
- Beneficios relacionados con el ahorro en el coste energético de los consumidores debido a la modificación de su patrón de consumo, gracias a la utilización de mecanismos de gestión de demanda (MGD).
- Los vehículos eléctricos, junto con los mecanismos de gestión de demanda, aumentarían la capacidad del sistema de integrar energías no gestionables, permitiendo tener un mix energético con una mayor porción de energía renovable.
- Mayor rentabilidad en las unidades de generación, debido al aplanamiento de la curva de demanda.

Por un lado, los mecanismos de gestión de demanda directos se pueden agrupar en dos tipos:

- Mecanismos individuales: Participación activa de la demanda, bien sea por medio de una orden directa del operador del sistema, o mediante una reacción de libre elección a una señal de precio. Entre los mecanismos individuales están:
 - TOU (Time Of Use tariffs): Son unas tarifas determinadas para diferentes módulos de tiempo (discriminación horaria). Es el mecanismo



internacionalmente más utilizado debido a su facilidad de implementación tanto técnica, como social.

- CPP (Critical Peak Pricing): Es un metodología que tiene la misma estructura de la TOU, pero con la diferencia de que la compañía suministradora le puede comunicar al usuario, con un corto margen de tiempo, la existencia de un periodo en el que el precio aumentará notablemente.
- RTP (Real Time Pricing): Este tipo de metodología, sería la forma más real de transmitir el precio a los usuarios, puesto que consiste en tener diferentes precios en cada hora. Esto no implica necesariamente que el consumidor deba asumir continuamente un precio variable, sino que puede asumir contratos a plazo (sin tanta antelación como las tarifas TOU).
- DRPs (Demanda Reduction Programs): A diferencia de las anteriores, estas metodologías consisten en el establecimiento de un precio que cobrará el consumidor, por reducir su demanda de energía, una cierta potencia. En el contrato se especifican los periodos de tiempo, en el que el operador del sistema podrá exigir esta reducción. En España un ejemplo de este tipo de contratos, son los contratos de interrumpibilidad (regulados por la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio), los cuales solo están permitidos para los consumidores industriales (media o alta tensión).
- Mecanismos agregados: Participación activa de la demanda, por medio de un agregador, que agrupará a un número determinado de VEs y que es el responsable de su participación en el mercado y en los mecanismos de gestión de demanda individuales.

La participación por medio del agregador, se piensa especialmente por la rentabilidad que puede suponer participar conjuntamente con otros usuarios de VEs en el mercado, y por la posible participación en un futuro, en la solución de restricciones técnicas y en el mercado de servicios complementarios.

Por otro lado, están los mecanismos de gestión de demanda directos, que consisten en el envío de una señal de cantidad de reducción del consumo a los consumidores, los cuales recibirán una compensación o una penalización por su nivel de cumplimiento. Generalmente estos mecanismos son representados por los mecanismos de interrumpibilidad, los cuales consisten en la aplicación de un descuento en la tarifa eléctrica a cambio de reducir el consumo eléctrico en una determinada cantidad, previa demanda del operador de la red. En España, se suelen hacer contratos con este tipo de mecanismos con grandes consumidores.



4.2. Necesidades tecnológicas

La implementación de los mecanismos de gestión de demanda, es un requisito imprescindible para que la introducción de los vehículos eléctricos en lugar de una amenaza, represente una oportunidad para que el sistema eléctrico sea más eficiente no solo a nivel energético, sino a nivel económico. Dicha implementación, requerirá la instalación de una infraestructura de carga con unos dispositivos de medida provistos de una gran capacidad de comunicación, los cuales estarán determinados por los diferentes tipos de localización de los puntos de recarga y los tipos de MGD que dicte la regulación.

4.2.1. Dispositivos de medida y comunicaciones

La necesidad del sistema eléctrico de mejorar la eficiencia energética, económica y medioambiental, ha llevado que actualmente se pretenda incorporar de forma activa en la operación del sistema a los usuarios del mismo. Este cambio de enfoque, necesario también para la gestión del VE, convierte lo que se entiende hoy en día como consumidor, en un cliente, y plantea la necesidad de nuevas capacidades en los dispositivos de medida.

En este sentido, los dispositivos de medida han pasado desde los contadores electromecánicos hasta los electrónicos, alcanzando nuevas capacidades y funcionalidades que permiten la conexión directa a los sistemas de información y a los centros de control. Para poder hacer la sustitución de los antiguos contadores electromecánicos, en España el Real Decreto 809/2006, del 30 de Junio, contempla en su disposición adicional segunda que, a partir del 1 de julio de 2007, los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW; y aquellos que se sustituyan para los antiguos suministros, deben permitir la discriminación horaria de las medidas, así como la telegestión. A finales del año 2010, según el plan de sustitución de equipos de medida realizado por el MITyC, se deberían de haber sustituido el 30% del parque de contadores.

Entre las funcionalidades que pueden ofrecer los contadores eléctricos, se encuentran:

- Servicios de operación
 - Tarifas con discriminación horaria. (TOU)
 - Control carga



- Horas pico
- Medidas de consumo
 - Doméstica:
 - Energía real consumida
 - Interface que permite consultar el consumo.
 - Industria:
 - Consumo real de energía activa y reactiva, incluyendo los máximos.
 - Otra información:
 - Nivel de tensión
 - Interrupciones
 - Fase error
 - Auto diagnóstico

Para poder implementar las anteriores funcionalidades es fundamental una capacidad de comunicación, que la lectura y la desconexión remota. Entre las tecnologías de comunicación se encuentran las que utilizan un medio físico sólido y las que son inalámbricas. Ellas son:

- Tecnologías con conexión física:
 - PLC
 - ADSL
 - Fibra óptica
 - Ethernet
- Tecnologías inalámbricas:
 - GPRS
 - UHF radio
 - ZigBee
 - Wireless



4.2.2. Lugares de los puntos de repostaje

La infraestructura necesaria para la correcta operación de los vehículos eléctricos, se tendrá que desplegar en diferentes tipos de localizaciones. Aunque muchos aspectos no dependen del lugar de instalación, hay características especiales de cada tipo de localización que deben ser tomados en cuenta de cara al desarrollo de un correcto marco regulatorio y a establecer las capacidades necesarias de los dispositivos de medición.

Dichos tipos de localización se engloban en los siguientes grupos:

- Instalación de acceso público y propiedad pública:

Este tipo de instalaciones están ubicadas en lugares como los parkings públicos (bien sea en la superficie o soterrados) y la vía pública. Se prevé que al principio la mayoría de estos puntos de recarga estén habilitados para un modo de carga lento o estándar, y luego, a medida que se vaya aumentando el nivel de introducción de los VEs y los nuevos modelos estén provistos de una mayor autonomía, se tendrá que coordinar y planificar la instalación de más puntos de recarga habilitados para cargar de forma rápida. Así, estas instalaciones significarán un gran valor para los usuarios que necesiten una carga extra durante el día [Technology Roadmap of PHEV and EVs. IEA, 2009].

Hoy en día, este tipo de instalaciones están siendo promovidas por las administraciones, en conjunto con las empresas eléctricas, y dado que el nivel de introducción está en su fase inicial y que aún existe la barrera legal sobre la reventa de energía eléctrica (Véase punto 5.1.1.1) en muchos municipios se permite la carga gratuita, como medida temporal para incentivar la adquisición de VEs.

- Instalación de acceso público y propiedad privada:

Este tipo de instalaciones estarán ubicadas en lugares como los centros comerciales y estaciones de puntos de carga, que se entienden como instalaciones integrales que estarán habilitadas para la carga lenta (modos de carga 1,2 y 3 según la norma IEC 61851), carga rápida (modo de carga 4 según la norma 61851), intercambio de baterías y demás servicios que puedan surgir relacionados con el VE.

Se ha de tomar en cuenta que cada uno de estos lugares, a su vez, tiene unas características especiales que seguramente determinarán el tipo de repostaje que se le ofrece a los usuarios, y el modo de tarificación y facturación que se les aplique. Lo que sí es cierto, es que de una u otra forma, pretenderán amortizar la inversión de



una manera más o menos rápida; y en ese sentido es importante que por parte de la administración haya incentivos para la implantación de este tipo de instalaciones.

- Instalación de acceso privado y propiedad privada:

Este tipo de instalaciones, serán las que estarán ubicadas en las casas particulares, en las comunidades de vecinos y en entornos empresariales con o sin flotas. Se les conoce también como las “instalaciones vinculadas”, puesto los dueños y usuarios de los VEs, son los mismos. Comentar en este punto que el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) limita la instalación monofásica con un máximo de 15 kW.

En los parkings de las casas se prevé que el vehículo esté conectado especialmente en las noches, y dicha instalación podrá proveer una carga lenta, tal como provee a los electrodomésticos convencionales. Con el avance de la implantación de los sistemas de medida avanzados y las TICs (Tecnologías de la información y la comunicación), se espera que la instalación doméstica sea más dinámica e interactiva con el sistema eléctrico, con tal de participar de forma activa en la demanda de energía eléctrica.

Con respecto a las comunidades de vecinos y los entornos empresariales, un punto determinante es el coste inicial que puede suponer una nueva instalación para la recarga de los VEs. En ese sentido, en la fase inicial de la introducción de los VEs, cabría plantearse la introducción de obligaciones en relación a las infraestructuras de recarga (véase el punto Anexo A.2).



5. Escenarios de los modelos de negocio

Un vez identificado el funcionamiento del sistema eléctrico, los elementos que intervienen en el desarrollo del VE y las implicaciones de su introducción masiva en el sistema; se pretende definir tres escenarios, según el plazo a futuro (corto, medio y largo plazo), en donde se especificarán las características de cada uno, para finalmente proponer el modelo de negocio en cada caso.

Con el fin de comparar los diferentes escenarios, se definirán en primer lugar conceptos claves que determinarán las características de cada uno de ellas.

5.1. Definición de escenarios

A continuación se explicarán cada uno de los conceptos que caracterizarán los escenarios de operación del VE.

- Horizonte temporal: Los rangos de tiempo que corresponderán a los diferentes escenarios, se establecieron tomando en cuenta el alcance de diferentes previsiones realizadas por parte de estamentos regionales, locales e internacionales; las cuales tienen un alcance hasta el año 2015 o el año 2020. De esta manera, se decidió por la siguientes distribución de tiempo:
 - Corto plazo: 2011 – 2014.
 - Medio plazo: 2015 – 2020.
 - Largo plazo: del 2020 en adelante.
- Nivel de introducción de los VEs: en este apartado se detallará la cantidad de VEs que estarán en circulación según el informe “Integración del vehículo eléctrico en la red: gestión de la demanda” [IREC, 2010], en el que se toma como base el análisis desarrollado por el MITYC y se hace una extrapolación hasta el año 2020. El resultado del estudio se detalla en la Fig. 12.



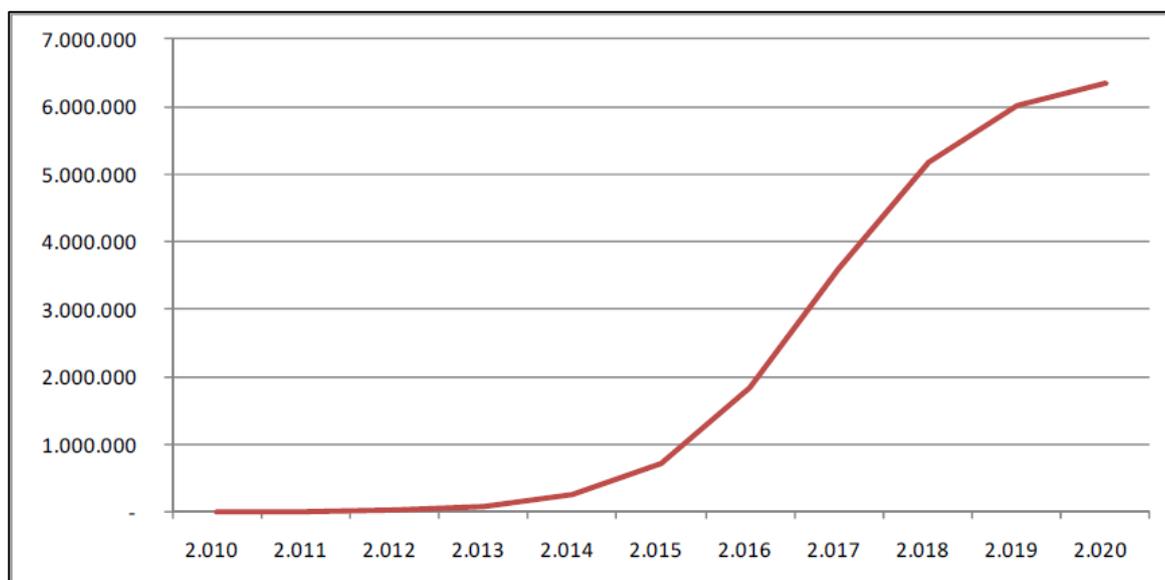


Fig. 12. Previsión de penetración de vehículos eléctricos en España para el periodo 2010-2020. [IREC, 2010]

A largo plazo (del año 2020 en adelante), tomando como base el número de vehículos del año 2007 y un crecimiento medio del número de vehículos del 2% [Dirección General de Tráfico, Estadísticas e indicadores], se considera que el porcentaje de VEs será del 50%. Lo que corresponde a 20 millones de vehículos.

- Usabilidad: En este apartado, se comentará la forma de uso que tendrán los VEs en cada escenario, según la autonomía que proveen las baterías. Se estableció, según la autonomía eléctrica de los modelos actuales, que para corto plazo la autonomía sería de 60 km, para medio plazo el doble (120 km) y para largo plazo la autonomía será tal, que se podrán realizar trayectos largos. Se entiende como trayecto largo un recorrido, como mínimo, de 200 km.
- Tipos de vehículos eléctricos: Tomando en cuenta el punto 3.2.1 de este proyecto, donde se detalla la sucesión de tecnologías hasta el VE “puro”, se especificarán los nuevos tipos de vehículos que aparecerán según el plazo del que se hable. A corto plazo se considera que estarán los vehículos híbridos no enchufables y comenzarán a salir al mercado algunos modelos híbridos enchufables. A medio plazo, aparecen los vehículo híbridos enchufables “*range extender*” los cuales utilizan los combustibles fósiles sólo como apoyo para llegar a los puntos de recarga. Así mismo empiezan a aparecer los vehículos eléctricos puros sin capacidad de inyectar energía eléctrica a la red (G2V). A largo plazo, y como vehículo objetivo, está el vehículo eléctrico puro con capacidad para inyectar energía eléctrica en la red (V2G).



- Controlabilidad de la carga: En este apartado, se detallará la forma y el nivel en que se controla la recarga de los VEs. Dicha controlabilidad puede ser, por un lado, por medio de una tarifa, que podrá ser seleccionada y cambiada mediante un *display* en el dispositivo de medida. Por otro lado, mediante mayores capacidades de comunicación, la controlabilidad puede ser más dinámica y darse en tiempo real en función de las necesidades del sistema.
- Localización de la carga: Según cada escenario, se determinará qué tipos de localizaciones estarán habilitadas para poder realizar la recarga de los VEs. Aunque los tipos de localizaciones ha sido definidos en el punto 4.2.2 de este proyecto, según el tipo de acceso y el tipo de propiedad (pública o privada); para determinar los escenarios, las localizaciones se dividirán en dos grupos: las localizaciones vinculadas al usuario del VE y las no vinculadas.
- Modos de carga: Este concepto especificará el modo de repostaje de mayor implementación según cada escenario. En dichos tipos de repostaje figuran los modos de carga conductiva según la norma IEC 61851 y la tecnología de sustitución de baterías impulsada especialmente por la empresa israelí *Better Place* (véase punto 3.2.2.2). No se tomará en cuenta la carga inductiva, dado su poco desarrollo normativo a día de hoy.
- Capacidades de los dispositivos de medida: Se especificarán, según el plan de sustitución de contadores electromecánicos impulsado por el Real Decreto 809/2006, el porcentaje de contadores sustituidos; y así mismo, se detallarán las capacidades que se esperan a dichos dispositivos de medida, según cada escenario.
- Mecanismos de gestión de demanda: Se determinarán los mecanismos de gestión de demanda, que se podrán implementar según cada escenario (véase punto 4.1.1).
- Participación en los servicios complementarios: Según las capacidades de los dispositivos de medida y la evolución de las baterías junto con sus sistemas de gestión, se determinará la participación que tendrán los VEs en la operación del sistema bien sea en:
 - Regulación potencia – frecuencia (regulación primaria, secundaria y terciaria).
 - Regulación de tensión.
 - Gestión de desvíos.



En este punto, comentar que para que los VEs puedan participar en la operación técnica del sistema, se debería realizar un procedimiento de operación técnica en las redes de distribución (RBTE), puesto que a día de hoy en el sistema eléctrico español no existe.

- Participación del Gestor de Cargas: El gestor de cargas es una nueva figura que entrará a formar parte del sistema eléctrico y que inicialmente estará habilitado para revender la energía eléctrica con que el usuario del VE podrá recargar las baterías. De esta manera, podrá operar tanto en una localización vinculada, como no vinculada, y se le esperan diferentes funcionalidades (servicios) según vaya evolucionando el número de VEs y las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TICs).

Con base en los conceptos anteriormente definidos, se han elaborado tres escenarios de desarrollo del VE, con el objetivo de determinar las variaciones en el flujo energético, monetario y de información. Dichos escenarios se pueden ver en la Tabla 10.



Tabla 10. Escenarios de desarrollo del vehículo eléctrico en España.

CONCEPTOS	CORTO PLAZO (2010-2014)	MEDIO PLAZO (2015-2020)	LARGO PLAZO (2021 en adelante)
Nivel de introducción de los VEs	700.000 + Flotas - Particulares	6.000.000 50% Flotas 50% Particulares	20.000.000 - Flotas + Particulares
Usabilidad (autonomía)	Conducción en ciudades mayoritariamente mediante turismos y motos, aunque también empiezan a haber vehículos comerciales. (60 km)	Conducción en ciudades y cercanías mayoritariamente mediante turismos. La oferta de motos y vehículos comerciales es mayor. (120 km)	Conducción en ciudades, cercanías y trayectos largos. Turismos, motos y vehículos comerciales tienen una gran oferta y empieza a haber vehículos públicos. (200 km)
Tipos de VEs	Vehículos híbridos no enchufables Vehículos híbridos enchufables	Vehículos híbridos enchufables "range extender" Vehículos eléctricos "puros" con G2V	Vehículos eléctricos "puros" con V2G
Controlabilidad de la carga	Carga no controlada	Carga controlada por medio de tarifa. Interruptor manual.	Carga controlada por medio de señales de precio en tiempo real, por parte del operador del sistema.
Localización de la recarga	<u>Vinculada</u> (Instalación de acceso privado y propiedad privada).	<u>Vinculada</u> (Instalación de acceso privado y propiedad privada) <u>No vinculada</u> (Instalación de acceso público y propiedad pública)	<u>Vinculada</u> (Instalación de acceso privado y propiedad privada) <u>No vinculada</u> (Instalación de acceso público y propiedad pública, Instalación de acceso público y propiedad privada)
Modos de carga	Modo 1, 2 y 3	Modo 1, 2 y 3	Modo 1,2,3, 4 y sustitución de baterías
Capacidad de los dispositivos de medida	70% de los contadores electromecánicos sustituidos por contadores electrónicos. Lectura remota.	100% de los contadores electromecánicos sustituidos por contadores electrónicos. Envío y recepción de señales de precio.	Los dispositivos de medida evolucionan y tienen capacidad de gestión y análisis que permite realizar previsiones y diagnósticos de funcionamiento: telecontrol.
Mecanismos de gestión de demanda	Ninguna implementación de mecanismos de gestión de demanda.	Principalmente las TOU y los mecanismos de interrumpibilidad. En menor medida los DRPs y el CPP. También empiezan a haber mecanismos agregados.	Gran implementación de los MGD individuales con especial atención en las RTPs. Los mecanismos agregados sigue aumentando su implementación.
Participación de los VEs en los servicios complementarios	No hay ninguna participación del VE en los servicios complementarios.	Gestión de desvíos. (Interrumpibilidad)	Participación bidireccional, en los servicios complementarios: Carga o descarga de las baterías para la regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos.
Gestor de cargas	Intermediario entre el comercializador y el VE. Se limita a revender la energía.	Propietario de una infraestructura exclusiva para la recarga de VEs y ya puede participar directamente en el mercado eléctrico.	Participación directa en el mercado comprando o vendiendo energía eléctrica. Prestación de servicios auxiliares a la recarga del VE.

5.1.1. Necesidades tecnológicas y barreras legales

En este apartado, se determinarán las necesidades tecnológicas y las barreras legales que se puedan presentar para su implementación según cada horizonte temporal. En todo caso, se podrá ver que adaptar el marco legal al nuevo sistema de operación del VE, será el mayor desafío que se tendrá a corto plazo. Mientras que a medio y largo plazo, se



necesitarán unos elementos tecnológicos más desarrollados, tal que la operación de los VE que estén en circulación se pueda desarrollar sin mayor alteración tanto para los usuarios, como para el sistema eléctrico.

5.1.1.1. Corto plazo

Las necesidades tecnológicas para el inicio de la introducción del VE con respecto a las instalaciones vinculadas consisten, en la habilitación de enchufes exclusivos para la recarga de VEs, provistos de uno o varios contadores electrónicos con capacidad de lectura remota. En el caso de la ubicación no vinculada, las necesidades se centrarán en la instalación de puntos de carga en la vía pública según la norma IEC 61851 de carga conductiva (modos 1 y 2), que contarán con sistemas simples de control, puesto que a corto plazo el objetivo más que el negocio, es el incentivo por parte de la Administración.

La instalación de esta infraestructura y su operativa, no tienen tanto una limitación tecnológica, sino más bien una barrera normativa que según cada país, no toma en cuenta muchos detalles y aspectos del nuevo modelo de negocio, puesto que hasta hace poco los VEs se reducían a los híbridos no enchufables y por tanto no había intervención del sistema eléctrico.

En España las barreras legales que se presentan para una correcta introducción del VE a corto plazo, son las siguientes [IREC, 2010]:

- Suministro único por abonado:

Según el artículo 10 del Real Decreto 842/2002 (REBT) únicamente puede existir un suministro por abonado y un solo punto de entrega de la energía. La aplicación de ésta norma implica que no sea posible contratar un nuevo suministro para la recarga de vehículos eléctricos dentro de otro local que ya cuente con un suministro eléctrico. Por tanto esto afecta, ya sea a un usuario con una plaza de parking en una comunidad de vecinos, la persona que tiene un garaje en su casa, o un centro comercial que quiera disponer de un suministro exclusivo para los VEs.

- Condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones:

Aunque se modificó la Ley de Propiedad Horizontal, por medio de la ley 19/2009 de 23 de noviembre, facilitó los trámites de la instalación de puntos de carga en



aparcamientos de uso privado, no existe ninguna regulación de las condiciones técnicas y de la seguridad para dichas instalaciones.

- Tarifas exclusivas para la recarga del VE:

El artículo 32 de la Directiva 2009/72/CE, determina que se tienen que adoptar medidas para garantizar tarifas transparentes y sin discriminación a todos los usuarios de la red, lo cual implica que no se puedan establecer tarifas exclusivas para los VEs. Este hecho, constituye una barrera importante para la gestión de la demanda de energía eléctrica por parte del VE y para la implementación del nuevo modelo de negocio.

- Contrato de suministro:

El artículo 79 del Real Decreto 1955/2000, del 1 de Diciembre, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica, determina que no sea posible la reventa de energía eléctrica por parte de los titulares de los contratos de suministro. Aún así y a sabiendas de la necesidad de regular la reventa de energía eléctrica, se ha aprobado un nuevo real decreto de medidas de impulso a la economía, que modifica la Ley del sector eléctrico (ley 54/1997 del 27 de Noviembre), creando un nuevo agente denominado “gestor de cargas”, el cual podrá revender energía eléctrica a los usuarios de los VEs.

A día de hoy existe una propuesta de Real Decreto, en el que se determinan las características del gestor de cargas que incluyen sus derechos, obligaciones y requisitos para el ejercicio de la actividad de recarga de vehículos y almacenamiento de energía. Así mismo, se introduce una nueva discriminación horaria denominada supervalle. En el Anexo A se pueden ver los detalles de dicho Real Decreto.

5.1.1.2. Medio Plazo

Ante el aumento del porcentaje de VEs en el parque automotor, y por ende, de la demanda de energía eléctrica, en medio plazo, comienza a ser muy necesario para el sistema eléctrico, determinar los medios necesarios para poder asumir esta nueva situación y que agente debe pagar los mismos. En este puntos nos encontramos con las siguientes barreras legales:

- El art. 9 del RD 222/2008, de 15 de febrero, expone que las empresas distribuidoras deberán de realizar y costear las adecuaciones necesarias en las redes debidas al



aumento “vegetativo de la demanda”. Es necesario pues, ingresar de forma adecuada la retribución necesaria para esta inversión a las empresas distribuidoras.

- El art. 5 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, expone que la lectura y la instalación de los equipos de medida para la facturación de las tarifas de acceso, será responsabilidad de las empresas distribuidoras. Esto supondrá una gran inversión de las empresas distribuidoras a medio plazo y deberá tomarse en cuenta en el modelo de negocio para su recaudación.

Con respecto a las necesidades tecnológicas, para poder gestionar estas unidades de carga móviles, para que representen un oportunidad de eficiencia y no una amenaza; es necesario que los vehículos, puntos de recarga y centros de control (operados por el OS) estén provistos de una importante capacidad de comunicación y gestión.

Un elemento especialmente necesario es el concepto de *roaming* - itinerancia, que realizando un paralelismo con el mundo de los móviles, permitirá la recarga de los VEs en las localizaciones no vinculadas. Este servicio, en el mundo de los móviles, hace posible que los usuarios de teléfonos móviles tengan la libertad de moverse de un área de cobertura a otra sin tener que hacer ninguna operación especial. Ambas empresas, la prestadora del servicio de origen y la dueña de la red, acuerdan los peajes y los clientes que tendrán acceso. De esta manera, cuando algún cliente esté conectado intercambian información referente a las operaciones que realiza.

Para poder realizar lo anteriores necesario que los datos relacionados con la operativa del vehículo, como la identificación del usuario, consumo, y ubicación, entre otros; puedan ser intercambiados entre los diferentes agentes involucrados. El medio que puede permitir esta capacidad, son las TICs.

Así pues, para poder evaluar y determinar una primera idea del flujo de información, en un hipotético medio plazo dotado con TICs, se tomó como referencia el sector de la tecnología móvil.

El mundo de los móviles ha permitido no solo el avance con respecto a la tecnología de las baterías, sino también, con respecto a las tecnologías y protocolos de comunicación. Su funcionamiento se basa, generalmente, en lo que se conoce como la tecnología celular y su evolución ha derivado en la transmisión, no solo de la voz, sino también de SMS, correos electrónicos, video llamadas y otro tipo de aplicaciones como las fotografías digitales, reproducción de música MP3, GPS, etc.

La tecnología celular, consiste en un elemento móvil que permite tener acceso a una red de celdas, en la que cada celda tiene su propio transmisor y es conocida como estación base.

Entre las más importantes tecnologías celulares están:

- GSM (Groupe Spécial Mobile)



- GPRS (General Packet Radio Service)
- CDMA (CodeDivisionMultiple Access)
- AMPS(Advanced Mobile PhoneSystem)

Con el objetivo de explicar el paralelismo entre la tecnología móvil y el sistema de recarga de VEs, se hablará de la tecnología GSM, especialmente del caso del *roaming*- itinerancia, puesto que es el caso que aplica al sistema de recarga de VEs.

A continuación se explican los elementos que conforman la tecnología GSM.

La tecnología GSM consiste en tres grandes bloques, que se pueden ver en la Fig. 13, en donde se muestra la utilización del servicio de *roaming* por parte de dos usuarios:

- Estación Móvil (EM): Es el elemento que permite el acceso a la red celular y está compuesto por dos partes: El dispositivo móvil y el modulo de identificación del usuario (más conocido por sus siglas en inglés como SIM).
- Estación Base (EB): La estación base es el elemento que controla la conexión radial entre la estación móvil y la red. Está compuesto por dos partes: Por un lado, está el transmisor de la estación base (TEB), que define una celda y es responsable de los protocolos de enlace de radio con la estación móvil. Y por otro lado, está el control de la estación base (CEB), que controla múltiples TEBs y administra la configuración de canales de radio.
- Red y subsistema de conmutación (RSC): Este bloque es el que permite el enrutamiento de las llamadas y las capacidades de *roaming*. Está compuesto, por un lado, por el centro de conmutación móvil (CCM) que se encarga de todas las funciones de conmutación para los móviles dentro de su jurisdicción. Estas funciones incluyen la gestión de la localización de los móviles, los elementos de seguridad, recepción de datos de facturación, recepción de estadísticas de tráfico, etc.

Por otro lado, están las bases de datos (BBDD) que se encargan de almacenar la información importante referente a los abonados, su ubicación, seguridad, etc.



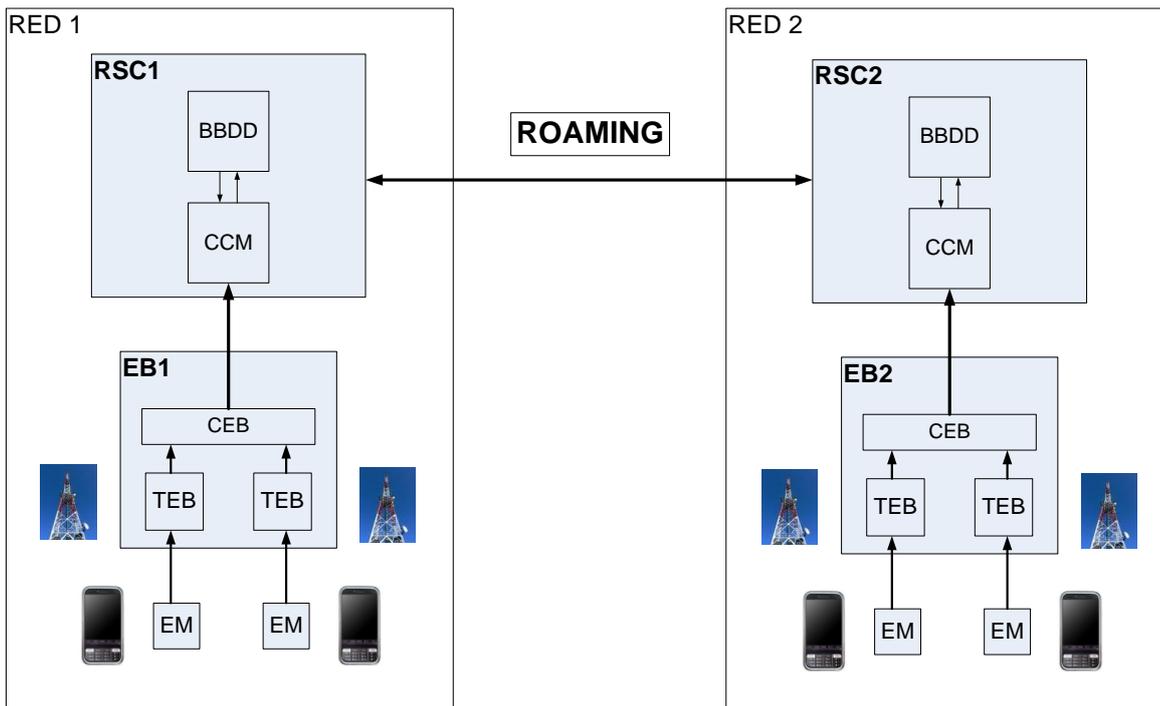


Fig. 13. Servicio de *roaming* - itinerancia de la tecnología GSM. Elaboración propia.

De manera análoga el sistema de recarga de VEs en localizaciones no vinculadas, cuya estructura se detallada en la Fig. 14, estaría integrado de los siguientes elementos:

- Vehículo eléctrico (VE): En el paralelismo con el sistema de recarga de VEs, el VE será la EM, puesto que es la figura móvil que tendrá que ser identificada y que se conectará a una red de puntos de recarga, según un contrato que tomará en cuenta las necesidades del sistema y del usuario.
- Gestor de Cargas (GC): En el paralelismo con el sistema de recarga de VEs, las TEBs estarán representadas por los puntos de recarga (PR) y los CEBs por los contadores (CONT) con capacidad de envío y recepción de señales de precio. Este bloque de elementos conformarán a la figura del Gestor de Cargas (GC).
- Centro de Procesos de Datos (CPD): En el paralelismo con el sistema de recarga de VEs, la RSC estará representada el Centro de Procesos de Datos (CPD) y estará compuesta por una unidad de análisis de datos (UA) que se encargará de evaluar la información y generar nuevos datos y acciones, como por ejemplo la conexión de un usuario externo mediante *roaming* - itinerancia o la necesidad de enviar nuevas señales relativas a los MGD.

Es importante resaltar, que aunque en el sistema de recarga de VEs solo se necesita un terminal móvil (VE) para utilizar el servicio de carga no vinculada, el paralelismo



el servicio *roaming*– itinerancia con la tecnología GSM aplica en el intercambio de información entre los centros de procesos de datos (CPD).

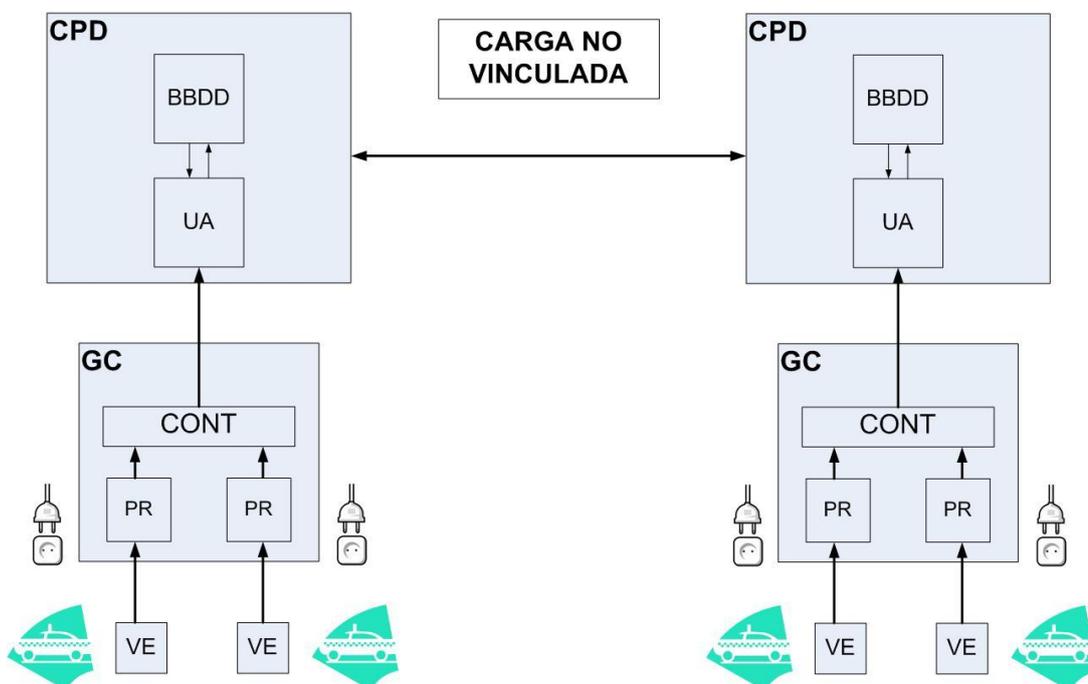


Fig. 14.Paralelismo del sistema de recarga de VEs con el servicio *roaming*– itinerancia de la tecnología GSM. Elaboración propia.

5.1.1.3. Largo Plazo

Una vez adaptado el marco regulatorio e iniciada la implementación de una infraestructura de comunicación, a largo plazo la introducción masiva de los VEs supondrá muchos retos a nivel de operación y gestión del sistema eléctrico. Este escenario requerirá una infraestructura de comunicación totalmente desarrollada con tal de reducir los impactos negativos del VE y en cambio, incrementar sus beneficios potenciales.

Se espera pues, unos VEs dotados con mayor capacidad de comunicación y con unas baterías de mayor autonomía. Así mismo, se espera un sistema eléctrico flexible y dinámico, que será capaz de recibir energía eléctrica desde las baterías de los VEs (servicio V2G) y gestionar la demanda de todos los tipos de usuarios, mediante los *smart meters* que permitirán el intercambio de señales entre el operador del sistema y los usuarios (comunicación bidireccional). Estas señales serán de dos tipos. Por un lado están las que van desde el usuario a los operadores del sistema, que pueden ser las medidas de los



consumos, la elección de las tarifas, fallos de comunicación, etc. Por otro lado están las señales que van desde el operador a los usuarios que pueden ser los precios de la energía, la franja de consumo, ordenes de reducción de demanda, etc.

Para poder lograr este tipo de sistema eléctrico, se necesitarán dispositivos con capacidad de medición, comunicación y telecontrol, que puedan alcanzar un alto nivel de gestión energética coordinada.

La alternativa efectiva, debe ser lo que se conoce como *Advance Metering Infrastructure* (AMI). Este concepto consiste en un soporte a nivel de *hardware* y *software*, que se encarga de asegurar la medición, el almacenamiento y el procesamiento de los datos de consumo del usuario final, relacionando el operador del sistema y el usuario mediante diferentes tipos de interfaces y sistemas de comunicación.

Con respecto al servicio V2G el sistema de medida y comunicación tendrá que controlar la carga y descarga de los VEs, la implementación de MGD y la potencia inyectada a la red.

Así pues, se considera que los *smart meters* que compondrán el sistema AMI deben de tener las siguientes características [IEEE, 2010]:

- Interface avanzada
- Medición bidireccional de energía eléctrica
- Comunicación bidireccional
- Almacenamiento de datos
- Capacidad de corte de servicio
- Capacidad de selección de contrato
- Monitorización y gestión de la carga
- Gestión y soporte de la red de comunicación

Dado que a largo plazo los VEs tendrán la posibilidad de participar en los servicios complementarios, la figura del GC evolucionará y participará directamente en el mercado por medio de ventas y compras, ofrecerá servicios auxiliares a la recarga y agrupará a los VEs que opten por participar en dichos servicios complementarios. En este punto es importante resaltar la necesidad de revisar los procedimientos de operación de las empresas distribuidoras.



Así mismo entre los servicios auxiliares que se hace mención, se ha de hablar de los servicios de sustitución de baterías que a largo plazo se espera que esté implantado en la infraestructura de los grandes gestores de cargas. Esta operación, como la participación en los servicios complementarios exigirá un esfuerzo para ajustar la reglamentación, especialmente en el tema del tratamiento de las baterías.

Los gestores de cargas podrán ser, a largo plazo, algo parecido a lo que se conoce hoy como Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs). Estas empresas ofrecen diferentes soluciones para la eficiencia energética, que contemplan el ahorro energético, infraestructura energética, generación de energía, etc.

5.1.2. Conclusiones

5.1.2.1. Corto plazo

A corto plazo, se observa que lo más importante es desarrollar una base normativa que no solo permita una integración amigable del VE y los elementos necesarios para su operativa, sino también que pueda ser revisada fácilmente según las nuevas necesidades que conlleva la evolución del número VEs en el parque automotor, las baterías, los dispositivos de medida y las TICs. En este punto, un elemento importante es el Reglamento de Baja Tensión (REBT). Se tendrán que definir las nuevas necesidades de instalación y los procedimientos, con tal de que en el futuro pueda haber una correcta adaptación según evoluciona el modelo de negocio.

De las barreras legales identificadas a corto plazo las más críticas son: la imposibilidad de poder crear tarifas exclusivas para los VEs (art. 32 de la Directiva 2009/72/CE) y sobre todo la imposibilidad de revender energía eléctrica (art. 79 del Real Decreto 1955/2000). El MITyC, en pro de superar estas barreras críticas, ha propuesto un Real Decreto en el que se regulan las funciones del “gestor de cargas”; un Real Decreto que está en proceso de elaboración y consulta. En el Anexo A se detallan los comentarios de la CNE.

Con respecto al Gestor de Cargas, se espera que a corto plazo se simplemente un agente autorizado para revender la energía eléctrica a los usuarios de los VEs. Es decir, simplemente será un intermediario entre la comercializadora y los usuarios finales, que en este caso es el dueño o usuario del VE.



5.1.2.2. Medio plazo

A medio plazo, dado el aumento del número de VEs en el parque automotor y por ende de la demanda de energía eléctrica; se observa la gran necesidad de implementar los MGD, para minimizar el impacto en el sistema eléctrico. Para ello, el aspecto clave es el avance en las tecnologías de la comunicación y la información.

Una infraestructura de datos en donde haya un flujo y una gestión de la información tal, que permita la conexión y la identificación de cualquier usuario de VE en cualquier punto de recarga, en función de las necesidades del usuario y del sistema eléctrico. Para tener una idea inicial de dicha estructura, se propone un paralelismo con el servicio de *roaming* - itinerancia de la red GSM, dada la necesidad de operar las localizaciones de puntos de recarga no vinculadas. En este punto comentar la entrada de un nuevo elemento en el sistema eléctrico, el CPD. Será un elemento que se encargará de almacenar y procesar la información con tal de permitir el intercambio de datos entre Gestores de Cargas y por ende permitir la recarga del VE en localizaciones no vinculadas y otro tipo de servicios, como pueden ser la definición de perfiles de carga. Comentar así mismo, que una alternativa para prescindir del CPD, en el ejercicio de permitir la recarga en localizaciones no vinculada, podría ser la instalación de sistemas prepago. En todo caso, se partirá de la hipótesis de la introducción del CPD, puesto que será un elemento necesario para otra clase de servicios (servicios auxiliares) que se podrán dar a largo plazo.

Con respecto al rol del Gestor de Cargas, se espera que a medio plazo ya pueda participar directamente en el mercado y ser propietario de una infraestructura exclusivamente destinada a la oferta de energía eléctrica para vehículos eléctricos.

5.1.2.3. Largo plazo

A largo plazo, dada la introducción masiva de los VEs y la capacidad de los mismos en inyectar energía eléctrica en la red (V2G), son necesarios dispositivos de medida (*smart meters*) y sistemas de comunicación que permitan el intercambio de señales entre el operador del sistema y el VE, con la ayuda del CPD, de tal forma que además de permitir la recarga en localizaciones no vinculadas, se puedan realizar otras tareas como ajustar los perfiles de carga de los usuarios, monitorizar las restricciones técnicas, controlar la carga y descarga de las baterías e implementar totalmente los MGD. Pueden así mismo existir otros servicios auxiliares a la recarga, como ubicar de estaciones de recarga por medio de un sistema GPS y que serán ofrecidas por otro agente especializado.

Con respecto al Gestor de Cargas, este tendrá que evolucionar con tal de que pueda agrupar a los vehículos que optan por ofrecer el servicio V2G. De esta manera el Gestor de



Cargas podrá participar en el mercado eléctrico comprando energía, vendiendo energía y ofreciendo servicios complementarios retributivos. Se espera pues que los usuarios de VEs tengan dos opciones: participar en la demanda activa de forma individual o participar de forma agregada. En esta última opción, los usuarios tendrán mayores retribuciones económicas a cambio de la descarga de sus baterías cuando el sistema lo requiera. En el cálculo de estas retribuciones se deberán de tomar en cuenta la disminución de la vida de las baterías que causa la carga y la descarga que se produce en la participación del servicio V2G, con tal de que sea atractivo para los usuarios.

5.1.3. Diagramas de flujos

En este apartado, se determinarán las variaciones de los flujos de energía eléctrica, dinero y datos, con respecto al estado actual del sistema eléctrico (véase el punto 2.3), para cada uno de los horizontes temporales.

5.1.3.1. Flujo eléctrico

El flujo eléctrico con la introducción del VE sólo variará a nivel de distribución, con la aparición de dos nuevas cargas: El gestor de cargas y el vehículo eléctrico. Durante todos los horizontes temporales se mantendrá prácticamente invariable. Eso quiere decir, que se generará una energía, se transportará y luego se distribuirá. Lo que varía entre horizontes temporales, es el tipo de ubicación del punto de recarga. En ese sentido, se quiso representar cada uno de los horizontes temporales.

En el flujo a corto plazo, representado en la Fig. 15, por un lado está el VE que se conecta en el parking residencial (carga vinculada), es decir, que se conecta en la instalación doméstica de un consumidor de último recurso. Por otro lado, está la figura del gestor de cargas, que estará en corto plazo localizado en otro tipo de instalaciones vinculadas en las que se podrán conectar varios VEs, como los parkings de comunidades de vecinos o parkings de empresas con o sin flotas.



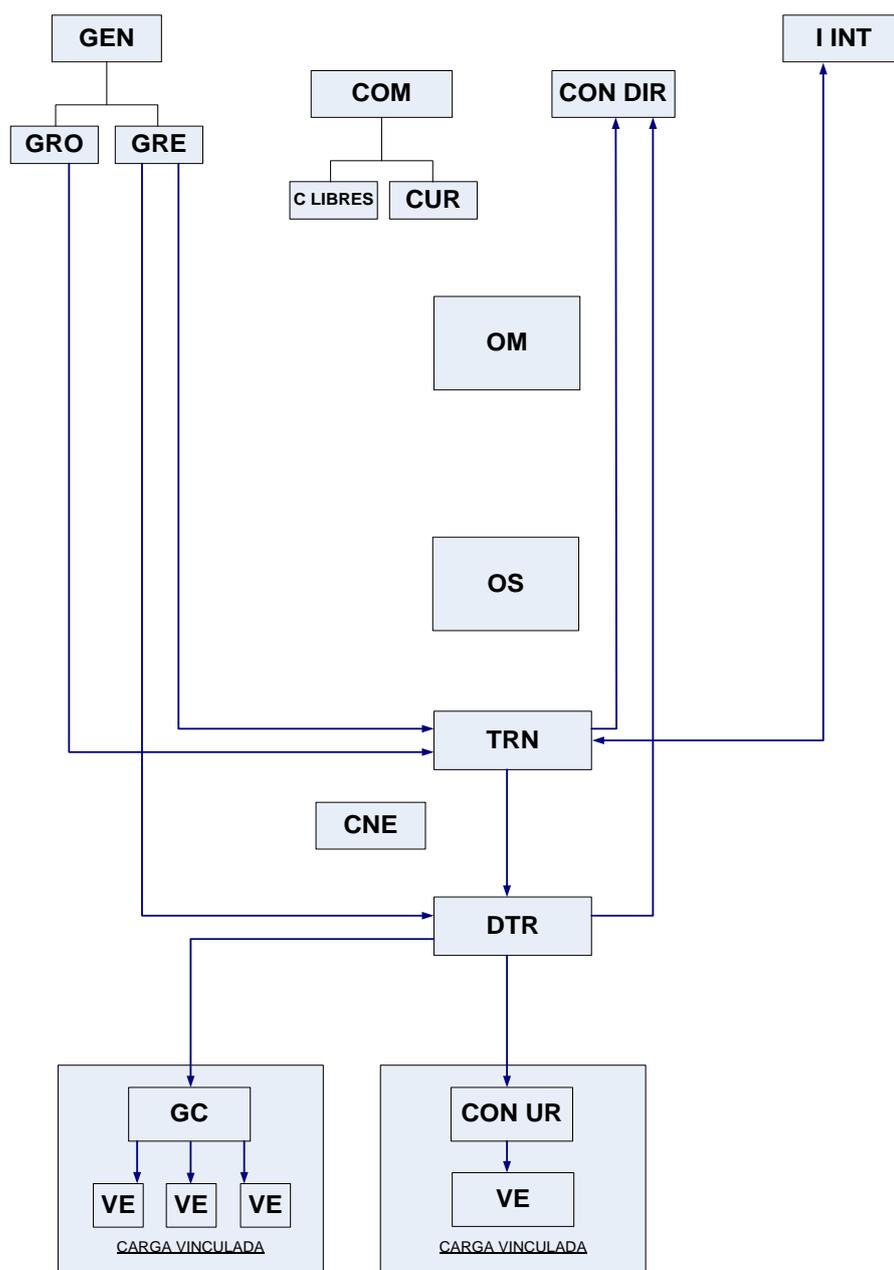


Fig. 15. Flujo eléctrico a corto plazo. Elaboración propia.

En el flujo a medio plazo, que se representa en la Fig. 16, aparece la ubicación de carga no vinculada, representada en este caso por los puntos de recarga en la vía pública y parkings públicos exteriores o soterrados. En medio plazo, queda pendiente si el consumidor de último recurso sigue existiendo, puesto que la intención de la administración de tener un mercado eléctrico liberalizado hará que poco a poco se vayan disminuyendo los consumidores adscritos a la tarifa de último recurso.



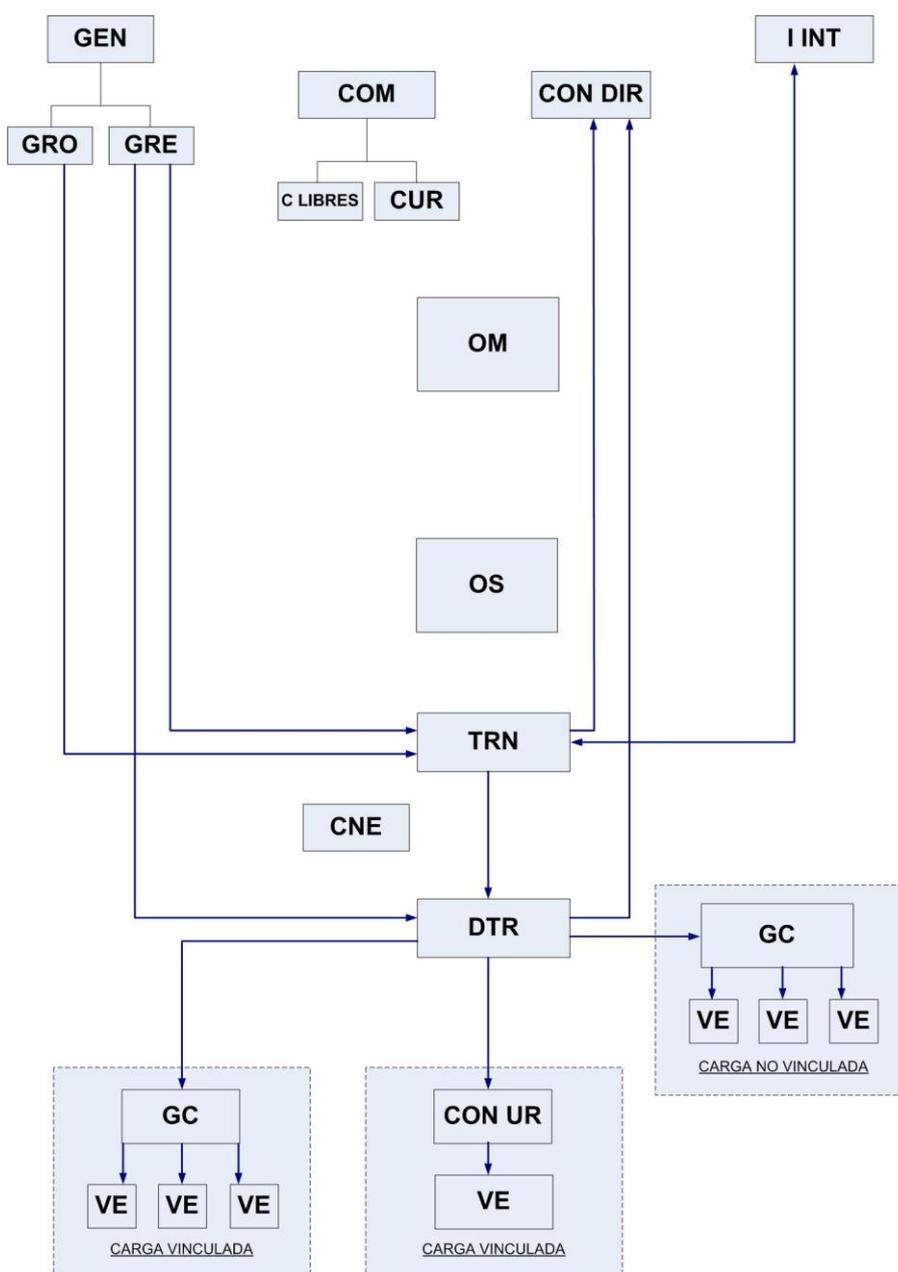


Fig. 16. Flujo eléctrico a medio plazo. Elaboración propia.

En el flujo a largo plazo, que se representa en la Fig. 17, aparece la ubicación de carga no vinculada, representada en este caso por las estaciones de recarga, que serán de propiedad privada y donde se podrá repostar la energía de las baterías por medio cualquiera de los modos de recarga conductiva (modos 1, 2, 3 y 4) y por el sistema de sustitución de baterías. Así mismo el consumidor de último recurso desaparece y es remplazado por un consumidor que libremente puede acordar el servicio con cualquier comercializadora.



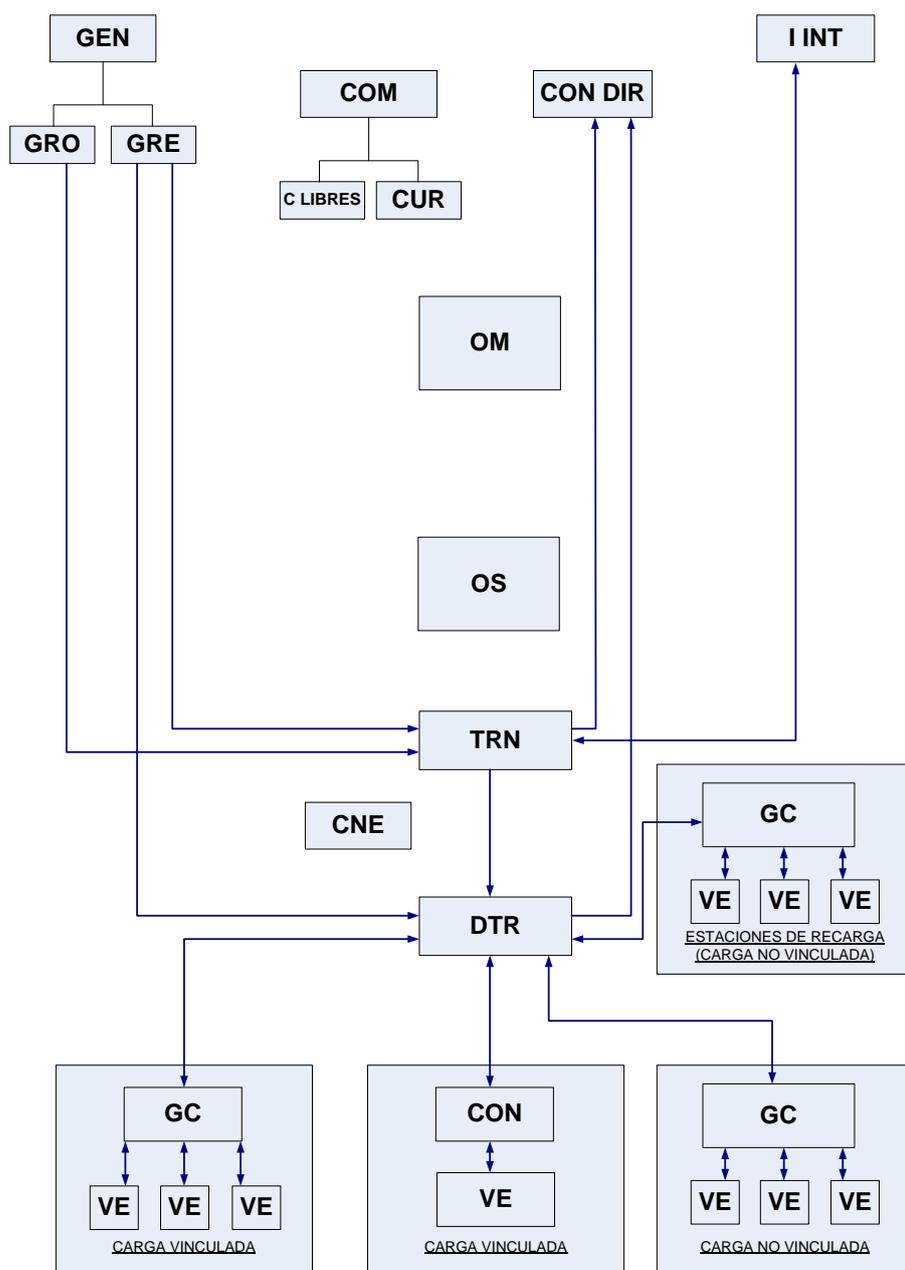


Fig. 17. Flujo eléctrico a largo plazo. Elaboración propia.

5.1.3.2. Flujo monetario

Con respecto al flujo monetario a corto plazo, que se representa en la Fig. 18, se puede observar la introducción de la figura del VE y del gestor de cargas, y el nuevo flujo de económico entre los usuarios de VEs y el gestor de cargas. Dado que a corto plazo, se considera que el gestor de cargas obtendrá energía eléctrica, generalmente, por medio de una empresa comercializadora, no se ha establecido ninguna conexión económica con el



operador del mercado. Así mismo, no se ha especificado ningún flujo económico entre el VE y el consumidor de último recurso, puesto que a corto plazo el VE se conectará a un enchufe doméstico, tal como un electrodoméstico.

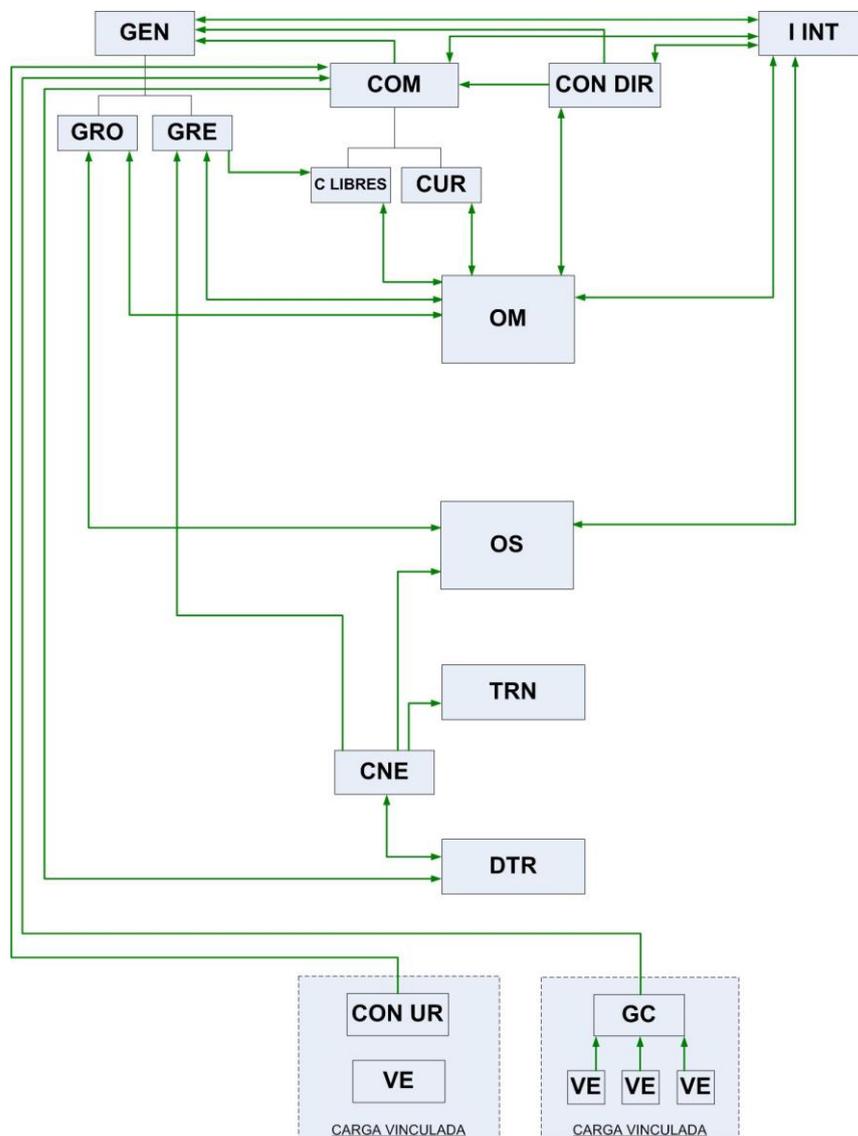


Fig. 18. Flujo monetario a corto plazo. Elaboración propia

El flujo monetario a medio plazo, representado en la Fig. 19, dada la introducción de la ubicación de carga no vinculada, referida a los puntos de recarga en la vía pública y en los parkings públicos, se puede ver por un lado, el flujo monetario de la carga no vinculada al operador del mercado debido a la participación del gestor de cargas directa; y por otro lado, se puede ver el flujo monetario entre la ubicación de carga no vinculada y la vinculada, utilizando el servicio de *roaming* - itinerancia. Así mismo se puede ver el flujo entre el Centro de Procesos de Datos y los Gestores de Cargas, por el servicio de análisis y almacenamiento. En caso de que el Gestor de Cargas fuera el propietario del CPD, este



flujo no existiría. Este caso es más probable que se de a largo plazo, puesto que habrá Gestor de Cargas más grandes y establecidos.

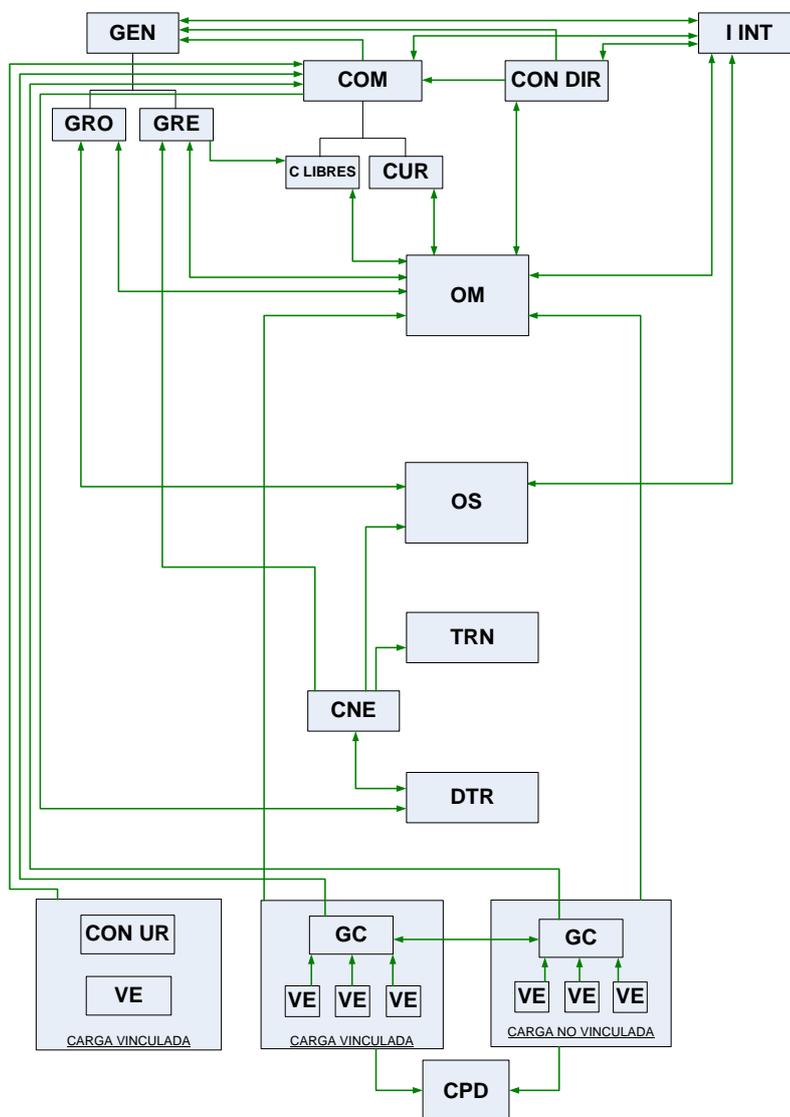


Fig. 19. Flujo monetario a medio plazo. Elaboración propia

El flujo monetario a largo plazo, representado en la Fig. 20, dada la introducción de la ubicación de carga no vinculada referida a las estaciones de recarga, y la participación de los VEs en los servicios complementarios, se pueden ver varias variaciones con respecto al medio plazo. El flujo debido al *roaming*– itinerancia entre las estaciones de recarga y las ubicación vinculada, la participación de las estaciones de recarga en el mercado y la aparición de un nuevo agente que se encargará de proveer servicios auxiliares a la recarga. Así mismo es importante resaltar el flujo de dos sentidos entre los VEs y el GC, que representa la retribución de la participación en el servicio V2G.



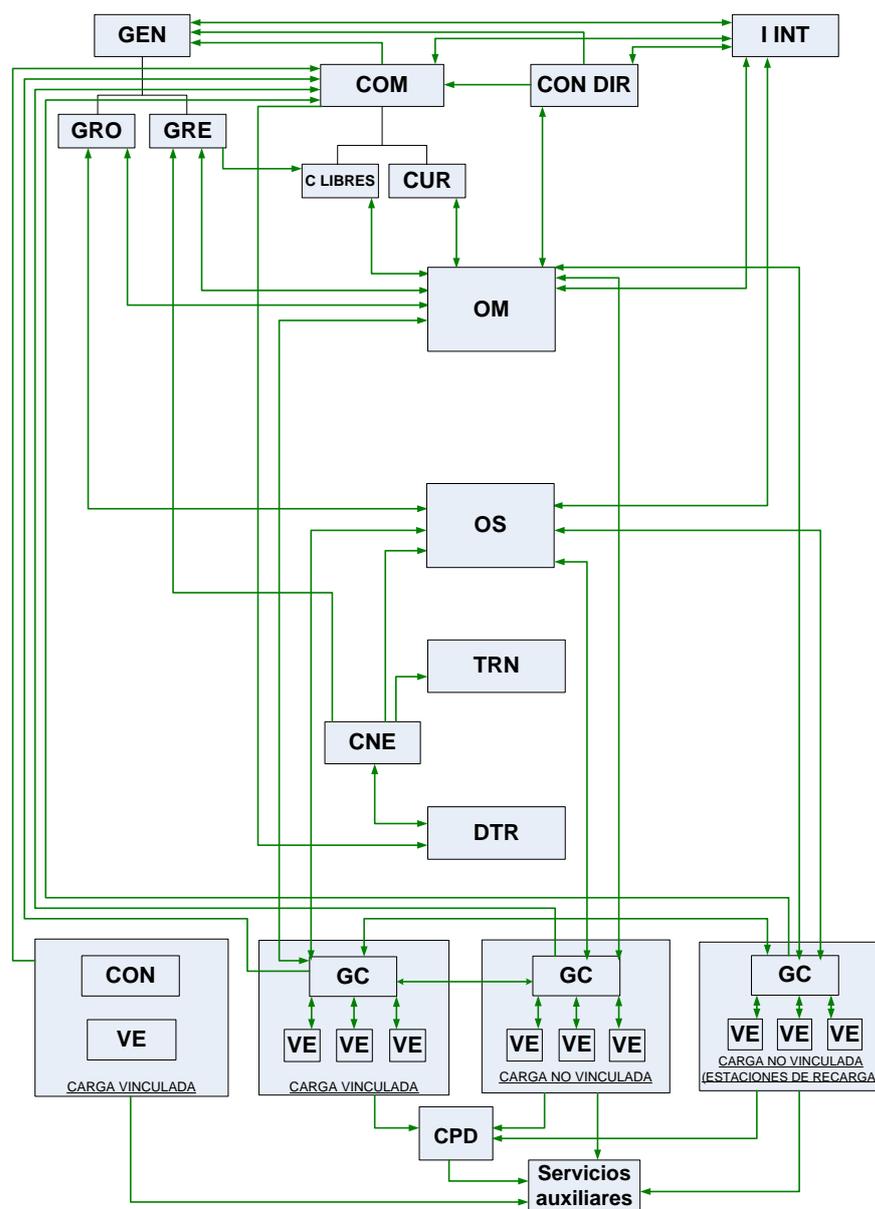


Fig. 20. Flujo monetario a largo plazo. Elaboración propia

5.1.3.3. Flujo de información

En cuanto al flujo de información a corto plazo detallado en la Fig. 21, los únicos nuevos intercambios de información serán debido a la adquisición de energía eléctrica por medio de una empresa comercializadora y la operación de recarga del VE en el gestor de cargas. Estos nuevos intercambios de información, son intercambios sencillos que se realizan con mucho tiempo de antelación, como la contratación de la energía por medio de un comercializador, o directamente sin necesidad de algún medio de comunicación, como sería la recarga del VE en la instalación del gestor de cargas, en la que simplemente se conecta el VE.



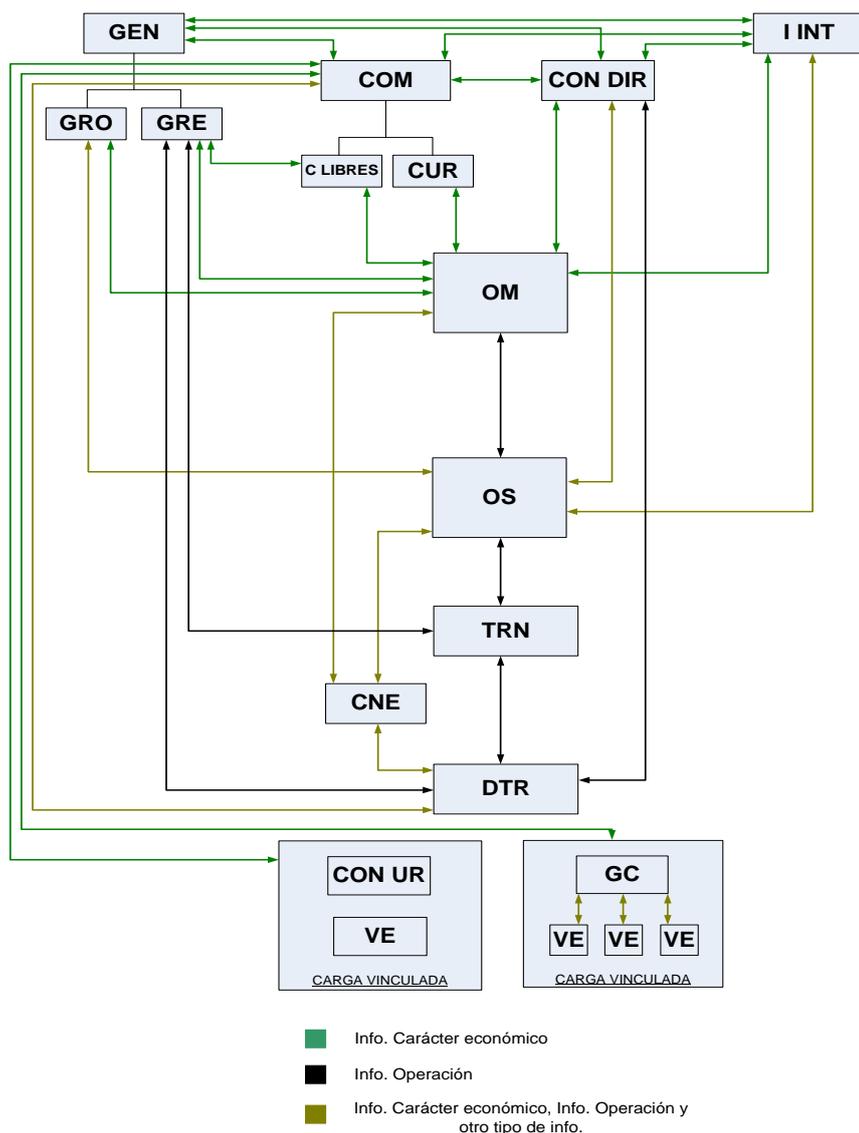


Fig. 21. Flujo de datos a corto plazo. Elaboración propia.

El flujo de datos a medio plazo, representado en la Fig. 22, varía con respecto a corto plazo dada la introducción de la ubicación de carga no vinculada, referida a los puntos de recarga en la vía pública y en los parkings públicos. Esto implica la aparición del flujo de datos entre la carga no vinculada y el operador del mercado, debido a la participación del gestor de cargas directa. La aparición del flujo de datos entre la ubicación de carga no vinculada y la vinculada, utilizando el servicio de *roaming*- itinerancia; el flujo de datos de carácter económico y operativo entre los gestores de carga y el CPD, y los flujos de operación entre los gestores de carga y el operador del sistema.



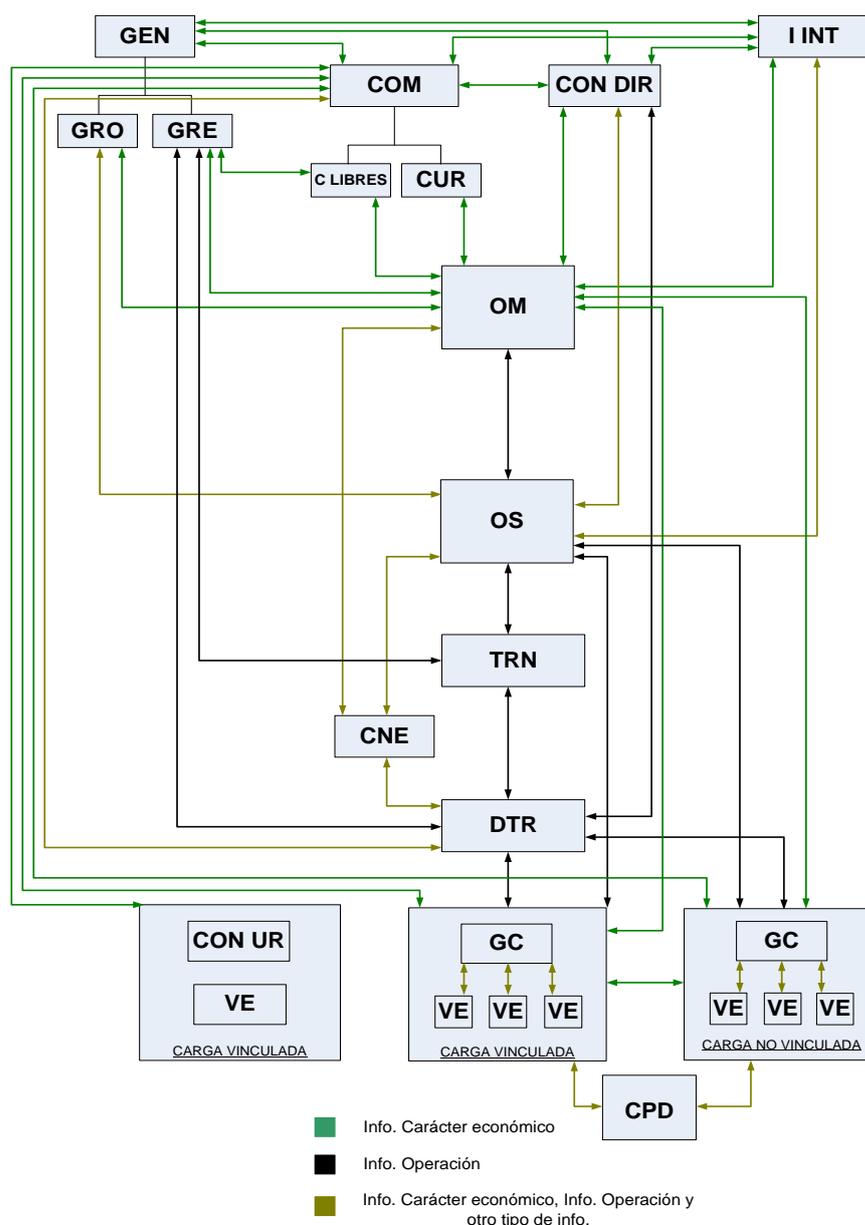


Fig. 22. Flujo de datos a medio plazo. Elaboración propia.

El flujo de datos a largo plazo, representado en la Fig. 23, varía con respecto a medio plazo debido a la introducción de la ubicación de carga no vinculada referida a las estaciones de recarga y la participación de los VEs en los servicios complementarios. Esto implica la aparición de los flujos debidos al *roaming*– itinerancia entre las estaciones de recarga y la ubicación vinculada, la participación de las estaciones de recarga en el mercado eléctrico y la introducción de la figura de Servicios Auxiliares que intercambia información con los Gestores de Cargas, el CPD y el consumidor libre. Así mismo es importante resaltar el carácter económico y operativo del flujo de información entre el OS y los GCs.



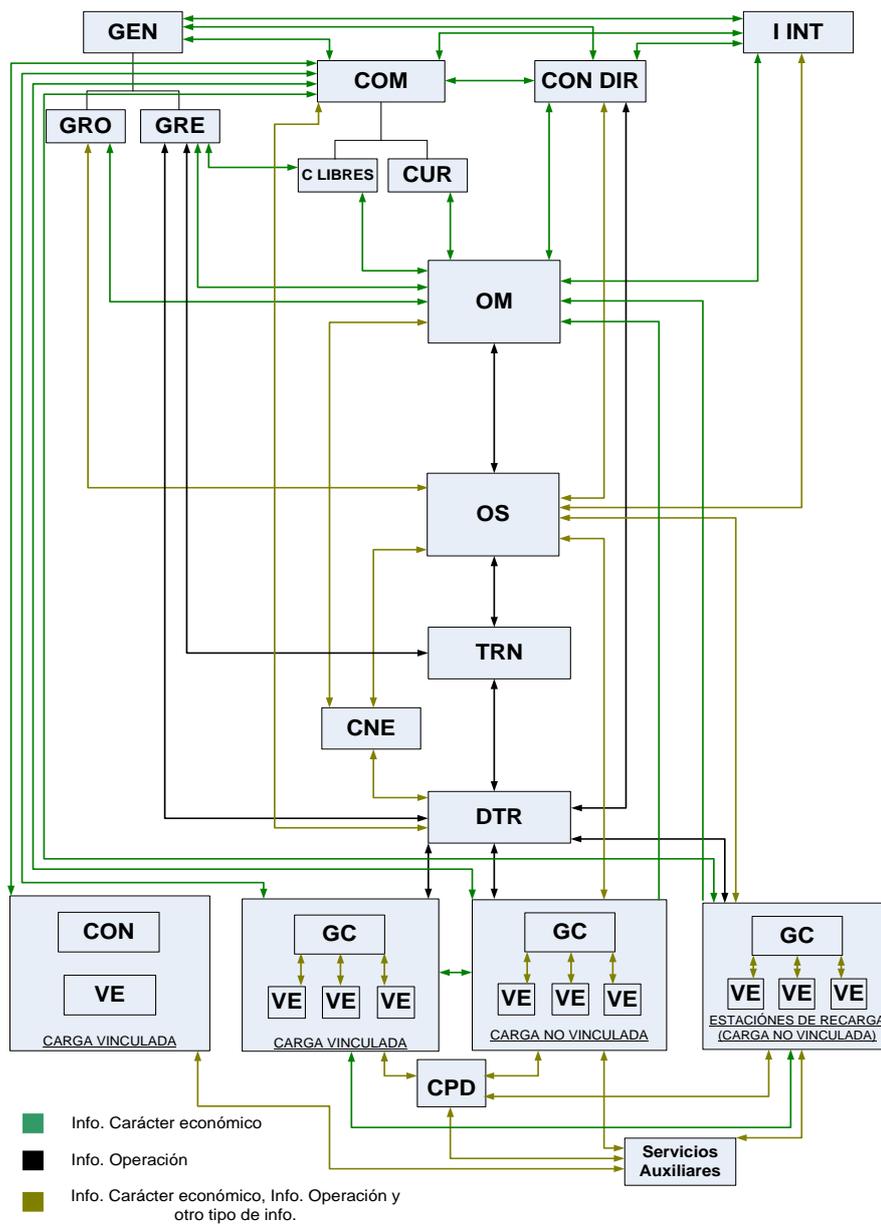


Fig. 23. Flujo de datos a largo plazo. Elaboración propia.



6. Estructura de datos

Ya con los diagramas de flujo y las necesidades identificadas para cada uno de los horizontes temporales (corto, medio y largo plazo), hace falta una estructura de datos que permita gestionar de una manera eficiente dichos procesos. Con ese objetivo, en este capítulo se utilizará el lenguaje de modelación UML. El resultado será un diagrama de clases global que mostrará la interacción entre los nuevos agentes que aparecen por la introducción del VE a largo plazo, y un diagrama de secuencias que representará el uso de los puntos de recarga en el caso de *roaming*- itinerancia.

6.1. Representación con UML

El UML es un lenguaje estándar para visualizar, especificar, construir y documentar los elementos de un sistema. Debido a las convenciones simples y fijas de sus representaciones, que facilitan su comprensión, se ha ido convirtiendo en un estándar para todos los diseñadores de sistemas.

Se creó con la intención de unificar y aprovechar las ventajas de modelos anteriores, está basado en los principios del diseño orientado a objetos y utiliza distintos tipos de diagramas. La finalidad de los diagramas es presentar diversas perspectivas de un sistema, a las cuales se les conoce como modelo. Es importante destacar que un modelo UML describe lo que supuestamente hará un sistema, pero no dice como implementar dicho sistema.

Lo primero que se realizará para empezar el diseño del diagrama de clases es listar los objetos (una clase determinada) que componen el sistema, los datos que los definen (atributos) y las funciones que realizan (métodos); de tal forma que al final se pueda conformar una plantilla a partir de la cual se creen objetos análogos, agrupados por ella.

En UML, las clases se representan según se puede ver en Fig. 24, como cajas con el nombre en la parte superior y la zona principal dividida en atributos y métodos:



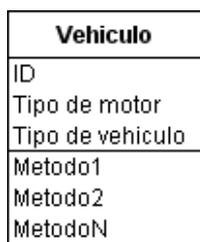


Fig. 24. Ejemplo básico de clase en UML. [Schmuller, Aprendiendo UML en 24 horas]

Con respecto a las relaciones entre objetos, cuyos símbolos se pueden ver en la Fig. 25, se pueden listar los siguientes tipos:

- Generalización o herencia: Se utiliza para indicar que una clase es subclase de otra, lo que permite establecer jerarquías.
- Asociación: Es la relación general en UML que modela el comportamiento de los objetos del sistema. Muestra la interacción existente entre dos o más clases mediante un enlace representado de manera gráfica. Los elementos que definen la relación son la “etiqueta” que es una notación que especifica la naturaleza de la relación, el “sentido de la flecha”, que concreta la relación, y la multiplicidad que dimensiona la relación.
- Agregación: Relación más estricta que la asociación que indica que una clase es contenedora de otra. Su representación es similar a la asociación pero terminada en rombo. También admite la utilización de multiplicidades.
- Composición: La composición es una especialización de la agregación. Introduce el matiz de que el objeto que es componente de otro es una parte fundamental del mismo y no existiría en el caso de la desaparición del contenedor. Se representa con una línea acabada en rombo con relleno.

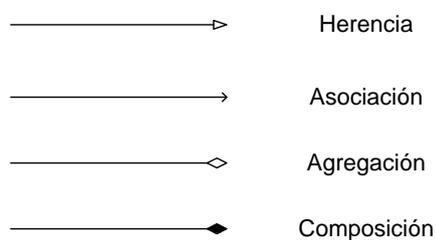


Fig. 25. Símbolos de relaciones entre objetos del UML. [Schmuller, Aprendiendo UML en 24 horas]



6.2. Aplicación del UML

En este apartado se aplicará el lenguaje del UML para los nuevos agentes que aparecerán en el sistema eléctrico en el escenario de largo plazo. Se desarrollará primero un diagrama de clases y luego un diagrama de secuencias del caso en que algún usuario de VE se conecte en una localización no vinculada.

6.2.1. Diagrama de clases

Para empezar el desarrollo del diagrama de clases, lo primero que se ha de realizar, es una lista de los objetos que componen al sistema. Aquellos que están directamente relacionados con la operativa del vehículo eléctrico, son:

- Vehículo eléctrico (VE).
- Gestor de cargas (GC).

A continuación se determinará el tipo de datos que caracterizará a cada uno de los agentes y sus diferentes objetos.

6.2.1.1. Vehículo eléctrico

Los datos de identificación y caracterización son los que se pueden ver en la Fig. 26. Se puede una descripción del atributo y el tipo de dato.

Vehículo
ID: Identificación del vehículo. Dato: Entero
Usuario: Identificación del usuario. Dato: Entero
Sustitución de baterías: Determina si está capacitado o no para sustituir las baterías. Dato: Lógico
Modo de Carga: Modos de carga que permite usar el vehículo. Dato: Entero
Conector: Determina el tipo de conector. Dato: Entero
Tipo de contrato: Determina el tipo de contrato. Dato: Entero

Fig. 26. Atributos del vehículo eléctrico en el diagrama de clases. Elaboración propia

Así mismo, el vehículo eléctrico estará compuesto por dos elementos que en el lenguaje UML estarán compuestos por dos bloques. El primero contiene los atributos que determinan al objeto como tal y se llamará Bloque de Determinación. Por su parte el segundo contiene



los atributos que comunican el estado del objeto en todo momento y se llamará Bloque de Estado. En la Tabla 11 se define los objetos que componen al VE.

Tabla 11. Atributos que caracterizan a la Batería y al Cargador del Vehículo Eléctrico.

Elaboración propia

Bloque de determinación			
Bateria	<i>Definición</i>	Cargador	<i>Definición</i>
Pmaxd	Potencia máxima de descarga	Imax	Intensidad máxima
Pmaxc	Potencia máxima de carga	Pmax	Potencia máxima
Imaxd	Intensidad máxima de descarga	Tipo de entrada	Tipo de entrada
Imaxc	Intensidad máxima de carga	Vmaxi	Tensión máxima de entrada
Vmin	Tensión mínima	Vmini	Tensión mínima de entrada
Vmax	Tensión máxima	Vmaxo	Tensión máxima de salida
Tpmax	Temperatura máxima	Vmino	Tensión mínima de salida
Tpmin	Temperatura mínima	fmax	Frecuencia máxima
V2G	Capacidad de servicio V2G	fmin	Frecuencia mínima
Ncimax	Ciclos máximos		
Cap	Capacidad		
Tec	Tecnología		
Bloque de estado			
Bateria	<i>Definición</i>	Cargador	<i>Definición</i>
id est	Identificador de estado	id est	Identificador de estado
Nca	Nivel de carga	Df	Detector de fallos
Tp	Temperatura	lfun	Intensidad de funcionamiento
Nci	Número de ciclos	Vfuni	Tensión de funcionamiento de entrada
Vfun	Tensión de funcionamiento	Vfuno	Tensión de funcionamiento de salida
lfun	Intensidad de funcionamiento	Ffun	Frecuencia de funcionamiento
Capact	Capacidad actual		

Así pues, el modelo completo de la clase “Vehículo” quedará representado como se puede ver en la Fig. 27.



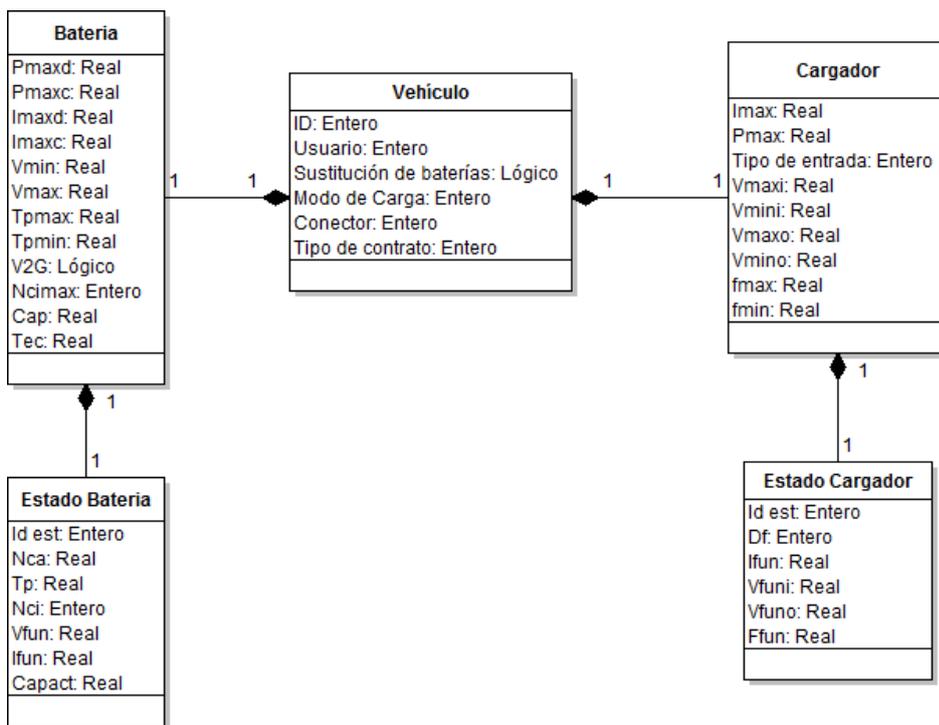


Fig. 27. Modelo completo de la clase “Vehículo”. Elaboración propia.

6.2.1.2. Gestor de Cargas

El gestor de cargas esta caracterizado por un conjunto de atributos de determinación y otros de estado. En la Tabla 12 se pueden ver dichos atributos.



Tabla 12. Atributos que caracterizan al Gestor de Cargas

Gestor de Cargas	
Bloque de determinación	<i>Definición</i>
ID	Identificador
Nom	Nombre
NIF	NIF
Cnv	Disponibilidad de carga no vinculada
Sb	Disponibilidad de sustitución de baterías
Pme	Participación en el mercado
Plmax	Potencia máxima instalada
Tarifas	Tarifas disponibles
Num Clientes	Número de clientes
Pot clientes cargas	Potencia de clientes que recargan
Pot clientes V2G	Potencia de clientes V2G
Beneficio	Ganancias adquiridas
Bloque de estado	<i>Definición</i>
Pfun carga	Identificador
Pfun V2G	Modos de carga disponibles
Num Clientes conectados	Potencia máxima
Cost Enrg	Coste de la energía en la franja actual

El gestor de cargas está compuesto por diferentes puntos de carga que pueden realizar su operación de medición y control por medio de contadores inteligentes (*smart meter*). En la Tabla 13 se definen los atributos que caracterizan a estos dos objetos.

Tabla 13. Atributos que caracterizan al Punto de carga y al Contador. Elaboración propia

Bloque de determinación			
Punto de Carga	<i>Definición</i>	Contador	<i>Definición</i>
ID	Identificador	ID	Identificador
Mcd	Modos de carga disponibles	MGD disp	Demanda activa disponible
Pmax	Potencia máxima		
V2G	Disponibilidad de V2G		
Ts	Tipo de salida		
Tipo conector	Tipo de conector		
Localización	Coordenadas UTM		
Bloque de estado			
Punto de Carga	<i>Definición</i>	Contador	<i>Definición</i>
id est	Identificador de estado	id est	Identificador de estado
id fallo	Identificador de fallo	Econsum	Energía consumida
Caond	Calidad de la onda	Iconex	Inicio de conexión
Pinst	Potencia instalada	Fconex	Fin de conexión
ID Vehículo	Identificador del VE conectado	lcarga	Inicio de carga
		Fcarga	Fin de carga
		Cfreq	Carga final requerida



De esta manera, en la Fig. 28 se puede ver el modelo completo del gestor de cargas, los diferentes atributos y el tipo de datos que los representan.

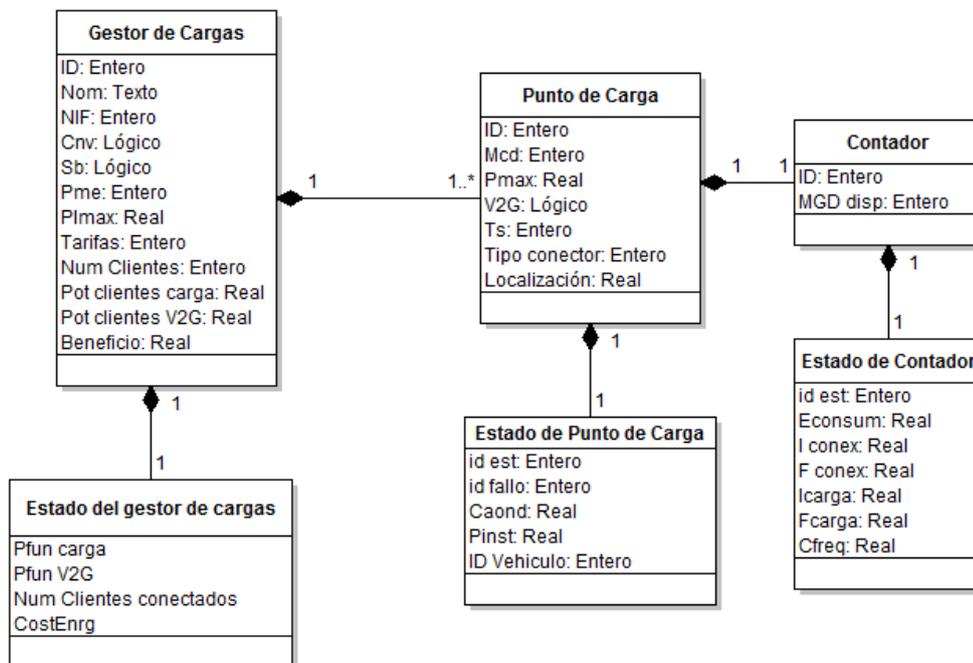


Fig. 28. Modelo completo de la clase “Gesto de cargas”. Elaboración propia

6.2.1.3. Modelo del sistema de recarga del vehículo eléctrico

El modelo del sistema de recarga del VE, lo completa el módulo de comunicaciones, que es un elemento básico en cada uno de los agentes, puesto que operará el intercambio de señales que permitirán la medición, el análisis y el control de toda interacción entre ellos. Posibilitando así mismo, una recarga segura de los vehículos eléctricos y una operación eficiente del sistema eléctrico.

El módulo de comunicaciones está caracterizado por un atributo que comunicará que tipo de tecnología de comunicación se utiliza y otro que determina las funcionalidades que ofrece (ver el punto 4.2.1).

En la Fig. 29, se puede ver el diagrama completo del sistema de recarga del vehículo eléctrico.



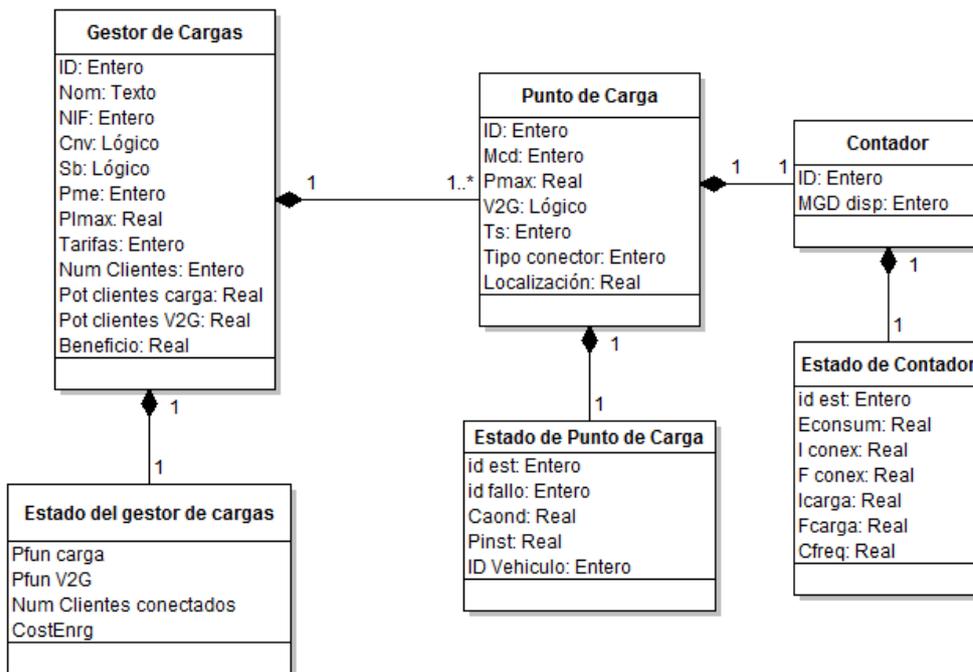


Fig. 29. Modelo del Sistema de Recarga del Vehículo Eléctrico. Elaboración propia.

6.2.2. Diagrama de secuencias

Para terminar, en este apartado, se realizarán dos diagramas de secuencias. En el primero se mostrará la interacción de los diferentes agentes en la operación de la recarga de un vehículo eléctrico en una localización no vinculada, y en el segundo se verá la prestación del servicio V2G.

Cada interacción es un mensaje que lleva relacionada una acción concreta e intercambia los datos antes definidos en los diagramas de clases. Participan el vehículo eléctrico, el agente proveedor de servicios auxiliares (es probable que estos servicios los realice el CPD), el gestor de cargas vinculado, el gestor de cargas no vinculado, el Centro de Procesos de Datos y el operador del sistema, que será el encargado de enviar las señales referentes a los mecanismos de gestión de demanda. Es importante resaltar que el gestor de cargas interactúa con los otros agentes por medio del punto de carga y su respectivo contador.

En la Fig. 30, se puede ver la secuencia de mensajes relativos a la operación de la recarga de un vehículo eléctrico en una localización no vinculada, y en la Fig. 31, se puede ver el servicio de V2G por parte del vehículo eléctrico en una localización no vinculada.



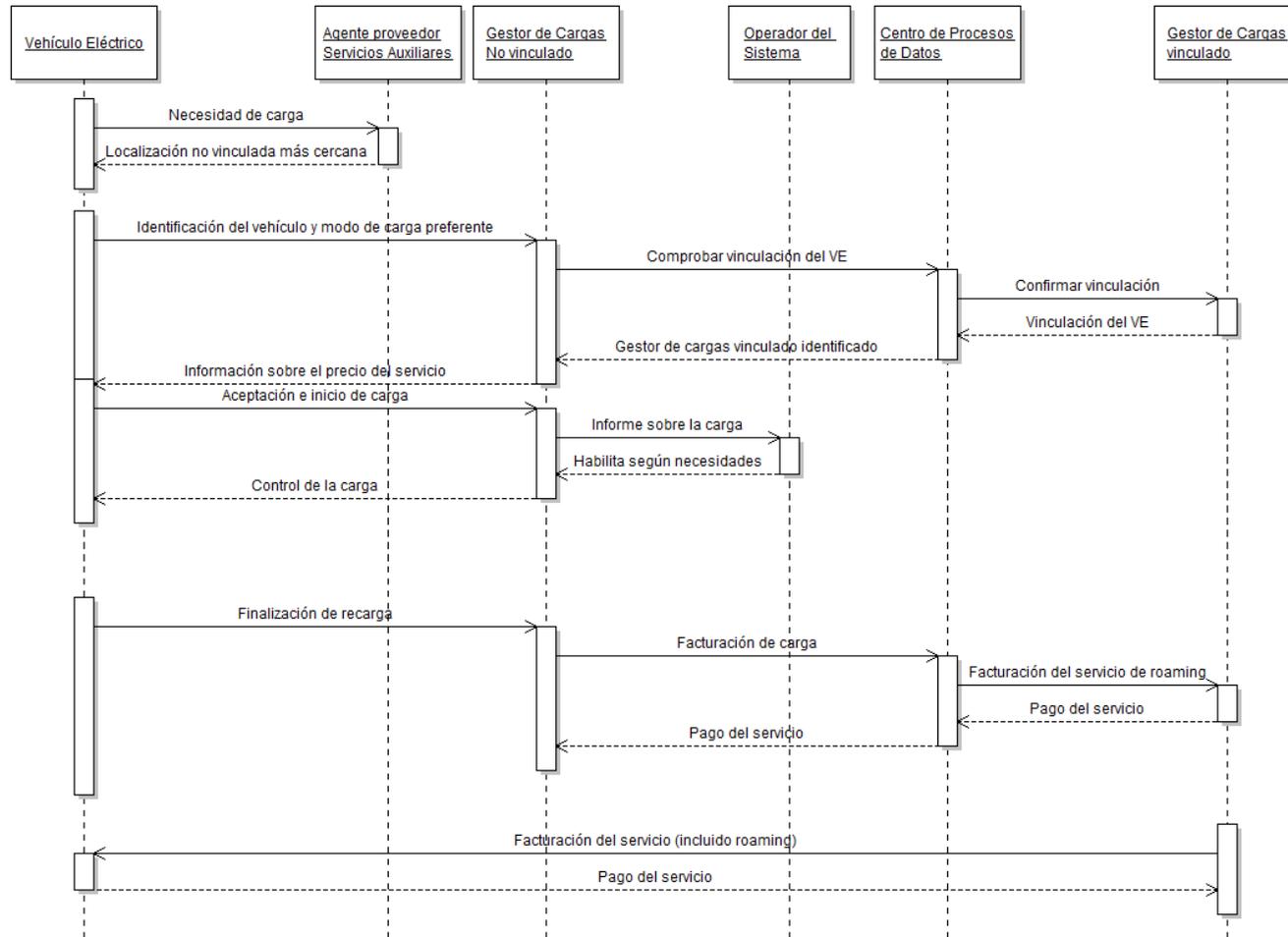


Fig. 30. Diagrama de secuencias relativo a la recarga del vehículo eléctrico en una localización no vinculada

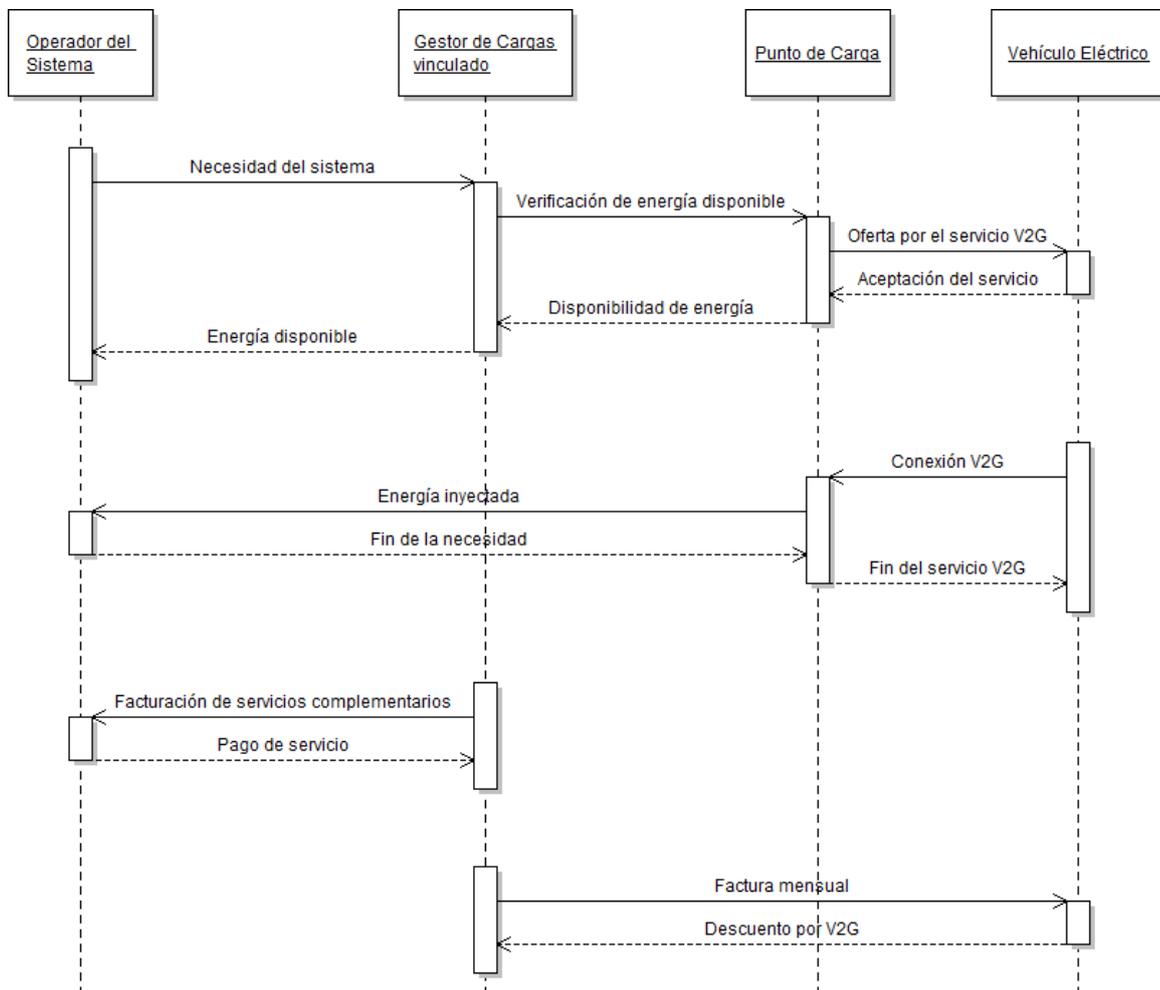


Fig. 31. Diagrama de secuencias relativo al servicio V2G por parte del vehículo eléctrico en una localización vinculada. Elaboración propia.



Presupuesto

El presente proyecto se ha realizado en función de diferentes referencias bibliográficas, que han dado la base para proponer nuevos modelos de negocio en el sistema eléctrico español. Así pues, el presupuesto para su desarrollo sólo incluye el material de oficina, las referencias cuya adquisición no ha sido gratuita y las horas de trabajo que se ha invertido en su desarrollo.

Con respecto al material de oficina se necesita presupuesto para el ordenador y el monitor. El software utilizado ha sido el office 2007, cuyo precio viene incluido en el del ordenador, y el programa violet UML que no ha sido incluido en el presupuesto puesto que es un editor uml gratuito. A continuación se detalla el presupuesto del materia de oficina:

- Material de oficina: ordenador Dell XPS Studio 8100. Precio: 699€
Monitor Siemens: Precio: 96€
Presupuesto total material de oficina: 795€
- Referencias no gratuitas: en el presente proyecto ha utilizado la norma IEC 61851, cuyo precio en su versión en español es de 88€.
- Con respecto a la mano de obra, la realización de este proyecto ha demandado un trabajo de investigación referente al sistema eléctrico, el vehículo eléctrico y las tecnologías de la comunicación. Así mismo se ha necesitado tiempo para el diseño de los diagramas de flujos, los diagramas de clases y el diagrama de secuencias. Por todo lo anterior, se han necesitado aproximadamente un total de 600 horas de trabajo. Tomando en cuenta que el precio de una hora de trabajo de un ingeniero son 20€, el presupuesto por mano de obra asciende a 12.000€.

En total, el presupuesto para la realización de este proyecto suma:

- Material de oficina: 795€
- Referencias no gratuitas: 88€
- Mano de obra: 12.000€
- TOTAL SIN IVA: 12.883€
- TOTAL CON IVA (18%): **15.201,94€**



Impacto ambiental

Este proyecto propone un modelo de negocio con base a las implicaciones que tendría la introducción del VE en el sistema eléctrico actual. Todas las actividades que se llevaron a cabo para su desarrollo, se consideran actividades de oficina, las cuales generan un impacto ambiental de alcance despreciable en su entorno.

El material utilizado fue:

- Papel y material de oficina.
- Energía eléctrica.

Por otro lado, vale la pena comentar en este punto que el elemento central de este proyecto, el vehículo eléctrico, representa no solo una oportunidad para el sistema eléctrico, sino también para el medio ambiente, siempre y cuando los gobiernos sigan avanzando por un mix energético en donde haya cada vez más porcentaje de energía renovable.

Reafirmando lo anterior, la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático destaca las principales tecnologías y prácticas comerciales de las que dispone el sector del automóvil para mitigar las emisiones de GEI (Martínez & Monzón de Cáceres, 2008):

- Vehículos energéticamente eficientes.
- Vehículos híbridos y eléctricos con baterías potentes y fiables.
- Vehículos diesel limpios.
- Aviones energéticamente más eficientes.
- Biocombustibles.
- Cambio modal de la carretera al ferrocarril, al transporte público y transporte no motorizado.



Conclusiones

El sistema energético español, con tal de poder afrontar el aumento de la demanda energía eléctrica y la dependencia de los combustibles fósiles, necesita acciones y elementos que permitan aumentar la eficiencia energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Un elemento que puede alcanzar ambos objetivos, es el vehículo eléctrico.

Para que su introducción se lleve a cabo de una forma correcta, es necesario analizar el estado actual del sistema eléctrico y los aspectos relacionados con el vehículo eléctrico, para que de esta manera, se puedan identificar las posibles implicaciones. Una vez previstas dichas implicaciones, se plantean diferentes necesidades según el número de vehículos eléctricos introducidos. Dichas necesidades, definen la forma en que los diferentes agentes involucrados se relacionan en cada horizonte temporal. Es decir, definen los modelos de negocio.

A corto plazo, la necesidad más importante es desarrollar una base normativa que tenga en cuenta la operativa el nuevo agente del sistema eléctrico y que pueda ser revisada fácilmente según evolucione el modelo de negocio y los diferentes elementos que en él intervienen. El nuevo agente, llamado el gestor de cargas, inicialmente será la conexión del sistema eléctrico con el vehículo eléctrico. Inicialmente será un agente autorizado para revender energía, que servirá de intermediario entre las empresas comercializadoras y el vehículo eléctrico.

Se espera que el vehículo eléctrico sea usado mayoritariamente para viajes cortos en las ciudades, que pueda ser cargado con los modos de carga 1, 2 y 3 según la norma IEC 61851, en las localizaciones vinculadas con los usuarios de los VEs.

A medio plazo, existe la necesidad de gestionar las recargas de los vehículos eléctricos, dado el incremento de demanda y la necesidad de aprovechar potencial que tienen los vehículos eléctricos en aumentar la eficiencia del sistema eléctrico. En ese sentido es importante implementar mecanismos de gestión de demanda, y para ello son necesarias las tecnologías de la comunicación y la información. Se propone, pues, una infraestructura de datos análoga al servicio de *roaming - itinerancia* de la red GSM, dada la necesidad de operar las localizaciones de carga no vinculadas a los usuarios de los VEs. En este sentido, se propone la introducción de un nuevo agente llamado Centro de Procesos de Datos, que se encargará de almacenar y procesar la información, con tal de permitir el intercambio de datos entre los gestores de cargas (*roaming*) y otro tipo de servicios, como pueden ser la definición de perfiles de carga.



Se espera que el vehículo eléctrico sea usado mayoritariamente para viajes cortos y medios en cercanías, que pueda ser cargado con los modos 1, 2 y 3 según la norma IEC 61851, en las localizaciones vinculadas y algunas no vinculadas, representadas especialmente por las instalaciones de acceso público y propiedad pública (parkings públicos).

A largo plazo, dada la introducción masiva de los VEs y la capacidad que se espera de los mismos de inyectar energía en la red; los elementos fundamentales son los dispositivos de medida. Estos tendrán que tener una capacidad de control y comunicación tal que, aseguren el intercambio de señales entre el operador del sistema, el gestor de cargas y el VE; con el objetivo de permitir la recarga no vinculada, ajustar perfiles de carga de los usuarios, monitorizar las restricciones técnicas, controlar la carga y descargar de las baterías, implementar completamente los MDG, etc. Pueden así mismo, existir otros servicios auxiliares a la recarga, como la ubicación de estaciones de recarga por medio de un sistema GPS, y que serán ofrecidas por otro agente especializado. Es necesario resaltar, la necesidad de definir una estructura de datos para permitir todo este intercambio de señales entre agentes. En el presente proyecto, se propone la base de una estructura de datos.

En este punto, el gestor de cargas podrá participar directamente en el mercado comprando o vendiendo energía eléctrica, será propietario de una infraestructura exclusiva para la recarga de VEs y agrupará a los vehículos que opten por ofrecer el servicios V2G.

Se espera que el vehículo eléctrico pueda ser usado para viajes largos, pueda ser cargado además con el modo 4 (carga rápida) según la norma IEC 61851, en las localizaciones vinculadas y no vinculadas. Estas últimas, estarán representadas a largo plazo por las estaciones de carga, en las que se ofrecerá cargar en todos los modos de carga según la norma IEC 61851, sustituir las baterías y otros servicios relacionados con el vehículo eléctrico.



Agradecimientos

Quisiera agradecer primero a Laura mi novia, que ha estado siempre pendiente de mi trabajo y me ha apoyado día tras día para poder sacar adelante este proyecto. Gran copiloto. A mi madre que desde la distancia siempre estuvo animándome con su eterna alegría en este tramo final, y a mis hermanos que constantemente se preocupaban por qué no desfalleciera.

Es necesario así mismo agradecer a Roberto Villafafila, por guiarme en el proceso de realización de este proyecto con sus consejos y su experiencia. Y claro está, agradecer a mis compañeros del CITCEA que con su alegría y compañerismo hicieron más llevadero el trabajo necesario para poder finalizar el presente proyecto.



Bibliografía

Alberto Ceña, J. S. (2009). *El coche eléctrico: el futuro del transporte, la energía y el medio ambiente*. World Watch.

BP. (2009). *BP Statistical Review of world energy 2009*. Londres: BP100.

CNE. (2010). *Informe 25/2010 Solicitado por la secretaría de estado de la energía sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad del gestor de cargas*. Madrid.

European Economic Recovery Plan. (2008). Obtenido de European Green Cars Initiative: www.green-cars-initiative.eu

Ehsani, M., Gao, Y., & Emadi, A. (2010). *Modern Electric Hybrid Electric and Fuel Cell Vehicles*. Press.

DGT. (2007). *Estadísticas indicadores*. Obtenido de www.dgt.es

German Commission for Electric, Electronic and Information Technologies of DIN and VDE. (2010). *The German Roadmap E-energy/ SmartGrid*. Frankfurt.

IEC 61851-1. (2001). *Sistema Conductivo de Carga para Vehículos Eléctrico*.

IEC 62196-1. (2004).

IDAE. (s.f.). *Cuestiones frecuentes relacionadas con el vehículo eléctrico y el proyecto Movele*. Obtenido de www.idae.es.

IDAE, Proyecto Movele. (s.f.). *Proyecto Movele*. Obtenido de www.idae.es/proyectomovele

Institut Català d'Energia. (2010). *Estratègia d'Impuls del Vehicle Elèctric a Catalunya - IVECAT*. Barcelona.

Ley 54/ 1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

M. Cruz, A. S. (2010). *Integración del vehículo eléctrico en la red: gestión de la demanda*. IREC, Barcelona.

MITyC. (2010). *Estrategia integral del Vehículo Eléctrico en España*. Madrid.

MITyC. (2008). *La Energía en España 2008*. Madrid: Secretaría General Técnica.

Monzón de Cáceres. P.P. (2008). *Consumo de energía por el transporte en España*. Madrid



OMEL. (2008). *Mercado de la electricidad*. Madrid.

Rua, D. I. (2010). *Advance Metering Infrastructure Functionalities for Electric Mobility*. IEEE.

Report on the Joint EC/EPoSS/ERTRAC. (2009). *Batteries and Storage Systems for the fully Electric Vehicle*.

Schmuller, J. *Aprendiendo UML en 24 horas*. Prentice Hall.

Technology Roadmap of PHEV and EVs. IEA. (2009).

