



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ESTUDIO DE LA PARTICIPACIÓN DE LAS
ESTACIONES DE CARGA EN EL MERCADO DE
SECUNDARIA ESPAÑOL**

Autor: José María Pérez Cruz

Director: José Pablo Chaves Ávila

Co-Director: Pablo Rodilla Rodríguez

Madrid

Agosto de 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. José María Pérez Cruz DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “Estudio de la participación de las estaciones de carga en el Mercado de Secundaria español”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

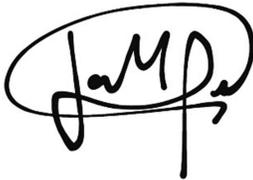
6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 28 de agosto de 2018

ACEPTA



Fdo. José María Pérez Cruz

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio de la participación de las estaciones de carga en el Mercado de
Secundaria en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas
en el curso académico 2018/2019 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

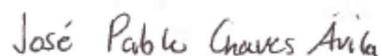


Fdo.: José María Pérez Cruz

Fecha: 25/08/2019

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: José Pablo Chaves Ávila

Fecha: 25/ 08/ 2019

TRABAJO FIN DE MÁSTER



“Estudio de la participación de las estaciones de carga en el Mercado de Secundaria español”

Máster habilitante de Ingeniería Industrial

Autor: José María Pérez Cruz

Directores: Dr. José Pablo Chaves Ávila

Dr. Pablo Rodilla Rodríguez

28 de agosto de 2019, Madrid

ESTUDIO DE LA PARTICIPACIÓN DE LAS ESTACIONES DE CARGA EN EL MERCADO DE SECUNDARIA ESPAÑOL

Autor: Perez Cruz, Jose María.

Directores: Chaves Ávila, José Pablo y Rodilla Rodríguez, Pablo

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

En los últimos años, las ventas de vehículos eléctricos en el mundo se han incrementado de manera significativa. Las matriculaciones tanto de estos vehículos como de híbridos enchufables en España han crecido paralelamente desde el 2010. Aunque estos números aún suponen una parte ínfima del total de ventas (un 1,62% en el año 2018) las políticas de reducción de emisiones a nivel tanto europeo como español están haciendo que la tendencia sea claramente al alza, con estimaciones de un parque de vehículos eléctricos de 24 millones para el año 2050 en España.

Este aumento de los vehículos eléctricos ha propiciado la instalación de estaciones de carga y se espera que se incrementen conforme se aumenta la flota de estos vehículos. El establecimiento de estas estaciones también ha sufrido un gran incremento en los últimos años, alcanzando los 5000 puntos de recarga en España en la actualidad. La principal concentración de las estaciones de carga se produce en Barcelona y Madrid.

La rentabilidad de las estaciones de carga depende principalmente de 2 factores:

- El lugar en el que se instalan: que determina el volumen de vehículos y la frecuencia con la que estos llegan.
- Cómo se obtiene y gestiona la energía que se ofrece a los vehículos. Esto incluye:
 - La tarifa eléctrica y la potencia contratada por la estación de carga.
 - La incorporación de una batería que le permita almacenar energía producida por la instalación de autoconsumo cuando hay excedentes. También se puede cargar la batería cuando los precios de energía del mercado mayorista son bajos y utilizarla en los periodos en los que los precios suben.
 - Ofrecer prestaciones V2G (*Vehicle to Grid*). Si disponen de la tecnología necesaria, los vehículos eléctricos enchufables pueden comunicarse con la red eléctrica y ofrecer servicios DSR (*Demand Side Response o gestión de la*

demanda). Mediante estos servicios, se controla la velocidad de carga o descarga de los vehículos para, por ejemplo:

- Hacer más estable el flujo de energía generada por fuentes de energía renovable como la eólica y la solar.
- Participar en la regulación de frecuencia de la red. En este concepto se centra el estudio en cuestión.

Una vez se ha decidido la localización de la estación, la gestión de la energía determina la rentabilidad de la inversión. Específicamente, en este proyecto se pretende analizar la participación de una estación de carga en los servicios de regulación de frecuencia, denominada en España ‘Regulación Secundaria’. El Mercado de Regulación Secundaria presenta una gran sinergia con este tipo de instalaciones, ya que cuando el OS envía una consigna a bajar (sobra energía en el sistema eléctrico), la estación puede aprovechar para suplir la demanda de los vehículos conectados y cargar la batería a un precio normalmente menor que si hubiese comprado esa energía en el Mercado.

En definitiva, el objetivo del proyecto es determinar si los ingresos que se podrían obtener al participar en el Mercado de Secundaria exceden los costes derivados del aumento de degradación de la batería y la consecuente reducción de su vida útil.

2. Metodología

Para determinar el efecto de la participación en el Mercado de Secundaria, se ha desarrollado un modelo de optimización en el programa informático GAMS. En él se consideran algunas hipótesis, introducidas a través de parámetros; condiciones, introducidas a partir de restricciones y variables que condicionan la función objetivo, siendo esta última la optimización de los ingresos a percibir por el propietario de la estación de carga.

Los dos factores más importantes que implementar en el modelo son:

- La degradación de las baterías: La participación en el Mercado de Secundaria conlleva un uso distinto de las baterías que ha de ser tenido en cuenta para que los resultados del modelo sean realistas. Los parámetros más importantes a la hora de determinar la degradación de una batería son: la temperatura, la tasa de carga y la profundidad de descarga o *depth-of-discharge* (DOD).
- El funcionamiento del Mercado de Regulación Secundaria: Se han descargado los parámetros disponibles que el OS publica en ESIOS para simular las variables fundamentales, como la energía de regulación asignada a la estación, la banda casada y los precios a los que se retribuye la banda y la energía.

3. Resultados

Con el fin de que los escenarios sean comparables, se ha mantenido constante la capacidad de la batería (eligiendo el valor resultante de la optimización en el caso base), la demanda de los vehículos y el número de cargadores de la estación. Así se consigue analizar qué diferencia de resultados se obtendrían para los mismos recursos, tan sólo variando en qué mercados participa la estación.

A continuación, se presenta un análisis individual de los efectos más destacados en cada caso de estudio:

3.1 **Caso de Estudio 1: Mercado de Secundaria actual**

La batería utiliza la Energía de Regulación para “comprar” más energía de la que “vende” y se traduce en un aumento de ingresos por venta de excedentes y una reducción de gastos por la compra de energía en el Mercado Diario.

También existe un aumento de los costes en ambos casos, debido en parte a la necesidad de contratar una mayor potencia para la instalación. Con la estrategia B los costes son similares al caso base ya que la potencia contratada no aumenta significativamente. Pero en el caso de la estrategia A, al contratar la máxima potencia permitida en dos de los periodos, los costes regulados de capacidad se duplican. La otra causa del aumento de los costes es la degradación de la batería. Al ofrecer servicios de Regulación Secundaria, las cargas y descargas de la batería son mucho más frecuentes lo que reduce su vida útil y esto lleva un coste asociado

3.2 **Caso de Estudio 2: Mercado de Secundaria con requerimiento de banda asimétrico**

En este escenario, se simula la participación de la estación de carga en un hipotético Mercado de Secundaria, al que se espera que evolucione el español siguiendo la tendencia del resto de mercados de regulación de frecuencia de Europa. El cambio fundamental consiste en la división del Mercado de Secundaria en dos, uno a subir y otro a bajar. Debido a esta separación de mercados existen **dos diferencias fundamentales** con el primer caso de estudio:

- Las **ofertas de banda a bajar y a subir** son completamente **independientes**
- Se asume que la **banda a bajar** en este escenario tiene un **precio nulo** en todos los periodos.

Los ingresos por venta de excedentes se reducen a un tercio en comparación con el caso de estudio 1 para la estrategia A. Esto se debe a la disminución de participación en el mercado de regulación a bajar, lo que disminuye la “compra” de energía a un precio menor que en el SPOT (la energía a bajar pasa de 730 a 256 MWh del primer al segundo caso de estudio) y hace que la venta

de excedentes sea menos frecuente. En el caso de la estrategia B, el efecto es inapreciable dado que la energía que vende en el Mercado Diario es insignificante en ambos casos.

El mayor impacto para la estrategia A se ve en los ingresos por banda secundaria que se reducen casi a la mitad debido a que su modo de oferta no se ve afectado y deja de recibir ingresos por la banda a bajar. Sin embargo, apenas tiene efectos sobre el escenario de la estrategia B, la explicación es que se compensa el hecho de que no se retribuya la banda a bajar con la libertad que la separación de los mercados aporta a sus ofertas.

4. Conclusiones

El objetivo principal del proyecto era comprobar si la participación en el Mercado de Secundaria traería consigo un aumento de los beneficios de una estación de carga. Tras analizar los resultados de los casos de estudio se pueden hacer las siguientes conclusiones:

- La potencia contratada resulta una variable clave al participar en el Mercado de Secundaria ya que limita la banda a ofertar. Analizando los datos históricos del sistema, se puede comprobar que la energía secundaria utilizada en tiempo real alcanza en muy pocas ocasiones los requerimientos de banda publicados por el OS (tan solo en el 8,6% de las horas durante el 2018). Esto permite a la batería ofertar una banda secundaria superior a la capacidad disponible en la batería pero siempre estará limitada por la potencia contratada.
- En cuanto a la degradación de la batería, para implementarla en el modelo se realizan algunas suposiciones aunque lo suficientemente conservadoras como para asegurar que la degradación real no superaría la simulada. Se podría modelar con mayor exactitud pero conlleva abandonar la linealidad del modelo y un gran aumento en la complejidad de compilación.
- La creación de dos mercados independientes de regulación a subir y a bajar en España para adaptarse a Europa produce cambios significativos en las variables estudiadas del modelo. Esta división de mercados podría causar que el precio de la banda a bajar sea mucho menor, siendo nulo en la mayoría de los periodos. Esto es debido a que normalmente los generadores térmicos tienen capacidad de bajar y se asume que las renovables podrían bajar generación sin coste adicional.

En definitiva, se ha comprobado que la participación en el Mercado de Secundaria tiene un incremento en los beneficios de la estación de carga y un gran impacto sobre las variables principales de la estación de carga estudiada y produce un aumento en los beneficios de la estación para todos los casos analizados.

STUDY OF THE PARTICIPATION OF CHARGING STATIONS IN THE SPANISH SECONDARY MARKET

1. Introduction

In recent years, sales of electric vehicles in the world have increased significantly. The registrations of both these vehicles and plug-in hybrids in Spain have grown in parallel since 2010. Although these numbers still represent a very small part of total sales (1.62% in 2018), emission reduction policies at the level both European and Spanish are making the trend clearly upward, with estimates of a fleet of 24 million electric vehicles by 2050 in Spain.

This increase in electric vehicles has led to the installation of charging stations and is expected to boost as the fleet of these vehicles expands. The establishment of these stations has also suffered a great increase in recent years, reaching 5000 recharging points in Spain today. The main concentration of charging stations occurs in Barcelona and Madrid.

The profitability of charging stations depends mainly on 2 factors:

- The place where they are installed: which determines the volume of vehicles and how often they arrive.
- How to obtain and manage the energy offered to vehicles. This includes:
 - The electricity tariff and the power contracted by the charging station.
 - The incorporation of a battery that allows it to store energy produced by the self-consumption installation when there are surpluses. You can also charge the battery when the energy prices of the wholesale market are low and use it in the periods in which prices rise.
 - Offer V2G (Vehicle to Grid) benefits. If they have the necessary technology, plug-in electric vehicles can communicate with the power grid and offer DSR services (Demand Side Response). Through these services, the loading or unloading speed of the vehicles is controlled to, for example:
 - Make the flow of energy generated by renewable energy sources such as wind and solar more stable.
 - Participate in the frequency regulation of the network. This concept focuses on the study in question.

Once the location of the station has been decided, energy management determines the return on investment. Specifically, this project aims to analyze the participation of a charging station in the frequency regulation services, called in Spain ‘Secondary Regulation’. The Secondary

Regulation Market has a great synergy with this type of facilities, since when the SO sends a downward signal (excess power in the electrical system), the station can take advantage to meet the demand of connected vehicles and charge the battery at a normally lower price than if he had bought that energy in the market.

Ultimately, the objective of the project is to determine if the income that could be obtained by participating in the Secondary Market exceeds the costs derived from the increase in battery degradation and the consequent reduction in its useful life.

2. Methodology

To determine the effect of participation in the Secondary Market, an optimization model has been developed in the GAMS software. It considers some hypotheses, introduced through parameters; conditions, introduced from restrictions and variables that condition the objective function, the latter being the optimization of the income to be received by the owner of the charging station.

The two most important factors to implement in the model are:

- Battery degradation: Participation in the Secondary Market implies a different use of batteries that must be taken into account so that the results of the model are realistic. The most important parameters when determining the degradation of a battery are temperature, charge rate and depth-of-discharge (DOD).
- The functioning of the Secondary Regulation Market: The available parameters that the SO publishes in ESIOS have been downloaded to simulate the fundamental variables, such as the regulation energy assigned to the station, the married band and the prices to which the band is paid and the energy

3. Results analysis

In order for the scenarios to be comparable, the battery capacity (choosing the value resulting from the optimization in the base case), the demand of the vehicles and the number of chargers of the station has been kept constant. Thus, it is possible to analyze what difference in results would be obtained for the same resources, only by varying in which markets the station participates.

An individual analysis of the most prominent effects in each case study is presented below.

3.1 Case Study 1: Current Secondary Market

The battery uses Regulatory Energy to "buy" more energy than it "sells" and translates into an increase in revenue from surplus sales and a reduction in expenses for the purchase of energy in the Daily Market.

There is also an increase in costs in both cases, due in part to the need to hire more power for the installation. With strategy B the costs are similar to the base case since the contracted power does not increase significantly. But in the case of strategy A, when contracting the maximum power allowed in two of the periods, the regulated capacity costs double. The other cause of the increased costs is the degradation of the battery. By offering Secondary Regulation services, battery charges and discharges are much more frequent which reduces their useful life and this carries an associated cost.

3.2 Case Study 2: Secondary Market with asymmetric band requirement

In this scenario, the participation of the charging station in a hypothetical Secondary Market is simulated, which Spanish is expected to evolve following the trend of the other frequency regulation markets in Europe. The fundamental change consists in the division of the Secondary Market in two, one to rise and the other to decrease. Due to this separation of markets there are two fundamental differences with the first case study:

- Downwards and upwards band offers are completely independent
- It is assumed that the downwards band in this scenario has a null price in all periods

Revenue from the sale of surpluses is reduced to one third compared to case study 1 for strategy A. This is due to the decrease in participation in the regulatory market to be lowered, which decreases the "purchase" of energy to a lower price than in SPOT (the energy to go down goes from 730 to 256 MWh from the first to the second case study) and makes the sale of surpluses less frequent. In the case of strategy B, the effect is negligible given that the energy sold in the Daily Market is insignificant in both cases.

The biggest impact for strategy A is seen in the income per secondary band that is reduced almost by half because its mode of supply is not affected and stops receiving income for the band to go down. However, it barely has an effect on the scenario of strategy B, the explanation is that the fact that the downwards band is not remunerated, is compensated with the freedom that market separation brings to their offers.

4. Conclusions

The main objective of the project was to check if the participation in the Secondary Market would result in an increase in the benefits of a charging station. After analyzing the results of the case studies, the following conclusions can be made:

- The contracted power is a key variable when participating in the Secondary Market since it limits the band to be offered. Analyzing the historical data of the system, it can be verified that the secondary energy used in real time rarely reaches the band requirements published by the SO (only in 8.6% of the hours during 2018). This allows the battery to offer a secondary band greater than the available capacity in the battery, but it will always be limited by the contracted power.
- Regarding the degradation of the battery, to implement it in the model some assumptions are made, although conservative enough to ensure that the actual degradation would not exceed the simulated one. It could be modeled more accurately but entails abandoning the linearity of the model and a large increase in the complexity of compilation.
- The creation of two independent downwards and upwards regulation markets in Spain to adapt to Europe produces significant changes in the variables studied in the model. This division of markets could cause the price of the downwards band much lower, being null in most periods.

In conclusion, it has been proven that participation in the Secondary Market would have an increase in the benefits of the charging station and a great impact on the main variables of the charging station studied and produces an increase in the benefits of the station for all cases analyzed. The magnitude of this increase depends largely on the supply strategy that is taken with the battery, the configuration of the market and the other assumptions that have been considered in the cases presented.

Índice de Contenido

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 CONTEXTO	1
1.2 MOTIVACIÓN	3
1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO	3
1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO	4
1.5 RECURSOS A EMPLEAR	5
CAPÍTULO 2. VEHÍCULO ELÉCTRICO	6
2.1 ESTADO DEL ARTE	6
2.1.1 Contexto internacional	6
2.1.2 Contexto nacional	8
2.2 PUNTOS DE RECARGA.....	9
2.2.1 Velocidad de recarga.....	10
2.2.2 Modos de carga.....	10
2.3 SUBSIDIOS ESTATALES.....	11
CAPÍTULO 3. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	14
3.1 INTRODUCCIÓN. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL	14
3.2 FUNCIONAMIENTO Y DIVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	15
3.3 MERCADOS DE AJUSTE	18
3.4 TARIFAS ELÉCTRICAS	19
CAPÍTULO 4. DEFINICIÓN DEL MODELO.....	22
4.1. INTRODUCCIÓN AL MODELO EMPLEADO. ANTECEDENTES	22
4.2 CONSIDERACIONES BÁSICAS DEL NUEVO MODELO	22
4.2.1 Degradación de las baterías	22
4.2.2 Mercado de Regulación Secundaria.....	25
4.3 ALGORITMO. MODELO DE OPTIMIZACIÓN.....	28
4.3.1 Función objetivo.....	29
4.3.2 Restricciones añadidas o modificadas.....	29
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	32

5.1 Caso de Estudio 1: Mercado de Secundaria actual	34
5.1.1 Ingresos y costes	34
5.1.2 Potencia Contratada.....	35
5.1.3 Suministro de la demanda de los vehículos	36
5.1.4 Funcionamiento de la batería	37
5.2 Caso de Estudio 2: Mercado de Secundaria independiente a subir y a bajar	39
5.2.1 Ingresos y costes	39
5.2.2 Potencia Contratada.....	41
5.2.3 Suministro de la demanda de los vehículos	42
5.2.4 Funcionamiento de la batería	43
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	44
CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA	46
ANEXO I. Código del Caso de Estudio 1.....	49

Índice de Tablas

Tabla 1. <i>Tarifas de acceso para suministro a consumidores</i>	20
Tabla 2. Valores de los parámetros de la fórmula de pérdida de capacidad	25
Tabla 3. <i>Ingresos y costes para el Caso de Estudio 1</i>	34
Tabla 4. Ingresos y costes para todos los escenarios estudiados	40

Índice de Figuras

Figura 1. <i>Matriculaciones de vehículos eléctricos en España (2010-2018).</i>	1
Figura 2. <i>Evolución de las ventas de vehículos eléctricos a nivel mundial.</i>	6
Figura 3. <i>Evolución de la flota de vehículos eléctricos.</i>	8
Figura 4. <i>Estaciones de recarga de VE en España.</i>	9
Figura 5. <i>Subsidios nacionales europeos para la adquisición de vehículos eléctricos.</i>	11
Figura 6. <i>Secuencia de los mercados eléctricos en España.</i>	15
Figura 7. <i>Ejemplo de curva de casación.</i>	16
Figura 8. <i>Organización de los Mercados Intradiarios de electricidad</i>	17
Figura 9. <i>Secuencia de activación de los Mecanismos de Balance.</i>	19
Figura 11. <i>Horas de cada periodo para la tarifa 3.1A. Fuente: Atlas Energía</i>	21
Figura 10. <i>Número de ciclos que soporta una batería en función del DOD.</i>	23
Figura 11. <i>Curvas de potencia relevantes durante un periodo en regulación secundaria.</i>	26
Figura 12. <i>Diagrama de la estación de carga. Fuente [5]</i>	33
Figura 13. <i>Potencia Contratada óptima para los escenarios del Caso de Estudio 1.</i>	35
Figura 14. <i>Procedencia de la energía suministrada a los vehículos.</i>	36
Figura 15. <i>Nivel de carga en función del precio del SPOT en el caso base. Fuente: elaboración propia</i>	37
Figura 16. <i>Nivel de carga en función del precio del SPOT con la estrategia B. Fuente: elaboración propia</i>	37
Figura 17. <i>Nivel de carga en función del precio del SPOT con la estrategia A. Fuente: elaboración propia</i>	37
Figura 18. <i>Energía de regulación a subir y bajar para ambas estrategias y casos de estudio. Fuente: elaboración propia</i>	41
Figura 19. <i>Potencia Contratada óptima para todos los escenarios estudiados.</i>	41
Figura 20. <i>Procedencia de la energía suministrada a los vehículos.</i>	42
Figura 21. <i>Nivel de carga en función del precio del SPOT. Estrategia A, Caso Estudio 2. Fuente: elaboración propia</i>	43
Figura 22. <i>Nivel de carga en función del precio del SPOT. Estrategia A, Caso Estudio 1. Fuente: elaboración propia</i>	43
Figura 23. <i>Nivel de carga en función del precio del SPOT. Estrategia B, Caso Estudio 1. Fuente: elaboración propia</i>	43
Figura 24. <i>Nivel de carga en función del precio del SPOT. Estrategia B, Caso Estudio 2. Fuente: elaboración propia</i>	43

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO

En los últimos años, las ventas de vehículos eléctricos en el mundo se han incrementado de manera significativa. En la Figura 1 se muestra la evolución de las matriculaciones tanto de estos vehículos como de híbridos enchufables en España desde el 2010 [1]. Aunque estos números aún suponen una parte ínfima del total de ventas (un 1,62% en el año 2018) las políticas de reducción de emisiones a nivel tanto europeo como español están haciendo que la tendencia sea claramente al alza, con estimaciones de un parque de vehículos eléctricos de 24 millones para el año 2050 en España [2].

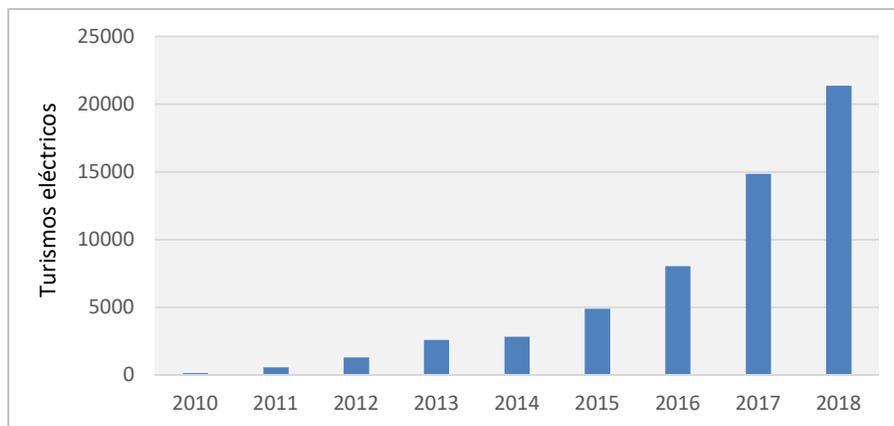


Figura 1. Matriculaciones de vehículos eléctricos en España (2010-2018).
Fuente: AEDIVE.

Este aumento de los vehículos eléctricos ha propiciado la instalación de estaciones de carga y se espera que se incrementen conforme se aumenta la flota de estos vehículos. El establecimiento de estas estaciones también ha sufrido un gran incremento en los últimos años, alcanzando los 5000 puntos de recarga en España en la actualidad. La principal concentración de las estaciones de carga se produce en Barcelona y Madrid.

La rentabilidad de las estaciones de carga depende principalmente de 2 factores:

- El lugar en el que se instalan: que determina el volumen de vehículos y la frecuencia con la que estos llegan.
- Cómo se obtiene y gestiona la energía que se ofrece a los vehículos. Esto incluye:
 - La tarifa eléctrica y la potencia contratada por la estación de carga.
 - La incorporación de una batería que le permita almacenar energía producida por la instalación de autoconsumo cuando hay excedentes. También se puede cargar la batería cuando los precios de energía del

mercado mayorista son bajos y utilizarla en los periodos en los que los precios suben.

- Ofrecer prestaciones V2G (*Vehicle to Grid*). Si disponen de la tecnología necesaria, los vehículos eléctricos enchufables pueden comunicarse con la red eléctrica y ofrecer servicios DSR (*Demand Side Response o gestión de la demanda*). Mediante estos servicios, se controla la velocidad de carga o descarga de los vehículos para, por ejemplo:
 - Hacer más estable el flujo de energía generada por fuentes de energía renovable como la eólica y la solar.
 - Participar en la regulación de frecuencia de la red. En este concepto se centra el estudio en cuestión.

Una vez se ha decidido la localización de la estación, la gestión de la energía determina la rentabilidad de la inversión. Específicamente, en este proyecto se pretende analizar la participación de una estación de carga en los servicios de regulación de frecuencia, denominada en España 'Regulación Secundaria'. La energía almacenada en baterías es especialmente adecuada para ofrecer servicios de regulación, debido a que los tiempos de respuesta de las baterías, mucho más rápidos que los de los generadores térmicos, cumplen con creces los requerimientos de cualquier OS (Operador del Sistema). El Mercado de Regulación Secundaria presenta una gran sinergia con este tipo de instalaciones, ya que cuando el OS envía una consigna a bajar (sobra energía en el sistema eléctrico), la estación puede aprovechar para suplir la demanda de los vehículos conectados y cargar la batería a un precio normalmente menor que si hubiese comprado esa energía en el Mercado SPOT (en el año 2018 hubo una diferencia media de 6,43€/MWh [3]). Además, analizando los datos históricos del sistema español, se observa que durante el año 2018 los periodos en los que el sistema necesitó energía a bajar fueron un 27% más que los periodos a subir [4].

En definitiva, el objetivo del proyecto es determinar si los ingresos que se podrían obtener al participar en el Mercado de Secundaria exceden los costes derivados del aumento de degradación de la batería y la consecuente reducción de su vida útil.

1.2 MOTIVACIÓN

En la actualidad existe una tendencia alcista que tiene la venta de vehículos eléctricos en el mundo debido a la concienciación de la sociedad respecto al cambio climático y las políticas energéticas que tienen como objetivo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Este esperado aumento de la cuota de vehículos eléctricos debe ir acompañado del consecuente incremento en la instalación de estaciones de carga. Con este estudio se pretende analizar distintas sensibilidades de cómo afecta la gestión de la energía a la rentabilidad de las estaciones, concretamente, comprobar si la participación en el Mercado de Secundaria supone un aumento de los beneficios y qué efectos tiene sobre variables importantes de la estación.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos fundamentales del proyecto en cuestión son los siguientes:

1. Estudio del estado del arte del vehículo eléctrico y los gestores de carga, y de la regulación para su participación en los mercados eléctricos.
2. Identificación de los factores críticos relacionados con la instalación de una electrolinera.
3. Desarrollo de un modelo en GAMS compuesto de:
 - *Inputs*: el número de plazas de la estación, la potencia de los cargadores y la frecuencia de rotación de los vehículos.
 - Datos propios del modelo: su función objetivo es la maximización de la rentabilidad de la instalación. Se le añadirán datos económicos como el coste de las baterías y datos del sistema eléctrico como los peajes de acceso y datos del Mercado Diario y de Secundaria.
 - *Outputs*: potencia a contratar por la instalación, potencia óptima de la batería a instalar, degradación de la batería y rentabilidad de la instalación.
4. Estudio de diferentes escenarios de configuración de la electrolinera y de participación en mercados, y los resultados que éstos ofrecen.

1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para analizar la viabilidad de la participación de los gestores de carga en mercados de ajuste, se llevarán a cabo los siguientes objetivos:

1. **Estudio del estado del arte:** Investigación y recopilación de información relacionada con el tema del proyecto. Análisis del estado de la cuestión en el mundo y particularmente en España; tecnología, legislación, proyectos en vigor, etc.
2. **Recolección de datos:** búsqueda y recolección de información acerca de los principales factores que afectan a la instalación:
 - 1) Datos sobre la degradación de las baterías
 - 2) Datos económicos: Costes del gestor de carga, costes de baterías.
 - 3) Datos del sistema eléctrico: Peajes de acceso a la red, volumen y precios del mercado diario y del mercado de secundaria.
3. **Desarrollo del modelo en GAMS:** Tomando como base el modelo del proyecto [5] "*Estudio de la rentabilidad de introducir baterías y energía solar fotovoltaica en el modelo de negocio de los gestores de carga: estudio del caso español*" se desarrollará un sistema compuesto de:
 - *Inputs:* el número de plazas de la estación, la potencia de los cargadores y la frecuencia de rotación de los vehículos.
 - Datos propios del modelo: su función objetivo es la maximización de la rentabilidad de la instalación. Se le añadirán datos económicos como el coste de las baterías, coste de las placas fotovoltaicas y datos del sistema eléctrico como los peajes de acceso y datos de los mercados. También tendrá en cuenta las restricciones pertinentes, como la energía disponible de la batería o la potencia máxima a la que se pueden cargar los vehículos.
 - *Outputs:* potencia a contratar por la instalación, potencia óptima de la batería a instalar, peaje de acceso adecuado y rentabilidad de la instalación.
4. **Resultados y análisis de sensibilidad:** Se analiza la rentabilidad de los distintos escenarios propuestos para la estación de carga. Estos son:
 - Escenario base: la estación consume la energía necesaria de la red cuando los coches son conectados. No hay ningún tipo de optimización de la energía.

Para evaluar la rentabilidad de cada escenario se realiza un back-test con los datos del mercado eléctrico durante el año 2018

- 5. Conclusiones y recomendaciones:** Conclusiones generales y futuras recomendaciones basadas en los resultados obtenidos a lo largo de los casos de estudio.

1.5 RECURSOS A EMPLEAR

Durante la realización del estudio, además de la bibliografía tanto digital como física, se utilizarán los siguientes programas informáticos:

- Microsoft Word
- Microsoft Excel
- GAMS

CAPÍTULO 2. VEHÍCULO ELÉCTRICO

El presente capítulo tiene como objetivo profundizar en uno de los temas a considerar en el modelo, que es el vehículo eléctrico, analizando la situación actual de desarrollo tanto a nivel nacional como internacional, así como algunos parámetros más técnicos como los tipos de carga y otros factores.

2.1 ESTADO DEL ARTE

2.1.1 Contexto internacional

El cambio climático junto con el aumento de temperatura del planeta en comparación con los niveles preindustriales es una de las mayores preocupaciones y constituye un reto, y es uno de los pilares fundamentales para el desarrollo industrial, social y tecnológico.

Después de décadas en las que el motor de combustión interna ha sido el vehículo dominante en la industria automotriz, la industria ha comenzado a diversificar su cartera de vehículos motrices, en búsqueda de soluciones más sostenibles. Como primera alternativa a los vehículos de potencia ICE puros, los híbridos convencionales han ido ganando una importante cuota de mercado en las últimas dos décadas. Así, por ejemplo, Toyota ya ha vendido más de 6 millones de sus modelos insignia Prius hasta la fecha, de los cuales aproximadamente el 10% han tenido como destino final Europa. No obstante, en la actualidad, la transición hacia motores totalmente electrificados se está convirtiendo en una realidad, con más de un millón de turismos eléctricos vendidos mundialmente en 2017, tal y como se puede observar en la Figura 2.

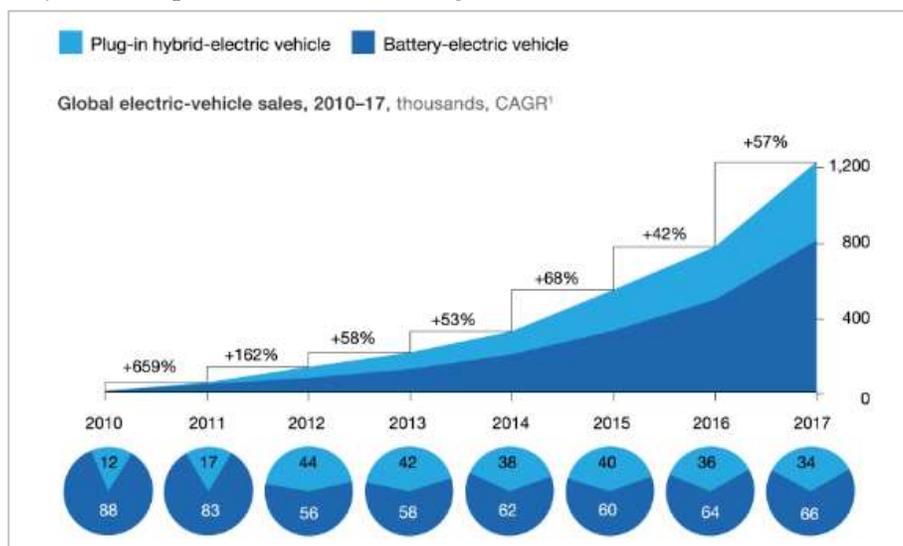


Figura 2. Evolución de las ventas de vehículos eléctricos a nivel mundial.
Fuente: Mckinsey.

Aunque a nivel europeo la venta de vehículos eléctricos supone menos de un 1% de las ventas totales de vehículos nuevos registradas, hay razones para creer que se está en una fase temprana de adopción del vehículo eléctrico. A nivel más granular, varios países europeos están viendo tasas de adopción de vehículos eléctricos significativas, animando a sus clientes a optar por la movilidad eléctrica. Durante el periodo 2013-2015, Noruega fue el claro líder de Europa en lo que a promoción de vehículos eléctricos se refiere, alcanzando más del 12% de las matriculaciones de vehículos nuevos en el año 2013. Holanda ocupa el segundo lugar con más del 4% de las ventas de automóviles nuevos, seguido de Dinamarca, Francia y el Reino Unido. No obstante, en la actualidad, Alemania se habría convertido en el número líder en coches eléctricos, con un total de 129.246 turismos registrados hasta diciembre de 2017, gracias a incentivos en la compra (5.000 € por vehículo para compradores privados y 3.000€ para compradores corporativos) y otros beneficios como exenciones en el impuesto anual de circulación.

A un nivel más global, China están en la vanguardia de ser líder mundial en coches eléctricos, consolidándose como primer mercado tanto en la producción como en la venta de este tipo de vehículos gracias a los abundantes subsidios establecidas por las autoridades chinas. Adicionalmente, a los grandes productores e importadores están obligados a que un 10% de sus vehículos comercializados sean de tecnología eléctricas, a través del sistema de "créditos verdes". Por su parte, Estados Unidos presentó un gran avance en la adopción de vehículos eléctricos durante 2018, alcanzando unas ventas de 360.800 unidades, acercándose a las cifras de otros mercados como Alemania, Francia y Reino Unido.

En cuanto a la infraestructura de carga, según un estudio de Mckinsey [6], Dinamarca, junto con Alemania, el Reino Unido y Holanda son países líderes en el desarrollo de infraestructuras para el vehículo eléctrico. Así, por ejemplo, Dinamarca ha asignado 10 millones de euros de sus fondos públicos al desarrollo de la infraestructura de carga, contando con un total de 3.800 puntos de recarga lenta y 120 puntos de recarga rápida en 2013. Holanda por su parte, en el año 2013 presentaba un ratio de 1,1 estaciones por vehículo eléctrico gracias a los impuestos establecidos a nivel estatal para la financiación de las mismas, dando lugar a un total de 6.000 puntos de recarga lenta y un total de 120 puntos de recarga rápida. El Reino Unido destinó para el periodo 2013-2015 un total de 44 millones de euros para puntos de recarga residenciales y en localizaciones públicas, logrando alcanzar la instalación de 3.000 puntos de recarga rápidos y 150 puntos de recarga lentos.

2.1.2 Contexto nacional

España, al igual que otros países de la Unión Europea se han adoptado medidas destinadas a reducir el consumo de productos petrolíferos del sector transporte. Estos factores junto con una mayor concienciación por parte del ciudadano, ha dado lugar a una curva exponencial de ventas del vehículo eléctrico a nivel nacional, tal y como se puede observar en la Figura 3. El número de vehículos eléctricos registrados en la flota española durante el año 2017 ascendió a la cifra de 14.812 vehículos.

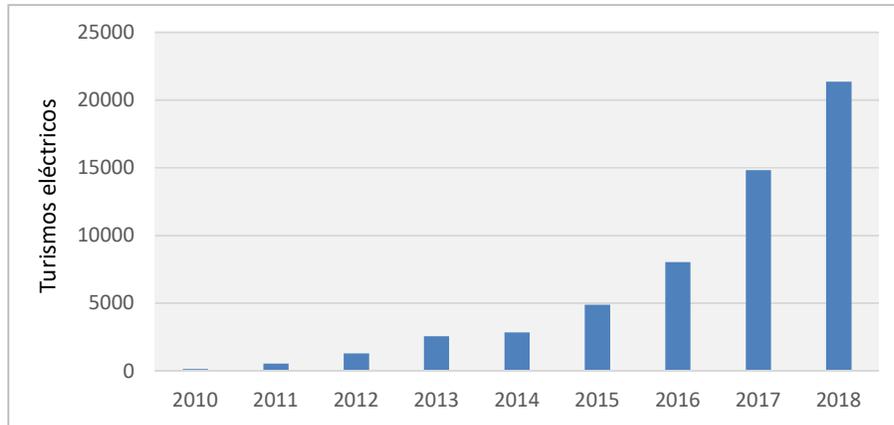


Figura 3. Evolución de la flota de vehículos eléctricos.
 Fuente: Dirección General de Tráfico.

No obstante, a pesar de la evolución de estas cifras, algunas fuentes de información señalan que la electrificación del sector transporte está aún lejos de algunas cuotas registradas en otros países como Suecia, Holanda y Bélgica.

En cuanto a la infraestructura de recarga española, gracias a la cooperación de gobiernos regionales y nacionales, ya en 2013 existían incentivos públicos para el desarrollo de proyectos piloto, dando lugar a un total de 800 puntos de recarga lenta y 20 puntos de recarga rápida para ese mismo año. A lo largo de los años se han ido estableciendo diferentes programas y subsidios nacionales que se analizarán en detalle a continuación, como, por ejemplo, el Plan Movele, que destinó un total de 10 millones de euros para el periodo 2008-2010 con el objeto de impulsar la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico en las ciudades de Barcelona, Madrid y Sevilla, gracias a los cuales se habrían registrado un crecimiento notable en la flota existente de vehículos eléctricos como en los puntos de recarga.

2.2 PUNTOS DE RECARGA

En cuanto a la infraestructura de recarga, la Figura 4 muestra la evolución a lo largo de los años del número de estaciones de recarga de acceso público en España, clasificando estas infraestructuras en función de su potencia: estaciones de recarga de potencia estándar para valores inferiores o iguales a 22 kW y estaciones de recarga de alta potencia para infraestructuras de más de 22 kW, dentro de las que se incluyen aquellas con conectores Tipo 2 AC, CHAdeMO, CCS y los Supercargadores de Tesla [7]. Se estima que alrededor del 32% de estos puntos se concentran entre Madrid y Barcelona.

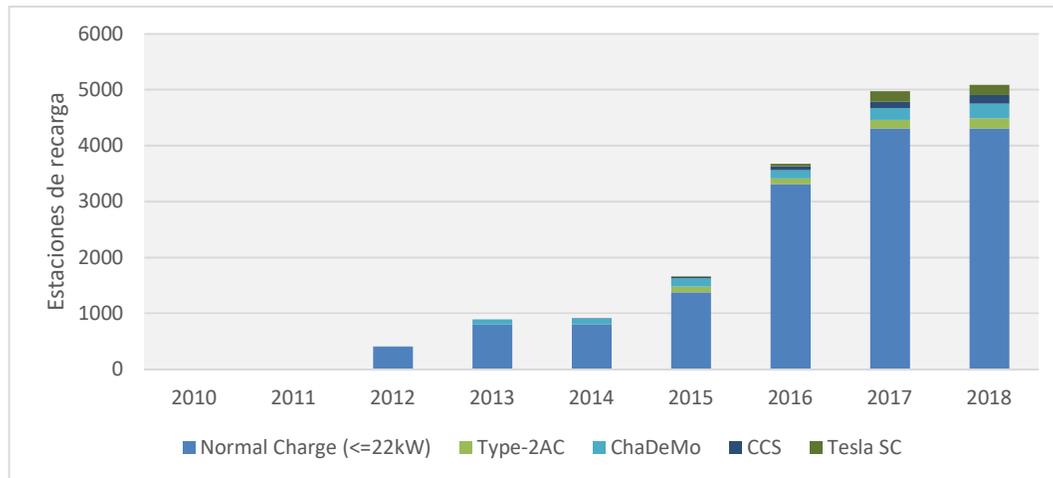


Figura 4. Estaciones de recarga de VE en España.
Fuente: EAFO.

No obstante, a pesar de estas cifras, algunos estudios [8] apuntan a la necesidad de alcanzar entre 65.000 y 95.000 puntos de recarga para conseguir el objetivo establecido por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, de 5 millones de vehículos eléctricos a 2030. Algunas compañías energéticas ya han tomado la iniciativa en esta transición energética hacia una descarbonización del transporte, y se espera que el número de instalaciones existentes de recarga de vehículo eléctrico en el territorio español aumenten notablemente durante los próximos años. Así, por ejemplo, Endesa ha anunciado recientemente la iniciativa de instalar más de 100.000 puntos de recarga hasta 2023 a lo largo de todo el territorio español, de los cuales alrededor de 8.500 puntos serán de uso público. Iberdrola por su parte, ha establecido el objetivo de instalar 25.000 puntos de recarga hasta 2021 gracias a su plan *Smart Mobility*.

Los puntos de recarga se caracterizan principalmente por la velocidad de recarga, el modo de carga y el tipo de conector, factores que se detallan a continuación. [9]

2.2.1 Velocidad de recarga

Se consideran cinco tipos de recarga según la velocidad de esta, es decir, cuánto tiempo lleva recargar las baterías, que depende directamente de la potencia disponible. Se suelen resumir en dos, recarga lenta y recarga rápida.

- Recarga doméstica, cuando la intensidad de corriente se limita a 10 A o menos por no disponer de una base de recarga con protección e instalación eléctrica adecuada. La recarga completa de las baterías de un coche eléctrico medio, unos 22 a 24 kWh de capacidad, puede llevar entre diez y doce horas.
- Recarga lenta, también se puede llamar convencional o recarga normal. Se realiza a 16 A, demandando unos 3,6 kW de potencia. Recargar esas mismas baterías puede llevar entre seis y ocho horas.
- Recarga semi-rápida, en inglés se suele llamar quick-charge, menos rápida que la fast-charge. Se realiza a una potencia de unos 22 kW. La recarga puede llevar una hora u hora y cuarto.
- Recarga rápida, la potencia que se demanda es muy alta, entre 44 y 50 kW. La recarga de esos 22 a 24 kWh de baterías puede llevar media hora. Lo normal es que no se haga una recarga del 100% sino en torno al 80% o 90%.
- Recarga ultra-rápida, apenas se usa, y debe considerarse algo todavía experimental, en vehículos eléctricos a prueba con acumuladores de tipo supercondensadores (por ejemplo, algunos autobuses eléctricos). La potencia de recarga es muy elevada, y en unos cinco o diez minutos se pueden recargar las baterías. Las baterías de iones de litio no soportan la temperatura tan elevada que provoca este tipo de recarga pues deteriora gravemente su vida útil.

2.2.2 Modos de carga

Los modos de carga tienen que ver con el nivel de comunicación entre el vehículo eléctrico y la infraestructura de recarga (y por consiguiente la red eléctrica), y el control que se puede tener del proceso de carga, para programarla, ver el estado, pararla, reanudarla, o incluso volcar electricidad a la red.

- Modo 1, sin comunicación con la red. Sería el que se aplica a una toma de corriente convencional con conector schuko.
- Modo 2, grado bajo de comunicación con la red. El cable cuenta con un dispositivo intermedio de control piloto que sirve para verificar la correcta conexión del vehículo a la red de recarga. Podría seguir usándose un conector schuko.
- Modo 3, grado elevado de comunicación con la red. Los dispositivos de control y protecciones se encuentran dentro del propio punto de recarga, y el cable incluye

hilo piloto de comunicación integrado (por ejemplo, los conectores SAE J1772, Mennekes, Combinado o Scame).

- Modo 4, grado elevado de comunicación con la red. Hay un convertor a corriente continua y solo se aplica a recarga rápida (por ejemplo, conector CHAdeMO).

2.3 SUBSIDIOS ESTATALES

En el ámbito europeo, la Comisión Europea estableció en 2015 como objetivos prioritarios la Unión de la Energía y una transición hacia un modelo energético más sostenible, es decir, hacia una economía baja en carbono. El sector transporte, con un consumo de energía final próximo al 42%, es uno de los sectores con mayor registro de emisiones por lo que actuaciones sobre el mismo resultaría fundamentales a fin de alcanzar los objetivos establecidos. Por tanto, se ha hecho relevante establecer medidas dirigidas a promover una movilidad urbana más sostenible, fomentando el uso del vehículo eléctrico y el cambio modal hacia otros tipos de transporte no motorizados.

Existen tres factores condicionantes para la penetración del vehículo eléctrico y la electrificación del sector transporte: la regulación, el coste de los vehículos y la aceptación por parte del consumidor. En relación al primer punto, los objetivos de emisiones establecidos, los incentivos financieros y las restricciones de acceso a centro de ciudades son políticas fundamentales que permitiría crear una sociedad comprometida con el vehículo eléctrico. Son muchos los gobiernos europeos que están incentivando al cliente a optar por la movilidad eléctrica, cada uno con un tipo de esquema diferente conveniente. Noruega es el más generoso, ofreciendo un amplio paquete de subsidios que alcanzan casi la cantidad de 17.000 € por vehículo eléctrico entre exenciones al momento de la compra y beneficios con el tiempo, tal y como se puede observar en la Figura 5.

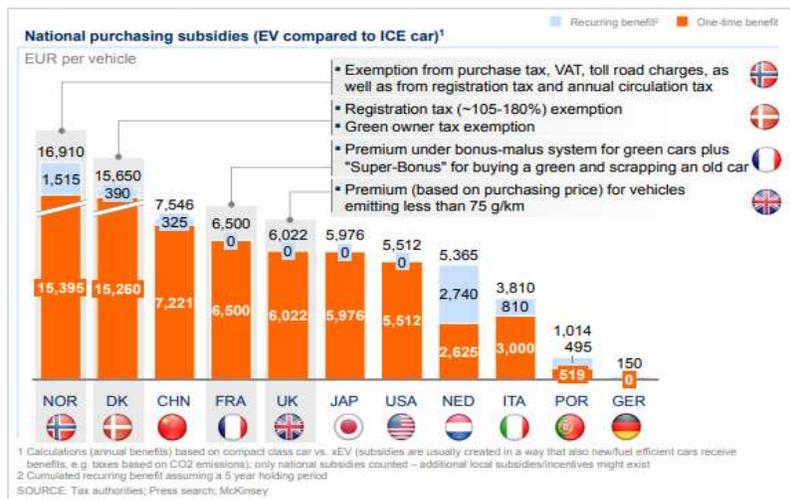


Figura 5. Subsidios nacionales europeos para la adquisición de vehículos eléctricos.

Fuente: Mckinsey.

En España, al igual que en otros países, la senda de emisiones de CO2 procedente del sector transporte ha experimentado un aumento por lo que se ha hecho necesario la adopción de medidas destinadas a reducir el consumo de combustibles fósiles, promoviendo movilidad urbana más sostenible. Así, se han ido aprobando diferentes programas de subvenciones para la adquisición de vehículos propulsados por tecnologías alternativas como son el gas natural y la electricidad:

- Plan de Movilidad Eléctrica (MOVELE), lanzado en 2011, con el que se destinaron un total de 10 M.€ de los cuales 8 M.€ estaban destinados para la compra directa de vehículos eléctricos, mientras que 1.5 M.€ se destinaban a la ampliación de redes de recarga y los 500.000 € restantes a gastos de gestión de proyecto. La cuantía a recibir por el beneficiario dependería de la tecnología del vehículo en cuestión, pudiéndose extender desde los 750 € a los 7.000 € para los vehículos eléctricos e híbridos enchufables.
- Plan de Impulso a la Movilidad de Energías Alternativas (MOVEA), en vigor desde noviembre de 2015 bajo la aprobación del Real Decreto 1078/2015, con el que se destinaron 16,6 M.€ para promocionar vehículos impulsados por energías alternativas. La cuantía de las ayudas variaría de 5.500 € para los turismos eléctricos M1 con autonomía superior a los 90 km, a los 8.000 € para los vehículos comerciales eléctricos N1 con autonomía superior a los 60 km.
- Plan de Apoyo a la Movilidad Alternativa (MOVALT), aprobado en 2017, con el que se destinó un total de 35 M.€ a la compra de vehículos alternativos (fundamentalmente gas natural y eléctricos). En cuanto a las cuantías recibidas, las ayudas oscilaban desde los 500 € a los 18.000 € en función del segmento de vehículos (motocicletas, furgonetas, turismos, etc.) y la tecnología empleada.
- Plan VEA, por el que se regula la concesión de ayudas para la adquisición de vehículos eléctricos asignándose un total de 50 M.€ a tal propósito. A esta cuantía económica se añaden otros 16,6 M.€ para la mejora de la infraestructura de los puntos de carga del vehículo eléctrico.
- Plan MOVES, aprobado en el Real Decreto 72/2019, del 15 de febrero, con el que se destinan 45 millones de euros a formas de movilidad energéticamente eficiente y sostenible. Así, los compradores de vehículos eléctricos se beneficiarían de un descuento de 6.000 € de los cuales alrededor de 5.000 € procederían de ayudas directas a nivel estatal, mientras que los 1.000 € restantes procederían de descuentos obligatorios por parte de los fabricantes.

Adicionalmente a estos planes establecidos a nivel nacional, cada Comunidad Autónoma publicaría sus respectivos planes en búsqueda de movilidad sostenible y de alta calidad. Así, por ejemplo, Madrid aprobó en diciembre de 2018 el Plan Mus, con el

que objetivo de promover la compra de turismos, motocicletas y cuadriciclos ligeros que funcionen con energías eficientes, dotando a los compradores de incentivos de hasta 5.500€ por cada vehículo.

CAPÍTULO 3. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

3.1 INTRODUCCIÓN. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

La demanda de electricidad es estacional en el corto y largo plazo con altos grados de aleatoriedad; nuestro consumo no solo cambia a lo largo del día sino también a lo largo de la semana dependiendo de si es un día laborable o festivo y a lo largo del año dependiendo de la estación en la que nos encontremos. Además, la electricidad no es almacenable, al menos de forma sencilla y en gran cantidad. Como consecuencia, el sobredimensionamiento del sistema eléctrico es una exigencia técnica para su estabilidad, por lo tanto, es de resaltar la complejidad del funcionamiento de este sistema eléctrico en el que en cada instante lo consumido ha de ser igual a lo producido.

El sector eléctrico en España está compuesto por cuatro actividades principales: partimos desde la generación eléctrica (donde se genera la electricidad a partir de diferentes fuentes), transporte de electricidad, distribución y finalmente la actividad de comercialización de la energía, siendo este último uno de los rasgos más significativos de la estructura del sector en España.

La generación eléctrica la llevan a cabo los productores que son aquellos agentes encargados de generar electricidad a partir de un determinado recurso energético. La generación eléctrica del país es bastante diversa, con un mix energético bastante variado, siendo la energía nuclear, eólica, hidráulica y carbón las energías que más aportan a la red. La generación el año pasado fue de 262 TWh [REE], con exportaciones e importaciones con Francia y Portugal, siendo el saldo de intercambio de 7 TWh.

El transporte es una actividad regulada y controlada bajo régimen monopolista en el que se le reconoce a Red Eléctrica de España como responsable del desarrollo y expansión de la red en caso necesario. A 31 de diciembre de 2018 se registraron un total de 44.208 km de red, donde las líneas aéreas predominan ante las subterráneas por razones económicas y de mantenimiento.

La distribución eléctrica, etapa intermedia entre el transporte y la comercialización, está compuesta por líneas de media y baja tensión y se encarga de transportar la electricidad hasta los puntos de consumo. Esa actividad está controlada casi en su totalidad por cinco grandes empresas las cuales poseen las redes de diversas zonas del país.

La última etapa del sector es la comercialización a través de la cual se realiza la compra y venta de energía en los mercados, pudiendo ser de dos tipos: PVPC (precio voluntario al pequeño consumidor, siendo la modalidad a la que se pueden acoger las

tarifas residenciales) y el mercado libre. La compra y venta de energía se produce a través de diversos mercados que se explicarán en mayor detalle a continuación, siendo esta actividad del sector energético más afecta al presente proyecto.

3.2 FUNCIONAMIENTO Y DIVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

La energía consumida y generada en tiempo real ha podido ser negociada en una gran cantidad de mercados tanto a largo como corto plazo. En la Figura 6 se expone la cronología de los mercados eléctricos en España [10].

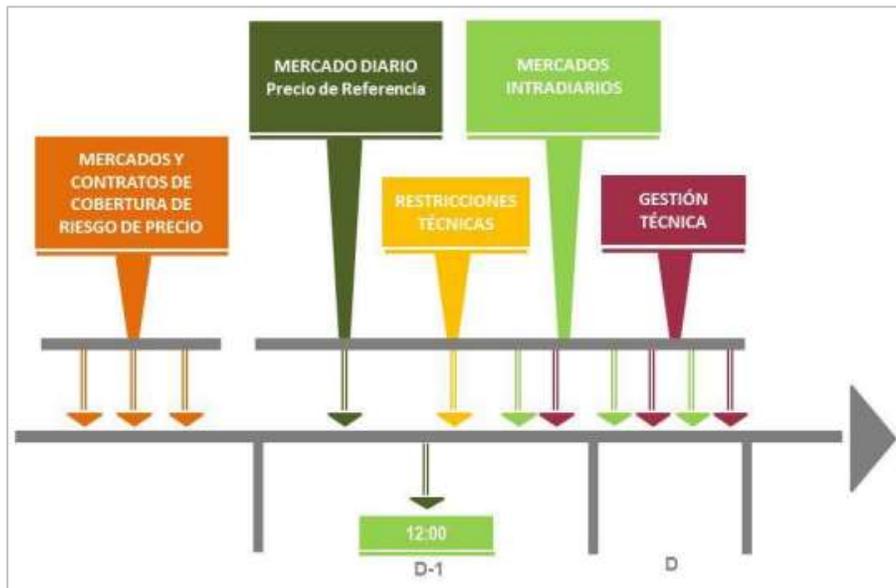


Figura 6. Secuencia de los mercados eléctricos en España.
 Fuente: OMIE

Hasta con años de antelación, se pueden realizar contratos de compraventa de electricidad en el denominado “Mercado de contratos bilaterales”. Estos contratos se realizan a través del OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía, polo portugués), encargado de las operaciones a futuro donde para diversos periodos de tiempo aparece una cotización para lo que sería el precio de la energía en esa etapa.

El día de antes de la entrega física de la electricidad (D-1), los agentes envían sus ofertas al operador del “Mercado Diario”, OMIE. Este mercado tiene lugar a las 12:00 de la mañana del día anterior al que se producirá y consumirá la energía acordada entre los generadores y los consumidores. Para llegar a ese acuerdo se realiza una subasta para cada una de las horas del día siguiente a través de la cual se estipula horariamente el precio que va a tener la electricidad; este precio viene marcado por la casación de la curva de oferta y la curva de demanda. En las curvas de oferta, cada una de las unidades productoras oferta una cantidad de electricidad que puede y está dispuesta a generar al precio mínimo que fija en su oferta. El precio no representa el coste variable que le supone

producir dicha cantidad de energía, es decir, lo que les haya costado el combustible, el poner en marcha la central, y su coste de mantenimiento. La oferta la realizan al coste de oportunidad que le supone generar esa electricidad, por lo que al coste variables anterior, habría que sumarle los ingresos a los que renuncia la central por el hecho de producir. Así, por ejemplo, para una central hidráulica de embalse, el almacenar agua para producir electricidad no supone coste variable alguno pero sí un coste de oportunidad. Esto es así porque gracias al embalse, el generador tiene la posibilidad de almacenar el agua y generar en otro instante futuro en el que el precio del mercado sea mayor. En el caso de las centrales térmicas de carbón o gas, si el generador puede revender dicho combustible a un tercero, entonces consumir dicho combustible tiene un coste de oportunidad que deberá sumar en su oferta al coste variable por la propia generación de la electricidad, es decir, ese coste de oportunidad no es el precio al que se adquirió el combustible si no al precio al que puede revenderlo. En el caso de un parque eólico o de una central hidráulica, el combustible es el viento o el agua que es un recurso "gratis" por lo tanto, si tiene ocasión de generar en una situación de viento favorable o de agua en el río, el no hacerlo no aumentará la posibilidad de obtener mayores beneficios en el futuro ya que ni ahorra en combustible ni puede almacenarlo para otro momento; por esta razón, ofertarán a precio cero para asegurarse de poder entrar en la casación. Así, y dependiendo de sus costes de oportunidad, cada central ofertará a un precio diferente.

Por otro lado, para la compra de esa electricidad se realizan ofertas de compra principalmente por las comercializadoras que tienen una demanda de electricidad que abastecer. Es importante indicar que, si bien las unidades productoras ofertan a un precio menor que el precio de casación y las ofertas de compra se han realizado a un precio mayor, toda la energía que se ha vendido para esa hora se retribuye al mismo precio obtenido por el cruce de las curvas de oferta y demanda, esto es lo que se denomina como

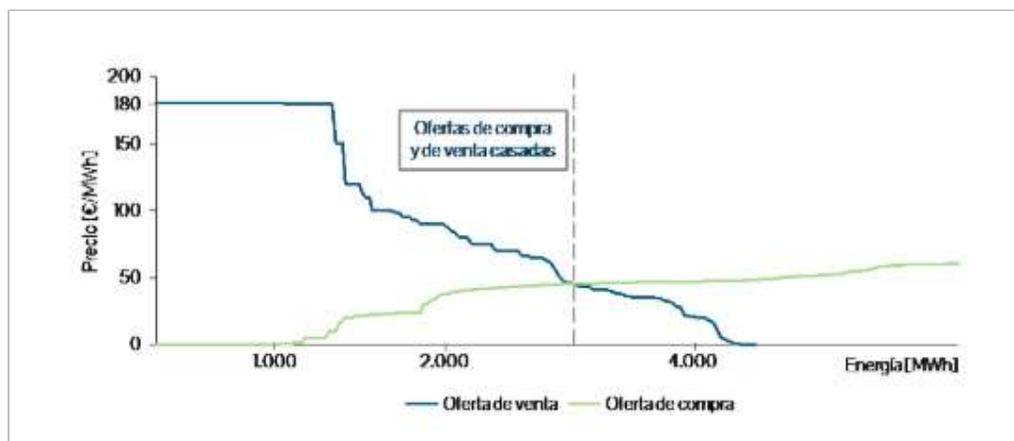


Figura 7. Ejemplo de curva de casación.

Fuente: Energía y Sociedad.

un mercado marginalista. La Figura 7 representa un ejemplo de casación entre la curva de oferta y la curva de demanda para una hora en concreto.

El cruce de las curvas del Mercado Diario determina el programa de generación provisional. Sin embargo, REE comprueba que el programa resultante es físicamente viable y respeta las condiciones de seguridad del sistema. En caso de que el programa no sea factible, debido a la sobrecarga de una línea, por ejemplo, REE publica los requerimientos para hacer las modificaciones pertinentes, que se satisfacen mediante el Mercado de Restricciones Técnicas. En este mercado los agentes envían ofertas de la energía que están dispuestos a producir de más o de menos y el precio al que lo harían. Se trata de un mercado *pay-as-bid* en el que cada oferta casada se retribuye según su precio, al contrario que en un mercado marginalista.

Además del Mercado Diario, los agentes disponen de seis “Mercados Intradiarios” para gestionar posiciones anteriores convirtiéndose en un mecanismo eficaz para solventar incidencias y modificaciones en los programas tanto de oferta como de demanda más cerca del tiempo real. Estas subastas tienen un funcionamiento muy similar al “Mercado Diario” y son también gestionadas por OMIE. Tienen lugar a lo largo del día y los horizontes que pueden negociarse en cada una de ellas son diferentes tal y como se puede observar en la Figura 8.

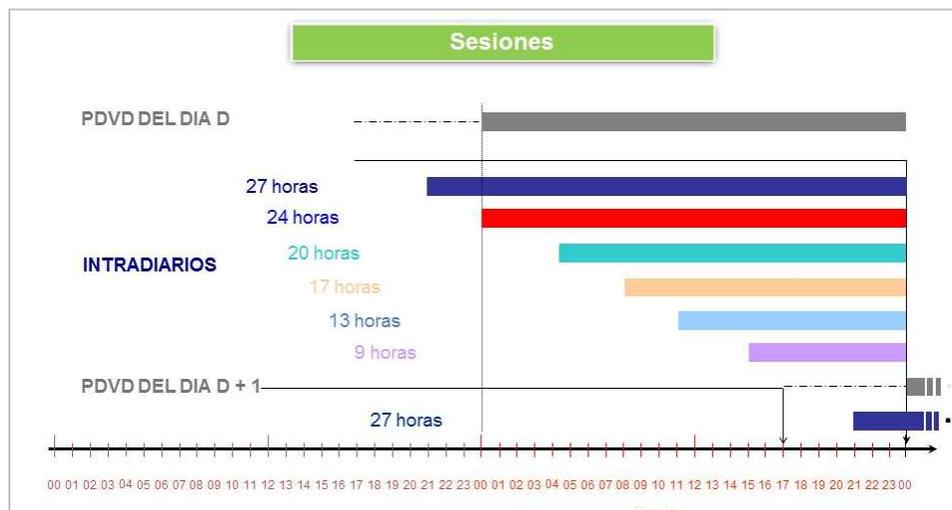


Figura 8. Organización de los Mercados Intradiarios de electricidad
Fuente: OMIE.

Adicionalmente a las subastas mencionadas, desde junio de 2018, España participa en el Mercado Intradiario Continuo en el que participan la mayoría de países de la Unión Europea. El objetivo de este mercado es el aprovechamiento de la capacidad transfronteriza disponible y permitir a los generadores, principalmente a las fuentes renovables, modificar sus programas hasta una hora antes del tiempo real. El mercado ha

sido desarrollado mediante el proyecto XBID y en él, los agentes pueden presentar órdenes de compraventa tal y como se hace en el mercado bursátil.

Tras la casación de todos estos mercados, queda asignada la misma cantidad de generación que de consumo para cada periodo. El problema reside en que, debido a la magnitud del sistema eléctrico y el carácter oscilante tanto de la producción como de la demanda, existen desajustes de potencia en tiempo real. Estos desajustes producen variaciones de frecuencia indeseadas en la red; el sistema eléctrico es similar a un motor, si el par motor es mayor al par resistente, la velocidad aumenta. De la misma manera, si la generación es superior al consumo, la frecuencia de la red aumenta (y en el caso contrario disminuye). El sistema requiere que la frecuencia se mantenga en el valor de 50 hertzios para garantizar la seguridad y la calidad del suministro.

3.3 MERCADOS DE AJUSTE

A su vez, REE, también gestiona los mercados de servicios complementarios, que tienen como objetivo asegurar que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento y que puedan resolverse desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real, manteniendo la potencia y la frecuencia de la red en todo momento. Existen tres servicios de control de frecuencia: el primario, el secundario y el terciario.

La regulación primaria, se trata de un control de potencia automático y descentralizado que proporcionan algunos generadores con inercia (generadores térmicos e hidráulicos principalmente). Permite recuperar el balance entre potencia generada y consumida, pero la frecuencia se desvía de su valor de referencia. Se trata de un servicio obligatorio y no retribuido, que actúa en los primeros segundos en los que se produce el desvío, por lo que no existe un mercado para gestionarlo [11].

La regulación secundaria se ejecuta a través de un sistema de control centralizado, el Control Automático de la Generación (AGC), y permite devolver al sistema a su frecuencia de referencia y que los flujos entre áreas permanezcan en sus valores programados. Actúa a partir de los 30 segundos hasta los 15 minutos después del desvío. Cada día, el Operador del Sistema (OS) estima la 'reserva de banda de regulación secundaria' tanto a bajar como a subir, en términos de potencia (MW), necesaria en cada periodo para asegurar el suministro en condiciones de fiabilidad en caso de desequilibrios producción/consumo en tiempo real, y convoca el mercado correspondiente después de la celebración del mercado diario y del de restricciones. En España existe un único mercado conjunto de banda a subir y banda a bajar según el ratio de los requerimientos publicados por REE. En la mayoría de mercados europeos existe un mercado específico para cada sentido de regulación. Las empresas generadoras, con carácter voluntario,

presentan sus ofertas de capacidad disponible, asignándose la banda requerida por el OS entre éstas utilizando un criterio de mínimo coste y mediante un mercado marginal [10].

Por otro lado, en cuanto a la regulación terciaria, su objetivo es que se pueda restituir la reserva de regulación secundaria en caso de que sea utilizada a causa de una contingencia. Todos los grupos han de ofertar su potencia excedentaria a subir y a bajar que pueden poner a disposición en 15 minutos o menos, y mantener, al menos, durante dos horas. Se trata también de un mercado marginal y en caso de casación, la reserva se activa de manera manual y descentralizada.

A continuación, en la Figura 9 se presenta la secuencia de activación de las reservas anteriormente expuestas en caso de un desbalance entre producción y generación, siendo el foco del proyecto el análisis de la rentabilidad de la participación de la estación de carga en el mercado de regulación secundaria.

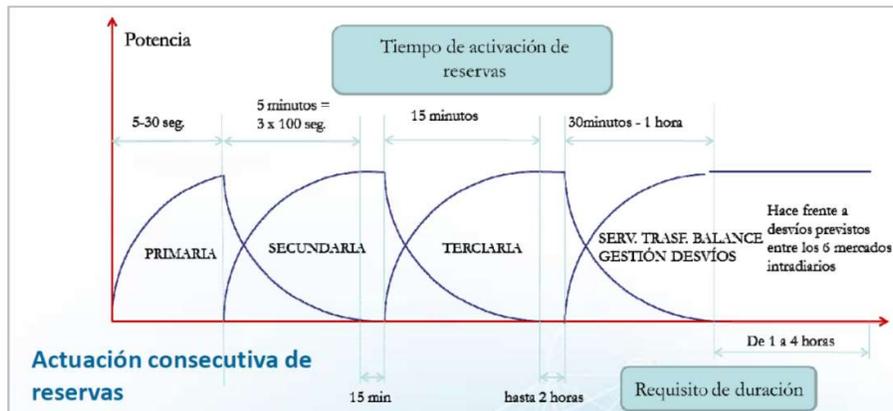


Figura 9. Secuencia de activación de los Mecanismos de Balance.
Fuente: REE.

3.4 TARIFAS ELÉCTRICAS

El precio de la electricidad varía cada hora del día dependiendo de múltiples factores como la demanda para esa hora, el precio de los combustibles fósiles, las condiciones climatológicas como la cantidad de viento, sol y lluvia, las restricciones técnicas de la red, etc. El precio fijo que se paga por kWh en las tarifas dependió hasta el 1 de julio de 2009 de la tarifa integrada en la que es Estado fijaba el precio de la electricidad para cada año incluyendo tanto la componente regulada como la de libre mercado. A partir del año 1997, año en el que se produjo la liberalización del sistema, se abandonó el sistema de tarifas establecidas por la administración en la línea del marco legal estable y el precio de la componente de energía de la tarifa se debía establecer mediante mecanismo de libre mercado, por lo que desaparecieron las viejas tarifas y todos los componentes debían pasar al mercado minorista contratando una comercializadora. Sin embargo, para aquellos consumidores que a día 1 de enero de 2009 no habían

contratado una comercializadora (casi el 90% de los consumidores), se diseñó lo que se conoce como Tarifa de último Recurso a la que pasaban automáticamente todos los consumidores. De la misma forma, su comercializadora pasaba a ser la comercializadora de último recurso que había creado su distribuidora para dar servicio en este nuevo mercado. Esta tarifa de último recurso se fijaba a partir de una componente regulada también establecida por el Estado y una componente de libre mercado que se fija de acuerdo al precio alcanzado en las subastas explicadas anteriormente:

- Componente de mercado: se forma a partir de las subastas diarias realizadas por el OMIE, fruto de la casación entre las curvas de oferta y demanda explicadas previamente.
- Componente regulada: tiene como objetivo la financiación de algunos costes estatales tales como:
 - o Actividades de transmisión y distribución.
 - o Pagos por capacidad: reflejan los costes de capacidad de potencia del sistema en el medio y largo plazo.
 - o Subsidios a las energías renovables.
 - o Déficit de tarifa

El 1 de abril de 2014 entró en vigor la normativa que regula el nuevo sistema para determinar el coste de energía de la factura eléctrica, el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), para aquellos consumidores con una potencia contratada no superior a los 10 kW. Este sistema ofrece la posibilidad de optar por una tarifa general que aplica un precio bastante uniforme para el consumo de todas las horas del día (algo más bajo por la noche) o por una tarifa de discriminación horaria que aplica un precio mucho menor a las horas nocturnas y hasta el mediodía y algo más elevado que la tarifa general para el resto de la jornada. Con ambas tarifas los precios de las tarifas durante el fin de semana suelen ser más bajo.

En la Tabla 1 se muestran todas las tarifas de acceso disponibles en España en función de la potencia máxima permitida y el nivel de tensión.

Tabla 1. Tarifas de acceso para suministro a consumidores. Fuente: Atlas Energía

Tipo de Tensión	Código	Periodos	Potencia Contratable	Tensión de suministro (Vs)
Baja Tensión	2.0 A	1	$P_c \leq 10 \text{ kW}$	$V_s \leq 1 \text{ kV}$
	2.0 DHA	2		
	2.0 DHS	3		
	2.1 A	1	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$	
	2.1 DHA	2		
	2.1 DHS	3		
	3.0 A	3	$P_c > 15 \text{ kW}$	
Alta Tensión	3.1 A	3	$P_c \leq 450 \text{ kW}$	$1 \text{ kV} \leq V_s < 30 \text{ kV}$
	6.1 A	6	$P_c > 450 \text{ kW}$	$1 \text{ kV} \leq V_s < 30 \text{ kV}$
	6.1 B	6		$30 \text{ kV} \leq V_s < 36 \text{ kV}$
	6.2	6		$36 \text{ kV} \leq V_s < 72,5 \text{ kV}$
	6.3	6		$72,5 \text{ kV} \leq V_s < 145 \text{ kV}$
	6.4	6		$V_s \geq 145 \text{ kV}$

La tarifa utilizada en el modelo del proyecto es la 3.1A, una tarifa de media tensión (mayor de 1kV y menor de 30kV) con una potencia máxima de 450 kW y tres periodos de consumo. Estos tres periodos de consumo se conocen como valle, llano y punta según su precio en orden creciente y se utilizan para incentivar el consumo fuera de las horas de flujo máximo en las líneas eléctricas. Las horas del día en las que la red se encuentra más congestionada cambian en función de la época del año y los periodos cambian para adaptarse a ello. En la Figura 10 se representan las horas del día que corresponden a cada periodo en función de la época del año y de si es laborable o festivo. El cambio entre verano e invierno se delimita con el cambio de horario.

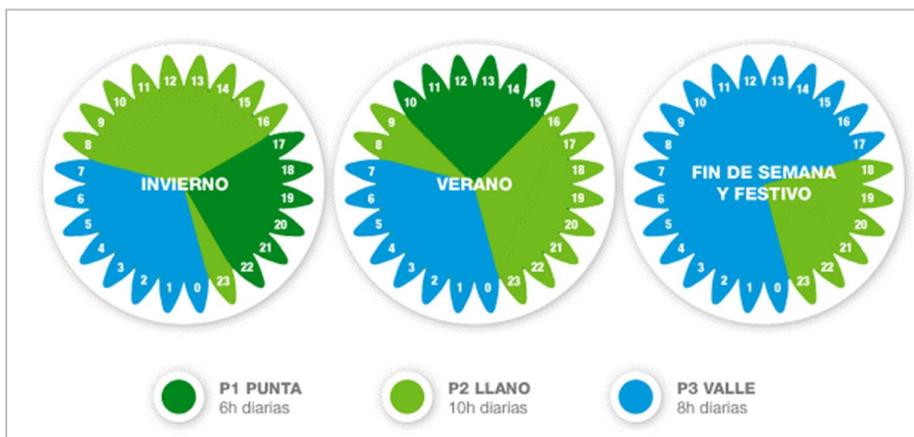


Figura 10. Horas de cada periodo para la tarifa 3.1A. Fuente: Atlas Energía

El precio del peaje de acceso a la red eléctrica en cada periodo para la tarifa 3.1A se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2. Coste del peaje de acceso para cada periodo. Fuente: BOE

Periodo	Coste del Peaje [€/kW año]
P1	59,17
P2	36,49
P3	8,37

CAPÍTULO 4. DEFINICIÓN DEL MODELO

4.1. INTRODUCCIÓN AL MODELO EMPLEADO. ANTECEDENTES

En primer lugar, es importante señalar que la herramienta de optimización sobre la que se ha trabajado y establecido modificaciones fue desarrollada inicialmente por otro estudiante del Máster Habilitante en Ingeniería Industrial. El objetivo inicial de este modelo era la optimización de los beneficios de una estación de carga de vehículos eléctricos, analizando diferentes casos de estudio en los que las inversiones realizadas eran la variable a modificar. Para alcanzar tal propósito, se desarrolla un modelo que simula una estación de carga función es suplir de energía a los vehículos eléctricos que demandan tal servicio en la misma. Con este proyecto se pretende ir más allá estudiando el impacto que tendría la participación en el Mercado de Secundaria.

El desarrollo del modelo tiene lugar en el lenguaje de programación GAMS (General Algebraic Modelling System), y considera algunas hipótesis, introducidas en el modelo a través de parámetros; condiciones, introducidas a partir de restricciones y variables que condicionan la función objetivo, siendo esta última la optimización de los ingresos a percibir por el propietario de la estación de carga.

4.2 CONSIDERACIONES BÁSICAS DEL NUEVO MODELO

4.2.1 Degradación de las baterías

La participación en el Mercado de Secundaria conlleva un uso distinto de las baterías que ha de ser tenido en cuenta para que los resultados del modelo sean realistas. Los parámetros más importantes a la hora de determinar la degradación de una batería son: la temperatura, la tasa de carga y la profundidad de descarga o *depth-of-discharge* (DOD) [12].

4.2.1.1 Causas de la degradación de las baterías

Además del propio paso del tiempo, existen una serie de factores que afectan significativamente la vida útil de una batería:

- Temperatura y Tasa de carga. La temperatura es uno de los factores que mayor degradación puede causar sobre la batería. Elevadas tasas de carga pueden exponer la batería a altas temperaturas y perjudicar significativamente su vida útil. Típicamente la tasa de carga (I_{rate}) se determina en función de C, siendo C el ratio entre la corriente aplicada en la carga (expresada en Amperios [Amp]) y la capacidad de la batería (expresada en Amperios por hora [Amph]). Para tasas de

carga por debajo de 1C, se puede suponer que no existe una reducción en la vida útil de la batería [13].

- *Depth-of-Discharge*. Es el nivel de energía al que se llega durante un ciclo de descarga, expresada en porcentaje. Existe una relación inversa entre la DOD y el número de ciclos que una batería ofrece durante su vida útil. Por ejemplo, los datos para una batería de ion-litio según el estudio [14] demuestran que para un DOD del 10% la batería es capaz de soportar 4300 ciclos, mientras que baja drásticamente a los 700 ciclos para un 100% de DOD.

4.2.1.2 Modelado de la degradación de las baterías

Determinar el efecto de ofrecer servicios V2G en la vida útil de las baterías es especialmente complejo cuando se trata de regulación de frecuencia, debido a que las pruebas que realizan normalmente los fabricantes a la hora de determinar las características de una batería implican esfuerzos muy repetitivos y controlados. Por ejemplo, para computar el efecto que tiene el DOD en el número de ciclos que puede ofrecer una batería, simplemente se carga y descarga dicha batería hasta el DOD deseado y se monitoriza el efecto en la capacidad de almacenamiento. En la Figura 11 se muestra la gráfica que resulta al realizar una prueba de este tipo.

El problema con este tipo de pruebas, en las que el perfil de carga y descarga se mantiene constante durante todos los ciclos, es que no son útiles a la hora de determinar el efecto de participar en la regulación de frecuencia de una red. Los requerimientos de energía de regulación están determinados por el estado del sistema en cada momento y son completamente aleatorios, por lo que los perfiles de extracción e inyección de energía de la batería no siguen ningún tipo de patrón controlado. En esto radica la dificultad de determinar la degradación de las baterías al suministrar este tipo de servicios V2G.

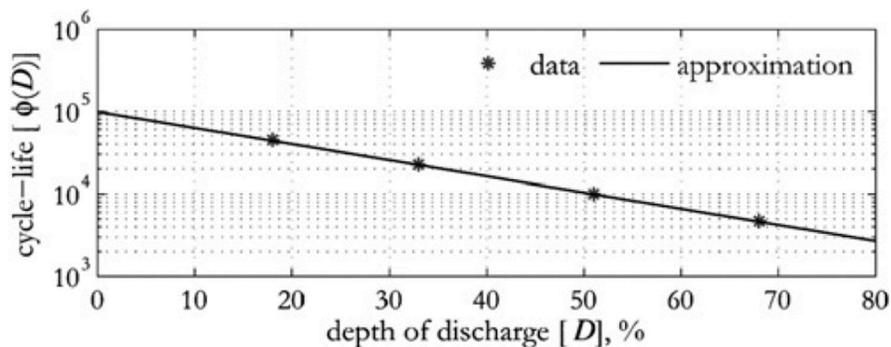


Figura 11. Número de ciclos que soporta una batería en función del DOD.
 Fuente [16]

En la literatura disponible acerca de proyectos similares al estudio en cuestión, se utilizan varios métodos para poder determinar la degradación de las baterías fruto de la regulación en frecuencia. Los métodos estudiados pueden agruparse en dos:

- **Método “Rainflow”:**

Utilizado originalmente para el análisis de datos de fatiga en componentes mecánicos. Su propósito es reducir un espectro de esfuerzos variantes a un conjunto de esfuerzos simples y repetitivos. Su utilidad radica en que determinar la degradación producida por esfuerzos periódicos es sencillo mientras que hacerlo para esfuerzos variantes es mucho más complejo.

En el estudio [15] se utiliza este método para transformar la gráfica de consigna de los periodos de regulación en frecuencia en un conjunto de ciclos de carga y descarga definidos. La degradación se calcula respecto a estos ciclos identificados para los que si se tienen datos concretos y fiables de su efecto en la vida útil de la batería, obtenidos de pruebas de laboratorio cuyos resultados son publicados por el propio fabricante.

- **Mediante un modelo:**

Este método es mucho más común en la literatura y existen numerosos modelos que utilizan distintos factores [12] [13] [14] [16] [17]. De todos ellos, se recoge el modelo utilizado en [17] debido a su sencillez y la facilidad de aplicación a este proyecto. En él se descompone la pérdida de capacidad de la batería en la debida al paso del tiempo y la debida a los ciclos de carga y descarga. Esta última parte es la que tiene interés para el proyecto actual. En el informe se establece que la pérdida de vida útil se debe a la temperatura, las tasas de carga y descarga, y la producción de energía. Finalmente expresa la pérdida de capacidad de la batería como:

$$Q_{perd} = B_1 * e^{B_2 * I_{rate}} * A_h \quad (1)$$

$$B_1 = a * T^2 + b * T + c \quad (2)$$

$$B_2 = d * T + f \quad (3)$$

Donde Q_{perd} es el porcentaje de capacidad perdida debido a los ciclos realizados. Tanto el factor pre-exponencial B_1 como el exponencial B_2 dependen de la temperatura. I_{rate} se refiere al ratio de carga/descarga expresado en función de C. A_h es la energía gestionada por la batería. Los parámetros expuestos en la Tabla 3 se han extraído del estudio [18] y son los utilizados para calcular el factor de degradación a aplicar en el modelo.

Tabla 3. Valores de los parámetros de la fórmula de pérdida de capacidad. Fuente [18]

Parámetro	Valor	Unidad
a	8.61E-06	1/Ah-K ²
b	-5.13E-03	1/Ah-K
c	7.63E-01	1/Ah
d	-6.70E-03	1/K-C
f	2.35E+00	1/C

Sustituyendo los valores de la Tabla 3 en las ecuaciones (2) y (3), y suponiendo que la batería se mantiene a una temperatura media de 21 °C durante el año, los factores B_1 y B_2 toman los valores de 1,006E-3 y 0,3802 respectivamente. El I_{rate} se puede expresar como la potencia de carga/descarga dividida por la capacidad de la batería, para mantener la linealidad del modelo se toma un valor conservador para el I_{rate} de 0,5C (en el caso base fue de 0,2C). El término A_h se puede expresar en términos de energía dividiendo por el voltaje de la batería (1500V) como se expone en la ecuación (4).

$$A_h = \frac{E}{V} \quad (4)$$

Aplicando todas las sustituciones expuestas en el párrafo anterior, se puede expresar la degradación de la batería dependiendo sólo de la energía utilizada, como se expresa en la ecuación (5).

$$Q_{perd} [\%] = 8,1108 \times 10^{-4} * E [kWh] \quad (5)$$

Independientemente del método utilizado para determinar la degradación de la batería, esta debe ser traducida a costes para poder determinar la rentabilidad de participar en el Mercado de Secundaria. Para ello, es necesario establecer el coste de su reposición. Para el modelo se utilizará el valor determinado en [15], que estima el coste de deshacerse de la celda antigua y comprar e instalar la nueva en 300€/kWh.

4.2.2 Mercado de Regulación Secundaria

La regulación secundaria se ejecuta a través de un sistema de control centralizado, el Control Automático de la Generación (AGC), en tiempo real, las plantas que regulan en secundaria reciben una consigna de potencia cada cuatro segundos (900 consignas en

una hora) por parte del AGC. En la Figura 12 se presenta una gráfica con las curvas de potencia correspondientes a un periodo. El “P48” corresponde al punto de regulación; el nivel de potencia que permite a la planta dar tanto la banda a subir como la banda a bajar. La diferencia entre el límite superior (“LSUP”) y el punto de regulación es la banda a subir. De igual manera, la diferencia entre el punto de regulación y el límite inferior (“LINF”) es la banda a bajar. Se puede observar como la potencia de generación de la planta (“Pmed”) sigue las consignas de potencia durante toda la hora. Los agentes son retribuidos por la potencia de banda casada (€/MW) y por la energía de regulación proporcionada durante la hora (€/MWh). El coste de la banda se repercute a los consumidores en concepto de servicios de ajuste y el coste de la energía de regulación recae sobre los agentes causantes de los desvíos. Permite al operador del sistema disponer de una reserva de capacidad muy flexible para resolver desequilibrios significativos entre generación y demanda.

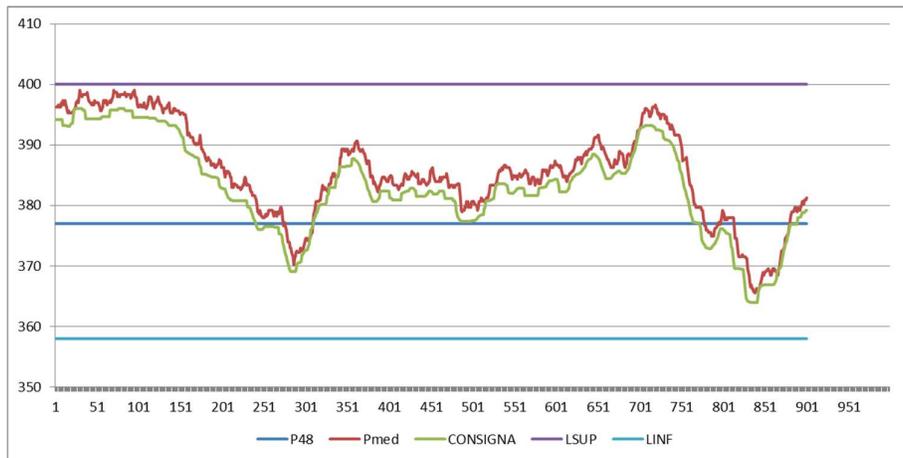


Figura 12. Curvas de potencia relevantes durante un periodo en regulación secundaria.
Fuente: Alpiq Energía.

Dado que no se dispone de los datos de las consignas por parte de REE y modelar el procedimiento exacto requeriría una capacidad computacional muy alta, se ha simplificado el proceso tal y cómo se expone a continuación.

Para simular la participación de la estación de carga en el Mercado de Regulación Secundaria, se han descargado los datos disponibles del año 2018 publicados por el OS a la web ESIOS. Los parámetros descargados por periodo son: los requerimientos de banda a subir y a bajar, la energía de neta de regulación utilizada por el OS tanto a subir como a bajar, la energía absoluta de regulación utilizada, los precios de la banda y los precios de las energías de regulación.

Con estos datos es posible definir el funcionamiento de este servicio aunque no así el proceso de oferta y la incertidumbre del sentido de las necesidades de energía, pues el modelo tiene todos los datos del año disponibles y es capaz de adaptarse a ellos para optimizar la rentabilidad. Con las restricciones necesarias, expuestas en detalle en la sección 4.3.2, se permite que el modelo optimice la participación en el mercado. Como en la realidad, la estación de carga absorbe o cede una energía de regulación proporcional a su banda casada en el mercado. Así, la energía asignada en cada periodo se obtiene con una regla de tres entre la energía requerida por el OS, la banda a subir o bajar total del sistema, y la banda casada por la estación. Tanto la banda como la energía se retribuyen con los precios del periodo que corresponde, tal y como lo hace REE.

Para determinar la degradación de la batería, se utiliza la energía de regulación absoluta pues la neta puede no representar la realidad. Por ejemplo, en un periodo se podría dar el caso de que durante la primera mitad la energía de regulación fuese a subir y durante la segunda fuese a bajar de tal manera que la energía neta durante el periodo resultase nula. Considerando la energía neta, la degradación para ese periodo sería nula y esto no es aceptable pues la batería ha cargado y descargado energía.

Dado que se prevé que el Mercado de Secundaria español sufra cambios en el futuro cercano para equipararse a los mercados de regulación de frecuencia europeos, el estudio en cuestión estaría incompleto si no se tuviese esto en cuenta. Para ello, se realizan dos casos de estudio:

- 1) Caso de Estudio 1: Se simula la participación de la estación de carga del caso base en el Mercado de Secundaria actual.
- 2) Caso de Estudio 2: Se simula la participación de la estación de carga del caso base en un hipotético Mercado de Secundaria en el que la reserva de energía a subir y la reserva de energía a bajar son completamente independientes.

Como se observa en los sistemas que tienen un mercado de regulación a bajar y otro a subir, el precio de la banda a es mucho menor, siendo nulo en la mayoría de los periodos [19]. Esto es debido al coste de oportunidad que los agentes tienen en cuenta para calcular sus ofertas en el Mercado de Secundaria; para proporcionar banda a subir, una planta de generación tiene que situarse en un punto de regulación menor a su punto de operación máximo. Esto le priva de ingresos en el Mercado Diario, por lo que oferta al Mercado de Secundaria el precio (€/MW) y cantidad de banda (MW) de manera que los ingresos fuesen mayores que en el Mercado Diario. Sin embargo, para proporcionar la banda a bajar, las plantas no tienen por qué desviarse de su punto máximo de operación y por lo tanto el coste de oportunidad y el precio de oferta de la banda es mucho más bajo.

Debido a esto y tomando una medida conservadora, se establece en cero el precio de la banda a bajar para todos los periodos en el segundo caso de estudio.

Además, tras realizar algunas pruebas y obtener resultados preliminares, se observa la necesidad de establecer dos estrategias de oferta en el Mercado de Secundaria:

- Estrategia A. Como el modelo tiene información acerca de la energía de regulación que es requerida por el OS y es capaz de optimizar al máximo la oferta de banda y por lo tanto los ingresos. En un 64% de los periodos de 2018 la energía de regulación utilizada por el OS fue inferior al 50% de la banda requerida. Esto permite al modelo ofertar una banda muy superior a la capacidad disponible en la batería pues sabe exactamente cuanta energía de regulación le será exigida en el siguiente periodo.
- Estrategia B. La banda ofertada para el siguiente periodo queda determinada por el margen de capacidad existente en la batería. Es decir, la banda secundaria a subir es menor o igual a la capacidad existente en la batería, pues es toda la energía que podría ceder a la red; y la banda secundaria a bajar queda limitada por la capacidad disponible en la batería, la máxima energía que podría absorber.

La estrategia A modela un escenario utópico que representa el máximo beneficio que se podría obtener, mientras que la estrategia B plantea un enfoque muy conservador en el que nunca se penalizaría la banda pues siempre se oferta por debajo del margen disponible. El funcionamiento de la batería en la realidad se encontraría entre ambos, ofertando una banda superior al margen disponible para aprovechar que en la gran mayoría de los casos los requerimientos de banda son muy superiores a la energía de regulación que el OS termina utilizando en tiempo real. (Durante el año 2018 en España, la energía de regulación alcanzó el 100% de los requerimientos en tan solo un 8,6% de los periodos, siendo menor del 50% en un 63,4%)

4.3 ALGORITMO. MODELO DE OPTIMIZACIÓN

Una vez descritas las consideraciones básicas del funcionamiento del mercado de secundaria y de la degradación de las baterías de los vehículos eléctricos, es más fácil comprender la definición e influencia de los distintos parámetros a considerar en el modelado. El modelo se ha desarrollado a partir del creado en el proyecto [5], por lo que a continuación se explicarán las ecuaciones y variables que hayan sido modificadas y se definirán en detalle las aportaciones del actual proyecto. El código completo se presenta en el Anexo I.

4.3.1 Función objetivo

El objetivo del algoritmo es optimizar el beneficio obtenido por el operador de la estación de carga de acuerdo a la demanda recibida y a su operación en el Mercado Diario y en el Mercado de Regulación Secundaria. Por tanto, es necesario considerar el conjunto de beneficios y el conjunto de costes del problema. La ecuación 6 muestra la función objetivo del problema:

$$\text{Beneficio} = \text{Ingresos Demanda} + \text{Ingresos Mercado Diario} + \text{Ingresos Mercado Secundaria} - \text{Costes Estación} \quad (6)$$

Los ingresos de la Demanda y la energía negociada en el Mercado Diario permanecen igual que en el caso base; se cobra un 40% adicional a la demanda por su energía consumida como margen de operación y se tienen en cuenta la energía comprada en el MD para alimentar los vehículos directamente y la comprada y vendida por la batería. Para todos estos conceptos se considera el precio marcado por el SPOT en cada periodo.

La ecuación que delimita los ingresos en el Mercado de Secundaria es la siguiente:

$$\text{Ingresos Secundaria} = vESub(i) * pCEnerSub(i) - vEBaj(i) * pCEnerBaj(i) + (vBandaSub(i) + vBandaBaj(i)) * pCBandaSec(i) \quad (7)$$

Así, para cada periodo, se recoge la retribución de la energía de regulación a subir y la reserva de banda a subir y a bajar, y el pago de la energía de regulación a bajar.

A los costes de la estación (peaje de acceso, transformador, cargadores y batería) se le añade el coste derivado de la degradación de la batería por su uso, factor clave en el estudio.

4.3.2 Restricciones añadidas o modificadas

1. Satisfacción de la demanda

Para cada periodo (i), la energía demandada por todos los cargadores (j) ha de ser igual a la consumida directamente de la red sumada a la cedida por la batería.

$$\sum_j^n vDEM(i, j) = vG(i) + vDh(i) \quad (8)$$

2. Nivel de carga de la batería

El aumento o disminución del nivel de carga de la batería (vB) entre un periodo y el siguiente viene determinado por los flujos de energía. Los flujos entrantes pueden ser por energía comprada en el Mercado Diario para cargarla (vCh) y/o energía de regulación a bajar (vEBaj). Los flujos salientes posibles son: energía

para alimentar a los vehículos (vDh), venta de energía en el MD ($vBatred$) y energía de regulación a subir ($vESub$).

$$vB(i) - vB(i - 1) = vCh(i) + vEBaj(i) - (vDh(i) + vBatred(i) + vESub(i)) \quad (9)$$

3. Coste de la degradación de la batería

La ecuación que determina el coste de la degradación de la batería se explica en detalle en la sección 4.2.1. Con los parámetros del modelo la fórmula es la siguiente:

$$vBatDeg = pCrep * pD * \sum_i^{17520} (vDh(i) + vCh(i) + vEAbs(i) + vBatred(i)) \quad (10)$$

Se realiza el sumatorio de la energía gestionada por la batería en todos los periodos del año. La energía se puede deber a cuatro conceptos distintos:

- Energía descargada de la batería para alimentar los vehículos
- Energía de carga de la batería negociada en el Mercado Diario
- Energía absoluta aportada en la regulación de frecuencia
- Energía cedida a la red vendida en el Mercado Diario

El sumatorio de estas energías se multiplica por el factor de degradación y finalmente se multiplica por el coste unitario de reposición para calcular el coste total de degradación.

4. Banda máxima a subir y a bajar

La máxima banda ofertada a subir o a bajar ha de ser menor a la potencia contratada por la estación en cada periodo.

$$vBandaSub(i, p) \leq vPcontr(p); \forall i, \forall p \quad (11)$$

$$vBandaBaj(i, p) \leq vPcontr(p); \forall i, \forall p \quad (12)$$

5. Ratio de las bandas ofertadas

Las bandas ofertadas a subir y a bajar han de cumplir el ratio de los requerimientos publicados por el SO en cada periodo

$$\frac{vBandaSub(i)}{vBandaBaj(i)} = \frac{pReqBandaSub(i)}{pReqBandaBaj(i)}; \forall i \quad (13)$$

6. Energía de regulación asignada

La energía de regulación asignada a la estación en cada periodo es proporcional a la banda casada a subir o a bajar. Así se determina la energía de regulación que le corresponde a la estación de toda la utilizada por el sistema durante ese periodo.

De la misma manera, la energía de regulación absoluta que corresponde a la estación es proporcional a la banda total casada.

$$\frac{vE_{Sub}(i)}{pE_{nerSub}(i)} = \frac{vBanda_{Sub}(i)}{pReqBanda_{Sub}(i)}; \forall i \quad (14)$$

$$\frac{vE_{Baj}(i)}{pE_{nerBaj}(i)} = \frac{vBanda_{Baj}(i)}{pReqBanda_{Baj}(i)}; \forall i \quad (15)$$

$$\frac{vE_{Abs}(i)}{pE_{nerAbs}(i)} = \frac{vBanda_{Sub}(i) + vBanda_{Ba}(i)}{pReqBanda_{Sub}(i) + pReqBanda_{Ba}(i)}; \forall i \quad (16)$$

7. Limitaciones en la oferta de banda

En el modelo que utiliza la estrategia de oferta B, se añaden dos restricciones a la oferta de banda posible; la oferta de banda a subir para el periodo siguiente ha de ser menor o igual a la energía almacenada en la batería, y la oferta de banda a bajar para el periodo siguiente ha de ser menor o igual a la capacidad libre en la batería.

$$vBanda_{Sub}(i + 1) \leq vB(i); \forall i \quad (17)$$

$$vBanda_{Baj}(i + 1) \leq vBcap - vB(i); \forall i \quad (18)$$

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Para el caso base se ha utilizado el modelo desarrollado en el proyecto [5]. Partiendo de este código se ha creado un modelo para cada escenario a estudiar en el presente estudio, con el objetivo de analizar cómo afecta la participación en el Mercado de Secundaria a distintos factores. Algunos de estos factores son: la rentabilidad de la estación de carga, el comportamiento de la batería y su degradación y la potencia óptima contratada.

Para que la comparación entre escenarios sea justa, se ha mantenido constante la capacidad de la batería (eligiendo el valor resultante de la optimización en el caso base), la demanda de los vehículos y el número de cargadores de la estación. Así se consigue analizar qué diferencia de resultados se obtendrían para los mismos recursos, tan sólo variando en qué mercados participa la estación.

Los tres casos analizados en este estudio son:

- 1) Caso Base: La estación de carga dispone de una batería y puede satisfacer la demanda con la energía de la batería o directamente de la red. Además, puede vender los excedentes de energía al sistema.
- 2) Caso de Estudio 1: Se simula la participación de la estación de carga del caso base en el Mercado de Secundaria actual.
- 3) Caso de Estudio 2: Se simula la participación de la estación de carga del caso base en un hipotético Mercado de Secundaria en el que la reserva de energía a subir y la reserva de energía a bajar son completamente independientes.

Se estudian ambos casos de estudio utilizando dos estrategias de oferta en el Mercado de Secundaria:

- Estrategia A. Se da libertad al modelo para que optimice la oferta de banda en el Mercado de manera que obtenga los máximos beneficios posibles.
- Estrategia B. La banda ofertada para el siguiente periodo queda determinada por el margen de capacidad existente en la batería. Es decir, la banda secundaria a subir es menor o igual a la capacidad existente en la batería, pues es toda la energía que podría ceder a la red; y la banda secundaria a bajar queda limitada por la capacidad disponible en la batería, la máxima energía que podría absorber.

En la Figura 13 se presenta un diagrama de la estación de carga. Como se puede observar, la batería tiene capacidad tanto de absorber como de ceder energía a la red. Esto le permite vender y comprar energía en el Mercado Diario y participar en la regulación de frecuencia del sistema.

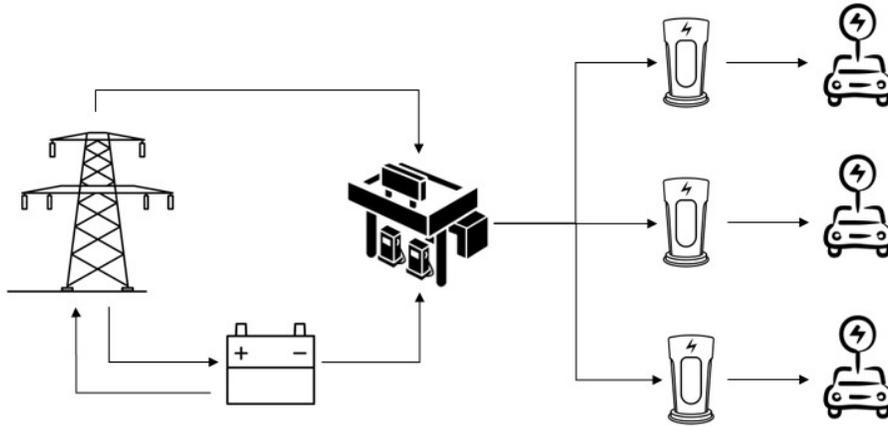


Figura 13. Diagrama de la estación de carga. Fuente [5]

5.1 Caso de Estudio 1: Mercado de Secundaria actual

En este escenario, se simula la participación de la estación de carga en el Mercado de Secundaria español con sus características actuales. Es decir, las reservas de potencia a subir y a bajar se negocian conjuntamente en este mercado y los agentes participantes se ven obligados a proporcionar energía de regulación en ambos sentidos, según los requerimientos del OS.

5.1.1 Ingresos y costes

Para analizar las causas de la rentabilidad de cada escenario, se presentan a continuación los ingresos y los costes desglosados en la Tabla 4.

Tabla 4. Ingresos y costes para el Caso de Estudio 1. Fuente: elaboración propia

	Caso Base	Caso Estudio 1	
		Estrategia A	Estrategia B
Ingresos Demanda	138.293,65	138.293,65	138.293,65
Ingresos Venta Excedentes	0,95	4.684,42	55,12
Ingresos Banda Secundaria	-	158.908,37	29.747,03
Ingresos Energía Secundaria	-	- 4.399,56	- 1.113,82
Costes Energía SPOT	98.781,18	93.863,44	96.905,96
Costes Peaje Acceso	13.742,59	28.793,92	14.940,16
Costes Cargadores	4.545,15	4.545,15	4.545,15
Costes Transformador	5.319,70	5.716,79	5.338,47
Costes Batería	1.898,01	1.898,01	1.898,01
Costes Degradación Batería	1.517,21	29.810,08	5.971,39
Beneficios	12.490,77 €	132.859,49 €	37.382,85 €

Como se puede observar, los ingresos por la carga de los vehículos, el coste de los cargadores y el coste de la batería son exactamente los mismos en los tres escenarios, con la intención de que la comparación sea justa.

El grueso de la diferencia de beneficios radica en los ingresos en concepto de la Banda Secundaria ofrecida. Los ingresos por Energía Secundaria son negativos debido a que los requerimientos a bajar durante el año 2018 fueron mayores que a subir y por lo tanto hay más compras que ventas. En realidad, la estación no está perdiendo dinero por ofrecer la Energía de Regulación, simplemente “compra” más energía de la que “vende” y se traduce en un aumento de ingresos por venta de excedentes y una reducción de gastos por la compra de energía en el Mercado Diario.

También existe un aumento de los costes, debido en parte a la necesidad de contratar una mayor potencia para la instalación. Con la estrategia B los costes son similares al caso base ya que la potencia contratada no aumenta significativamente. Pero

en el caso de la estrategia A, al contratar la máxima potencia permitida en dos de los periodos, los costes regulados de capacidad se duplican.

La otra causa del aumento de los costes es la degradación de la batería. Al ofrecer servicios de Regulación Secundaria, las cargas y descargas de la batería son mucho más frecuentes lo que reduce su vida útil y esto lleva un coste asociado. En el caso de la estrategia A, que no limita la oferta de Banda Secundaria, la energía de regulación absoluta ofrecida durante el año alcanza los 1533 MWh, mientras que con la estrategia B esta cifra queda en 290 MWh. A esto se debe la gran diferencia en el aumento de los costes asociados a la degradación entre ambos escenarios.

Observando los resultados, se puede confirmar que la participación en el Mercado de Secundaria conlleva un aumento de los beneficios para la electrolinera. Sin embargo, el valor obtenido en el escenario de la estrategia A representa una situación completamente utópica en la que se aprovecha al máximo la posesión de toda la información referente al mercado. El beneficio obtenido con la estrategia B se asemeja más a la realidad, pues se compensa este conocimiento de información con una estrategia de oferta mucho más conservadora. Una estrategia realista podría estar entre ambas, pero dando como resultado ingresos mayores que el caso base.

5.1.2 Potencia Contratada

La potencia contratada es un factor determinante en el modelo pues limita la banda que se puede ofertar; no tiene sentido que la estación oferte una banda secundaria a subir o a bajar superior a la potencia contratada porque no sería capaz de darla. En la Figura 14 se presentan la comparación de resultados para el caso base y las dos estrategias de oferta.

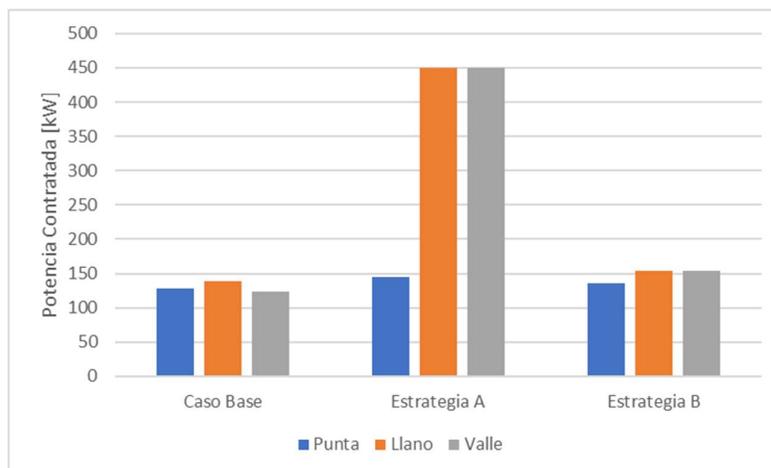


Figura 14. Potencia Contratada óptima para los escenarios del Caso de Estudio 1.
Fuente: elaboración propia

Se puede observar que la potencia contratada en la punta es muy similar con ambas estrategias y casi igual a la del caso base. Esto es debido al alto precio que tiene contratar potencia en este periodo con la tarifa 3.1A (59,17 €/kW); los ingresos fruto de la participación en Secundaria no son suficientes para variar la potencia por lo que se contrata sólo la necesaria para satisfacer la demanda de los vehículos. Sin embargo, en el resto de periodos dónde el precio del kilovatio contratado es significativamente menor, la potencia si sufre variaciones. Estas variaciones se dan utilizando la estrategia A; los ingresos por kilovatio de banda secundaria son menores al coste de contratar la potencia en algunos periodos por lo que sale rentable contratar el máximo permitido en la tarifa (450 kW). Como en el caso de la estrategia B la oferta de banda queda delimitada por la capacidad disponible en la batería (145,9 kWh como máximo), desde el punto de vista de los ingresos por venta de energía Secundaria no tiene sentido contratar una potencia superior.

5.1.3 Suministro de la demanda de los vehículos

El porcentaje de la demanda que se satisface con energía almacenada en la batería y con energía directamente de la red varía en cada escenario como se muestra en la Figura 15. En el caso base tan sólo un 3,8% por de la demanda se cubre con energía de la batería. Este porcentaje aumenta al introducir la participación en la regulación Secundaria, alcanzando valores del 27,6% y del 7,1% para las estrategias A y B respectivamente. Este aumento se debe a la energía de regulación a bajar proporcionada por la batería absorbiendo energía de la red a un precio menor que el del mercado diario (6,44€/MWh de diferencia media en el año 2018), que finalmente utiliza para alimentar a los vehículos.

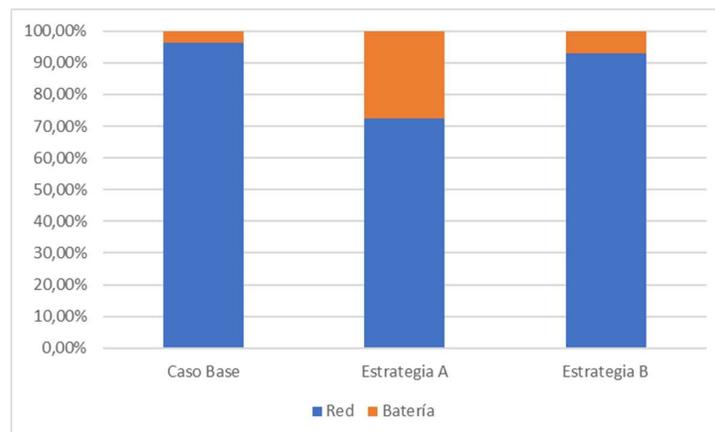


Figura 15. Procedencia de la energía suministrada a los vehículos.
 Fuente: elaboración propia

5.1.4 Funcionamiento de la batería

En cuanto al funcionamiento de la batería es de especial interés estudiar qué factores rigen su carga y descarga en cada escenario. En la figura 16 se puede apreciar claramente que en el caso base, la batería se descarga cada vez que se produce un máximo local en el precio del mercado SPOT. De la misma manera utiliza los mínimos locales en el precio para cargar la batería. De esta manera consigue aprovechar la diferencia de precios entre los periodos de menor y mayor demanda obteniendo beneficios.

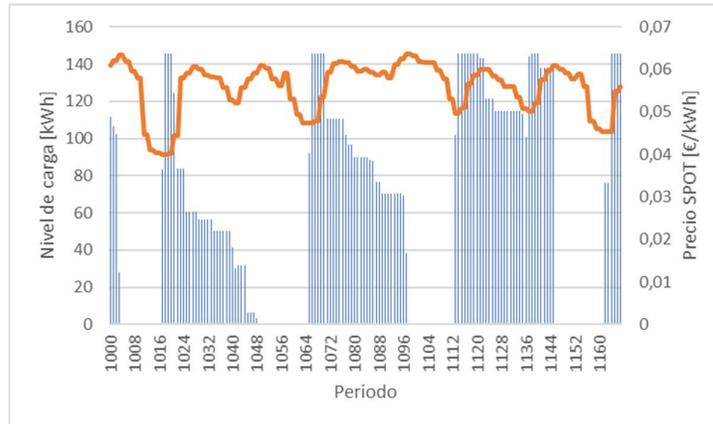


Figura 16. Nivel de carga en función del precio del SPOT en el caso base.
Fuente: elaboración propia

Sin embargo, cuando la batería participa en el mercado de Secundaria, explicar su funcionamiento adquiere mayor complejidad. En las figuras 17 y 18 se puede observar cómo, ante el mismo perfil de precios del mercado SPOT, los niveles de carga de la batería regulando en Secundaria son completamente distintos a los del caso base. En este escenario, el principal *driver* del comportamiento de la batería son los requerimientos de energía de regulación del sistema; la batería debe tener energía almacenada para proporcionarla en los periodos en los que se requiera energía a subir y debe mantener capacidad libre para poder absorber energía en los periodos en los que los requerimientos del sistema sean a bajar.

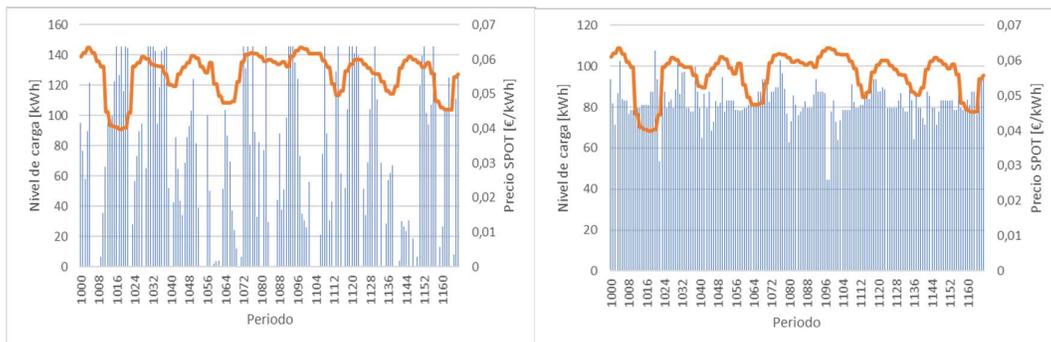


Figura 18. Nivel de carga en función del precio del SPOT con la estrategia A. Fuente: elaboración propia
Figura 17. Nivel de carga en función del precio del SPOT con la estrategia B. Fuente: elaboración propia

En el caso de la estrategia B, la batería tiende a mantenerse en un nivel de carga medio, en torno a los 80 kWh para poder ofertar la máxima banda posible; ya que, si se descarga, no puede ofertar banda a subir porque no tiene energía almacenada y como ambas bandas han de cumplir el ratio publicado por el OS, la oferta de banda a bajar también es nula y no puede obtener ingresos por banda secundaria. Ocurre lo mismo si llena toda su capacidad; al no haber espacio en la batería, no puede ofrecer banda a bajar y consecuentemente tampoco banda a subir.

La proporción del origen de la energía almacenada en la batería es muy similar con ambas estrategias. Con la estrategia A, el 38,2% de la energía absorbida por la batería se negocia en el Mercado Diario, siendo el resto energía de regulación a bajar. Con la estrategia B, el porcentaje de energía obtenida en el SPOT es el 41%.

5.2 Caso de Estudio 2: Mercado de Secundaria independiente a subir y a bajar

En este escenario, se simula la participación de la estación de carga en un hipotético Mercado de Secundaria, al que se espera que evolucione el español siguiendo la tendencia del resto de mercados de regulación de frecuencia de Europa. El cambio fundamental consiste en la división del Mercado de Secundaria en dos, uno a subir y otro a bajar. Debido a esta separación de mercados existen **dos diferencias fundamentales** con el primer caso de estudio:

- En el actual Mercado de Secundaria, representado en el caso de estudio 1, la cantidad de banda ofertada a subir y a bajar debe cumplir con el ratio de los requerimientos publicados por el OS y el precio de ambas reservas es el mismo. En este caso de estudio, se simula un mercado en el que los agentes pueden enviar **ofertas de banda a subir y a bajar completamente independientes**, tanto en el precio (€/kW) como en la cantidad de la reserva a subir y a bajar (kW).
- Fruto de esta división de mercados, tal y como se observa en los sistemas con mercados de regulación a bajar y a subir independientes, el precio de la banda a bajar disminuye drásticamente, siendo nulo en la mayoría de los periodos [19]. Esto es debido al coste de oportunidad que los agentes tienen en cuenta para calcular sus ofertas en el Mercado de Secundaria; para proporcionar banda a subir, una planta de generación tiene que situarse en un punto de regulación menor a su punto de operación máximo. Esto le priva de ingresos en el Mercado Diario, por lo que oferta al Mercado de Secundaria el precio (€/MW) y cantidad de banda (MW) de manera que los ingresos fuesen mayores que en el Mercado Diario. Sin embargo, para proporcionar la banda a bajar, las plantas no tienen por qué desviarse de su punto máximo de operación y por lo tanto el coste de oportunidad y el precio de oferta de la banda es mucho más bajo. Debido a esto y tomando una medida conservadora, se asume que la **banda a bajar** en este escenario tiene un **precio nulo** en todos los periodos.

A continuación, se expone el efecto que esto ha tenido en la rentabilidad de la estación, la potencia contratada y el comportamiento de la batería.

5.2.1 Ingresos y costes

En la Tabla 4 se presentan los costes e ingresos del caso de estudio dos junto con los resultados anteriores para facilitar su comparación.

Tabla 5. Ingresos y costes para todos los escenarios estudiados. Fuente: elaboración propia

	Caso Base	Caso Estudio 1		Caso Estudio 2	
		Estrategia A	Estrategia B	Estrategia A	Estrategia B
Ingresos Demanda	138.293,65	138.293,65	138.293,65	138.293,65	138.293,65
Ingresos Venta Excedentes	0,95	4.684,42	55,12	1.427,81	55,00
Ingresos Banda Secundaria	-	158.908,37	29.747,03	86.011,30	28.242,11
Ingresos Energía Secundaria	-	- 4.399,56	- 1.113,82	19.455,55	6.726,86
Costes Energía SPOT	98.781,18	93.863,44	96.905,96	113.070,09	105.225,61
Costes Peaje Acceso	13.742,59	28.793,92	14.940,16	27.934,41	15.138,56
Costes Cargadores	4.545,15	4.545,15	4.545,15	4.545,15	4.545,15
Costes Transformador	5.319,70	5.716,79	5.338,47	5.716,79	5.341,59
Costes Batería	1.898,01	1.898,01	1.898,01	1.898,01	1.898,01
Costes Degradación Batería	1.517,21	29.810,08	5.971,39	17.904,63	5.662,78
Beneficios	12.490,77 €	132.859,49 €	37.382,85 €	74.119,23 €	35.505,93 €

De la misma manera que en el primer caso de estudio, los ingresos procedentes de la carga de vehículos, los costes de los cargadores y el coste de la batería permanecen igual que en el Caso Base.

Los ingresos por venta de excedentes se reducen a un tercio en comparación con el caso de estudio 1 para la estrategia A. Esto se debe a la disminución de participación en el mercado de regulación a bajar, lo que disminuye la “compra” de energía a un precio menor que en el SPOT (la energía a bajar pasa de 730 a 256 MWh del primer al segundo caso de estudio) y hace que la venta de excedentes sea menos frecuente. En el caso de la estrategia B, el efecto es inapreciable dado que la energía que vende en el Mercado Diario es insignificante en ambos casos.

El mayor impacto para la estrategia A se ve en los ingresos por banda secundaria que se reducen casi a la mitad debido a que su modo de oferta no se ve afectado y deja de recibir ingresos por la banda a bajar. Sin embargo, apenas tiene efectos sobre el escenario de la estrategia B, la explicación es que se compensa el hecho de que no se retribuya la banda a bajar con la libertad que la separación de los mercados aporta a sus ofertas; en el caso anterior como existía un único mercado, si la batería se encontraba casi llena o vacía, dado que no podía ofertar banda a bajar o a subir respectivamente y ambas bandas estaban ligadas, no participaba en el Mercado de Secundaria. Con el nuevo escenario esto no ocurre, ya que puede ofertar banda a bajar o a subir independientemente la una de la otra. Por ello, el promedio de la banda a subir aumenta desde 71,3 a 124,4 kW durante el año.

Con ambas estrategias los ingresos por energía de regulación secundaria aumentan considerablemente, siendo ahora positivos en los dos casos. Se debe a la disminución de participación en la reserva de potencia a bajar como puede observarse en la Figura 19; ahora se “compra” menos energía en el Mercado de Secundaria ya que no sale tan rentable

participar debido a que el precio de la banda es nulo. Además, en el caso de la estrategia B, la energía a subir aumenta en un 40% lo que aumenta aún más los ingresos por energía de regulación secundaria.

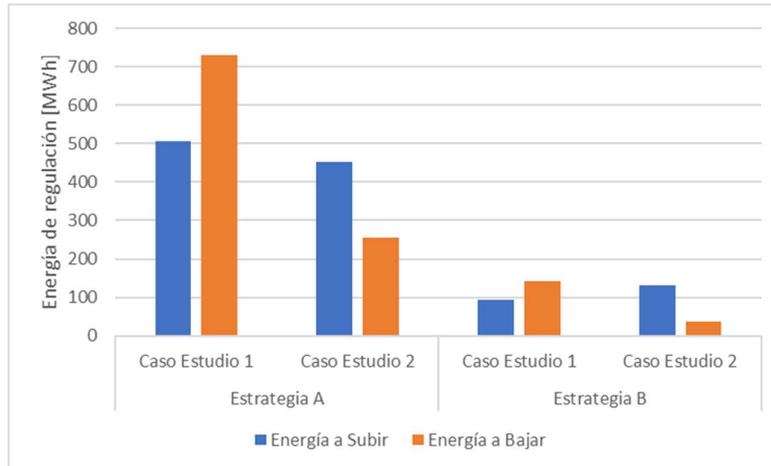


Figura 19. Energía de regulación a subir y bajar para ambas estrategias y casos de estudio. Fuente: elaboración propia

5.2.2 Potencia Contratada

En cuanto a la potencia contratada óptima, se puede observar en la Figura 20 que los cambios en el Mercado se Secundaria no tienen un efecto apreciable. Esto es debido a que a pesar de que disminuye la participación en este mercado, lo que determina la potencia a contratar es la oferta máxima de banda durante el año y el valor de esta no sufre modificaciones significativas.

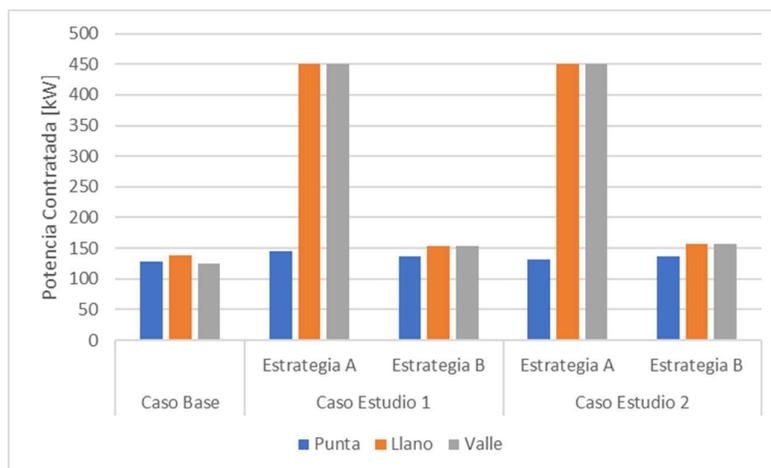


Figura 20. Potencia Contratada óptima para todos los escenarios estudiados. Fuente: elaboración propia

5.2.3 Suministro de la demanda de los vehículos

Como se ha expuesto en los apartados anteriores, los cambios en el Mercado de Secundaria hacen que disminuya notablemente la participación de la estación en la reserva de banda a bajar. Esto provoca una reducción de la energía de carga de la batería que aumenta la proporción de demanda de vehículos suministrada directamente de la red, como se puede observar en la Figura 21. En el caso de la estrategia B la energía proporcionada por la batería llega a ser menor que en el caso base debido a que en algunos periodos, sale más rentable emplear la energía almacenada en dar servicios de regulación a subir que en alimentar los vehículos.

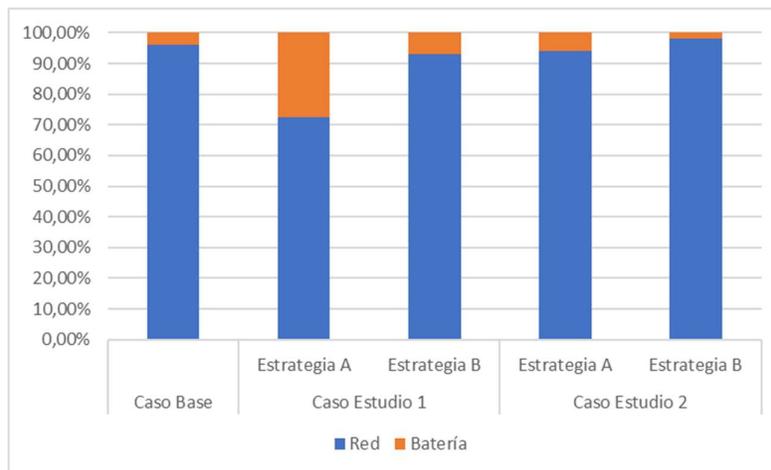


Figura 21. Procedencia de la energía suministrada a los vehículos.
 Fuente: elaboración propia

La energía cargada en la batería durante el año disminuye un 43% en el escenario de la estrategia A y un 20% en el de la estrategia B respecto al primer caso de estudio. Este descenso tiene un efecto en la proporción de la procedencia de la energía; con la estrategia A la energía comprada en el Mercado Diario pasa de un 38,2% a un 61,7% en el segundo caso de estudio. En el escenario de la estrategia B, este aumento es aún más drástico pasando de un 41% a un 81%.

5.2.4 Funcionamiento de la batería

En el escenario de la estrategia A, el funcionamiento de la batería se ve levemente afectado por los cambios al Mercado de Secundaria. En la Figura 22, que representa el caso de estudio 1, el nivel de carga de la batería está constantemente variando debido a que participa en todos los periodos en el Mercado de Secundaria.

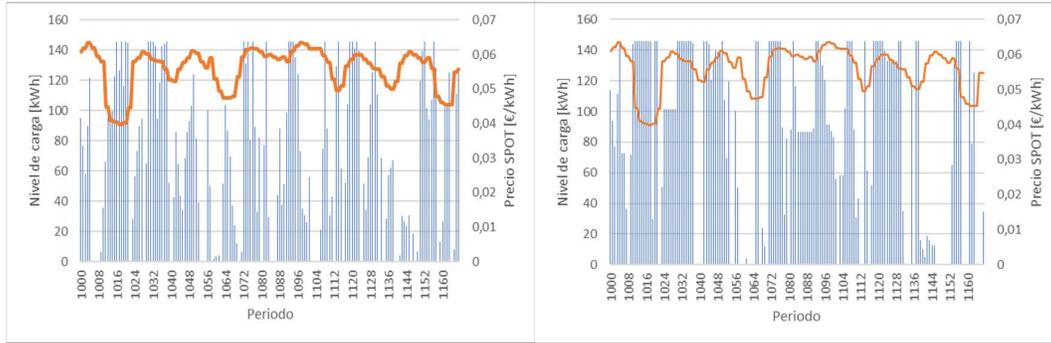


Figura 22. Nivel de carga en función del precio del SPOT. Estrategia A, Caso Estudio 2. Fuente: elaboración propia **Figura 23.** Nivel de carga en función del precio del SPOT. Estrategia A, Caso Estudio 1. Fuente: elaboración propia

Sin embargo, en la Figura 23, se pueden apreciar numerosos casos en los que el nivel de carga permanece constante durante algunos periodos. Esto se debe a que durante esos periodos no se participa en la regulación secundaria debido a que el *spread* entre el precio de la energía de regulación y del SPOT no es suficiente por sí solo como para compensar los costes de la degradación extra de la batería. No ocurría así cuando además se obtenía la retribución de la banda a bajar.

El efecto sobre el escenario de la estrategia B es más notable como se puede observar en las Figuras 24 y 25. Con la separación de los mercados, la batería no se ve perjudicada por encontrarse cerca de su nivel máximo o mínimo de carga. Dado que el precio de la banda a bajar es cero, el nivel de carga de la batería tiende a encontrarse en su límite superior para poder ofertar la máxima banda a subir posible. Puntualmente, cuando la diferencia de precios entre el SPOT y la energía de regulación a bajar es suficientemente alta, la batería participa en la reserva de potencia a bajar.

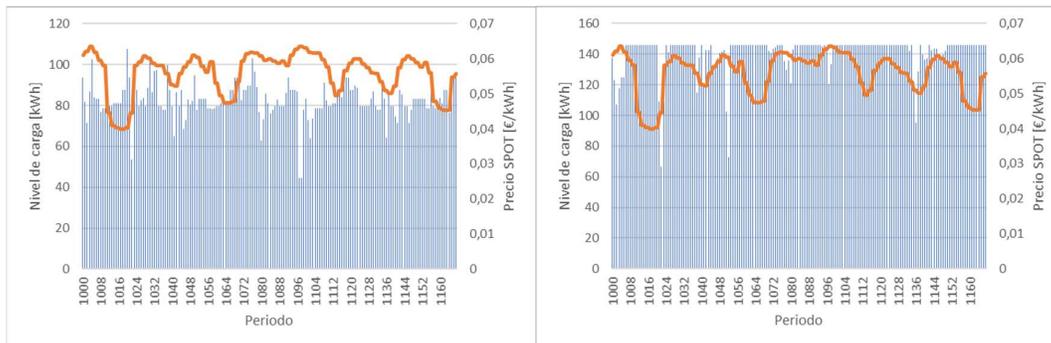


Figura 24. Nivel de carga en función del precio del SPOT. Estrategia B, Caso Estudio 1. Fuente: elaboración propia **Figura 25.** Nivel de carga en función del precio del SPOT. Estrategia B, Caso Estudio 2. Fuente: elaboración propia

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

El crecimiento del vehículo eléctrico durante los últimos años ha sido muy significativo y ha llevado consigo en paralelo un aumento del número de estaciones de carga. A pesar de ello, los vehículos eléctricos suponen a día de hoy una parte ínfima del parque de automóviles. Una de las principales razones por la que los consumidores recelan de la compra de un VE es la ausencia de una red suficientemente extensa de puntos de recarga. El objetivo principal del proyecto era comprobar si la participación en el Mercado de Secundaria traería consigo un aumento de los beneficios de una estación de carga.

Tras analizar los resultados de los casos de estudio llevados a cabo, se han extraído las siguientes conclusiones:

- El comportamiento de la batería en el caso base está determinado por los máximos y mínimos en el precio del Mercado Diario; la batería se carga en las horas valle cuando el precio es bajo y cede su energía en las horas punta cuando el precio es mayor. Al participar en el Mercado de Secundaria, esta tendencia deja de apreciarse. La carga y descarga de la batería queda gobernada por los requerimientos de energía de regulación del OS. Esto es más beneficioso, no sólo por las diferencias de precio entre el Mercado Diario y la energía secundaria, sino también por el pago de disponibilidad de la banda. De hecho, en los escenarios llevados a cabo con la estrategia que optimiza al máximo la participación de la batería en el mercado, el grueso de los beneficios se debe a la retribución de la banda.
- La potencia contratada resulta una variable clave al participar en el Mercado de Secundaria ya que limita la banda a ofertar. Analizando los datos históricos del sistema, se puede comprobar que la energía secundaria utilizada en tiempo real alcanza en muy pocas ocasiones los requerimientos de banda publicados por el OS (tan solo en el 8,6% de las horas durante el 2018). Esto permite a la batería ofertar una banda secundaria superior a la capacidad disponible en la batería pero siempre estará limitada por la potencia contratada.
- En cuanto a la degradación de la batería, para implementarla en el modelo se realizan algunas suposiciones aunque lo suficientemente conservadoras como para asegurar que la degradación real no superaría la simulada. Se podría modelar con mayor exactitud pero conlleva abandonar la linealidad del modelo y un gran aumento en la complejidad de compilación.
- La creación de dos mercados independientes de regulación a subir y a bajar en España para adaptarse a Europa produce cambios significativos en las

variables estudiadas del modelo. Esta división de mercados causa que el precio de la banda a bajar sea mucho menor, siendo nulo en la mayoría de los periodos [19]. Esto es debido a que normalmente los generadores térmicos tienen capacidad de bajar y se asume que las renovables podrían bajar generación sin coste adicional. Por ello se asume que el precio de la banda a bajar es nulo en todos los periodos. Sin embargo, esta misma separación proporciona libertad a los agentes para decidir en qué sentido de la regulación quieren participar y actuar consecuentemente a ello.

En definitiva, se ha comprobado que la participación en el Mercado de Secundaria tiene un gran impacto sobre las variables principales de la estación de carga estudiada y produce un aumento en los beneficios de la estación para todos los casos analizados. La magnitud de este aumento depende en gran medida de la estrategia de oferta que se tome con la batería, de la configuración del mercado y de los otros supuestos que se han considerado en los casos presentados.

CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] DGT, «Matriculaciones DGT,» [En línea]. Available: <http://www.dgt.es/es/explora/encifras/matriculaciones.shtml>.
- [2] REE, «Red Eléctrica se suma al reto de la movilidad sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2018/12/red-electrica-se-suma-al-reto-de-la-movilidad-sostenible-para-promover-coche-electrico-en-municipios-facilitar-instalacion-puntos-recarga-publicos>.
- [3] Red Eléctrica de España S.A., «ESIOS,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>.
- [4] V. U. K. H. Willett Kempton, «A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System,» [En línea]. Available: <http://www1.udel.edu/V2G/resources/test-v2g-in-pjm-jan09.pdf>.
- [5] P. S. Ojeda, «Estudio De La Rentabilidad De Introducir Baterias Y Energía Solar Fotovoltaica En El Modelo De Negocio De Los Gestores De Carga: Estudio Del Caso Español,» 2017.
- [6] McKinsey, 2018. [En línea]. Available: https://www.mckinsey.com/~/_/media/McKinsey/Locations/Europe%20and%20Middle%20East/Netherlands/Our%20Insights/Electric%20vehicles%20in%20Europe%20Gearing%20up%20for%20a%20new%20phase/Electric%20vehicles%20in%20Europe%20Gearing%20up%20for%20a%20new%20phase.a.
- [7] Comillas, «Observatorio del Vehículo Eléctrico,» [En línea]. Available: <https://evobservatory.iit.comillas.edu/datos-e-indices#>.
- [8] Deloitte, 2017. [En línea]. Available: <https://perspectivas.deloitte.com/hubfs/Campanas/Estudio-descarbonizacion-2017/Descarbonizacion-Transporte-Deloitte-Espana.pdf?hsCtaTracking=a9b2812f-9c80-486c-9606-1bfb44b9e124%7Ca19b3e1d-f223-408c-951c-0e646d18bb76>.
- [9] F. A. d. I. Energía. [En línea]. Available: http://www.faen.es/batterie/Recarga_vehiculo_electrico.pdf.
- [10] E. y. Sociedad. [En línea]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/>.

- [11] S. Blanco, «AEQ Energía,» [En línea]. Available: <http://www.aeqenergia.com/blog/mercado-electrico-iii-los-servicios-de-ajuste-del-sistema-electrico-peninsular>.
- [12] S. H. a. S. Han, «Economic Feasibility of V2G Frequency Regulation in Consideration of Battery Wear,» 2013.
- [13] S. Bashash, S. Moura, J. Forman y H. Fathy, «Plug-in hybrid electric vehicle charge pattern optimization for energy cost and battery longevity,» 2011.
- [14] K. Q. M. A. a. W. Z. Chengke Zhou, «Modeling of the Cost of EV Battery Wear Due to V2G Application in Power Systems,» 2011.
- [15] Y. S. D. S. K. a. B. Z. Bolun Xu, «Optimal Battery Participation in Frequency Regulation Markets,» 2018.
- [16] M. A. Ortega-Vazquez, «Optimal scheduling of electric vehicle charging and vehicle-to-grid services at household level including battery degradation and price uncertainty,» 2013.
- [17] J. C. T. Z. C. Z. S. S. Dai Wang, «Quantifying electric vehicle battery degradation from driving vs. vehicle-to-grid services,» 2016.
- [18] J. P. P. L. J. H.-G. a. S. S. John Wang, «Degradation of lithium ion batteries employing graphite negatives and nickelecobaltemanganese oxide β spinel manganese oxide positives,» 2014.
- [19] ENTSO-e, «ENTSO-E Transparency,» [En línea]. Available: <https://www.entsoe.eu/>.
- [20] «AEDIVE,» [En línea]. Available: <http://aedive.es/madrid-vehiculos-electricos-2017/>.
- [21] «Electromaps,» [En línea]. Available: <https://www.electromaps.com/>.
- [22] «Avatar Energía,» [En línea]. Available: <http://avatarenergia.com/electrolineras-en-espana/>.
- [23] «Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores».
- [24] REE, «Cecovel, centro de control de vehículo eléctrico,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/red21/vehiculo-electrico/cecovel>.

- [25] Endesa, «GrowSmarter, soluciones innovadoras para ciudades inteligentes,» [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/proyectos/a201702-ciudades-inteligentes-proyecto-growsmarter.html>.
- [26] CHAdEMO, «Smart City Project in Malaga,» [En línea]. Available: <https://www.chademo.com/smart-city-project-in-malaga-with-29-chademo-chargers-inaugurated-by-spanish-crown-prince-felipe/>.
- [27] McKinsey, «The global electric vehicle market,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-global-electric-vehicle-market-is-amped-up-and-on-the-rise>.

ANEXO I. Código del Caso de Estudio 1

\$Title Short Term Models: Weekly Planning

option solprint=on

* Declaración de sets e índices

SETS

ie media hora / 0 * 17520 /

i(ie) media hora / 1 * 17520 /

j EV /1*10/

p periodos /1*3/

;

SCALAR

H Número de medias horas /17520/

;

* Statement of parameters

PARAMETERS

*pEV(i) Number of EVs at period i /1 1, 2 2/

pDEM(i,j) Power demand by vehicle j at period i

*pCwait(i) Penalty Cost for waiting

pCener(i) Cost of electricity from the grid in hour i

pCstation Cost of a charging station

pCcharger Cost of one charger

pCaccess Cost of access

pA(i,p) Relationship hour period

pCrep Cost of replacement [€ per KWh]

pF Fixed cost of the battery [€]

pV Variable cost of the battery [€ per KWh]

pD Degradation coefficient

pDelta Discharging efficiency

pLambda Efficiency of charging from the network

pPsi Transformer efficiency

pCosfi Power factor of the transformer

pBmin Minimum power in the battery

*pBmax Maximum power in the battery

pPmax Maximum power that the battery can supply in an hour /145.9/

pMaxBatCap Maximum size of the battery (Big M) /145.9/

pCBandaSec(i) Precio de la banda de regulación en el periodo i

pCEnerSub(i) Precio de la energía de regulación a subir en el periodo i

pCEnerBaj(i) Precio de la energía de regulación a bajar en el periodo i

pEnerSub(i) Energía de regulación a subir en el periodo i

pEnerBaj(i) Energía de regulación a bajar en el periodo i

pEnerAbs(i) Energía absoluta de regulación en el periodo i

pReqBandaSub(i) Requerimientos de banda a subir en el periodo i

pReqBandaBaj(i) Requerimientos de banda a bajar en el periodo i

pMinEst Num mínimo de estaciones

pMaxEst Num máximo de estaciones

pPcontrMax Potencia máxima contratada /450/

```

pBandaSubMax    Maxima banda a Subir /5000/
pBandaBajMax    Maxima banda a Bajar /5000/

;
file TMP / tmp.txt /
$onecho > tmp.txt
i="Data_grid_battery_pricesWS - Secundaria.xlsx"
r1=pDEM
o1=pDEM
r2=pCener
o2=pCener
r3=pCstation
o3=pCstation
r4=pCcharger
o4=pCcharger
r5=pCaccess
o5=pCaccess
r6=pCrep
o6=pCrep
r7=pV
o7=pV
r8=pD
o8=pD
r9=pDelta
o9=pDelta
r10=pLambda
o10=pLambda
r11=pPsi
o11=pPsi
r12=pCosfi
o12=pCosfi
r13=pBmin
o13=pBmin
r14=pF
o14=pF
r15=pA
o15=pA
r20=pCsale
o20=pCsale
r21=pCBandaSec
o21=pCBandaSec
r22=pCEnerSub
o22=pCEnerSub
r23=pCEnerBaj
o23=pCEnerBaj
r24=pEnerSub
o24=pEnerSub
r25=pEnerBaj
o25=pEnerBaj
    
```

r26=pEnerAbs
o26=pEnerAbs
r27=pReqBandaSub
o27=pReqBandaSub
r28=pReqBandaBaj
o28=pReqBandaBaj
r29=pMinEst
o29=pMinEst
r30=pMaxEst
o30=pMaxEst

\$offecho
\$call xls2gms @"tmp.txt"

table pDEM (i,j)
\$include pDEM
;

parameter pCener (i)
\$include pCener
;

parameter pCstation
\$include pCstation
;
parameter pCcharger
\$include pCcharger
;
parameter pCaccess (p)
\$include pCaccess
;

table pA (i,p)
\$include pA
;
parameter pCrep
\$include pCrep
;

parameter pV
\$include pV
;

parameter pF
\$include pF
;

parameter pD
\$include pD
;

parameter pDelta
\$include pDelta
;

```
parameter pLambda
$include pLambda
;
parameter pPsi
$include pPsi
;
parameter pCosfi
$include pCosfi
;
parameter pBmin
$include pBmin
;
parameter pCsale (i)
$include pCsale
;
parameter pCBandaSec (i)
$include pCBandaSec
;
parameter pCEnerSub (i)
$include pCEnerSub
;
parameter pCEnerBaj (i)
$include pCEnerBaj
;
parameter pEnerSub (i)
$include pEnerSub
;
parameter pEnerBaj (i)
$include pEnerBaj
;
parameter pEnerAbs (i)
$include pEnerAbs
;
parameter pReqBandaSub (i)
$include pReqBandaSub
;
parameter pReqBandaBaj (i)
$include pReqBandaBaj
;
parameter pMinEst
$include pMinEst
;
parameter pMaxEst
$include pMaxEst
;
```

```
execute 'del tmp.txt pDEM pCener pCstation pCcharger pCaccess pCrep pV pCBandaSec
pCEnerSub pCEnerBaj pEnerBaj pEnerSub pEnerAbs pReqBandaBaj pReqBandaSub' ;
```

```

*$INCLUDE Input.INC
*
*Parameter d(i,j) distance from i to j ;
*$call GDXXRW Distance2.xlsx par=d rng=Hoja1!A4 rdim=1 cdim=1
*$if errorlevel 1 $abort "Problem with file Distance2.xls!"
*$gdxin Distance2
*$load d

* Statement of free variables
VARIABLES
fobj Value of objective function
;
* Statement of positive variables
POSITIVE VARIABLES
vBcap Capacity of the battery
vG(i) Power injected to the electric vehicles from the grid
vCh(i) Battery Charging
vDh(i) Battery Discharging
vBatred(i) Energy sold to the grid from the battery
vPcontr(p) Contracted Power
vB(ie) Battery state at period i
vCtenergia Total cost of energy
vCtacceso Total access cost
vCtbat Total cost of battery
vCtchar Coste de la estacion
vCttrans Total cost of transformer
vPTransf Power in the transformer
vN Number of chargers in the station
vDEM(i,j) Demand connected at moment i
vESub(i) Energia a subir por parte de la bateria en el periodo i
vEBaj(i) Energia a bajar por parte de la bateria en el periodo i
vEAbs(i) Energia reg. absoluta en el periodo i - Para degradación
vBandaSub(i) Banda a subir ofertada en el periodo i
vBandaBaj(i) Banda a bajar ofertada en el periodo i
vCtbatDeg Coste de degradación de la batería
vBatDeg Degradación de la batería
vIngBan(i) Ingresos por banda secundaria
;

* Statement of binary variables
BINARY VARIABLES
vBI(i) Binary variable which indicates if the battery is charging (1) or discharging (0)
vBatBin Binary variable that is 1 if we install a battery
vCAR(j) Indicates if the jth car has a station (= 1) or not (= 0)
;

EQUATIONS
E_FOBJ Objective Function

```

E_DEMBALANCE Demand Balance
 E_SECBALANCE Balance energía secundaria
 E_Stations Numero de estaciones
 E_MinEst Numero minimo de estaciones
 E_MaxEst Numero maximo de estaciones
 E_DEM Demand connected
 E_BAT Battery level
 E_Charging Battery charging
 E_Discharging Battery discharging
 E_Pcontracted Contracted power
 E_BatteryCap Battery size
 E_BatteryMin Battery minimum level
 E_Battery Battery installed or not
 E_BatteryLoop Battery end state = begin state
 E_CTENERGIA Total cost of energy
 E_CTACC Total cost of access
 E_CTBAT Total cost of battery
 E_CTBATDEG Coste total de la degradacion
 E_CTCHAR
 E_CTTRANS Total cost of transformer
 E_PTransf Power for the transformer
 E_BandaSubMax Banda maximma a subir
 E_BandaBajMax Banda maximia a bajar
 E_Req Ratio de los requerimientos
 E_ESub Energía a subir que le corresponde a la batería
 E_EBaj Energía a bajar que le corresponde a la batería
 E_EAbs Energía de regulación absoluta que le corresponde a la batería
 E_PcontrMax Potencia contratada máxima
 E_VBATDEG
 E_INGBAN
 E_MARGENBANDAS
 E_MARGENBANDAB

;

E_FOBJ ..

$$\text{fobj} = \sum_i [1.4 * p_{Cener}(i) * (\sum_j v_{DEM}(i,j)) + (v_{BatRed}(i) * p_{Psi} - (v_{Ch}(i) + v_G(i)) / p_{Lambda}) * p_{Cener}(i) + v_{ESub}(i) * p_{CEnerSub}(i) - v_{EBaj}(i) * p_{CEnerBaj}(i) + (v_{BandaSub}(i) + v_{BandaBaj}(i)) * p_{CBandaSec}(i)] - (v_{Ctacceso} + v_{Ctchar} + v_{Cttrans} + v_{Ctbat} + v_{CtbatDeg})$$

*E_DEM(i) ..

$$* \sum_{(j),pDEM(i,j)} = v_G(i) + v_{Dh}(i);$$

$$\begin{aligned}
 E_DEMBALANCE(i) &.. \\
 \text{SUM}[j, vDEM(i,j)] &=E= vG(i) + vDh(i); \\
 E_SECBALANCE(i) &.. \\
 vEBaj(i) - vESub(i) &=E= vCh(i) + vG(i) - vBatred(i); \\
 E_DEM(i,j) &.. \\
 vDEM(i,j) &=E= vCAR(j)*pDEM(i,j); \\
 E_Stations(j) &.. \\
 ord(j)*vCAR(j) &=L= vN; \\
 E_MinEst &.. \\
 vN &=G= pMinEst; \\
 E_MaxEst &.. \\
 vN &=L= pMaxEst; \\
 E_BAT(i) &.. \\
 vB(i) - vB(i-1) - (vB('0'))*(ord(i) = 1) &=E= vCh(i) + vEBaj(i) - \\
 (vDh(i) + vBatred(i) + vESub(i))/pDelta; \\
 E_Charging(i) &.. \\
 vCh(i) &=L= pPmax*vBI(i); \\
 E_Discharging(i) &.. \\
 vDh(i) &=L= pPmax*(1-vBI(i)); \\
 E_Pcontracted(i,p) &.. \\
 pA(i,p)*(vG(i) + vCh(i) + vEBaj(i))/(pLambda*pPsi) &=L= vPcontr(p); \\
 E_BatteryCap(i) &.. \\
 vB(i) &=L= vBcap; \\
 E_BatteryMin(i) &.. \\
 vB(i) &=G= pBmin; \\
 E_Battery &.. \\
 vBcap &=L= pMaxBatCap*vBatBin; \\
 E_CTENERGIA &.. \\
 vCtenergia &=E= 1/(pPsi)*SUM[i, (pCener(i)/pLambda)*(vG(i))]; \\
 E_CTACC &.. \\
 vCtaccesso &=E= SUM[p, (pCaccess(p)*vPcontr(p))]; \\
 E_CTBAT &.. \\
 vCtbat &=E= 0.0733239377510675*(pF*vBatBin + pV*vBcap); \\
 E_VBATDEG &.. \\
 vBatDeg &=E= pD*(SUM[i, vDh(i) + vCh(i) + vEAbs(i) + vBatred(i)]); \\
 E_CTBATDEG &.. \\
 vCtbatDeg &=E= pCrep*pD*(SUM[i, vDh(i) + vCh(i) + \\
 vEAbs(i) + vBatred(i)]); \\
 E_CTCHAR &.. \\
 vCtchar &=E= 0.12304799149317*(pCstation + vN*pCcharger); \\
 E_CTTRANS &.. \\
 vCttrans &=E= 0.12304799149317*(9.3417*vPTransf/pCosfi + 41789); \\
 E_PTransf(p) &.. \\
 vPTransf &=G= vPcontr(p); \\
 E_PcontrMax(p) &.. \\
 pPcontrMax &=G= vPcontr(p); \\
 E_BatteryLoop(i)*(ord(i) = H) &.. \\
 vB('0') &=E= vB(i); \\
 E_BandaSubMax(i,p) &..
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & pA(i,p)*vBandaSub(i) =L= vPcontr(p); \\
 E_BandaBajMax(i,p) .. \\
 & pA(i,p)*vBandaBaj(i) =L= vPcontr(p); \\
 E_Req(i) .. \\
 & vBandaSub(i)*pReqBandaBaj(i) =E= pReqBandaSub(i)*vBandaBaj(i); \\
 E_ESub(i) .. \\
 & vESub(i)*pReqBandaSub(i) =E= pEnerSub(i)*vBandaSub(i); \\
 E_EBaj(i) .. \\
 & vEBaj(i)*pReqBandaBaj(i) =E= pEnerBaj(i)*vBandaBaj(i); \\
 E_EAbs(i) .. \\
 & vEAbs(i)*(pReqBandaSub(i)+pReqBandaBaj(i)) =E= \\
 & pEnerAbs(i)*(vBandaSub(i)+vBandaBaj(i)); \\
 E_INGBAN(i) .. \\
 & vIngBan(i) =E= (vBandaSub(i)+vBandaBaj(i))* pCBandaSec(i); \\
 E_MARGENBANDAS(i) .. \\
 & vBandaSub(i+1) =L= vB(i); \\
 E_MARGENBANDAB(i) .. \\
 & vBandaBaj(i+1) =L= vBcap-vB(i);
 \end{aligned}$$

MODEL BATMODEL

/

E_FOBJ
 E_DEMBALANCE
 *E_SECBALANCE
 E_DEM
 E_Stations
 E_MinEst
 E_MaxEst
 E_BAT
 E_Charging
 E_Discharging
 E_Pcontracted
 E_BatteryCap
 E_BatteryMin
 E_Battery
 E_CTENERGIA
 E_CTACC
 E_CTBAT
 E_VBATDEG
 E_CTBATDEG
 E_CTCHAR
 E_CTTRANS
 E_PTransf
 E_BatteryLoop
 E_BandaSubMax
 E_BandaBajMax
 E_Req

E_ESub
 E_EBaj
 E_EAbs
 E_PcontrMax
 *E_CTPEN
 E_INGBAN
 E_MARGENBANDAS
 E_MARGENBANDAB
 /;

* Options for execution:

* Selection of the optimizer for solving binary variables

OPTION MIP = cplex;

*OPTION MIP = bdmlp;

*OPTION MIP = osl2;

* Selection of the optimizer for solving relaxed binary variables

OPTION RMIP = cplex;

*OPTION RMIP = bdmlp;

*OPTION RMIP = osl2;

* Tolerance for optimization convergence with binary variables

OPTION OPTCR = 0.0001;

option iterlim=1e+6 ;

Option Reslim=100000

SOLVE BATMODEL USING MIP MAXIMIZING FOBJ;

```
put TMP putclose 'var=vG rdim=1 rng=EnergyG2V!a1/' 'var=vCh rdim=1
rng=EnergyG2B!a1/' 'var=vDh rdim=1 rng=EnergyB2V!a1' / 'var=vBatred rdim=1
rng=EnergyB2G!a1'
/ 'var=vBcap rdim=0 rng=BatteryCapacity!a1/' 'var=vPcontr rdim=0
rng=Pcontracted!a1/' 'var=vB rdim=1 rng=BatteryLevel!a1'
/ 'var=vCtenergia rdim=0 rng=Ctenergia!a1/' 'var=vCtacceso rdim=0
rng=Ctacceso!a1/' 'var=vCtbat rdim=0 rng=Ctbat!a1' / 'var=vCtchar rdim=0
rng=Ctchar!a1'
/ 'var=vCttrans rdim=0 rng=Cttrans!a1' / 'var=fobj rdim=0 rng=PROFIT!a1' /
'var=vCAR rdim=1 rng=CAR!a1/' 'var=vN rdim=0 rng=Number_char!a1/' 'var=vDEM
rdim=2 rng=vDEM!a1'
/ 'var=vBatred rdim=1 rng=vBATRED!a1' / 'var=vBandaSub rdim=1
rng=vBANDASUB!a1'
/ 'var=vBandaBaj rdim=1 rng=vBANDABAJ!a1' / 'var=vESub rdim=1
rng=vESUB!a1/' 'var=vEBaj rdim=1 rng=vEBAJ!a1'
/ 'var=vEAbs rdim=1 rng=vEAbs!a1' / 'var=vCtbatDeg rdim=0
rng=vCtbatDeg!a1' / 'var=vBatDeg rdim=0 rng=vBatDeg!a1' / 'var=vIngBan rdim=1
rng=vIngBan!a1'
```

```
execute_unload 'tmp.gdx' vG vBcap vCh vDh vPcontr vB vCtenergia vCtacceso vCtbat  
vCtbatDeg vCtchar vCttrans fobj vCAR vN vDEM vBatred vBandaSub vBandaBaj  
vESub vEBaj vEAbs vBatDeg vIngBan  
execute 'gdxrw.exe tmp.gdx SQ=n EpsOut=0 O="Resultados_Sec2.xlsm"  
@tmp.txt'  
execute 'del tmp.gdx tmp.txt'  
  
$onlisting
```