



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**MODELO DE EXPANSIÓN EN LOS
SECTORES ELÉCTRICO Y TRANSPORTE:
DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN
ENERGÉTICA**

Autor:

Rosendo Castañón Naseiro

Directores:

Alberto Campos Fernández

Salvador Doménech Martínez

Madrid

Julio 2018

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Modelo de Expansión en los Sectores Eléctrico y Transporte:
Descarbonización y Transición Energética

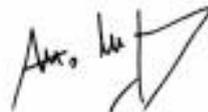
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2017/2018, es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Rosendo Castañón Naseiro Fecha: 17/ 07/ 2018

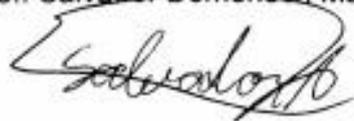


Autorizada la entrega del proyecto
LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

Fdo.: Alberto Campos Fernández. Fecha: 17/ 07/ 2018



Fdo.: Salvador Doménech Martínez. Fecha: 17/ 07/ 2018



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. Rosendo Daniel Castañón Naseiro

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:

Modelo de Expansión en los Sectores Eléctrico y Transporte: Descarbonización y Transición Energética, 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

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.

6°. 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 17 de julio de 2018

ACEPTA

Fdo.....

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



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**MODELO DE EXPANSIÓN EN LOS
SECTORES ELÉCTRICO Y TRANSPORTE:
DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN
ENERGÉTICA**

Autor:

Rosendo Castañón Naseiro

Directores:

Alberto Campos Fernández

Salvador Doménech Martínez

MODELO DE EXPANSIÓN EN LOS SECTORES ELÉCTRICO Y TRANSPORTE: DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Autor: Castañón Naseiro, Rosendo Daniel

Directores: Campos Fernández, Francisco Alberto; Doménech Martínez, Salvador

Entidad Colaboradora: Instituto de Investigación Tecnológica, IIT. Universidad Pontificia Comillas, ICAI

RESUMEN DEL PROYECTO

En un futuro cercano, las políticas internacionales, nacionales y (especialmente) locales provenientes del marco regulatorio podrían catalizar el reemplazo del vehículo de combustión (VC) por el vehículo eléctrico (VE) como medio de transporte de personas y bienes. En esta línea, el análisis de factores ambientales, técnicos y económicos como 1) la cobertura de las necesidades del transporte por carretera, 2) la interacción entre el parque automovilístico electrificado y el mix de generación de electricidad o 3) la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), será esencial en el diseño de las mencionadas políticas ya que permitirá determinar los costes y beneficios más relevantes asociados al proceso de electrificación del transporte.

Muchos trabajos han tratado de abordar la problemática que plantea la transición energética en el contexto de la integración del VE, y para ello, la gran mayoría de éstos asumen un nivel determinado de penetración de VE y se limitan a estudiar el impacto sobre la red eléctrica en base a una u otra estrategia de carga para éste. No obstante, un modelo de expansión en el sector eléctrico que trate de evaluar el impacto del VE sin habilitar inversiones en el sector del transporte queda limitado a un análisis de sensibilidades sobre la evolución del parque de automoción, desde el criterio subjetivo de quien fije el perfil de evolución. Por ello se realiza este proyecto, que trata de rellenar un nicho (hasta ahora desocupado) en el estado del arte, respondiendo a la necesidad de desarrollo de un modelo de expansión dinámico que habilite inversiones tanto en los sectores eléctrico como de transporte (dentro de éste, tanto en VE como en VC) para poder realizar un estudio unificado de ambos sectores. De esta forma, el modelo propuesto calculará el perfil óptimo del parque de manera endógena, deslastrando efectos subjetivos, y teniendo en cuenta la relación dinámica y combinada de todas las variables involucradas (técnicas, económicas y ambientales) para ambos sectores, a lo largo de un horizonte de planificación de largo alcance (de 2017 a 2037).

El modelo que aquí se plantea se apoya en una formulación matemática desarrollada en proyectos anteriores del IIT, que forma parte del modelo CEVESA, un modelo horario y multianual de mercado eléctrico de energía y reserva que permite estimar las inversiones a largo plazo en recursos de generación de electricidad en granja. Desde el punto de vista del sistema eléctrico, la cronología horaria permite modelar los costes de arranques y paradas, las rampas de generación y los servicios complementarios de suministro eléctrico, además de representar mejor las inversiones necesarias para hacer frente a rampas de demanda pronunciadas y perfiles del hueco térmico abruptos por la intermitencia de las renovables. Por otro lado, desde el punto de vista del sector del transporte, el hecho de tener perfiles de usuario horarios permite una representación más fiel del uso de los vehículos y de su interacción con la generación renovable, hidráulica y térmica. Esto supone una mejora significativa en la representación del porfolio de generación de los mercados eléctricos y de los hábitos de desplazamiento en el sector del transporte, que no se contempla en la mayor parte de los modelos revisados.

El marco de decisión consiste en la minimización de la suma de los costes de los sectores eléctrico y del transporte (costes de operación/combustible, mantenimiento, inversión, emisiones etc.) desde una perspectiva social, como si ambos fueran dirigidos por una entidad pública que actúa a modo de operador centralizado. Las inversiones en el sector del transporte se desglosan a nivel de usuario final, en función de las necesidades de transporte de distintos colectivos (flotas) y las inversiones en el sector eléctrico se producen para minimizar sus costes de operación, así como para mantener la seguridad y la calidad del suministro. Las emisiones globales y los precios de la electricidad serán las variables que conecten ambos sectores a través de las restricciones de ligadura: los objetivos de descarbonización europeos (propuestos por la Comisión Europea) y las ecuaciones de balance de energía y reserva.

Persiguiendo analizar el impacto de las políticas regulatorias orientadas a la reducción de emisiones se han desarrollado cuatro casos estudio 1) cómo evoluciona la cuota de mercado de VE y VC, 2) cómo y cuándo debe invertirse en capacidad de generación, 3) cuál es el impacto de la electrificación del transporte en los precios de la electricidad y 4) el estudio de las emisiones de GEI provenientes de los sectores de electricidad y transporte. Además, se han diseñado cinco escenarios de entrada distintos, combinando previsiones optimistas y pesimistas (en materia de costes) para algunos de los factores que se han identificado como más relevantes en la transición energética, como los precios del combustible, los costes de emisiones y los costes de las baterías de los VE.

El propósito del modelo no es el de realizar una predicción precisa, por ejemplo, sobre la evolución del parque de automoción (para lo que habría que capturar aspectos como los niveles de renta individuales o ciertas tendencias sociológicas), sino más bien sacar

conclusiones cualitativas sobre las variables más relevantes en la descarbonización energética, estimando posibles sendas u horquillas de inversión que minimicen el coste del cambio de paradigma energético. Así, los resultados del modelo dan una idea de cómo debería ser la evolución combinada del porfolio de generación y la composición del parque de automoción, para el caso español. De los resultados obtenidos se han podido desprender las siguientes conclusiones:

- Contrariamente a lo que predican otros trabajos, los costes de emisiones inferiores a 20€/ton CO₂ no frenan la penetración del VE ni la consecuente descarbonización del transporte.
- Una alta penetración de fuentes de generación renovable es capaz de acomodar de forma efectiva (en términos de costes) un alto grado de electrificación del transporte. De hecho, invertir de forma temprana en eólica facilita una integración anticipada del VE.
- Tanto el precio del combustible de los VC como el coste de fabricación de las baterías para los VE actúan como vectores del cambio tecnológico entre VE y VC, adelantando o frenando la integración del VE durante los primeros años del horizonte (hasta 2027). Pero, sin embargo, no impactan en el valor final (año 2037) de la cuota de mercado del VE, siendo ésta muy elevada para todos los escenarios estudiados. Así, por ejemplo, diferencias entre factores como el precio del crudo o las curvas de aprendizaje en el desarrollo de baterías tienen un gran impacto en la determinación del año en que despegue la inversión en VE, pero no así en la cuota de mercado del VE desde 2036 en adelante. Este resultado sugiere que la integración del VE tiene asociada importantes beneficios de carácter social que no pueden ser pasados por alto.
- Existe una desalineación de objetivos entre la minimización del coste social y la imposición de políticas regulatorias de descarbonización exclusivas al sector transporte. Se ha podido comprobar que el sector transporte tiende a reducir sus emisiones de CO₂ de manera natural, esto es, sin necesidad de imponer de manera explícita restricciones máximas sobre dichas emisiones.

En definitiva, el modelo propuesto tiene cierto potencial en la evaluación del impacto social ante la imposición de políticas regulatorias, pudiendo servir como herramienta de diseño de un nuevo marco regulatorio, que, por ejemplo, pueda poner en cuestión posibles subvenciones en la compra de VE.

De los estudios efectuados, se ha publicado un artículo de investigación en un congreso internacional de relevancia sobre la temática: “An Electricity Generation Expansion Model with ICEV and PEV Investments”, 15th International Conference on the European Energy Market, 27-29 junio, Łódź, Polonia (EEM 18), cuyo primer autor es el autor de este proyecto fin de grado.

GENERATION EXPANSION MODEL IN THE POWER AND TRANSPORT SYSTEMS: SPANISH DECARBONIZATION AND ENERGY TRANSITION

In the near future, international, national and especially local environmental policies from the regulatory framework could catalyze the transition of the transport sector towards the replacement of internal combustion engine vehicles (ICEV) by plug-in electric vehicles (PEV) as a way of transporting people and goods. Under such scenario, the analysis of environmental, technical and economic factors such as 1) the coverage of transportation needs, 2) the interactions and possible synergies between PEV and renewable generation technologies or 3) the emission reduction of green-house gases (GHG); is essential for the design of the abovementioned policies for it allows to determine the most relevant costs and benefits of the transport electrification process.

Many models have tried to engage the problems that arise in the context of the energy transition and the integration of PEV, and in order to do so, the vast majority of them tend to assume a predetermined penetration for PEV and study the subsequent effect of different PEV loading strategies on the power system. However, electricity expansion models that intend to evaluate PEV impact without enabling investments in the transport sector are unable to capture PEV-ICEV competitiveness and are thusly limited to perform a sensitivity analysis from the subjective perspective of whom determines the evolution profile of PEV market share. In this situation, the project hereby presented attempts to furtherly complete the current state of the art, by developing a dynamic generation expansion model that combines investments in both the power and transport systems, allowing for a unified study of both sectors, an approach that has not been implemented until now. The proposed model is consequently able to compute the optimum vehicle inventory evolution in an endogenous manner, leaving aside subjective effects and taking into account the dynamic and intertwined relationship between all the variables involved (technical, economic, and environmental), through a long-term planning horizon (from 2017 to 2037).

The model developed in this work is founded on a mathematical formulation that has been well-established and tested in previous IIT projects, the CEVESA model, that has an hourly and multiannual representation of the Spanish energy and reserve markets and is able to estimate generation investment decisions in long term horizons. From the power system perspective, the hourly chronology allows to model start-up and shutdown costs and complementary electricity supply services (such as the secondary reserve necessities). It also improves the representation of the ramping requirements of net demand (demand minus renewables) to adequately compute the investments in dispatchable generation needed to face these requirements. From the transport system point of view, the fact of having an hourly discretization (unlike other works) allows for an accurate description of

vehicle usage profiles and the interaction between PEV and renewable, thermal, and hydraulic generation.

In terms of the investment decision framework, the sum of the electricity and transport systems costs (operation/fuel costs, maintenance costs, emission costs, investment costs, etc.) are minimized from a social perspective as if both systems were managed by a public-state entity that behaves as a centralized operator. Therefore, vehicle investments do not respond to consumer preferences, but rather, are produced to cover individual transportation needs and investments in the power system are conducted to minimize the system's operation cost as well as to maintain the security and quality of supply. The emissions derived from both systems' operation along with the electricity price are the main variables connecting both systems through the linking constraints: the European decarbonization targets (proposed by the European Commission) and the energy and reserves balance equations.

Aiming to analyze the impact of those regulatory policies oriented to diminishing GHG emissions, four case studies have been developed to assess 1) the evolution of road transport market share considering PEV and ICEV investments, 2) the moment in time and the way in which investments in new generation capacity should be conducted, 3) the impact of an electrified transport sector on the electricity prices, and 4) the resulting emissions of the electricity and transport sectors in the context of the energy paradigm shift. Furthermore, five different scenarios have been designed, combining optimistic and pessimistic forecasts (in terms of costs) for some of the factors that have been considered to be most relevant in the energy transition such as fuel costs for ICEV, emission costs and PEV battery costs.

Note that the purpose of the model is not to forecast accurately, for instance, the market share evolution in the future vehicle inventory (as in order to do so, the model should take into account features such as individual purchasing power or social/psychological trends). The model is in fact oriented to provide qualitative insight on how the most relevant variables in the context of the systems' decarbonization interact with one another, hence, allowing to estimate and identify suitable investment opportunities that minimize the social costs consequential to the energy paradigm shift, for the Spanish case. Some of the main conclusions that can be extracted from the results provided by the model are listed down below:

- Contrasting with other works, establishing emission costs to values lower than 20€/ton CO₂ does not delay PEV penetration.
- High renewable penetration conciliates with a highly electrified transport sector and more specifically, wind power investments performed on earlier years facilitate sooner PEV integration.

- Both ICEV fuel costs and PEV battery costs are relevant factors when assessing PEV investment take off (accelerating or delaying PEV integration). However, the final value (year 2037) of PEV market share does not depend heavily on the different scenarios contemplated for these two parameters, for PEV market share is remarkably high independently of the scenario. This result suggests that PEV integration is associated with important social benefits that should not be overlooked.
- A misalignment between the cost minimization objective and the regulatory policies focused on specifically reducing the transport sector emissions is deducted. Results show that combining social cost minimization with joint decarbonization objectives on the transport and power systems could naturally lead to the transport system decarbonization by 2050. Therefore, specific policies for diminishing the transport sector emissions could derive in economic damage.

Ultimately, the proposed model has some potential to evaluate the social impact caused by regulatory policies and could thusly be used as a design tool for a new regulatory framework that is able to call into question matters such as incentives or subsidies in PEV purchase.

From the performed studies, a research paper has been produced and published in an international electricity market conference: “An Electricity Generation Expansion Model with ICEV and PEV Investments”, 15th International Conference on the European Energy Market, 27-29 June, Łódź, Poland (EEM 18), whose first author is also the author of the present project.



Contenidos

Capítulo 1. Introducción.....	1
1. Motivación.....	3
2. Objetivos.....	5
3. Metodología.....	6
4. Recursos.....	7
Capítulo 2. Estado del arte.....	8
Capítulo 3. Modelado de los Sectores Eléctrico y del Transporte.....	17
1. Planteamiento y flujograma.....	17
2. Hipótesis de modelado.....	20
3. Nomenclatura.....	22
4. Función Objetivo.....	25
5. Restricciones.....	27
5.0. Restricciones del sector del transporte.....	27
5.1. Restricciones de ligadura entre los sectores.....	28
Capítulo 4. Datos de entrada al modelo.....	31
1. Sector Eléctrico.....	31
2. Sector Transporte.....	32
2.0. Parque de automoción.....	32
2.1. Costes de combustible VC.....	35
2.2. Costes de infraestructura.....	39
2.3. Costes de inversión.....	43
2.4. Costes de mantenimiento.....	47
3. Emisiones.....	48
Capítulo 5. Casos de Estudio.....	53
1. Características e Hipótesis de Ejecución.....	54
2. Resultados.....	55
2.0. Escenarios de Entrada.....	55



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

2.1.	Cuota de Mercado.....	55
2.2.	Inversiones en Capacidad de Generación.....	57
2.3.	Descarbonización Energética	60
2.4.	Precios de electricidad	62
Capítulo 6.	Conclusiones.....	69
Referencias	72
Anexos	76



Índice de figuras

Fig. 1. Diagrama del Modelo de Expansión Propuesto. Fuentes: Elaboración Propia	19
Fig. 2. Costes de inversión en las tecnologías de generación Fuentes: Elaboración Propia, [17].....	31
Fig. 3. Previsión de evolución del parque de coches europeo entre 2017 y 2030. Fuentes: [18].....	33
Fig. 4. Previsión de evolución del parque de coches español entre 2017 y 2037. Fuentes: Elaboración Propia	33
Fig. 5. Vida útil media de los vehículos en España. Fuente: [17]	34
Fig. 6. Evolución de los precios de combustible, por escenarios. Fuente: Elaboración Propia	39
Fig. 7. Coste total de Infraestructura. Fuentes: Elaboración propia a partir de [18]..	43
Fig. 8. Previsión coste de las baterías de VE. Fuentes: [27] y [32].....	45
Fig. 9. Costes de infraestructura e inversión para VE y VC. Escenario Optimista.....	45
Fig. 10. Costes de infraestructura e inversión para VE y VC. Escenario Pesimista.....	46
Fig. 11. Objetivo de Emisiones. Fuentes: Elaboración Propia a partir de [35].....	51
Fig. 12. Costes de emisiones de CO ₂ . Fuentes: [18].....	52
Fig. 13. Evolución de la cuota de mercado VE-VC. Fuentes: Elaboración Propia.....	56
Fig. 14. Inversiones en Capacidad de Generación. Fuentes: Elaboración Propia.....	58
Fig. 15. Emisiones combinadas del Sector Eléctrico y Sector Transporte. Fuentes: Elaboración Propia.....	60
Fig. 16. Emisiones del Sector Transporte. Fuentes: Elaboración Propia.....	61
Fig. 17. Precio medio anual de la electricidad. Fuentes: Elaboración Propia	62
Fig. 18. Precio de electricidad con detalle horario para el año 2024. Fuentes: Elaboración Propia.....	64
Fig. 19. Precio de electricidad con detalle horario para el año 2030. Fuentes: Elaboración Propia.....	65
Fig. 20. Precio de electricidad con detalle horario para el año 2037. Fuentes: Elaboración Propia.....	66
Fig. 21. Diseño Heurístico de Flotas y Perfiles de Uso. Fuentes: [1] y [2]	76

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En un futuro cercano, las políticas internacionales, nacionales y (especialmente) locales provenientes del marco regulatorio podrían catalizar el reemplazo del vehículo de combustión (VC, ICEV en inglés) por el vehículo eléctrico (VE, PEV en inglés) como medio de transporte de personas y bienes. Bajo dicho escenario, el análisis de factores ambientales, técnicos y económicos como 1) la cobertura de las necesidades del transporte por carretera, 2) la interacción entre el parque automovilístico electrificado y el mix de generación o 3) la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), será esencial para el diseño de las mencionadas políticas ya que permitirá determinar los costes y beneficios más relevantes asociados al proceso de electrificación del transporte.

Para dar respuesta a estas cuestiones, el objetivo de este proyecto consiste en el desarrollo de un modelo para el sector del transporte que, al combinarse con un modelo del sector eléctrico previamente desarrollado (modelo CEVESA), habilite inversiones combinadas en VE y VC. Entre otros estudios, el modelo facilita el análisis del grado de electrificación del transporte a largo plazo teniendo en cuenta factores ambientales, técnicos y económicos, así como las interacciones entre los sectores del transporte y eléctrico en términos de los precios de la electricidad y las emisiones de GEI, que son variables fundamentales para ligar ambos sectores.

La formulación matemática de la que se parte ha sido desarrollada en proyectos anteriores del IIT, y forma parte del modelo CEVESA, un modelo horario de mercado eléctrico de energía y reserva que permite estimar las inversiones a largo plazo en recursos de generación en granja.

Las aportaciones de este trabajo consisten en la incorporación de inversiones en VE y VC al modelo CEVESA, considerando como factores de decisión el precio de la energía y la reserva, los perfiles de uso de las distintas flotas de VE y de VC, las estrategias de carga y descarga del VE, el coste del crudo, los costes de emisiones de las centrales de generación o la penetración de energías renovables, entre otros. Además, se pretende analizar la complementariedad e interacción del VE con la generación renovable, así como el impacto en el sistema de las diferentes estrategias de carga.

El marco de decisión consiste en la minimización de la suma de los costes de los sectores eléctrico y del transporte desde una perspectiva social, como si ambos fueran dirigidos por una entidad pública. Las inversiones en el sector del transporte se desglosan a nivel de usuario final, en función de las necesidades de transporte de distintos colectivos (flotas) y las inversiones en el sector eléctrico se producen para minimizar sus costes de operación, así como para mantener la seguridad y la calidad del suministro.

Para la validación de la formulación e implantación de las mejoras del modelo mencionadas, se ha realizado el ajuste de los datos de entrada del modelo finalmente obtenido. Se han estudiado también distintos casos de estudio de prospectiva tecnológica ante distintas hipótesis y escenarios de entrada, para cuantificar los impactos que se producen en las inversiones en tecnologías de generación eléctrica y en el parque de VC y de VE. Finalmente, se ha evaluado la imposición de las políticas regulatorias de descarbonización provenientes de la Comisión Europea.

El trabajo que aquí se expone está estructurado como sigue: el primer capítulo se centra en la introducción de la problemática a abordar, la motivación y objetivos del proyecto, así como las herramientas y metodología empleadas. En el segundo capítulo se presenta una revisión del estado del arte de los trabajos de índole similar que han tratado de abordar el problema de evaluar los impactos de la electrificación del transporte. En el tercer capítulo se expone el detalle del modelado: tras presentarse la notación matemática utilizada, se explican las hipótesis asumidas para el modelado y se formulan las ecuaciones del mismo. En el cuarto capítulo se detalla la obtención y el ajuste de los datos de entrada para el sector transporte y de las emisiones de ambos sectores (la búsqueda de datos correspondientes al modelado del sector eléctrico no es objeto de este proyecto puesto que ya se ha abordado en [1], [2] y [3]). En el quinto capítulo se presentan las hipótesis de ejecución, los casos de estudio analizados y se explican los resultados obtenidos. Finalmente, en el sexto capítulo se presentan las principales conclusiones del trabajo y se proponen futuros desarrollos al proyecto para dar continuidad a la línea de investigación que con este trabajo se plantea.

1. MOTIVACIÓN

Este proyecto tiene por objeto cubrir algunas de las deficiencias encontradas en los modelos de la revisión del estado del arte descrito en el Capítulo 2. Fundamentalmente, el proyecto propone un modelo dinámico para inversiones tanto en tecnologías de generación de electricidad como en el sector del transporte, siendo esta última aportación una característica del modelo que no ha sido planteada aún en ninguno de los trabajos revisados. Toma como punto de partida el modelo desarrollado en los trabajos [1], [2] (que mejora la representación de la hidráulica con respecto a [1]) y [3] (en el que se integran las opciones de inversión en tecnologías de generación), pero incluye inversiones en VE y VC para un estudio unificado de los sectores eléctrico y del transporte. Un modelo de expansión en el sector eléctrico que trate de predecir el impacto del VE sin habilitar inversiones en el sector del transporte queda limitado a un análisis de sensibilidades sobre la evolución del parque de automoción, desde el criterio subjetivo de quien fije el perfil de evolución. Sin embargo, el modelo propuesto calculará el perfil óptimo del parque de manera endógena, deslastrando efectos subjetivos, y teniendo en cuenta la relación dinámica y combinada de todas las variables involucradas (técnicas, económicas y ambientales) a lo largo del horizonte de planificación.

El modelo que aquí se propone considera una minimización de costes de los sistemas eléctrico y del transporte (entre los que se encuentran los costes de combustible y de carga de VE, los costes de inversión y de operación y mantenimiento de las flotas de vehículos, etc.) y, al igual que en [2], considera un horizonte temporal multianual con cronología horaria. Desde el punto de vista del sistema eléctrico, la cronología horaria permite modelar los costes de arranque y parada, las rampas de generación y los servicios complementarios de suministro eléctrico, además de representar mejor las inversiones necesarias ante rampas de demanda pronunciadas y perfiles del hueco térmico abruptos por la intermitencia de las renovables. Por otro lado, desde el punto de vista del sector del transporte, el hecho de tener perfiles de usuario horarios permite una representación más fiel del uso de los vehículos y de su interacción con la generación renovable, hidráulica y térmica. Esto supone una mejora significativa en la representación del porfolio de generación de los mercados eléctricos y de la movilidad en el sector del transporte, que no se contempla en la mayor parte de los modelos revisados en el capítulo posterior.

Como casos de estudio, se pretende:

- 1) Estudiar la interacción entre los sectores eléctrico y del transporte, por ejemplo, valorando la complementariedad entre las inversiones combinadas en VE y en generación renovable (algo que no es posible con la mayoría de los modelos descritos en el Capítulo 2).
- 2) Realizar análisis de la competitividad del VE y VC como medios de transporte (algo que no sería posible en modelos que no permitan inversiones en ambos tipos de tecnología), asumiendo distintos escenarios (pesimistas y optimistas) tanto de precios del crudo como de curvas de aprendizaje en la fabricación de baterías para VE.
- 3) Analizar el impacto de las políticas europeas de descarbonización sobre los sectores eléctrico y de transporte. El hecho de poder supeditar los resultados del modelo al cumplimiento de dichas políticas permite encontrar en él una valiosa fuente de información que recoge el impacto de dichas políticas sobre la sociedad. De esta manera modelos como el aquí planteado pueden servir como una herramienta de apoyo al diseño y a la valoración de políticas regulatorias.

2. OBJETIVOS

Como se ha expuesto en el apartado anterior, el objetivo principal del proyecto es desarrollar un modelo que, siendo capaz de representar satisfactoriamente los sectores eléctrico y del transporte españoles, pueda reflejar el impacto de políticas medioambientales sobre la sociedad, y así servir a efectos de herramienta de diseño y evaluación de políticas regulatorias. Por ello, otro de los objetivos del proyecto es dar respuesta a los casos de estudio descritos en la sección anterior mediante análisis de sensibilidades de las salidas del modelo ante distintos escenarios de entrada. Para el alcance de estos objetivos, se ha revisado cuidadosamente no sólo el modelo de partida CEVESA, sino el estado del arte (ver siguiente capítulo), que ha permitido conocer y madurar los enfoques de los distintos autores que han tratado de abordar una problemática similar, para tratar de realizar una aportación suficientemente novedosa al estado de la cuestión.

De los estudios efectuados, se ha publicado un artículo de investigación en un congreso internacional de relevancia sobre la temática: “An Electricity Generation Expansion Model with ICEV and PEV Investments”, 15th International Conference on the European Energy Market, 27-29 junio, Łódź, Polonia (EEM 18), cuyo primer autor es el autor de este proyecto fin de grado: [4].

3. METODOLOGÍA

Para alcanzar los objetivos expuestos anteriormente se ha realizado en primer lugar una cuidada revisión bibliográfica, para poder establecer el marco contextual en el que se desarrollan los modelos de evaluación del impacto del VE sobre los sistemas energéticos. Paralelamente, se procedió a la comprensión y ajustes del modelo de partida descrito en los trabajos [1], [2] y [3] y a la familiarización con las herramientas de resolución (como GAMS-CPLEX).

Una segunda fase del proyecto fue orientada al modelado y a la programación del sector transporte, para habilitar inversiones en el sector. Esta es sin duda la mayor contribución del proyecto al modelo CEVESA en términos de programación, puesto que hasta antes de este proyecto únicamente habilitaba inversiones en plantas de generación, dejando exógenas las inversiones en el sector del transporte.

Una tercera fase tuvo el objetivo de validar el modelo CEVESA finalmente obtenido mediante un análisis de sensibilidades, para comprobar su funcionamiento y para verificar que las salidas resultantes son coherentes con los escenarios planteados. Esta fase conllevó lógicamente nuevas revisiones de los datos de entrada y acciones correctivas en el modelado, que incluso implicaron mejoras en el modelado anterior a este proyecto.

Con el modelo validado, se plantearon los casos de estudio comentados anteriormente, y se analizaron sus resultados para dar respuestas a las preguntas que se detallaron al comienzo de la introducción de este trabajo.

4. RECURSOS

La revisión bibliográfica es el resultado de la lectura y el análisis de documentación hallada en internet y en la base de datos del servicio de biblioteca de la Universidad Pontificia de Comillas.

El desarrollo del modelo se ha realizado mediante GAMS, empleando una licencia completa proporcionada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT). La introducción de datos y la escritura de resultados del modelo se ha realizado en Excel, siendo VBA el lenguaje de programación usado para el procesamiento de algunas entradas y salidas del modelo.

Para el análisis de los resultados de los casos estudio, la redacción de la memoria y la presentación del proyecto se empleará el paquete de ofimática de Microsoft Office (Word, Excel y PowerPoint).

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

Muchos trabajos han abordado el problema de predecir el comportamiento del sistema eléctrico en base a niveles prefijados de penetración del VE considerando distintas estrategias de carga para éste. Estos trabajos ofrecen un punto de partida para el proyecto que aquí se quiere realizar.

El trabajo de [5] propone un modelo para aliviar los efectos de una alta penetración de VE en la red de distribución, centrándose en la minimización del coste de la infraestructura (fundamentalmente transformadores a nivel de distribución) requerida para asumir la carga adicional que supondría la integración del VE. En el estudio se plantea la necesidad de un sistema centralizado para abastecer a los consumidores (households), cuyos consumos se segregan en cargas controlables (VE, secadora...) y cargas críticas (iluminación, refrigeración...). La conclusión principal de este trabajo es que, en un sistema descentralizado (en el que la estrategia de carga es “tonta”: el coche se carga al enchufarlo a la red sin tener en cuenta el precio de la electricidad), el coste de mejorar los transformadores haría prohibitivo alcanzar altas cotas de penetración de VE en el parque de automoción, con lo que se hace necesario la implementación de una estrategia de carga controlada para el VE.

Kiviluoma y Meibom desarrollan en [6] un modelo lineal de minimización de costes para Finlandia, con inversiones en almacenamiento térmico y en capacidad de generación eléctrica. La minimización de costes se plantea desde el punto de vista del sistema, considerándose los costes de operación y mantenimiento de las tecnologías instaladas y a instalar. El modelo considera los efectos de la red de transporte y distribución teniendo en cuenta la posición geográfica de los consumos y generación renovable: los países quedan divididos en regiones que a su vez se dividen en áreas de las que se conocen los perfiles de demanda y de generación eólica. Los casos de estudio planteados tienen como objetivo evaluar las sinergias que se producen entre la generación eólica y el VE ante distintos escenarios de precios de combustible fósil y de penetración de VE. En el trabajo se concluye que, si bien los beneficios asociados a la flexibilidad aportada al sistema de generación por los VE (en estrategias de carga optimizadas) podrían ser superiores a los costes de producción de la electricidad consumida por los mismos, las inversiones en

tecnologías de almacenamiento térmico inducen mayores inversiones en generación eólica que el VE ya que permiten equilibrar más efectivamente las fluctuaciones asociadas a la producción de energía eólica. Una de las pegas de este modelo es que el periodo de previsión es de sólo un año, que se supone representativo de cada año en horizontes de mayor duración, y del que además se seleccionan 26 semanas.

En [7] se plantea un modelo de maximización de beneficios a nivel de usuario de VE, asumiendo competencia perfecta (por tanto el usuario es tomador de precio, sin capacidad de influir sobre el precio de la electricidad), que se resuelve con programación dinámica, para un único día. Se considera un escenario de mercado no regulado en el que los costes de la generación, de la regulación a subir y a bajar, y de la potencia requerida por el parque de vehículos, son parámetros de entrada. En el trabajo se evalúan los efectos que tienen para el propietario del VE las distintas estrategias de carga, de las que se evalúan la llamada “carga tonta” (el vehículo carga según un parámetro de entrada), la “carga óptima” (la carga se efectúa cuando el precio de la electricidad es más bajo) y la carga óptima con regulación (carga óptima pudiendo aportar reserva a subir y a bajar, denominado V2G). Las conclusiones del trabajo presentan al VE con servicios de regulación como una alternativa competitiva frente al VC y comenta cómo, al alcanzarse altos niveles de penetración de VE, se favorece la integración de fuentes de generación intermitentes.

En el trabajo [8] se propone un modelo para la minimización de pérdidas de potencia en la red de distribución teniendo en cuenta distintas estrategias de carga del VE (carga coordinada u óptima, carga tonta, etc.). El modelo parte de perfiles de carga diarios y calcula mediante programación cuadrática y dinámica potencias demandadas cada 15 minutos, que se suponen estocásticas. Para la carga óptima, la minimización requiere una reformulación de las ecuaciones de flujo de potencia que resulta en un modelo no lineal, que se resuelve mediante optimización cuadrática secuencial de una manera más eficiente y precisa que con la programación dinámica. Los resultados apuntan a que la implantación de la carga coordinada aplana el pico de potencia, lo cual contribuye a reducir las pérdidas de potencia y disminuir las desviaciones de la tensión.

El presente proyecto de fin de grado está fuertemente inspirado por los trabajos [1] y [2], que constan de un exhaustivo estudio de la descripción de las flotas de VE y de VC que constituyen el parque de automoción y los perfiles de uso para el caso español. En ambos se emplea un modelo horario de mercado eléctrico de energía y reserva para España (modelo CEVESA) que permite evaluar el impacto de la electrificación del transporte sobre el sistema eléctrico, aunque sin permitir la

estimación de inversiones a largo plazo en recursos de generación ni en flotas de VE y VC. Además, en [1] y [2] se plantea un modelo MIP (Mixed Integer Programming), que representa un mercado centralizado con restricciones de “unit commitment” (UC) en el que se minimizan costes de producción, arranque y parada, así como de emisión.

En [1] (que es un trabajo precursor de [2]) se realiza un estudio profundo de cómo las distintas estrategias de carga, a distintos niveles de penetración de VE, interaccionan con la generación hidráulica, precios de electricidad o hueco térmico, entre otros. Es un modelo robusto cuyos resultados han sido testados con datos reales, aunque en este testeo no se representan las flotas de VE. Las conclusiones principales del trabajo muestran que la carga “tonta” aumenta la diferencia entre los picos y los valles de la demanda eléctrica lo cual eleva los requerimientos de rampas de generación, resultando en un efecto muy negativo sobre el sistema, encareciendo su operación. Se comenta también la alta sensibilidad de la carga tonta con respecto a cambios en los perfiles de uso y que cuando se da una alta integración de VE, se reducen las oportunidades de bombeo hidráulico ya que, para las estrategias de carga optimizada, los VE consumen energía en horas valle, elevando el precio de la electricidad y resultando en un bombeo menos rentable. Sorprendentemente, la relación entre las oportunidades de bombeo y de carga de VE muestran cierta independencia de los rendimientos supuestos cada una de estas tecnologías, esto se debe fundamentalmente a dos efectos: en primer lugar, el hecho de que para este modelo no se ha tenido en cuenta el coste asociado a la degradación de la batería del VE debido a los ciclos de carga y descarga experimentados, en segundo lugar, debido a que la carga del VE queda impuesta por restricciones que imponen el nivel de carga de las baterías. Adicionalmente, con la estrategia de carga óptima con regulación (V2G), el VE reemplaza a la generación de las centrales hidráulicas de bombeo y provee la mayor parte de la reserva a subir (que era antes provista por unidades térmicas). Algunas de las limitaciones de [1] son: 1) la operación de la generación hidráulica es semanal; 2) la inversión en renovables como la eólica o la cogeneración son parámetros de entrada y 3) el modelo no considera restricciones de red.

La aportación de [2] trata de suplir las carencias de [1], incorporando un detallado modelo horario de UC para unidades hidro-térmicas, además de los costes de infraestructura necesarios para el VE y el estudio de externalidades, cuyo impacto se evalúa en sanidad, cambio climático e independencia energética. En este caso, se desarrolla un análisis de coste-beneficio considerando los puntos de vista del gobierno, de los agentes de mercado (entre los que se encuentran algunos agregadores de carga) y del usuario final. Se considera que: 1) el gobierno afronta

los costes asociados a externalidades como la contaminación acústica, la contaminación por partículas pequeñas o la dependencia del petróleo; 2) Los agentes afrontan los costes de instalación y de gestión de los puntos de carga, para lo cual se modelan contadores de carga, así como un sistema programado para controlar el consumo en los distintos puntos de carga; y 3) el usuario final afronta los costes del combustible (la electricidad necesaria para la carga) y la inversión en el VE, así como sus costes de operación y mantenimiento. En este caso los costes de inversión corresponden con los de distintas tecnologías de baterías entre las que se encuentran las de ión-litio o plomo-ácido (promediados los costes en función de la cantidad de VE en circulación que se estime usarán dichas baterías). Las conclusiones de [2] desalientan el uso de la carga tonta debido a varios factores, entre ellos, el hecho de que dicha estrategia de carga es la que más encarece la operación del sistema y la que resulta en más horas de energía no suministrada. Se comenta, sin embargo, que los costes de emisión de las tecnologías de generación cuando la estrategia de carga del VE es tonta son menores que con otro tipo de estrategias. Finalmente, se añade un sucinto análisis de cuáles son los factores predominantes en los gastos de infraestructura y de externalidades, siendo estos factores el coste de distintos tipos de puntos de carga y la sanidad, respectivamente. Se concluye que la integración del VE al parque de automoción no resulta económicamente beneficiosa para el gobierno español, por lo que se requeriría de inversiones privadas para alcanzar altos niveles de penetración de VE.

Existen por otra parte otros trabajos que representan la inversión en VE, y que complementan a los anteriores, bajo una perspectiva que integra al sector eléctrico y al de transporte.

Por ejemplo, [9] determina la penetración de VEH (vehículo eléctrico híbrido) en Ontario, Canada, no permitiendo inversiones ni en recursos de generación, ni en la red de transmisión (más allá de las previstas a 16 años vista). La motivación de este trabajo es la de evaluar la interacción entre el VEH y los recursos de generación, presentes y futuros ya previstos, para estudiar el beneficio medioambiental del VEH. La resolución consta de varias fases. Primeramente, entre los años 2009 y 2025, se ejecuta un flujo de potencias multi-intervalo a lo largo de varias regiones interconectadas, que permite obtener el número máximo de VEH que se pueden integrar en el sistema, según dos posibles transiciones, que reflejan distintos ritmos de desarrollo de infraestructura, tecnología y aceptación de mercado. A continuación, se resuelve un modelo de minimización de costes en el que se considera la potencia producida, importada y exportada (con sus respectivas pérdidas de transmisión), así como los beneficios asociados al impacto medioambiental del VEH. El modelo se centra en la generación y la transmisión de

energía, pero no en la red de distribución, y las pérdidas se linealizan por tramos. Una de las hipótesis más restrictivas del modelo es que todos los VEH sólo pueden cargar en horas de madrugada, desde las 00:00 hasta las 07:00, con un perfil de carga uniforme, obviando el resto de horas del día a efectos de la minimización anterior. Esta limitación no permite evaluar sinergias entre el VEH y la generación fotovoltaica, ni refleja de forma fiel la interacción del VEH con la generación eólica. Se concluye que el número máximo de VEH que se llegan a integrar al sistema no es muy sensible al tipo de transición escogida. Asimismo, se comenta que la penetración es máxima cuando, desde un punto de vista geográfico, más uniformemente se distribuyan los VEH. La penetración de VEH que se obtiene como resultado de una explotación óptima del sistema llega a ser algo inferior al 6% del parque de coches.

En [10] se presenta un marco conceptual para integrar al VE en sistemas de potencia eléctrica. El trabajo se centra en dos entornos, el de operación de la red a nivel técnico y el del mercado eléctrico. Se considera una red de 15kV semi urbana que, pese a ser mallada es operada radialmente, en la que se han considerado 12700 vehículos fruto de una estimación de 1.5 vehículos por hogar. El objetivo del trabajo es evaluar el efecto sobre la red de distintas estrategias de carga a distintos niveles de penetración del VE. Para obtener la cota de penetración de VE se sigue un algoritmo iterativo según el cual se va incrementando diariamente la cantidad de VE en saltos del 1% del parque total de vehículos, hasta que se alcanzan las condiciones límite de explotación de la red, definidas como una caída de tensión del 5% respecto a los valores nominales de la red. Para representar el impacto sobre la red de distribución, se emplea software de PSSE para cálculos en situación de régimen permanente. Una de las principales conclusiones es que el uso de estrategias avanzadas de control de carga, como la carga óptima, permiten integrar altas cotas (hasta un 52%) de VE al sistema sin reforzar la red. Asimismo, se comenta que una alta penetración de VE en sistemas aislados facilitaría las inversiones en fuentes de energía intermitente como solar y eólica.

Existe un tercer tipo de trabajos en los que se desarrollan modelos que permiten inversión combinada tanto en VC como en VE. A diferencia de los anteriores, estos trabajos tienen la ventaja de poder evaluar la competitividad del VE frente a la del VC.

Un ejemplo de este tipo de trabajos es [11] en donde sólo se modela el sector del transporte, siendo el precio de la electricidad y los impuestos datos exógenos. En este trabajo el consumo energético y la eficiencia del VE frente a la del VC se estiman mediante la herramienta "Modelica", en lugar de emplear datos comerciales, lo cual

permite poner en valor las curvas de aprendizaje en la fabricación de baterías. Asimismo, se desarrolla, considerando el comportamiento del usuario final del vehículo, así como del fabricante (perspectivas de demanda y oferta, respectivamente), el modelo VECTOR21 para la optimización de la decisión de inversión en VE y VC a 20 años vista. Además, desde el punto de vista de la oferta, cabe destacar que el modelo considera subsidios a los fabricantes de VE, que se van reduciendo a medida que aumentan su producción, hasta que mantienen un margen de beneficios. El modelado de la demanda considera 5 comportamientos posibles de usuario (reflejando su complacencia por la innovación), así como la existencia de 3 tamaños de vehículos segregados en 60 subgrupos (dependiendo del uso anual del vehículo), dando lugar a 900 perfiles de cliente. El modelo se aplica a Alemania, planteando dos casos de estudio en función del grado de intervención del gobierno alemán y del mix de generación, y con objetivos de reducción de emisiones a partir de 2015. En el primer caso, se evalúa una situación de escasos cambios en el mix de generación. El segundo caso refleja una fuerte intervención del gobierno, que impone un mix basado exclusivamente en fuentes renovables. Las conclusiones del modelo pronostican, en primer lugar, una rápida desaparición del vehículo de gasolina a partir del 2015 y, en segundo lugar, una alta penetración de VE cuando se tiene un mix exclusivamente renovable. Este trabajo, aunque innovador en el sentido de incorporar inversiones combinadas en VE y VC, no considera el impacto del VE sobre el sistema eléctrico, y por tanto la influencia del VE queda restringida a la reducción de emisiones.

Finalmente, cabe hacer una mención especial a [3], por ser el trabajo en el que se incorporan inversiones en tecnologías de generación a los modelos de sector eléctrico desarrollados en [1] y [2]. Se trata además de una contribución innovadora en el sentido de que el modelo desarrollado en esta contribución permite un cálculo endógeno de las necesidades de reserva, algo que no es frecuente encontrar en modelos de expansión de largo alcance. En el trabajo se comenta que el modelado de las reservas requiere de una discretización temporal (que como mínimo ha de ser horaria) que permita modelar de manera apropiada rampas, arranques y paradas. De entre todas las conclusiones que se extraen de [3], las más relevantes son que la creciente penetración de fuentes de generación renovable requiere de reservas de secundaria adicionales para hacer frente a la variabilidad de su producción y que cuando las reservas se computan endógenamente, las inversiones en renovables decrecen debido a los costes adicionales de reserva que estas tecnologías implican.

El estado del arte de este proyecto, descrito en esta sección, permite clasificar los trabajos revisados en función de si consideran o no inversiones en los sectores de

transporte y eléctrico. La siguiente tabla muestra tal clasificación junto con otros comentarios adicionales relacionados con las limitaciones del modelo y de sus hipótesis.

Modelo de Expansión en los Sectores Eléctrico y Transporte: Descarbonización y Transición Energética

Ref.	Sistema de Transporte		Sistema Eléctrico (Inv. tecnologías generación)	Objetivo	Limitaciones	
	Inv. en VE	Inv. en VC				
[7]	No	No	No	Minimización de costes del usuario del VE (competencia perfecta)	Periodo de previsión limitado (24 horas)	-Competitividad VE frente a VC no evaluada -Sinergias entre inversiones en tecnologías de generación y VE no evaluadas.
[8]	No	No	No	Minimización de pérdidas de potencia en la red de distribución.	-Simulación para sólo invierno y verano	
[1]	No	No	No	Minimización de costes en el sistema eléctrico español con UC.	-Inversiones exógenas en eólica y cogeneración. -Hidráulica operada semanalmente	
[2]	No	No	No	Minimización de costes en el sistema eléctrico español con UC y análisis coste-beneficio	-Costes de la red de distribución no considerados en el análisis coste-beneficio	
[6]	No	No	Sí	Minimización de costes del sistema con inversiones en generación renovable.	-Costes de arranque, parada y rampas no considerados. -Horizonte de planificación no multianual	-Competitividad VE frente a VC no evaluada -Solo se evalúa el impacto que el VE ejerce sobre la generación: la evaluación del impacto de la generación solo es apreciable en términos de diferencias de la función objetivo, pero no repercute sobre la integración del VE.

Modelo de Expansión en los Sectores Eléctrico y Transporte: Descarbonización y Transición Energética

[3]	Sector Transporte no modelado		Sí	Minimización de costes en el sistema eléctrico español, considerando inversiones en un modelo horario multianual.	-Se considera que las renovables no pueden ofrecer reserva secundaria.	-No permite estudiar los posibles beneficios para el sistema asociados a la interacción entre un sector del transporte electrificado y la generación renovable.
[9]	Sí	No	No	Minimización de costes del sistema eléctrico de Ontario considerando dos perfiles de integración distintos de VE	-Datos empleados únicamente de invierno. -Criterios subjetivos en las transiciones consideradas -Carga de VE únicamente posible durante madrugada	-Competitividad VE frente a VC no evaluada. -Solo se evalúa el impacto que el mix de generación ejerce sobre el VE: No permite evaluar cómo se ajustaría el sistema eléctrico ante la electrificación del transporte.
[10]	Sí	No	No	Factibilidad de integración de VE mediante incrementos marginales, fijando como criterio un límite inferior en la tensión.	-No persigue un funcionamiento óptimo del sistema -No considera impactos sobre el transformador	
[11]	Sí	Sí	No	Minimización de costes en el sistema de transporte, desde el punto de vista del usuario, en base a distintos escenarios de regulación.	-El modelo se ha validado únicamente para inversiones en VC	-No modela el sistema eléctrico, no permite evaluar la interacción entre VE y la generación.

Capítulo 3. MODELADO DE LOS SECTORES ELÉCTRICO Y DEL TRANSPORTE

1. PLANTEAMIENTO Y FLUJOGRAMA

El modelo de expansión propuesto representa las inversiones en los sectores eléctrico y del transporte (con un horizonte temporal de hasta 21 años) minimizando el coste social total. De forma específica, los costes abordados en uno y otro sector son:

Sector Eléctrico (SE):

- Costes variables de las unidades de generación.
- Costes de arranques y paradas de las centrales.
- Costes de mantenimiento de las centrales.
- Costes de inversión en nuevas plantas de generación.
- Costes de las emisiones de CO₂ producidas.

Sector Transporte (ST):

- Coste del combustible y de emisiones de los VC (los costes asociados a la carga del VE quedan internalizados en los costes del SE).
- Costes de mantenimiento de los vehículos operativos.
- Costes de inversión en nuevos vehículos.

El modelado del sector eléctrico (que ha sido desarrollado en proyectos anteriores) cuenta con una descripción detallada de las unidades de generación españolas y sus restricciones engloban restricciones técnicas (como la provisión de rampas de las unidades térmicas o las necesidades de reserva) e incluyen características que garantizan la seguridad del suministro.

Por su parte, el modelado del sector transporte incluye una representación minuciosa de los hábitos de conducción de distintos colectivos (recogidos en el Anexo I) y sus

restricciones más importantes se refieren al reemplazo de vehículos y a la satisfacción de las necesidades futuras de transporte, así como a los niveles y estrategias de carga de VE para la cobertura de desplazamientos.

En la siguiente página se presenta de forma esquemática el flujograma del modelo desarrollado, desglosando por sector (eléctrico, SE y transporte, ST): parámetros de entrada, restricciones y salidas más relevantes. Se ha optado por distinguir variables de decisión, como las inversiones en los sectores, de otras salidas del modelo que son subproductos de las primeras, como los precios de la electricidad y de reserva.

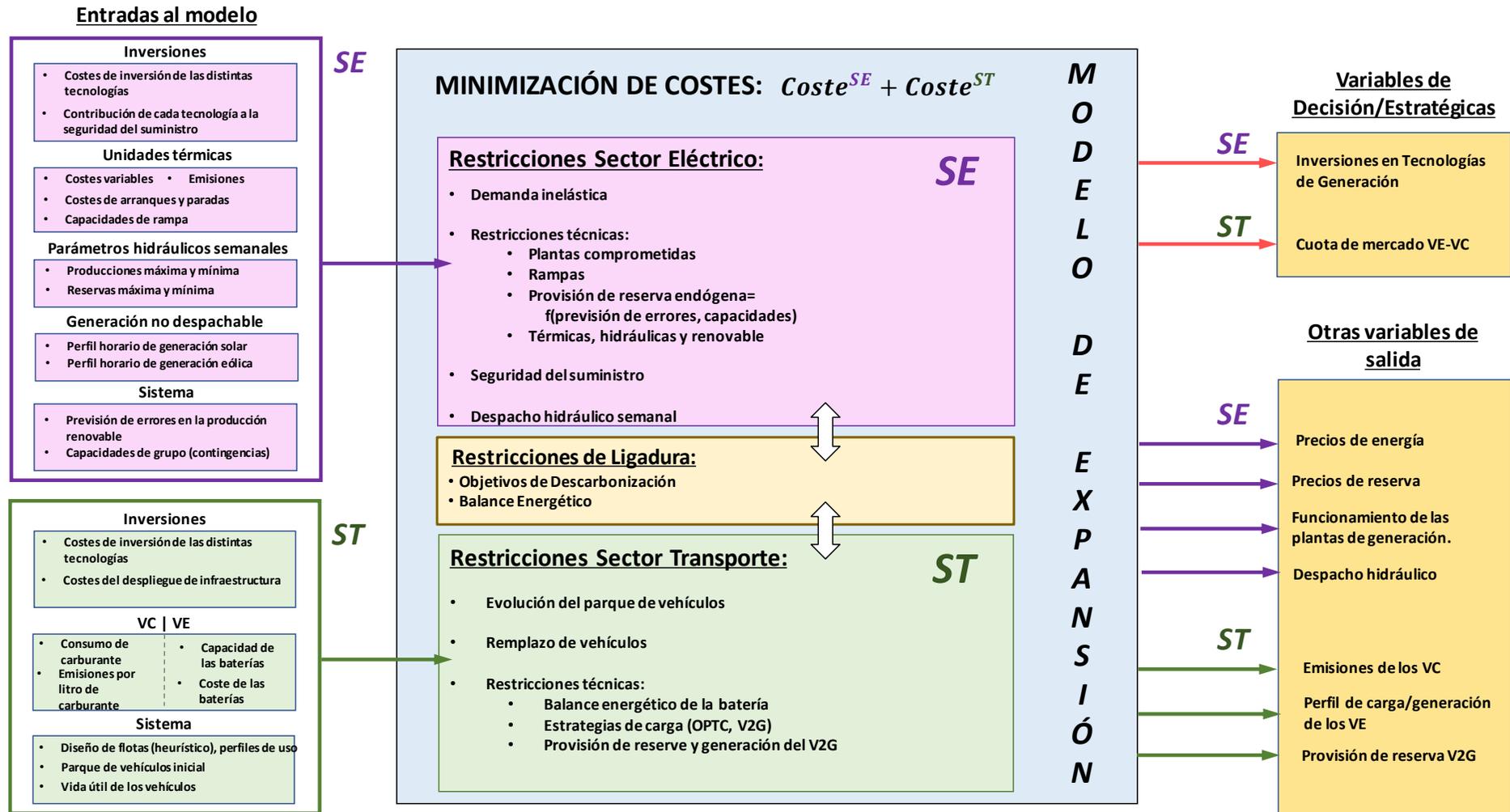


Fig. 1. Diagrama del Modelo de Expansión Propuesto. Fuentes: Elaboración Propia

2. HIPÓTESIS DE MODELADO

En esta sección se describen las hipótesis que se han asumido en el modelado. No hay que confundir las hipótesis de modelado con las hipótesis de ejecución pues estas últimas se diseñan en base normalmente a motivos computacionales (las hipótesis de ejecución se detallan en el Capítulo 5.1). Por su parte, las hipótesis de modelado tratan de simplificar una realidad física enormemente compleja permitiendo la trasposición de comportamientos reales a ecuaciones matemáticas que los describan.

Las hipótesis de modelado se pueden clasificar en tres grandes grupos:

Hipótesis en el modelado del sistema eléctrico:

- 1) No se analiza el comportamiento de las redes de transporte y distribución.
- 2) Se considera un despacho centralizado o de competencia perfecta: no se modelan comportamientos oligopolistas.
- 3) Se tienen en consideración características como la seguridad del suministro (a través del índice de cobertura), o la calidad del suministro (a través de las necesidades de reserva).
- 4) El precio de mercado de la electricidad es una salida del modelo. Dado que se supone competencia perfecta, dicho precio coincide con el coste marginal del sistema.
- 5) El modelo admite inversiones en ciclos combinados, generación eólica, generación solar y turbinas de gas.

Hipótesis en el modelado del sector del transporte:

- 1) El parque de automoción inicial se ha diseñado considerando una distribución uniforme para la edad de los coches que conforman cada flota: en cada flota hay el mismo número de vehículos de un número de años concreto (inferior a la vida útil).

- 2) El parque de vehículos en circulación es un parámetro de entrada al modelo y es anual. La cuota de mercado en el sector del transporte por carretera (share entre VE y VC) es una de las salidas principales del modelo.
- 3) El coste del combustible es un parámetro de entrada al modelo.
- 4) Únicamente se consideran vehículos 100% eléctricos o 100% combustión interna, i.e. no se modelan vehículos híbridos.
- 5) El análisis del sector del transporte (y su descarbonización) queda referido exclusivamente a las actividades del transporte por carretera.
- 6) Todos los VC producen las mismas emisiones de CO₂ independientemente del tipo de flota o de la edad del vehículo.
- 7) Las inversiones en vehículos se producen para cubrir necesidades individuales de transporte, pero no responden a las posibles preferencias de los consumidores.
- 8) Se considera un único carburante para los vehículos de combustión, cuyas características se definen en base a la ponderación según uso de vehículos que empleen como carburante diésel o gasolina, en el parque actual.

Hipótesis comunes a ambos sistemas:

- 1) El estudio de emisiones de gases de efecto invernadero se limita exclusivamente a las emisiones de CO₂.
- 2) La inversión en tecnologías de transporte (vehículos) y en potencia de generación se realiza únicamente una vez, al principio de cada año y desde el segundo año del modelo (2018) en adelante.

En los siguientes apartados del capítulo se presentará la formulación del modelo, desde la función objetivo a las restricciones de ligadura entre sectores, pasando por las ecuaciones que modelan el sector del transporte. Para ello, primeramente, se presentará la nomenclatura empleada.

3. NOMENCLATURA

Esta sección recoge la nomenclatura empleada en la formulación del modelo. Variables endógenas e índices se representan con minúscula y variables exógenas (parámetros), se representan con mayúscula.

Índices	Significado
a	Años
p	Horas
g	Plantas de generación de electricidad
m	Clasificación de vehículo por tipo de motor (VE o VC)
v	Flotas de vehículos: patrones de necesidades de transporte

Tabla 1: Subíndices. Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Significado
$CINV_{a,m}$	Coste de inversión por vehículo [€/coche]
$CM_{v,m}$	Coste anual de mantenimiento del vehículo [€/coche]
$P^{IN}_{p,v}$	Operación del vehículo [binaria, 1: Estacionado, 0: En circulación]
$LS_{v,m}$	Vida útil del vehículo [años]
$GR_{a,v}$	Tasa de crecimiento de la población con coche [pu]
$N_{v,m}$	Parque inicial de vehículos [coches]
$DI_{p,v}$	Distancia media horaria recorrida [km/h]
$CC_{v,m}$	Consumo medio de combustible. VC: [litros/km]; VE: [MWh/km]

Tabla 2: Parámetros del sector transporte. Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Significado
Q_v^{max-q}	Máxima potencia generable [MW/coche]
Q_v^{min-q}	Mínima potencia generable [MW/coche]
Q_v^{max-b}	Máxima potencia consumible [MW/coche]
Q_v^{min-b}	Mínima potencia consumible [MW/coche]
SOC_v^{min-q}	Nivel mínimo de energía de la batería para poder generar [p.u.]
SOC_v^{min-d}	Nivel mínimo de energía de la batería antes de desenchufar [p.u.]
E_v^{min}	Mínima energía almacenable en la batería de un vehículo [MWh/coche]

E_v^{max}	Máxima energía almacenable en la batería de un vehículo [MWh/coche]
RMU_v	Rampa de subida [MWh/h/coche]
RMD_v	Rampa de bajada [MWh/h/coche]

Tabla 3: Parámetros exclusivos a los VE. Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Significado
CF_a	Coste del combustible [€/litro]
CE_a	Coste de emisiones de CO ₂ [€/ton]
EM_v	Emisiones de CO ₂ proveniente de los carburantes [ton/litro]

Tabla 4: Parámetros exclusivos a los VC. Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Significado
$D_{a,p}$	Demanda de potencia eléctrica [MW]
$D_{a,p}^{RU}, D_{a,p}^{RD}$	Demanda de reservas a subir y a bajar [MW]
RU_p	Requerimientos de reserva a subir [MW]
RD_p	Requerimientos de reserva a bajar [MW]
$C_{a,g}^{VAR}$	Coste variable [€/MW]
$C_{a,g}^{ON}$	Coste de arranque [€]
$C_{a,g}^{OFF}$	Coste de parada [€]
$CE_{a,g}$	Coste de las emisiones de CO ₂ [€/ton]
$I_{a,p,h}$	Afluencias hidráulicas naturales [MW]

Tabla 5: Parámetros para la operación del sistema eléctrico. Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Significado
EM_a	Emisiones máximas permitidas de CO ₂ [ton]
TD_a	Tasa de descuento [p.u.]

Tabla 6: Otros parámetros. Fuente: Elaboración propia.

Parámetros	Significado
I_a	Función indicadora. Ejemplo: $I_{a \leq LS_{v,m}}$ toma valor 1 si el cardinal del set año es menor o igual a $LS_{v,m}$, etcétera.

Tabla 7: Funciones binarias. Fuente: Elaboración propia.

Variables	Significado
$q_{a,p,g}$	Potencia generada [MW]
$d_{a,p}^E$	Potencia demandada [MW]
$b_{a,p,v}$	Potencia consumida [MW]
$nse_{a,p}$	Potencia no suministrada [MW]
$se_{a,p}$	Vertidos [MW]
$y_{a,p,g}$	Decisión de arranque [binaria]
$z_{a,p,g}$	Decisión de parada [binaria]
$u_{a,p,g}$	Decisión de mantener el funcionamiento de la planta [binaria]
$g_{a,p,v}$	La flota puede generar [binaria]
$cm_{a,g}$	Costes de mantenimiento [€]
$cinva_{a,g}$	Costes de inversión [€]
$em_{a,p,g}$	Emisiones de CO ₂ [ton]
$ru_{a,p,v}$	Reserva a subir por los vehículos [MW/coche]
$ru_{a,p,v}^g, rd_{a,p,v}^g$	Reserva a subir y a bajar cuando se está generando potencia [MW]
$ru_{a,p,v}^b, rd_{a,p,v}^b$	Reserva a subir y a bajar cuando se está consumiendo potencia [MW]
$rd_{a,p,v}$	Reserva a bajar por los vehículos [MW/coche]
$e_{a,p,v}$	Energía almacenada por los vehículos [MWh/coche]
ρ_v, ρ_h	Rendimientos de almacenamiento para vehículos e hidráulica [p.u.]

Tabla 8: Variables continuas. Fuente: Elaboración propia.

Variables	Significado
$pc_{a,v,m}$	Parque de vehículos operativo [coches]
$n_{a,v,m}$	Incorporación de nuevos vehículos al parque [coches]

Tabla 9: Variables discretas. Fuente: Elaboración propia.

4. FUNCIÓN OBJETIVO

El modelo de inversiones propuesto minimiza la suma de los costes de los sectores eléctrico y del transporte desde una perspectiva social, como si ambos sectores fueran controlados por una entidad pública. En consecuencia, las inversiones en el sector del transporte no responden a preferencias del consumidor, sino que se producen para cubrir las distintas necesidades de transporte de los distintos individuos de la sociedad. Las inversiones en el sector eléctrico se determinan para minimizar los costes de producción de electricidad, y para mantener un índice de cobertura por cuestión de seguridad del suministro.

En la minimización no se han tenido en consideración impuestos sobre los bienes y servicios objeto de estudio. El motivo es que se ha considerado que el valor de los recursos económicos devenidos de la recogida de impuestos recaerá sobre la sociedad, transformándose en servicios de igual valor.

Costes asociados al sector eléctrico:

Los costes a minimizar son los variables, los de arranques y paradas, los de mantenimiento y los de inversión de las distintas plantas de generación.

$$\begin{aligned}
 CSE_a = & \\
 & \sum_{p,g} (C_{a,g}^{VAR} \cdot q_{a,p,g} + C_{a,g}^{ON} \cdot \gamma_{a,p,g} + C_{a,g}^{OFF} \cdot z_{a,p,g} + CE_{a,g} \cdot em_{a,p,g}) \\
 & + \sum_g (cm_{a,g} + cinv_{a,g})
 \end{aligned} \tag{1}$$

Costes asociados al sector transporte:

Los costes a afrontar son, por una parte, los costes correspondientes al combustible y a las emisiones de los VC (primer y segundo término del primer sumatorio de la ecuación (2), respectivamente) y por otra, los costes de mantenimiento y de inversión de los vehículos.

$$\begin{aligned}
 CST_a = & \\
 & \sum_{p,v} (CF_a + CE_a \cdot EM_v) \cdot pc_{a,v,VC'} \cdot CC_{v,m} \cdot DI_{p,v} \cdot (1 - P_{p,v}^{IN}) \\
 & + \sum_{v,m} (CM_{v,m} \cdot pc_{a,v,m} + CINV_{a,m} \cdot n_{a,v,m})
 \end{aligned} \tag{2}$$

Nótese que los costes asociados a la producción de electricidad para la carga de los VE quedan internalizados en (1) y no en (2), pues dicha carga se traduce en una demanda de potencia eléctrica a satisfacer, que queda recogida en la restricción de balance (7).

Cabe destacar que los costes relacionados con la infraestructura necesaria para el suministro de combustible (transporte, refinerías y gasolineras para los VC y refuerzo de la red de distribución y despliegue de puntos de carga para los VE) también están implícitamente incluidos en la ecuación (2). El detalle de incorporación de dichos costes se especifica en Capítulo 4.2.3.

Una hipótesis fundamental en la formulación de la función objetivo es que no se ha considerado la utilidad social¹ devenida de las labores de fabricación y mantenimiento de las distintas tecnologías de transporte y generación, ni la asociada al despliegue de la infraestructura requerida para la operación del sector del transporte. Así pues, los costes contemplados internalizan las retribuciones de mayoristas y minoristas, que forman parte de la sociedad. Esta aproximación es equivalente a considerar que las labores descritas son realizadas por una entidad extranjera, cuyos servicios se importan.

Al tratarse de un modelo de inversión de largo alcance (hasta 21 años), resulta adecuado incorporar a la expresión de los costes de ambos sectores, los efectos de las posibles revalorizaciones o pérdidas del valor del dinero en el futuro. Dichos efectos se pueden cuantificar a través de la tasa de descuento, que convierte dinero del futuro en dinero presente, facilitando la comparación entre distintos capitales en diferentes momentos temporales. Es interesante señalar que la tasa de descuento se suele asociar a la tasa de rentabilidad mínima exigida en el campo de las inversiones, que contempla el coste de los recursos financieros utilizados y la prima de riesgo de las operaciones efectuadas. El desglose de algunos de los factores que intervienen en la configuración de la tasa de descuento se puede encontrar en [12]. La tasa de descuento TD_a se ha considerado única para los sistemas eléctrico y de transporte e interviene en la función objetivo, tal y como se muestra a continuación:

$$Min \sum_a \left(\frac{1}{1 + TD_a} \right)^a (CSE_a + CST_a) \quad (3)$$

La función objetivo consiste por tanto en la minimización de la suma de los costes de ambos sectores, retraídos al presente, y que quedan interrelacionados por las ecuaciones de limitación de emisiones (6) y de balance (7).

¹ Se refiere al bienestar asociado a la creación de empleos y retribuciones salariales que recaerían sobre la sociedad.

5. RESTRICCIONES

Las restricciones del sistema eléctrico (demanda y requerimientos de reserva, así como el modelado de la generación proveniente de fuentes térmicas renovables e hidráulicas) se detallan en trabajos anteriores. En concreto se pueden encontrar en las ecuaciones (2)-(12) de [1] y (9)-(16) de [13].

Las restricciones técnicas que modelan el funcionamiento de los vehículos eléctricos: estrategias de carga, estado de carga de la batería, consumo energético, generación, provisión de reserva, etc., se corresponden con las ecuaciones (18)-(37) de [1]. Para el presente trabajo, sin embargo, dichas ecuaciones se han reformulado para que el porcentaje de penetración de VE sea una variable de decisión en lugar de una entrada. Parámetros como la mínima/máxima energía almacenable por las baterías de una flota, la mínima/máxima potencia a consumir/generar por las flotas, o la provisión de reservas a subir y a bajar por flota (parámetros E_v^{min} , E_v^{max} , Q_v^{min} , Q_v^{max} , RMU_v y RMD_v , respectivamente), son ahora una salida del modelo.²

En las secciones a continuación se detalla la formulación de, en primer lugar, el modelado del sistema del transporte (que es la gran aportación de este trabajo por permitir inversiones en el campo de las tecnologías de transporte modeladas) y, en segundo lugar, las ecuaciones de ligadura devenidas de 1) imponer la restricción de emisiones propuesta por la Comisión Europea y 2) el equilibrio entre demanda y generación de potencia eléctrica (ecuaciones de balance).

5.0. Restricciones del sector del transporte

Evolución del parque de vehículos:

La siguiente restricción fija la futura evolución del inventario nacional de vehículos, para el cual se contemplan variaciones interanuales (las inversiones en tecnologías de transporte se efectúan con frecuencia anual, y se realizan al principio de cada año, mirar hipótesis (2)):

$$\sum_m p_{c_{a,v,m}} = (1 + GR_{a,v}) \cdot \sum_m p_{c_{a-1,v,m}} \quad \forall a > 1, v \quad (4)$$

² Las ecuaciones (21)-(23) de [1], correspondientes al modelado de la llamada “carga tonta” no han sido reformuladas ya que plantean problemas de no linealidad en su reformulación, no fácilmente salvables. El tratamiento de las no-linealidades queda fuera del alcance del presente trabajo al haberse encontrado numerosas referencias que indican que dicha estrategia de carga dificulta enormemente la integración del VE aumentando la ineficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

Dado que $pc_{1,v,m} = N_{v,m}$ (el parque de coches en el año inicial es un parámetro de entrada al modelo) y al estar la ecuación (4) definida recursivamente, el número total de vehículos en cada año es exógeno y no variará en los casos de estudio planteados (expuestos en el Capítulo 5). De esta forma el modelo computará la cuota de mercado entre VE y VC, sin permitir flujos de conductores entre los distintos perfiles de uso (nótese que la recursividad está planteada para cada una de las flotas consideradas).

Reemplazo de vehículos

La siguiente ecuación define los vehículos operativos en un año en función de los vehículos operativos en el año anterior, teniendo en consideración el reemplazo de aquellos vehículos que han llegado al fin de su vida útil, para cada flota:

$$pc_{a,v,m} = pc_{a-1,v,m} + n_{a,v,m} - I_{a \leq LS_{v,m}} \cdot \frac{N_{v,m}}{LS_{v,m}} - I_{a > LS_{v,m}} \cdot \sum_m n_{a-LS_{v,m},v,m} \quad \forall a > 1, v, m \quad (5)$$

Mientras que el segundo término del lado derecho de la ecuación se refiere a los nuevos vehículos comprados, los términos tercero y cuarto representan los vehículos que han llegado a su fin de ciclo de vida. La función indicadora, I_a , sirve para distinguir los primeros años del horizonte temporal hasta la vida útil, del resto de años. Dicha distinción es necesaria pues, para los primeros años de ejecución, la tasa de reemplazo es conocida y se corresponde con la sustitución de los vehículos del parque inicial, bajo la hipótesis de uniformidad en la edad del parque inicial (hipótesis 2). Por otra parte, la tasa de reemplazo de los siguientes años es función de las inversiones en años anteriores y de la vida útil $LS_{v,m}$ de los vehículos.

5.1. Restricciones de ligadura entre los sectores

Descarbonización del sector energético

Para poder cumplir los objetivos europeos de descarbonización, la suma de las emisiones provenientes del sector eléctrico y del sector transporte (ver hipótesis (7)) no pueden exceder una determinada cota:

$$\sum_{p,g} em_{a,p,g} + \sum_{p,v} E_v \cdot pc_{a,v,VC'} \cdot CM_{v,a} \cdot (1 - P_{v,p}^{IN}) \leq EM_a \quad \forall a \quad (6)$$

El primer sumatorio corresponde a las emisiones provenientes del sector eléctrico mientras que el segundo sumatorio corresponde a las emisiones provenientes del

sector transporte por carretera. Nótese que las emisiones del sector del transporte únicamente muestran los efectos de la contaminación procedentes de los vehículos de combustión interna pues la generación de CO₂ asociada a la producción de energía para la carga de los VE queda internalizada en el primer sumatorio.

La cota máxima de emisiones del sector energético, EM_a , se ha diseñado a partir de la situación actual de España y los objetivos de descarbonización propuestos por la Comisión Europea, que quedan recogidos en [14] y [15], realizándose una interpolación lineal para los años intermedios. El detalle del cálculo de EM_a se muestra en el Capítulo 4 Sección 3. De forma resumida, los objetivos propuestos pretenden lograr una reducción de gases de efecto invernadero en un 40%, 60% y 80%, con respecto a los niveles de emisiones de 1990, para los años 2030, 2040 y 2050, respectivamente. Si bien la Comisión Europea plantea también la reducción de emisiones de GEI provenientes exclusivamente del sector del transporte, en un 60% respecto de los niveles de 1990, dicha meta quedará relegada a su análisis y no se impondrá como una restricción para el modelo.

Cabe señalar que el estudio de emisiones realizado en este trabajo queda limitado a las emisiones derivadas únicamente de la operación de vehículos y de plantas de generación con lo que no se está considerando el impacto ambiental global de las actividades consideradas. Para ello, habría que recurrir a metodologías en desarrollo como el Análisis de Ciclo de Vida, que permite evaluar los impactos ambientales de un producto considerando su ciclo de vida en conjunto, desde la extracción de las materias primas, pasando por su producción, distribución y consumo, hasta su eliminación como residuo. Este tipo de análisis permitirían evaluar el impacto ambiental de factores no considerados en este estudio, como la contaminación asociada a la fabricación y eliminación de baterías para los VE o las emisiones ligadas al transporte del combustible para los VC.

Ecuaciones de balance eléctrico

Las ecuaciones siguientes reflejan, por una parte, a través de la ec. (7), el equilibrio que se ha de mantener en todo momento entre generación y consumo en los sistemas eléctricos y por otra, a través de las ec. (8) y (9), los requerimientos de reserva secundaria (encargada de restablecer la frecuencia al valor nominal cuando ésta se desvía debido a desequilibrios entre generación y demanda)³

³ Si bien podría ser interesante el modelado de la regulación terciaria, dado que la función de ésta es la de reponer la banda de secundaria, queda pendiente su representación como línea futura de investigación de este trabajo.

$$\sum_g q_{a,p,g} + nse_{a,p} - se_{a,p} = d_{a,p}^E \quad \forall a, p \quad (7)$$

$$\sum_g (ru_{a,p,g} + rd_{a,p,g}) = D_{a,p}^{RU} + D_{a,p}^{RD} \quad \forall a, p \quad (8)$$

$$\sum_g ru_{a,p,g} = \left(\frac{D_{a,p}^{RU}}{D_{a,p}^{RD}} \right) \cdot \sum_g rd_{a,p,g} \quad \forall a, p \quad (9)$$

Específicamente, la ecuación (8) muestra las necesidades totales de secundaria establecidas por el operador del sistema (que en este caso se han presentado de forma desglosada para las reservas a subir y a bajar) mientras que la ecuación (9) muestra la aplicación del factor de relación entre la banda a subir y la banda a bajar.

Capítulo 4. DATOS DE ENTRADA AL MODELO

En este capítulo se detalla las fuentes y el tratamiento de los datos de entrada al modelo, que han servido para generar los distintos escenarios evaluados en el análisis a largo plazo de la transición energética en España. Para la confección de las entradas al modelo se ha recurrido a: 1) publicaciones oficiales de organismos europeos y españoles tales como la Comisión Europea, el Ministerio de Industria o la Dirección General de Tráfico (DGT); y 2) informes de distintas empresas de prospectiva tecnológica con bagaje en el sector energético, como el *BP New Energy Outlook*, de BP; el *Lithium-ion Battery Costs and Market*, de Bloomberg; New Energy Finance o informes de consultoras como Monitor Deloitte y PwC.

1. SECTOR ELÉCTRICO

Las características técnicas de las plantas de generación actualmente operativas en el sistema eléctrico español se han obtenido a partir del operador del sistema [16]. Los costes de inversión de las distintas tecnologías de generación se han diseñado en consonancia con [17] y se muestran en la siguiente figura.

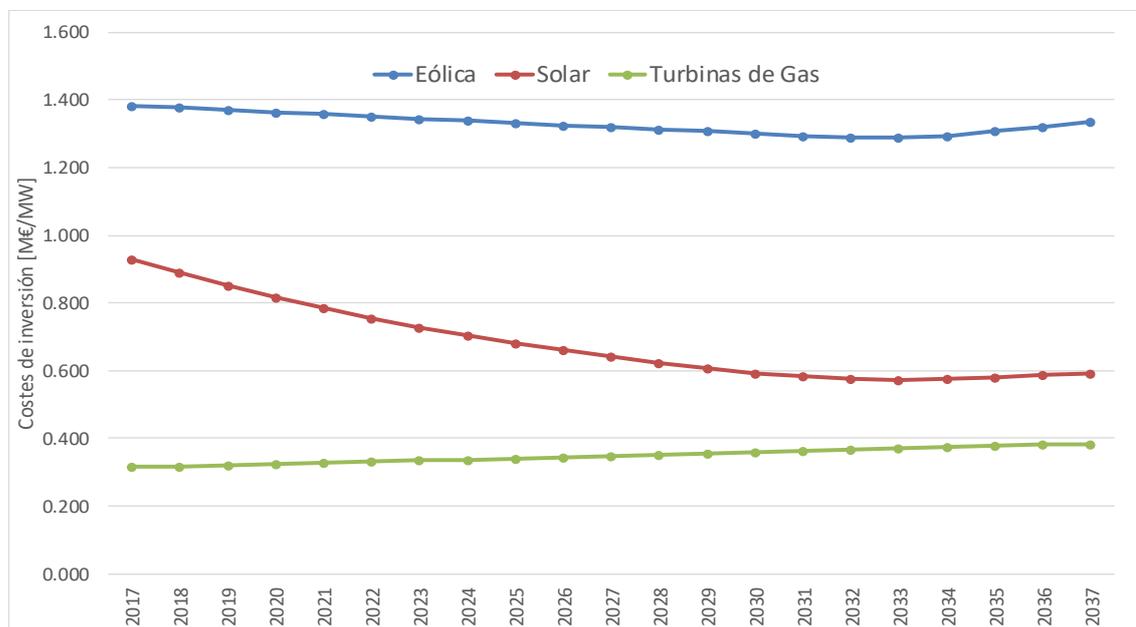


Fig. 2. Costes de inversión en las tecnologías de generación Fuentes: Elaboración Propia, [17]

2. SECTOR TRANSPORTE

2.0. Parque de automoción

El parque de coches actual, $N_{v,m}$, es el considerado por la DGT [18] y se ha contrastado y verificado su concordancia con información proveniente de la Asociación Nacional de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC) [19]. El parque inicial de vehículos de transporte por carretera considerado para el 2017 es de 28,643,712 vehículos, y está compuesto por turismos y vehículos industriales (camiones y furgonetas), no computándose autobuses o motocicletas.

Las flotas y los perfiles de uso considerados fueron heurísticamente diseñados en el trabajo [1] y se incluyen en el Anexo I para el interés del lector.

La previsión de evolución del parque de automoción depende fundamentalmente, según los estudios [20] y [21] de PwC y Monitor Deloitte, de dos factores:

- 1) El grado de autonomía que alcancen los vehículos en el futuro.
- 2) El grado de superación alcanzado en los hábitos de movilidad actuales, hacia una movilidad compartida y conectada.

La consecución de una mayor autonomía en el transporte se propiciará por una mayor demanda social en materia de seguridad y de eficiencia en los desplazamientos. Por otra parte, el vector de cambio hacia una movilidad compartida y conectada será en gran medida determinada en función de la reducción de costes que el “car-sharing” pueda propiciar (bajo este esquema los costes de inversión y de estacionamiento de los vehículos ya no serían afrontados por un único individuo) y en la gran flexibilidad que aporta en términos de cobertura de demanda: en los años recientes han proliferado compañías como Uber o Cabify que, aprovechando la creciente tendencia hacia la digitalización, han sabido desarrollar herramientas y aplicaciones propias para atender diligentemente las demandas de sus consumidores.

En este trabajo se ha considerado la evolución del parque de automoción propuesta por [20], en donde el número total de vehículos en circulación se va reduciendo a lo largo de los años debido al creciente uso de los vehículos compartidos y a que está previsto que dichos vehículos gozarán de una mayor autonomía en el futuro (con lo que serán capaces de realizar un mayor kilometraje que con las tecnologías de transporte actualmente vigentes).

La previsión de evolución propuesta por [20] se muestra en la siguiente figura:

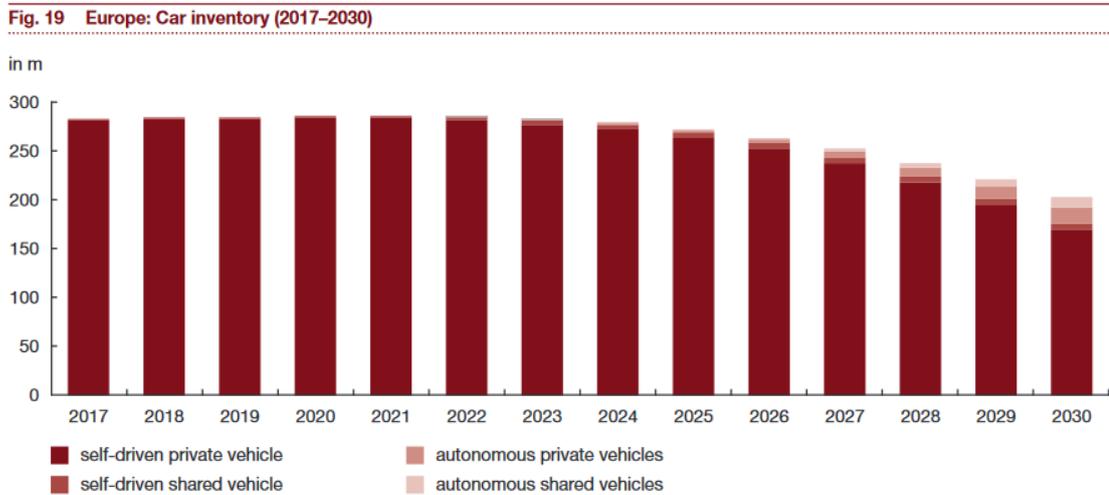


Fig. 3. Previsión de evolución del parque de coches europeo entre 2017 y 2030. Fuentes: [18]

Extrapolando la previsión para el caso español, aplicando una sencilla regla de proporcionalidad, se obtiene la siguiente previsión de evolución del inventario de vehículos nacional:

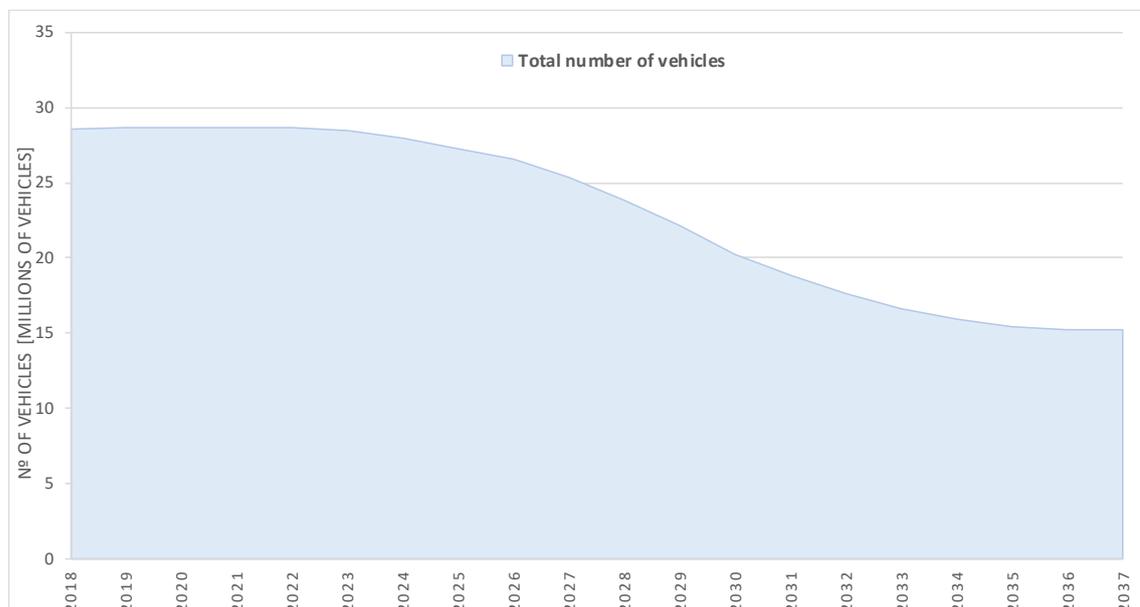


Fig. 4. Previsión de evolución del parque de coches español entre 2017 y 2037. Fuentes: Elaboración Propia

En esta previsión (que como se ha comentado, tiene desglose temporal anual), se ha considerado que la reducción del parque de coches debido a la integración del

vehículo autónomo (autoconducido) y a la creciente tendencia de uso del vehículo compartido se producirá entre los años 2023 y 2034, fundamentalmente. A partir de este año, aunque el inventario de vehículos pueda continuar en proceso de redefinición en materia tecnológica y colaborativa, se ha planteado que la reducción del parque alcanza un impasse (para poder seguir satisfaciendo las necesidades sociales de desplazamientos).

La vida útil del parque de vehículos ha estado históricamente muy ligada a los niveles de renta y de bonanza económica, tal y como se puede observar en la siguiente gráfica:

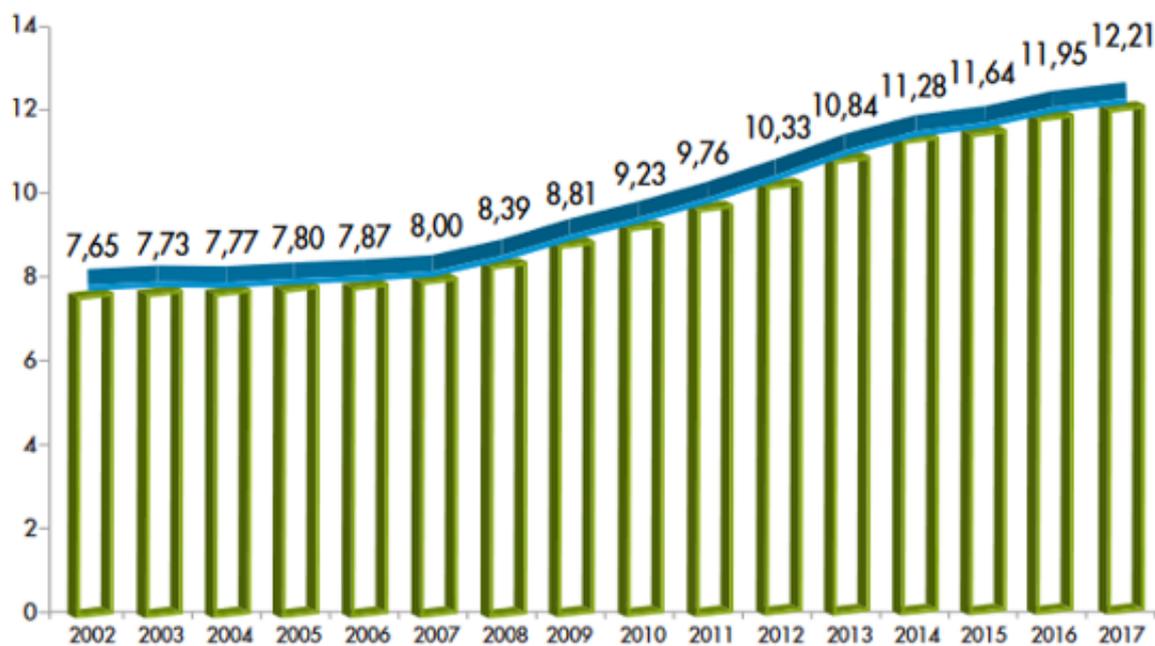


Fig. 5. Vida útil media de los vehículos en España. Fuente: [17]

Esta gráfica muestra que, en los años posteriores al inicio de la crisis del 2008, la dificultad de acceso al crédito y la creciente inseguridad desembocó en una extensión de la vida útil de los vehículos, que además sigue creciendo (aunque últimamente a un ritmo menor).

Considerando despreciable la penetración de VE en el parque de automoción español desde el 2002 hasta el 2017, se podría estimar la vida media de los vehículos de combustión como la media entre los extremos (de bonanza y crisis económica, recogidos en los resultados del 2002 y 2017), para reflejar un escenario que contemple una situación económica estándar. De esta forma, en una primera aproximación, se puede considerar la vida media de los VC de 10 años.

La vida útil de los vehículos eléctricos está estrechamente relacionada con la vida útil de su batería y, a su vez, con los ciclos de carga y descarga que ésta experimente. En la literatura encontrada ([1], [22] o [23]), se suele limitar la vida útil de las baterías a 7000 ciclos de carga o a 10 años, con lo que la aproximación a seguir en este trabajo se basará en una estimación conservativa de 3500 ciclos de carga y descarga completos, que se puedan producir a lo largo de 10 años.

2.1. Costes de combustible VC

Para determinar los costes de combustible de los VC es necesario, en primer lugar, revisar en qué medida se emplean carburantes con base de gasolina o de gasoil y cuál es el consumo medio de éstos según los distintos vehículos tenidos en cuenta (turismos y vehículos industriales). A partir de éstos, se obtendrá un carburante único, que será el que se aplique por igual a todos los VC.

De [18], se extrae el porcentaje de vehículos que usa una u otra base de carburante, mientras que del IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, (adscrito al Ministerio de Industria), [24], se obtiene una media aproximada del consumo de los distintos tipos de vehículos considerados:

Tipo de vehículo y combustible	Número de vehículos	Porcentaje del total	Consumo medio por tipo de vehículo [litros/100km]	Consumo medio ponderado [litros/100km]
Coches de gasolina	10143092	35%	6.50	2.30
Coches de gasoil	13466896	47%	5.40	2.54
Camiones y furgonetas de gasolina	511730	2%	12.00	0.21
Camiones y furgonetas de gasoil	4521993	16%	9.50	1.50
Suma	28643712	100%	-	6.55

Tabla 10: Composición del parque de automoción por tipo de vehículos y carburantes.

Fuente: [18] para la obtención del nº de vehículos, [24] para el consumo medio por tipo de vehículo.

El consumo medio de 6.55 litros/100km que se ha obtenido, se contrasta posteriormente con el proporcionado por un organismo independiente, EQUA, que realiza el testeo de vehículos en condiciones habituales de operación (testeo en circuito abierto) evitando así posibles tergiversaciones en los rendimientos

energéticos⁴. EQUA propone un consumo medio de 6.65 litros/100km para un parque constituido en un 37% por vehículos propulsados con gasolina y en un 63% por vehículos propulsados por diésel/gasoil, [26], lo cual concuerda con el ajuste mostrado en la Tabla 10.

A continuación, se procede a estimar los costes de carburante durante el horizonte temporal del modelo (2017-2037). Cabe destacar que existe una gran incertidumbre asociada a la predicción de dichos costes pues hay numerosos factores azarosos que influyen en el mismo como, por ejemplo, la estacionalidad o el cierre temporal de refinerías por guerras. En el enfoque adoptado, se ha considerado que los costes históricos ofrecen una señal apropiada de los costes futuros en el sentido en que reflejan el impacto de dichos efectos imprevisibles de un modo análogo a los que pueden ocurrir en un futuro. Los precios históricos de los carburantes se han obtenido de las bases de datos del Ministerio de Industria [27] y reflejan, de acuerdo a [28], la suma de costes de logística y comercialización (extracción de crudo y transporte), la amortización de infraestructura (instalaciones extractivas, distribuidoras, y gasolineras), y las retribuciones de minoristas y mayoristas. Por los motivos expresados en el Cap. 3, Sección 3, los precios presentados a continuación no tienen en cuenta el impacto de los impuestos (como el impuesto especial de hidrocarburos y el especial sobre ventas minoristas).

Año	Precio Gasolina sin Impuestos [c€/litro]	Precio Diesel sin Impuestos [c€/litro]
2005	42.70	47.60
2006	48.30	52.20
2007	49.70	52.50
2008	56.10	67.30
2009	44.20	45.90
2010	55.60	57.70
2011	67.50	72.88
2012	74.00	79.00
2013	72.00	75.50
2014	68.00	70.60
2015	55.00	55.00
2016	49.00	47.00
2017	54.00	54.00

Desv. Típ. Precio Gasolina [c€/litro]	Desv. Típ. Precio Diésel [c€/litro]	Media Precio Gasolina [c€/litro]	Media Precio Diésel [c€/litro]
------------------------------------------	----------------------------------------	-------------------------------------	-----------------------------------

⁴ Este tipo de estudios han ganado mucha importancia en base a situaciones como las del Caso Volkswagen (Dieselgate), recientemente acontecido, [25].

11.43	11.72	56.97	58.88
-------	-------	-------	-------

Tabla 11. Datos relativos a los precios de carburantes. Fuentes: [27]

Para reflejar la aleatoriedad de efectos como la estacionalidad o el cierre temporal de refinerías (por cuestiones económicas, laborales o incluso beligerancias), se diseñan varios escenarios en los que se recogen los efectos de una aleatoriedad favorable y otra desfavorable (evaluada en relación con su impacto en el precio final, considerándose favorable aquella que proporcione los menores precios de combustible). En el diseño de dichos escenarios, se ha considerado que los precios (desde 2018 en adelante) se calculan de forma que:

- Para el caso optimista, el valor del precio final del carburante pueda tomar un valor aleatorio en el rango $[\bar{x} - 1.5 * \sigma; \bar{x} - 0,5 * \sigma]$
- Para el caso pesimista el valor del precio final del carburante pueda tomar un valor aleatorio en el rango $[\bar{x} + 0.5 * \sigma; \bar{x} + 1.5 * \sigma]$

Siendo \bar{x} y σ los valores de la media y la desviación típica de la muestra mostrados en la Tabla 11, respectivamente. Dicho tratamiento (que queda recogido en el Anexo II) se aplica separadamente a cada uno de los carburantes (gasolina y diésel) y posteriormente, al ponderarse el tipo de carburante utilizado según su uso (Tabla 10), se combina la información en un carburante único.

Los resultados de aplicar la metodología descrita se presentan a continuación, mostrándose la evolución anual del precio del combustible de los VC, para cada uno de los escenarios diseñados.

Año	Costes según escenario, sin impuestos [c€/litro]			
	Optimista		Pesimista	
	Gasolina	Diésel	Gasolina	Diésel
2017	54	54	54	54
2018	45	48	74	72
2019	45	42	65	75
2020	51	51	66	70
2021	40	49	74	68
2022	43	46	71	76
2023	47	49	74	75
2024	40	51	65	67
2025	47	51	64	67
2026	42	49	71	70
2027	45	52	68	66
2028	45	51	63	73
2029	46	50	66	76
2030	44	50	70	67
2031	45	45	68	69
2032	50	48	70	72
2033	45	42	67	74
2034	50	44	70	72
2035	48	52	74	66
2036	48	46	67	75
2037	46	44	73	69

Tabla 12 Estimación de los precios de diésel y gasolina en base a resultados históricos.
Fuentes: Elaboración Propia

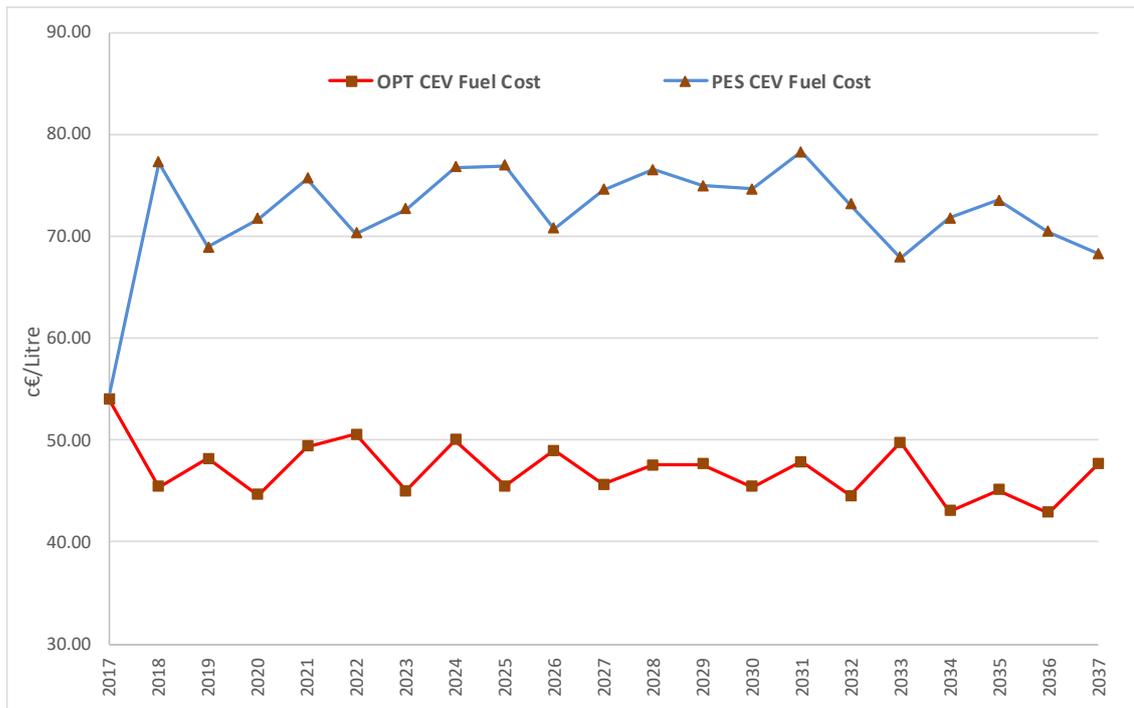


Fig. 6. Evolución de los precios de combustible, por escenarios. Fuente: Elaboración Propia

2.2. Costes de infraestructura

En el contexto del modelo que aquí se plantea resulta de gran importancia contemplar las necesidades y los costes de infraestructura de las tecnologías de transporte consideradas.

Los vehículos de combustión interna requieren de una logística y una infraestructura (ya desplegada) relativa a la extracción del crudo (maquinaria de extracción), su tratamiento (refinerías), su transporte (barcos cargueros, trenes, etc.) y su distribución (gasolineras). Por su parte, la infraestructura requerida para la operación del vehículo eléctrico (puntos de carga, refuerzo de transformadores, acometidas adicionales de MT/BT...) aún no es suficiente y su análisis es una materia candente de investigación, debido a que intervienen muchos factores (estrategia de carga del VE, tipos de cargadores instalados, como los que proporcionan carga rápida, carga semi-rápida, carga lenta..., grado de autonomía y de movilidad conectada alcanzado, entre otros).

Acerca de los costes de infraestructura de los VC, cabe destacar dos importantes detalles:

- 1) Los costes de operación, mantenimiento e inversión en nueva infraestructura, así como los costes correspondientes a la redes de logística

y de transporte requeridas quedan internalizados en el propio coste del combustible ([28]).

- 2) Como dicha infraestructura está ya desplegada e ideada para cubrir las necesidades de un parque de vehículos con una cuota de mercado 100% VC, que tiende a decrecer con el tiempo (ver Fig. 4),, podría ser relevante evaluar los costes de la retirada de la infraestructura asociada al VC. Sin embargo, en línea con el concepto de economía circular aplicado en proyectos como [29], debido al posible reaprovechamiento (ventas o posibilidades de reconversión) de activos en buen estado, se ha decidido no considerar dichos costes de desmantelamiento de infraestructura.

A continuación, se exponen las hipótesis asumidas en el cálculo de los costes de infraestructura asociados a la expansión del VE, costes que se internalizan en el modelo propuesto dentro de los costes de inversión.

- 1) Se consideran dos tipos de cargadores: de carga lenta y de carga semi-rápida. No se consideran cargadores rápidos (de escasos minutos para efectuar la carga) debido a la enorme incertidumbre que hay todavía en relación con su funcionamiento y costes.
- 2) Ambos cargadores funcionan a baja tensión, concretamente, a 400V, 62A y a 230V, 16A para cargadores semi-rápidos y lentos, respectivamente [30].
- 3) El refuerzo de la red que se ha supuesto necesario para la integración del VE se evalúa a través de los costes de refuerzo del transformador MT/BT y de la instalación de la acometida de BT para la carga.
- 4) Se han considerado dos escenarios diferentes (optimista-barato y pesimista-carro) para los costes de infraestructura. La diferencia entre ambos escenarios no son los costes de cargadores, acometidas, ni los relativos a refuerzos de transformadores, sino que se debe a la previsión de un creciente desarrollo en materia de autonomía de los vehículos y de eficiencia de los puntos de carga, que conduce a una menor necesidad de puntos de carga por vehículo. Esto es, los costes de cargadores, acometidas y transformadores se mantienen constantes durante el horizonte de ejecución del modelo pero las necesidades de puntos de carga irán disminuyendo de acuerdo a dos escenarios que se han diseñado según [21]. Cabe destacar que, en [21], se realiza una segregación del tipo de zonas en las que se encontrarán los cargadores (parking privado, parking público, áreas comerciales...), en base a la cual se han determinado las necesidades de cargadores de un tipo u otro.

Coste de 1 punto de carga lenta [€/pto. carga]	Coste de 1 punto de carga semi-rápida [€/pto. carga]	Coste Instalación acometida BT [€/VE]	Coste Refuerzo Transformador MT-BT [€/VE]
2000	4500	275	390

Tabla 13. Desglose de los costes de infraestructura para VE. Fuentes: Cargadores Lento y Semi-Rápido [21],[30]; Acometida BT y Refuerzo Transformador [2]

El escenario optimista de necesidades de puntos de carga está inspirado en las necesidades presentes y futuras (en 2030) expuestas en el documento [21], interpolando linealmente la serie en años intermedios. El escenario pesimista se diseña en base al anterior, pero con una previsión algo menos alentadora en cuanto a los incrementos de autonomía de los vehículos y de eficiencia en la carga. A continuación, se presenta la información relativa al coste total de infraestructura para los escenarios optimista y pesimista diseñados:

Año	Optimista		
	Puntos de carga lenta necesarios por VE [pto. carga/VE]	Puntos de carga semi-rápida necesarios por VE [pto. carga/VE]	Coste Total de infraestructura [€/VE]
2017	0.900	0.400	4265.000
2018	0.888	0.381	4155.385
2019	0.877	0.362	4045.769
2020	0.865	0.342	3936.154
2021	0.854	0.323	3826.538
2022	0.842	0.304	3716.923
2023	0.831	0.285	3607.308
2024	0.819	0.265	3497.692
2025	0.808	0.246	3388.077
2026	0.796	0.227	3278.462
2027	0.785	0.208	3168.846
2028	0.773	0.188	3059.231
2029	0.762	0.169	2949.615
2030	0.750	0.150	2840.000
2031	0.744	0.140	2785.192
2032	0.738	0.131	2730.385
2033	0.733	0.121	2675.577
2034	0.727	0.112	2620.769
2035	0.721	0.102	2565.962
2036	0.715	0.100	2545.769
2037	0.710	0.100	2534.231

Tabla 14. Necesidades de puntos de carga y coste total de infraestructura para el escenario optimista. Fuentes: Elaboración propia a partir de [21]

Año	Pesimista		
	Puntos de carga lenta necesarios por VE [pto. carga/VE]	Puntos de carga semi-rápida necesarios por VE [pto. carga/VE]	Coste Total de infraestructura [€/VE]
2017	0.900	0.400	4265.000
2018	0.895	0.390	4210.000
2019	0.890	0.380	4155.000
2020	0.885	0.370	4100.000
2021	0.880	0.360	4045.000
2022	0.875	0.350	3990.000
2023	0.870	0.340	3935.000
2024	0.865	0.330	3880.000
2025	0.860	0.320	3825.000
2026	0.855	0.310	3770.000
2027	0.850	0.300	3715.000
2028	0.845	0.290	3660.000
2029	0.840	0.280	3605.000
2030	0.835	0.270	3550.000
2031	0.830	0.260	3495.000
2032	0.825	0.250	3440.000
2033	0.820	0.240	3385.000
2034	0.815	0.230	3330.000
2035	0.810	0.220	3275.000
2036	0.805	0.210	3220.000
2037	0.800	0.200	3165.000

Tabla 15. Necesidades de puntos de carga y coste total de infraestructura para el escenario pesimista. Fuentes: Elaboración propia a partir de [21]

El valor destacado en la tabla de 0.1 puntos de carga por vehículo en el caso optimista para los años 2036 y 2037 viene fijado por norma europea en [31], no permitiéndose un valor menor.

Se recoge a continuación dicha información gráficamente:

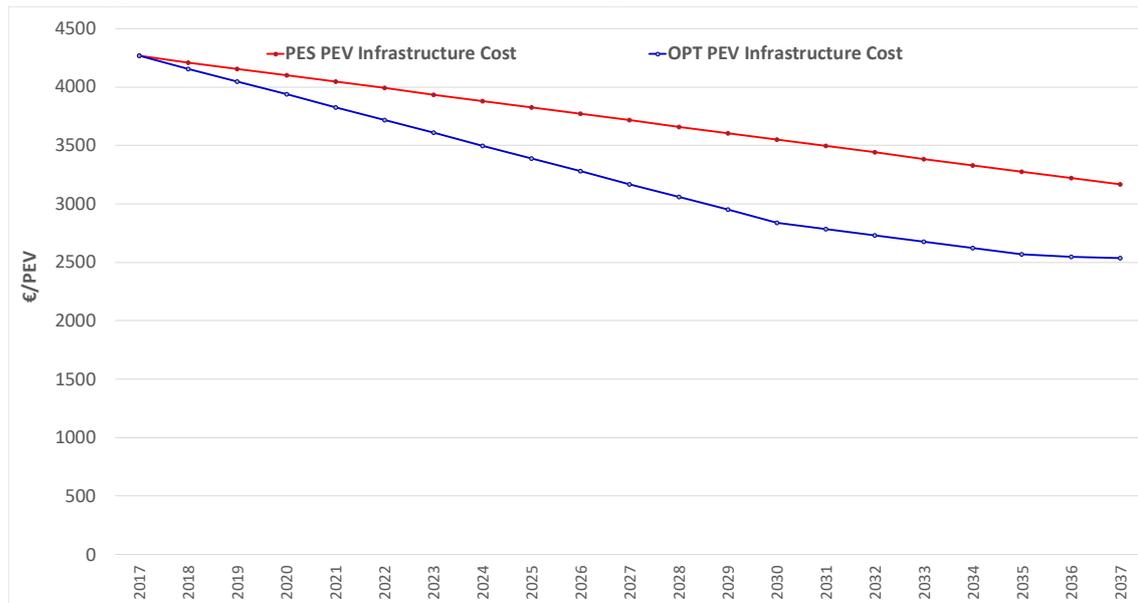


Fig. 7. Coste total de Infraestructura. Fuentes: Elaboración propia a partir de [18]

2.3. Costes de inversión

La previsión de los costes de inversión en tecnologías de transporte, y especialmente la previsión de costes de inversión asociada a los VE es extremadamente compleja y controvertida ([32], [33]). Esto se debe, entre otros motivos, al elevado número de factores que intervienen y que quedan interrelacionados en su estimación, como la predisposición de inversores adversos al riesgo de invertir en una tecnología no desarrollada, o las curvas de aprendizaje en la fabricación de las baterías de los VE. Debido a esta incertidumbre, se ha considerado apropiado el estudio de 2 escenarios de entrada (pesimista y optimista) que ofrecen una senda máxima y mínima de un espectro de valores que pueda ser representativo de los posibles precios finales.

En el diseño de los costes de inversión, se ha partido de datos de mercado históricos provenientes de la Asociación Nacional de Fabricantes de Automóviles y Camiones y se han revisado varios trabajos (como los desarrollados por Bloomberg o BP) que tratan de acotar la incertidumbre asociada a la previsión de dichos costes. El procedimiento de cálculo se recoge a continuación.

En primer lugar, se realiza una recopilación de los costes de los vehículos 100% eléctricos más vendidos en España, [19]. Dado que todos estos vehículos emplean baterías de distinta capacidad, se descuenta del coste promedio obtenido para el VE

tipo, el coste de la batería, que se toma en una primer aproximación, como un 48% del coste total del VE ([34]). De esta forma, se unifican los costes del vehículo sin batería (carrocería, ejes de transmisión y suspensión...) de distintos tipos de vehículo (turismos y furgonetas) bajo un único vehículo eléctrico tipo, que será el utilizado en el modelo. En la siguiente tabla se muestra el procedimiento seguido para la obtención del coste promedio del VE teniendo en cuenta los precios de concesionario y la ponderación según el uso de los distintos modelos dentro de cada tipo de vehículo. Asimismo, se ha tenido en cuenta que el parque de vehículos español está actualmente compuesto en un 82% por turismos y en un 18% por furgonetas.

Modelo	Tipo de Vehículo	Unidades vendidas	Precio [€], con IVA	Ponderación [p.u]	Coste promedio VE sin IVA ni batería [€]
Nissan Leaf	Turismo	545	29800, [35]	$\frac{545}{545+436} * 0.82 = 0.455$	[29800 * 0.455 + 21200 * 0.364 + 21000 * 0.093 + 24500 * 0.087] * (1 - 0.48) = 10434.49
Renault Zoe	Turismo	436	21200, [36]	$\frac{436}{545+436} * 0.82 = 0.364$	
Renault Kangoo	Furgoneta	329	21000, [37]	$\frac{329}{329+308} * 0.18 = 0.093$	
Nissan NV 200	Furgoneta	308	24500, [38]	$\frac{308}{329+308} * 0.18 = 0.087$	

Tabla 16.: Coste promedio (sin batería) del VE considerado. Fuentes: Elaboración propia a partir de [19].

Sobre el coste obtenido, se añade finalmente el coste de la batería, que es de hecho la mayor fuente de incertidumbre en el cálculo. Los costes de las baterías se han basado en las proyecciones propuestas por [34] y [39], para los escenarios considerados (optimista y pesimista).

Es interesante señalar que en la revisión de la literatura que se ha realizado, no se han encontrado fuentes que coincidan en el valor de los costes de baterías correspondientes a años históricos (aunque sí valores similares). Esto es posiblemente debido a que los costes marginales asociados a la capacidad de la batería van variando con los parámetros técnicos de la misma. Por ejemplo, aumentar la capacidad de la batería de 20 kWh a 21kWh podría ser menos costoso que aumentarla de 40kWh a 41kWh. Por simplicidad, en este trabajo se ha considerado un precio por kWh que varía anualmente y que no depende de la capacidad de la batería (es decir, el precio por kWh es el mismo para las baterías de 42kWh y 24kWh).

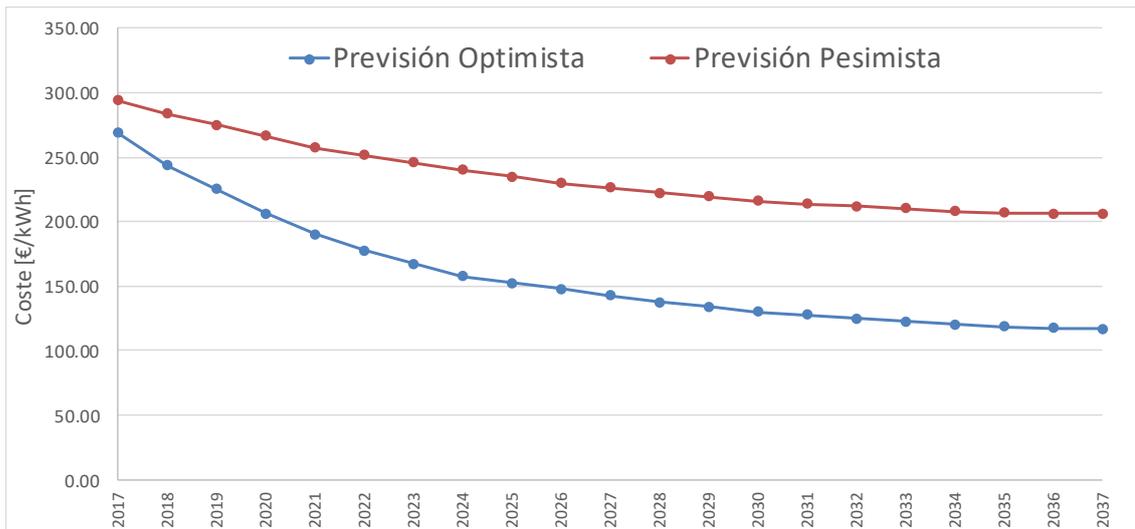


Fig. 8. Previsión coste de las baterías de VE. Fuentes: [27] y [32]

Como se ha dicho anteriormente, este trabajo, basado en el planteamiento y el estudio de flotas de [1], considera vehículos eléctricos con una capacidad de 24kWh y 42kWh. Además, tal y como ya se ha comentado, los costes de inversión en VE (presentados en las dos siguientes figuras para los escenarios optimista y pesimista) son la suma de los costes de infraestructura de la Fig. 7, de los costes de la batería de la Fig. 8, y de los costes de VE de la Tabla 16.

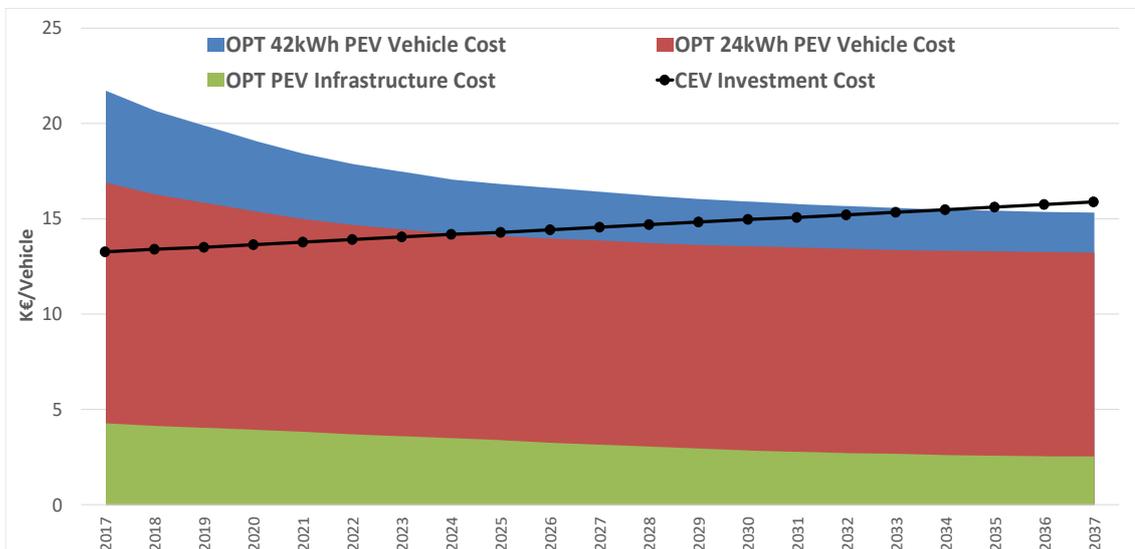


Fig. 9. Costes de infraestructura e inversión para VE y VC. Escenario Optimista.

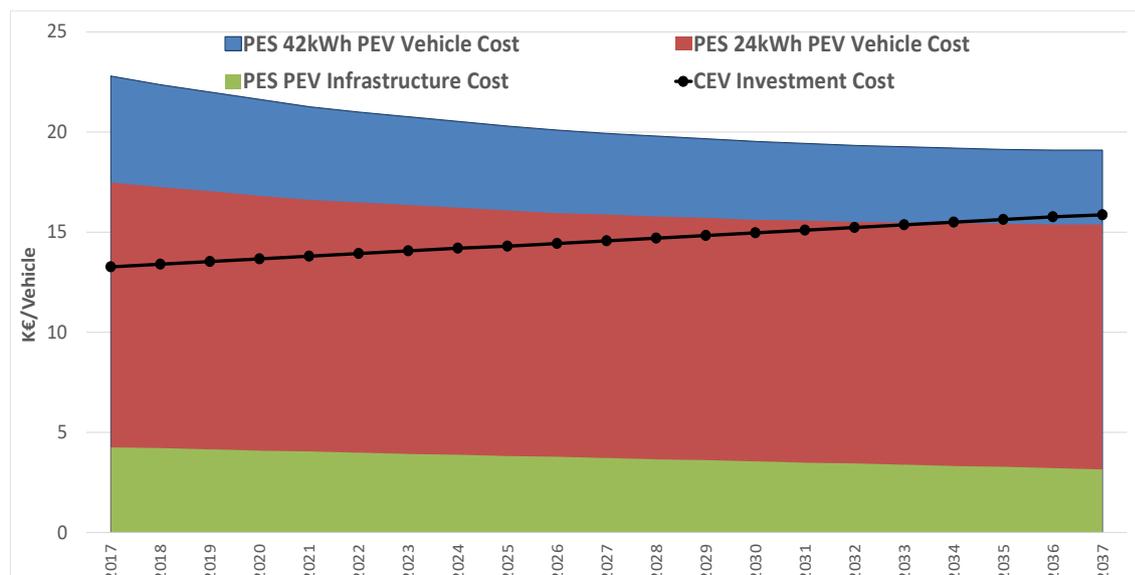


Fig. 10. Costes de infraestructura e inversión para VE y VC. Escenario Pesimista.

Tal y como ya se ha explicado, el coste de inversión de los VE se determina sumando los costes de vehículo (batería, carrocería, suspensión...) con los costes de infraestructura. Por tanto, si bien los costes del vehículo son menores para el caso del VE frente al de VC, sobre todo en los últimos años del modelo (y para el escenario optimista), los costes de inversión son siempre, sin embargo, mayores para el VE que para el VC, debido a los costes de la infraestructura necesaria para su despliegue.

En las Fig. 9. y Fig. 10. se muestran también los costes de inversión en VC, que no varían en función del escenario por considerarse que es una tecnología madura con poca previsión de cambio. En concreto, el coste de inversión inicial de los VC es igual a 13266.27€, tras deducir los impuestos del valor considerado en [40].

Como se puede ver, los costes de inversión del VC aumentan con el tiempo. Esto trata de reflejar una creciente predisposición de los inversores a apostar por la transición energética (en detrimento de los VC) en tanto en cuanto a que éstos, los inversores, sean conscientes de determinadas tendencias sociológicas (por ejemplo, creciente sensibilización medioambiental), que puedan actuar como vectores palanca en las inversiones de prospectiva sostenible.

Para evitar el impacto del horizonte de planificación finito del modelo sobre las decisiones de inversión se ha aplicado un tratamiento de anualización al coste de las inversiones. En concreto, el tratamiento ha consistido en la multiplicación de dicho coste por el número de años que se va a poder explotar la inversión (que depende de los años restantes del horizonte de ejecución) y en la división subsiguiente por el número de años de vida útil de la tecnología considerada. Nótese

que el coste de inversión final para un año acumula las anualizaciones de los años posteriores por lo que, para los primeros años del horizonte, el cociente mencionado es siempre igual a 1, mientras que, para los últimos años, el cociente es menor. Obsérvese que este tratamiento no influiría en los costes de inversión finales si se considerara un horizonte infinito, lo cual es correcto teóricamente cuando se resuelven modelos de expansión a largo plazo (puesto que tienen naturaleza infinita). En este sentido, en la literatura se encuentran distintas formas de aproximar horizontes infinitos por horizontes finitos, y a su vez distintos enfoques para la anualización de los costes. Por ejemplo, una aproximación de horizontes infinitos podría consistir en extender la simulación durante un horizonte de tiempo superior al requerido, para deslastrar el impacto de la vida útil en los últimos años del horizonte. No obstante, este enfoque implica en general un aumento considerable de los tiempos de ejecución (motivo por el cual fue desestimado en este trabajo). Por otra parte, en [41] se muestra un enfoque de anualización de los costes de inversión que asegura, bajo hipótesis ciertamente discutibles, que los costes marginales de las unidades de generación eléctrica del problema con horizonte finito coinciden con los que se hubieran obtenido usando el horizonte infinito.

2.4. Costes de mantenimiento

En cuanto a los costes de mantenimiento, sí parece haber consenso en la literatura a la hora de afirmar que los VE tienen unos costes más competitivos (menores) que los VC. La razón es que los VE prescinden de gran parte de los elementos móviles (pistones, correas de distribución, etc.) necesarios en los VC, disminuyendo la complejidad de las posibles reparaciones y las probabilidades de fallos.

Para la estimación de los costes de mantenimiento este proyecto se ha apoyado en [42], que ofrece información acerca de los costes de mantenimiento y los costes de los seguros de distintas tecnologías de transporte (vehículos híbridos, vehículos eléctricos y vehículos de combustión: diésel y gasolina) en distintos países como EEUU, Japón y Reino Unido.

En concreto, la aproximación seguida en el cálculo de dichos costes para España se basa en los supuestos considerados para Reino Unido (pues se ha estimado que la semejanza cultural con respecto a España es mayor que para el resto de los países estudiados en [42], y así también los hábitos de conducción). Por otro lado, los costes de mantenimiento de los VC se han ponderado según el uso de vehículos diésel y vehículos de gasolina en el parque actual español. Los costes de

mantenimiento se considerarán además constantes para el horizonte de ejecución, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Tecnología	Uso	Precio por tecnología [€/Vehículo/año]	Precio final [€/Vehículo/año]
Gasolina	0.37	354, [42]	598.44 (VC)
Diesel	0.63	742, [42]	
Eléctrico	1	273, [42]	273 (VE)

Tabla 17. Costes de Mantenimiento. Fuentes: [42]

3. EMISIONES

Como ya se comentó en la introducción de este trabajo, el objetivo principal que se persigue es el de desarrollar un modelo que, siendo capaz de representar de forma suficientemente fidedigna los sectores de la electricidad y del transporte por carretera, pueda reflejar a su vez el impacto de políticas de carácter medioambiental sobre la sociedad sirviendo, en última instancia, a efectos de herramienta de diseño y evaluación de políticas regulatorias para la transición energética.

En esta sección se describen las políticas regulatorias que han sido objeto de estudio, se detalla su implementación en el modelo y se explican los datos de entrada que ha habido que incluir a tal fin.

Las políticas de descarbonización estudiadas son las propuestas por la Comisión Europea, recogidas en [15]. Que establecen los siguientes objetivos de reducción de emisiones:

- 1) Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% para 2030, respecto a los niveles de 1990.
- 2) Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en un 80% para 2050, respecto a los niveles de 1990.
- 3) Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector transporte en un 60% para 2050, respecto a los niveles de 1990.

Para ello, la Unión Europea propone una serie de objetivos específicos que ayuden a la consecución de tales fines. Entre ellos, se destacan:

- a) El desarrollo e implementación del EU Emissions Trading System, un mercado internacional de emisiones, en el contexto europeo.
- b) La monitorización de los Estados Miembros en la reducción de emisiones.
- c) Una revisión y actualización de la legislación vigente para elevar la penetración de las fuentes de generación renovables.
- d) Incrementar la eficiencia energética a través de herramientas domóticas.
- e) El desarrollo y mejora de las tecnologías que intervienen en la recogida de carbón en las estaciones de generación e instalaciones industriales.

En el contexto del modelo que aquí se desarrolla, que simula el comportamiento de los sectores de la electricidad y del transporte por carretera, lo que se hará será imponer las restricciones (1) y (2) a la suma de emisiones de ambos sectores, con el fin de evaluar la descarbonización conjunta de éstos. La política regulatoria de descarbonización exclusiva al sector transporte (en un 60% respecto de 1990) se relega a su evaluación, sin imponerse como una restricción explícita al modelo. De esta forma se pretende evaluar la efectividad de esta regulación adicional al sector del transporte, en términos económicos y ambientales, pudiendo llegar a considerarse poco efectiva en su planteamiento si la descarbonización del sector transporte pudiera alcanzarse a través del planteamiento de objetivos transversales a los sectores de la electricidad y del transporte, y no como objetivos específicos para cada uno de ellos (lo cual limitaría la interacción entre ambos sectores en la transición energética).

Para integrar los objetivos de descarbonización (1) y (2) en el modelo, las hipótesis y tareas efectuadas son las siguientes:

- Únicamente se tendrán en cuenta las emisiones de CO₂.
- Recopilación de información de las emisiones de 1990 y actuales de los sectores de la electricidad y del transporte por carretera.
- No se contemplan las emisiones de motocicletas y autobuses (que representan en torno a un 12% de las emisiones del sector transporte [43], [44]).
- A partir de los objetivos de descarbonización de 40% y 80% para 2030 y 2050 descritos anteriormente se interpola linealmente el objetivo de descarbonización para 2037.
- Imposición de una reducción de emisiones lineal, desde el año inicial del modelo hasta el 2037. Pues, en virtud del objetivo específico de monitorización descrito pocas líneas atrás (en (b)), no es razonable (ni realista) imponer el cumplimiento de reducción de emisiones únicamente en el año final.

La información histórica de las emisiones nacionales se puede obtener a través de fuentes oficiales como la Comisión Europea, en [45] y [43]. Resulta además especialmente útil la información provista por los Ministerios para la Transición Ecológica y de Agricultura Pesca y Alimentación, en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero ([46]), por el grado de detalle y segregación que se da de las emisiones efectuadas.

Los datos más recientes de las emisiones que se han encontrado son los provenientes de 2015, por la gran complejidad y depuración de la información que se ha de realizar previa su publicación.

Año	Emisiones del Sector Eléctrico [ton CO ₂]	Emisiones del Sector Transporte por Carretera [ton CO ₂]	Emisiones Totales [ton CO ₂]
1990	65569.64	44417.39	109987.03
2015	73395.19	51534.74	124929.93
2050 (Objetivo)	-	$44417.39 * (1 - 0.60) = 17766.96$	$109987.03 * (1 - 0.80) = 21997.4$

Tabla 18. Emisiones históricas de CO₂. Fuentes: [46] y [43]

El resultado de aplicar una senda lineal para cumplir con los objetivos de descarbonización en el año 2050 lleva a que la variación interanual de emisiones sea de 2940.9 ton CO₂ y 964.8 ton CO₂ para las emisiones totales y las emisiones del sector transporte, respectivamente. De aplicar dicha variación interanual se obtienen los resultados que se presentan a continuación para 2037:

Año	Emisiones Totales [ton CO ₂]	Emisiones del Sector Transporte [ton CO ₂]
2037	$124929.93 - (2037 - 2015) * 2940.9 = 48520$	$51534.74 - (2037 - 2015) * 964.8 = 30309.14$

Tabla 19. Objetivo de Emisiones. Fuentes: Elaboración Propia

La evolución se recoge gráficamente en la siguiente figura:

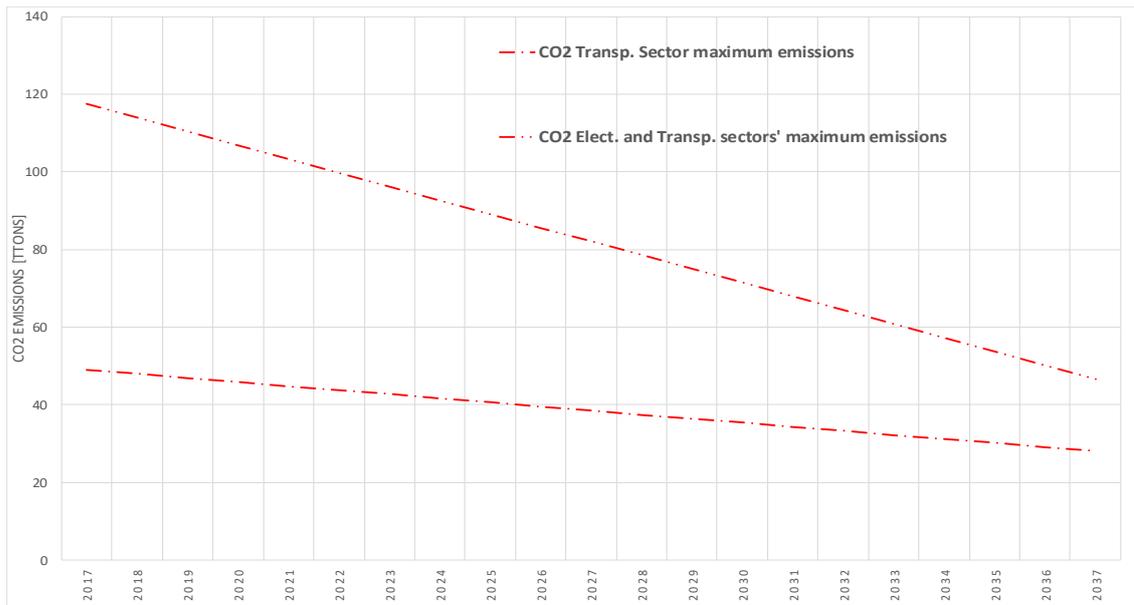


Fig. 11. Objetivo de Emisiones. Fuentes: Elaboración Propia a partir de [35]

Para finalizar, se señala que:

- El estudio de las emisiones provenientes de las plantas de generación ya ha sido tratado en trabajos previos.
- Las emisiones devenidas del uso del VC se han tomado como 2.3 kg CO₂/litro y 2.6 kg CO₂/litro para los vehículos de gasolina y diésel, respectivamente ([24]). Al ponderarlas según el uso de cada una de las dos tecnologías en el parque actual (37% gasolina y 63% diésel), se obtienen unas emisiones medias para un vehículo promedio de 2.49 kg CO₂/litro.

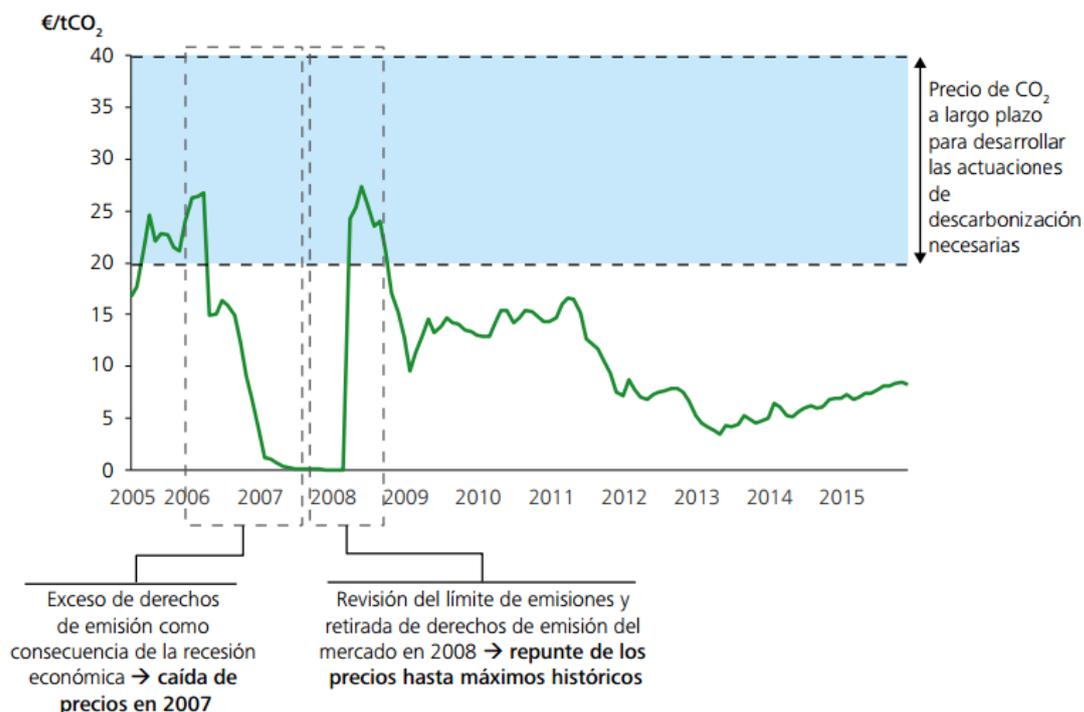


Fig. 12. Costes de emisiones de CO₂. Fuentes: [18]

En cuanto a los costes de emisión de CO₂ es interesante señalar la gran variabilidad histórica de éstos. Dichas fluctuaciones quedan recogidas en la siguiente figura.

La gran fluctuación de precios suscita que en el presente trabajo se consideren dos cuantías distintas para el coste de las emisiones siendo de 5€/tonCO₂ o de 25€/tonCO₂. De esta forma se evalúan unos costes similares a los actuales (entre 5 y 8€/tonCO₂) y unos costes (mayores de 20€/tonCO₂) que de acuerdo con [21], van en línea de las políticas de descarbonización.

Capítulo 5. CASOS DE ESTUDIO

En los capítulos anteriores se ha planteado y desarrollado (bajo determinadas hipótesis), un modelo matemático de tipo bottom-up, que permite inversiones en los sectores eléctrico y del transporte. Los modelos de tipo bottom-up, dada su detallada descripción del funcionamiento de las unidades de generación, suelen considerarse apropiados para identificar estrategias de inversión y oportunidades de ahorro. En esta línea de pensamiento, el modelo propuesto tiene cierto potencial para determinar (cuantitativa y cualitativamente) cómo se deberían de plantear las decisiones de inversión en ambos sectores para minimizar los costes sociales devenidos de la imposición de una política regulatoria como la de la descarbonización europea (6). El modelo podría servir, además, como una herramienta de apoyo de, por ejemplo, modelos top-down orientados al diseño de políticas y a la toma de decisiones regulatorias que afectan al crecimiento global de la economía, como el descrito en [47], que utiliza el enfoque del Equilibrio General para evaluar el impacto de determinadas políticas fiscales sobre la economía española.

En este capítulo se presentan los casos de estudio de este trabajo de investigación comenzando con las hipótesis de ejecución adoptadas. En concreto se estudian cuatro casos de estudio: 1) cómo evoluciona la cuota de mercado de VE y VC, 2) cómo y cuándo debe invertirse en capacidad de generación, 3) cuál es el impacto de la electrificación del transporte en los precios de la electricidad y 4) el estudio de las emisiones de GEI provenientes de los sectores de electricidad y transporte. En todos estos casos, se asume una estrategia de carga optimizada para el VE (carga óptima⁵) y distintos escenarios de entrada para evaluar las sensibilidades del modelo ante algunos de los parámetros que se han considerado más relevantes en la transición energética.

⁵ La carga óptima implica que el proceso de carga se efectúa en el momento óptimo desde el punto de vista económico (con un menor coste), sin que el vehículo eléctrico pueda contribuir en la generación de potencia y en la provisión de reserva.

1. CARACTERÍSTICAS E HIPÓTESIS DE EJECUCIÓN

Los casos estudio se ejecutaron en un ordenador Intel-Core i7-6700 CPU a 2.6 GHz, fueron programados en Gams (<http://www.gams.com/>) y se resolvieron empleando Cplex [48]. Por motivos computacionales, cada año (desde 2017 hasta 2037, ambos incluidos) se representa por una única semana (168h/año) que corresponde a la semana natural con mayor varianza en el hueco térmico⁶ (a veces llamado demanda neta)⁷. Cada caso, con más de 5,900,000 variables y más de 10,750,000 restricciones se resuelven en aproximadamente 50 minutos. Las variables enteras (correspondientes a arranques y paradas) se relajan para ofrecer una señal de precio de electricidad más realista⁸.

Las hipótesis de ejecución más relevantes se detallan a continuación:

- 1) Únicamente se consideran inversiones en generación eólica, solar fotovoltaica y turbinas de gas. No se ha considerado el posible despliegue de baterías de gran escala.
- 2) Se ha contemplado un cierre parcial del parque de generación basado en carbón, de acuerdo con [50], de 9536 MW a 4660 MW en 2030.
- 3) Como en [50], la potencia instalada de ciclos combinados se mantiene hasta 2030, pero decrece durante los años 2036 y 2037 desde los actuales 25000 MW hasta 9600 MW, ver [51] y [52]. El motivo de este decrecimiento es la suposición de que algunas centrales de ciclo combinado se desmantelan por la finalización de su vida útil (que se ha asumido igual a 30 años, [53]).
- 4) No se ha considerado el desmantelamiento de las centrales nucleares, tal y como sugiere el Ministerio de Industria en [54].
- 5) Por eficiencia computacional, los requerimientos de reserva se computan exógenamente. Para analizar el efecto endógeno, véase [3].
- 6) De acuerdo a [55], el índice de cobertura del sistema eléctrico (que aporta seguridad de suministro), se ha fijado al 10%.
- 7) La vida útil de los vehículos (tanto VC como VE) se ha establecido en 10 años.
- 8) Las baterías de VE consideradas son de 24kWh y 42kWh para cubrir un 82% y un 18% de las necesidades de transporte, respectivamente.

⁶ En el futuro cercano se implementará una mejora significativa en términos de la elección de la semana representativa. La mejora se describe en una publicación reciente: [49].

⁷ Se ha comprobado que la elección de esta semana conlleva a inversiones muy similares a las del modelo con las 8760 horas, e internaliza la situación más desfavorable en términos de inversiones en generación térmica. Además, permite evaluar el comportamiento del VE en un escenario exigente en materia de rampas.

⁸ El precio de la electricidad se determina a partir de la derivada de la F.O. con respecto a la ecuación de balance. La consideración de variables enteras implica saltos discretos en la F.O., lo que hace inviable el cálculo de dicha derivada.

- 9) El parque inicial está compuesto únicamente por VC (cuota de mercado nula de VE en 2017)⁹.
- 10) La estrategia de carga considerada para el VE ha sido la carga óptima, descrita en el pie de página de la pág. 53.

2. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados de los casos estudio ante cinco escenarios de entrada. Tal y como ya se ha comentado en secciones anteriores, dichos escenarios se han diseñado en base a previsiones optimistas y pesimistas para parámetros que se han considerado relevantes en la transición energética.

2.0. Escenarios de Entrada

Los escenarios simulados son los siguientes:

Escenario	CF_a	$CINV_{a,VE}$	CE_a [€/tonCO ₂]
PP	Pesimista	Pesimista	25
OP	Optimista	Pesimista	25
PO	Pesimista	Optimista	25
OO	Optimista	Optimista	25
PP*	Pesimista	Pesimista	5

Tabla 20. Escenarios Simulados. Fuente: Elaboración Propia

Nótese que los cuatro primeros escenarios contemplan todas las posibles combinaciones pesimistas/optimista de los costes de inversión y del precio del combustible del VC, manteniendo constante el precio del CO₂. Para evaluar la sensibilidad frente a dicho precio, el último escenario coincide con el primero salvo que se reduce el precio del CO₂ de 25 a 5 €/Ton CO₂.

2.1. Cuota de Mercado

En la Fig. 13 se muestra la penetración del VE y VC en el parque de vehículos español para cada uno de los escenarios considerados. Los valores numéricos empleados en la gráfica se recogen en el Anexo III.

⁹ Una primera validación del modelo podría basarse en que la inversión efectuada en el segundo año del modelo (primer año de inversiones), estableciese una cuota de mercado similar a la actual.

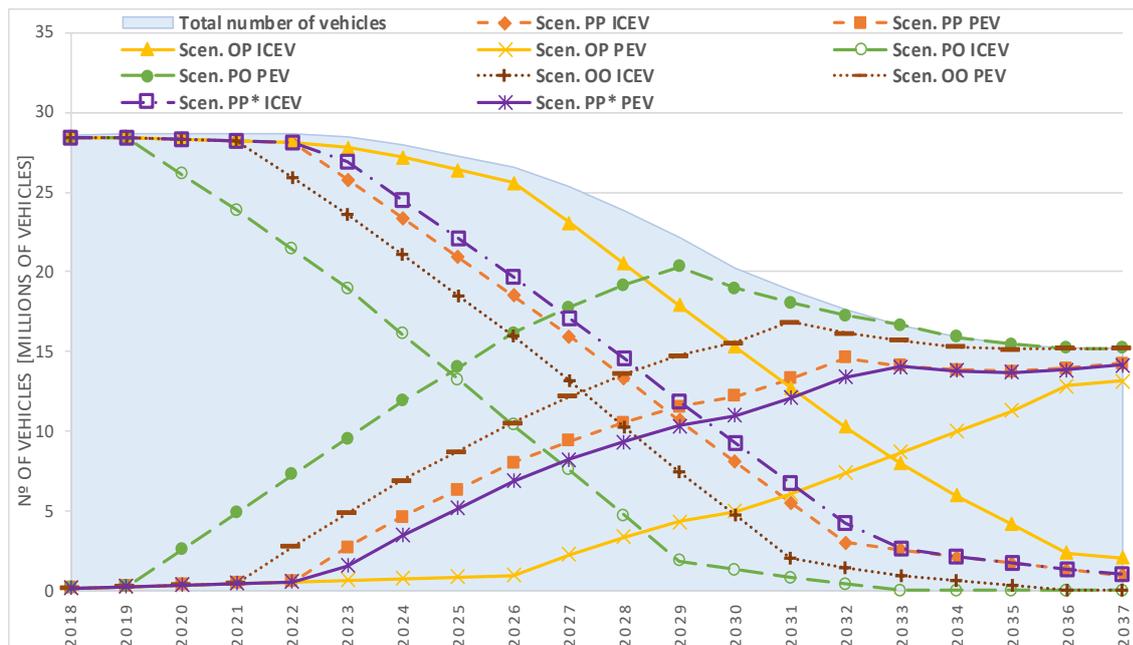


Fig. 13. Evolución de la cuota de mercado VE-VC. Fuentes: Elaboración Propia

El área azul representa el número total de vehículos que conforma el parque de automoción, que ha sido fijado exógenamente a partir de la ecuación (4), para la cobertura de las necesidades de transporte por carretera.

Tal y como puede verse, el año de despegue de las inversiones en VE es muy distinto para todos los escenarios excepto para PP y PP* (por ejemplo, 2019 para PO y 2026 para OP). Esto explica que tanto los costes de combustible del VC (CF_a) como los costes de inversión de VE ($CINV_{VE}$) son muy relevantes a la hora de determinar el comienzo de la electrificación del transporte, pero que no sucede lo mismo con los costes de emisiones (CE_a). Además, el hecho de que los costes de inversión del VE sean mayores que los del VC (mirar Fig. 9 y Fig. 10) sugiere que la penetración de VE en los años iniciales se produce porque los costes de operación y mantenimiento del VE son más competitivos, además de que el VE aporta beneficios adicionales sobre la operación del sistema eléctrico (como la reducción del coste de operación, la minimización de rampas en el hueco térmico, etc., ver [1]).

Por otra parte, resulta interesante observar que las diferencias en la penetración del VE durante los últimos años del modelo (2036 y 2037), responden débilmente a los distintos escenarios para CF_a y $CINV_{VE}$ (pues dicha penetración tiende a converger, independientemente del escenario), y no se ve en absoluto afectada por los costes de emisiones CE_a (ver escenarios PP y PP*, que son paralelos durante los primeros años del horizonte, llegando a solaparse desde 2033 en adelante). Cabe además

decir que la similitud entre escenarios en los últimos años del horizonte se explica por una mayor competitividad entre los costes de inversión de VE y VC.

2.2. Inversiones en Capacidad de Generación

En la Fig. 14 se muestran las nuevas inversiones en capacidad de generación. La gráfica se ha elaborado a partir de los resultados recogidos en el Anexo IV.

La alta penetración de energías renovables estimada por el modelo parece acomodar de forma efectiva la integración del VE. En concreto, las inversiones en generación eólica en los primeros años del horizonte parecen facilitar la integración anticipada del VE (compárense los escenarios OP y PO). Esto puede deberse a que la eólica produce también por las noches, cuando el VE puede cargarse y los precios tienden a ser más bajos.

La penetración de solar se produce de forma similar en los distintos escenarios, siendo más prominente en los últimos años del horizonte y estando ligeramente retrasada en el escenario OP (durante los años 2029 a 2033) para el que la integración del VE es más tardía. Además, las inversiones en generación solar durante años intermedios (2029 y 2030) en todos los escenarios parecen ser suficientes para cubrir el cierre parcial de las centrales de carbón (mirar hipótesis de ejecución (2) de la sección I de este capítulo).

Las inversiones en turbinas de gas en los años finales abastecen al sistema de la generación despachable requerida para la provisión de reservas, tras el desmantelamiento de 15.4 GW de ciclos combinados en 2036 y 2037 (mirar hipótesis de ejecución (3)).

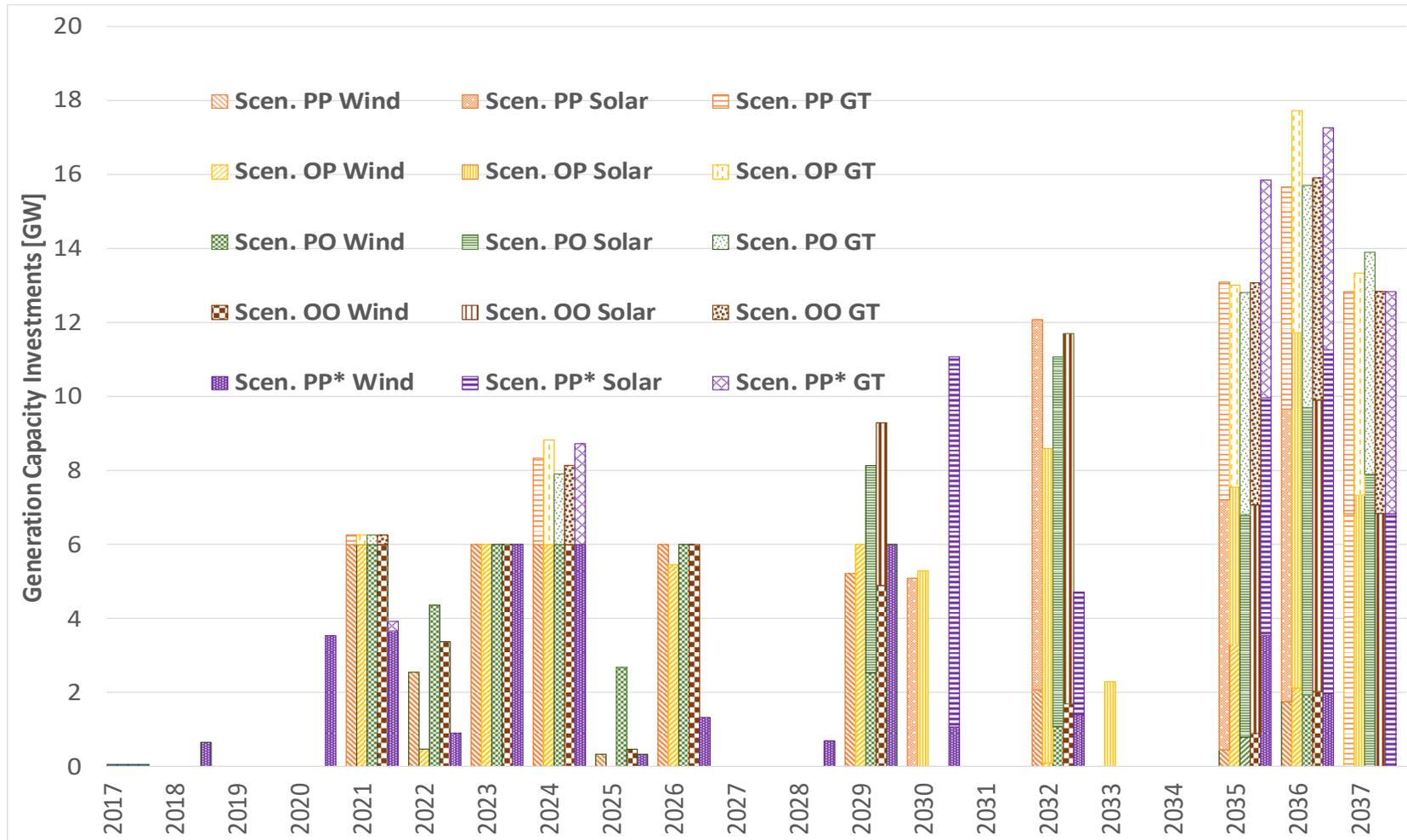


Fig. 14. Inversiones en Capacidad de Generación. Fuentes: Elaboración Propia

La suma de inversiones en nueva capacidad hasta 2030, para cada uno de los escenarios, se recoge resumidamente en la tabla siguiente:

	PP	OP	PO	OO	PP*
Total 2030 [GW]:	34.9533275	33.268357	41.6849773	39.7896326	31.668879

Tabla 21. Capacidad Instalada desde 2017 hasta 2030. Fuentes: Elaboración Propia

La potencia instalada hasta 2030 es principalmente de naturaleza renovable (a excepción de unos 2 GW en turbinas de gas), y es compatible con la estimación de entre 30 y 40 GW de renovable adicional realizada por la consultora Monitor Deloitte en su estudio sobre el cumplimiento de los objetivos de descarbonización (ver [56] para más detalle). Deloitte sin embargo vaticina una mayor penetración de generación solar (en torno a 12 GW) de la que ha arrojado el modelo (unos 6GW), y una menor penetración de generación eólica. Esto puede deberse a que en su estudio Deloitte pronostica una menor penetración del VE de la que arroja el modelo, con lo que no captura las sinergias entre VE y generación eólica que se traducen en una reducción en los precios de electricidad (por el aplanamiento del hueco térmico).

Se puede apreciar también que el coste de las emisiones no tiene un gran impacto sobre las inversiones. En concreto al variar los costes de emisiones de 5 a 25€/ton CO₂ (variación de un 400%), las inversiones pasan de 31.67GW a 34.95GW (variación menor del 10%). Por tanto, imponer elevados costes de emisión puede no ser una medida efectiva para lograr la transición hacia vectores energéticos menos contaminantes. Esto contrasta con las predicciones de Monitor Deloitte ([21]) que anunciaba que para producirse la transición energética, los costes de CO₂ deberían ser superiores a los 20€/ton CO₂. (ver Fig. 12).

2.3. Descarbonización Energética

En este apartado se muestra el impacto de los objetivos de descarbonización (descritos en [14] y [15] y formulados en (6)) sobre las emisiones globales (sistema eléctrico (SE) y sistema de transporte (ST)) y sobre las emisiones específicas del sector del transporte.

En la Fig. 15 se muestran las emisiones totales de CO₂ a lo largo del horizonte de ejecución.

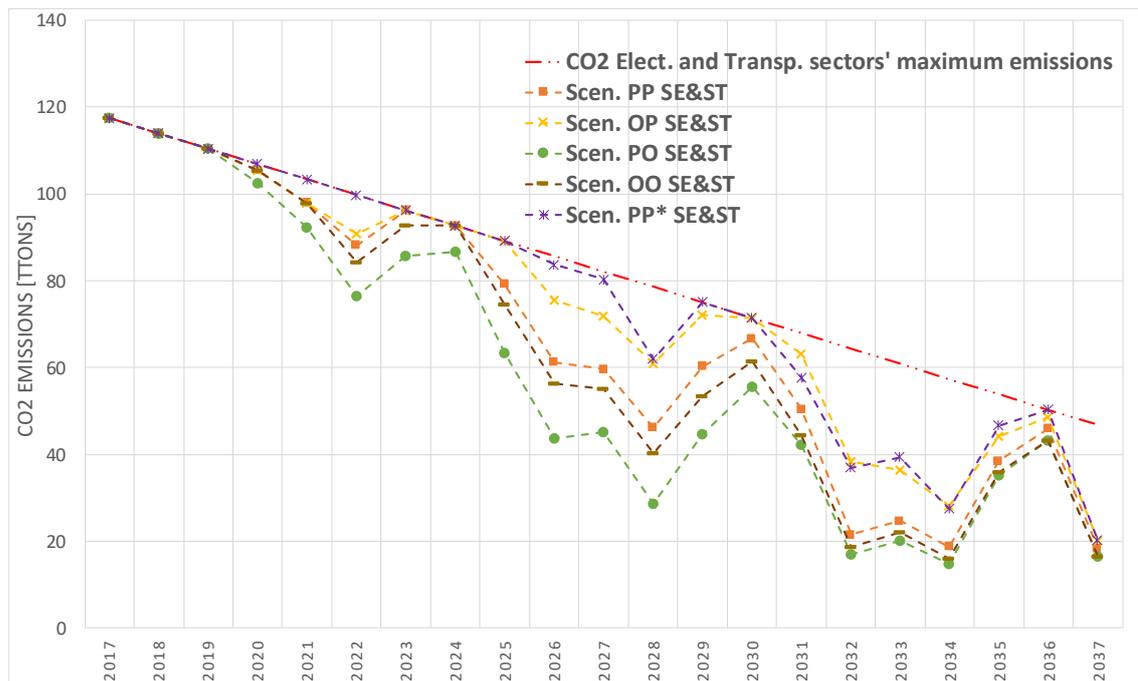


Fig. 15. Emisiones combinadas del Sector Eléctrico y Sector Transporte. Fuentes: Elaboración Propia

Cabe señalar que el hecho de que años consecutivos se representen mediante semanas naturales no consecutivas (que podrían incluso pertenecer a distintas estaciones: ver características de ejecución de este capítulo) explican las marcadas fluctuaciones en las emisiones de CO₂.

En la Fig. 16 se muestran las emisiones de CO₂ del sector transporte a lo largo del horizonte de ejecución.

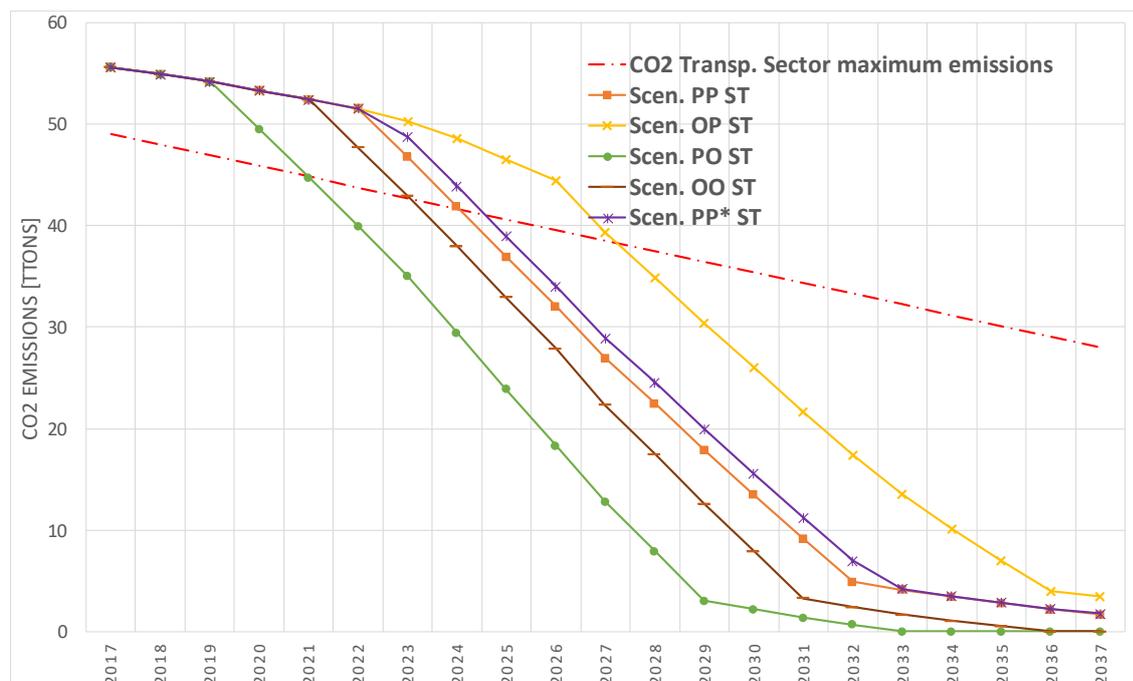


Fig. 16. Emisiones del Sector Transporte. Fuentes: Elaboración Propia

Tal y como se comentó anteriormente (mirar Ec. (6)), la propuesta de reducción de emisiones para el sector transporte (60% de descarbonización en 2050) no se ha impuesto como una restricción al modelo, sino que se ha relajado para evaluar la efectividad de dicha medida. Es por ello que, previo al año 2028, las emisiones resultantes quedan por encima de la propuesta lineal de objetivos de descarbonización que se muestra en la Fig. 16 mediante trazo discontinuo.

Tal y como puede verse el modelo prevé una descarbonización total en el sector transporte para el 2037 (y por tanto extrapolable para el 2050), sin necesidad de imponer una restricción explícita que limite las emisiones de este sector. De hecho, una limitación de emisiones previa al 2027 (último año para el cual las emisiones superan la senda de descarbonización lineal), resulta más ineficiente desde el punto de vista económico que considerarla sobre las emisiones globales de los dos sectores considerados. Esto último tiene sentido al poder compensarse las emisiones entre sectores para lograr una transición no sólo factible sino de menor coste hacia un sistema descarbonizado.

El hecho de que la restricción (6) no esté permanentemente saturada en ninguno de los escenarios estudiados (ver Fig. 15) indica que los objetivos de descarbonización están alineados con la minimización del coste social. De nuevo, esto prueba que elevar los costes de emisiones por encima de los 20€/ton CO₂ puede no ser necesario para el alcance de los objetivos de la transición energética.

2.4. Precios de electricidad

En el contexto de la transición energética surgen numerosos factores que influyen en los precios de la electricidad (necesidades de reserva relacionadas con la integración de renovables, generación de electricidad adicional para la carga de los VE, etc.). Sin embargo, su influencia en los mismos no es fácilmente previsible. Por ejemplo, una alta integración de renovables podría resultar en una bajada de precios en un sistema marginalista (debido a su coste variable cero) o por contra en su encarecimiento, al incrementarse, por ejemplo, los costes de funcionamiento del sistema por la provisión de reserva necesaria para hacer frente a errores en la estimación de la generación renovable (ver [3]). Asimismo, una alta penetración de VE podría aumentar los precios de la electricidad al encarecer la operación del sistema por el volumen de energía adicional necesario para la carga de los VE, aunque también podría reducirlos, por el aplanamiento de la demanda y de las rampas térmicas.

En esta sección se muestran los precios resultantes del modelo propuesto, obtenidos a partir de la variable dual de la ecuación de balance, para cada uno de los escenarios planteados. La evolución anual de los precios medios se recoge en la figura a continuación:

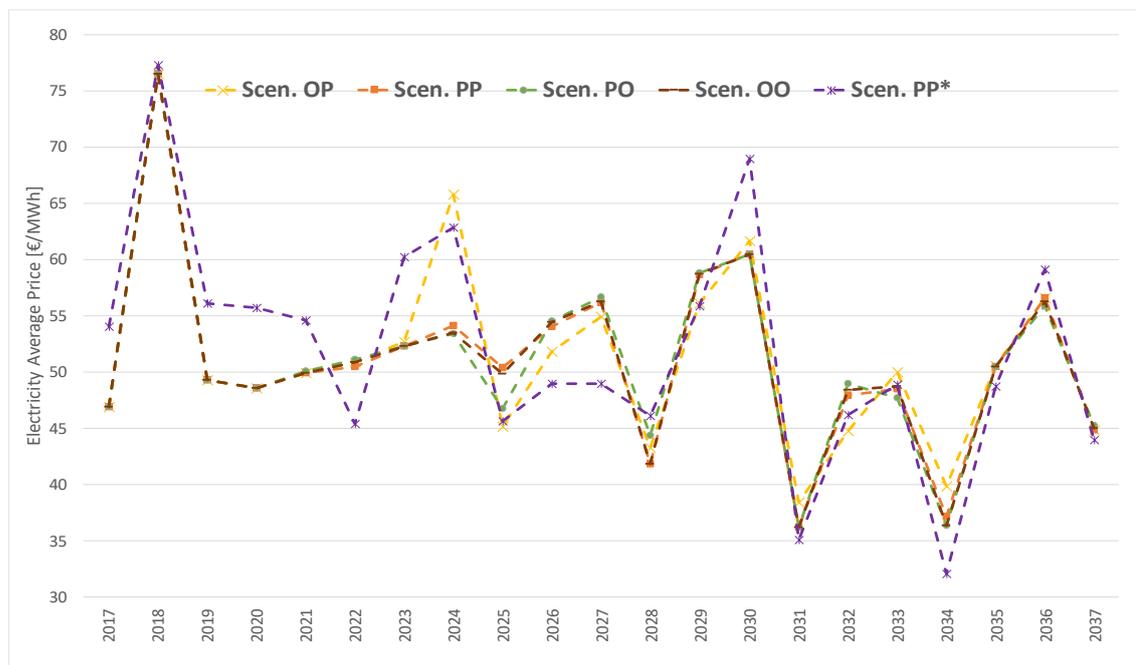


Fig. 17. Precio medio anual de la electricidad. Fuentes: Elaboración Propia

Se puede observar que si bien los precios se ven fuertemente influenciados por los costes de CO₂ (comparar escenarios PP y PP*), presentan valores muy similares cuando se invierte en VE en los primeros años del horizonte (ver precios de los escenarios PP, PO y OO de la Fig. 17 y sus inversiones de la Fig. 13). Por tanto, se puede concluir que los precios no son sensibles al momento de la inversión, siempre y cuando dicha inversión sea suficientemente anticipada.

Para tratar de explicar la punta de precio del escenario OP en 2024 (Fig. 17), en la Fig. 18 se muestran los precios horarios para cada uno de los escenarios considerados. Asimismo, en las siguientes figuras se incluyen los precios del 2030 (año en el que se alcanza un grado intermedio de electrificación en el transporte) y los del 2037 (último año del horizonte para el que se tiene una cuota de mercado de VE similar en todos los casos).

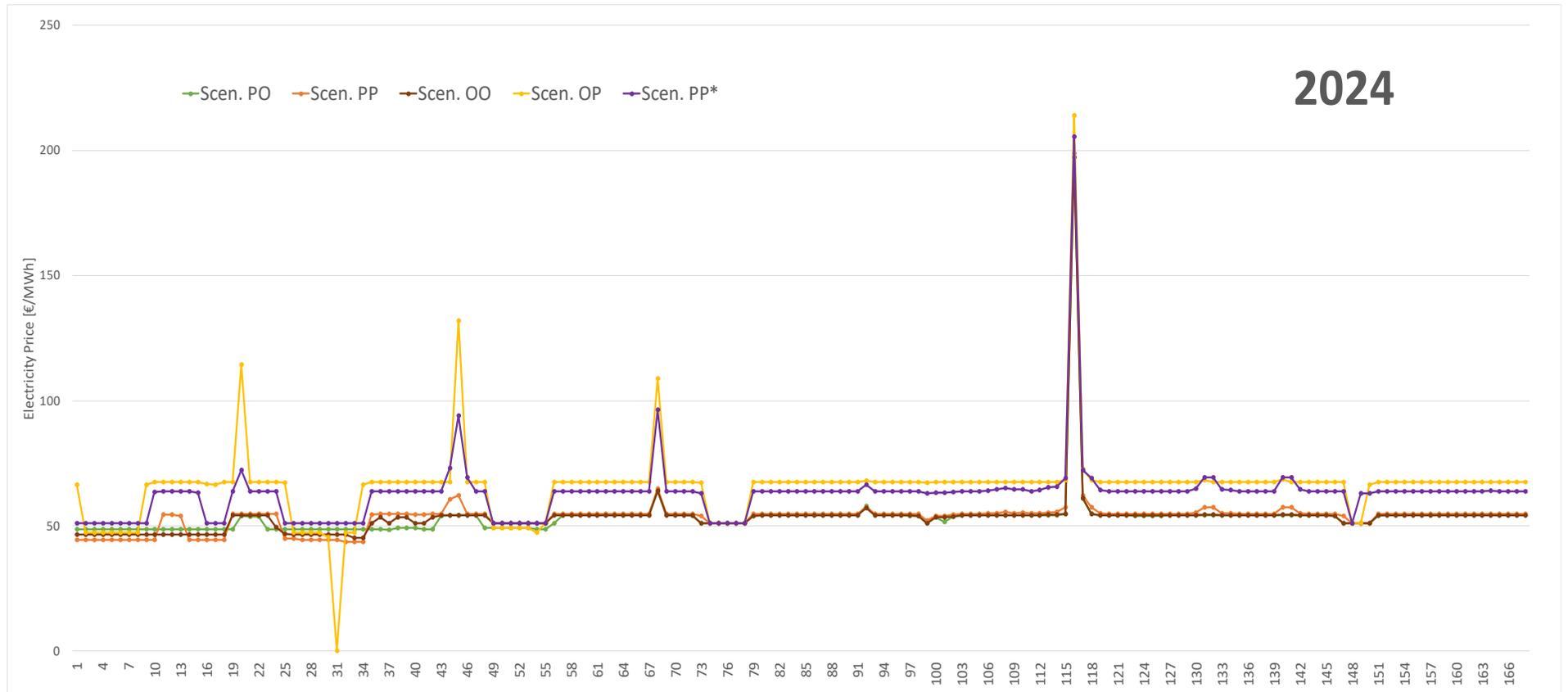


Fig. 18. Precio de electricidad con detalle horario para el año 2024. Fuentes: Elaboración Propia

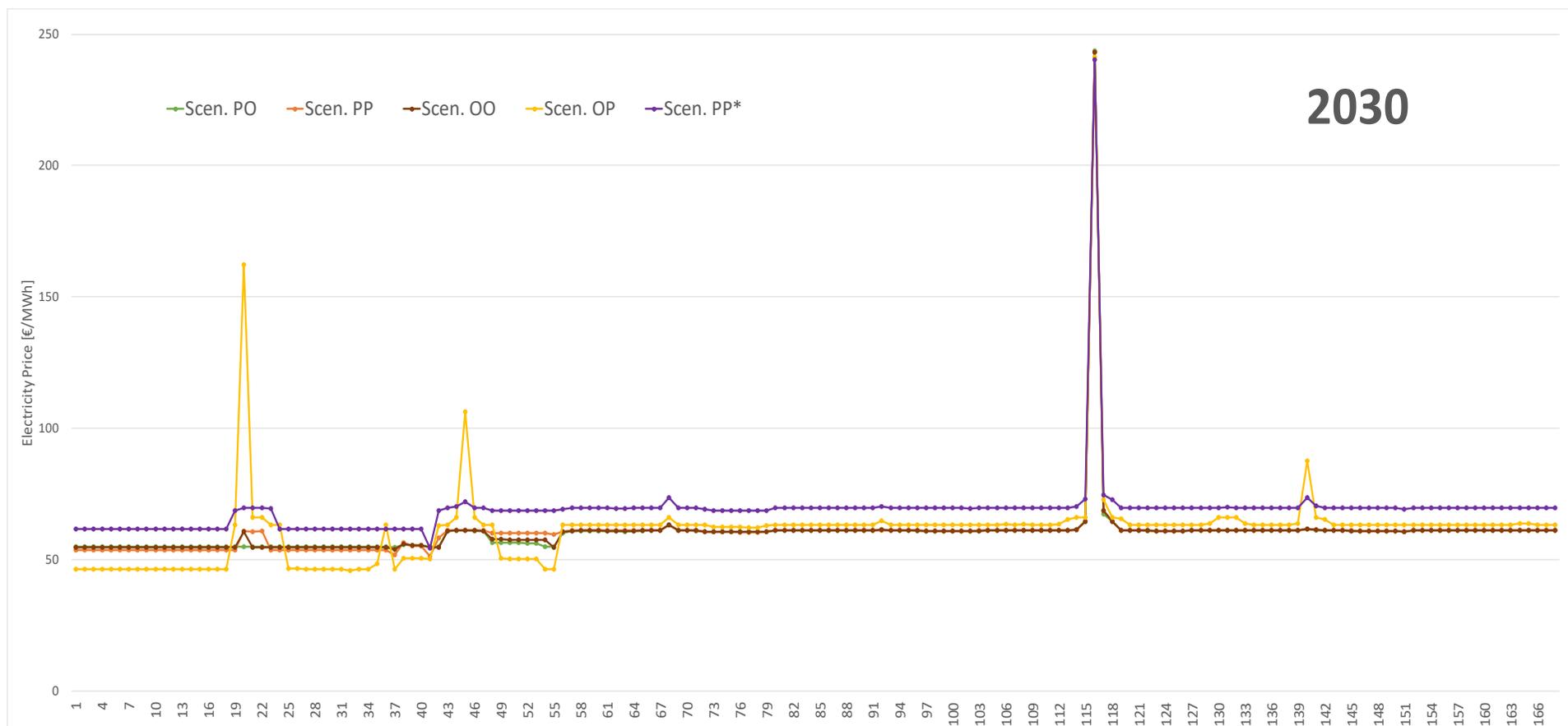


Fig. 19. Precio de electricidad con detalle horario para el año 2030. Fuentes: Elaboración Propia

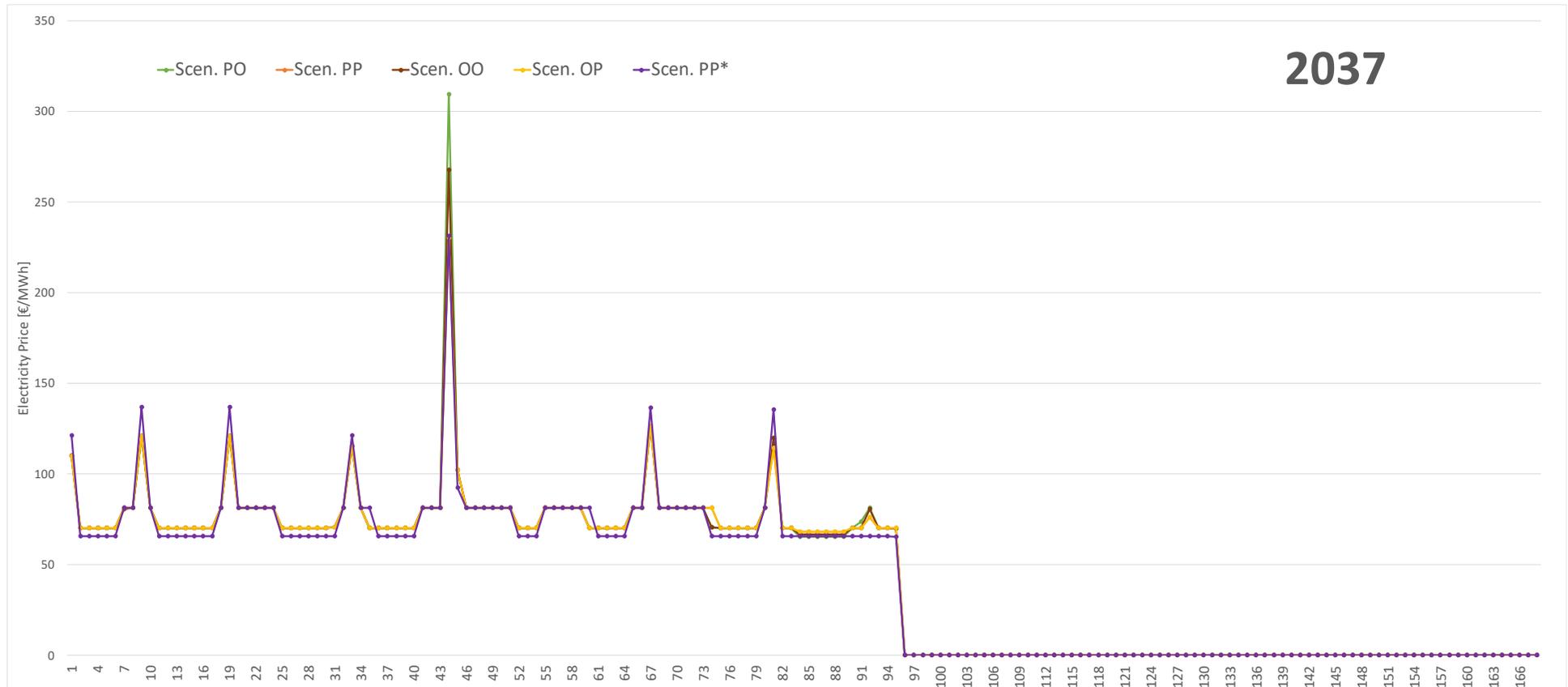


Fig. 20. Precio de electricidad con detalle horario para el año 2037. Fuentes: Elaboración Propia

Tal y como puede verse, en el año 2024 se aprecian abruptos picos de precio para los escenarios con menor penetración de VE (OP y PP*), que no se producen en el resto de los escenarios. Esto indica que la integración del VE (si viene acompañada de una estrategia de carga optimizada), aporta flexibilidad a la operación del sistema, reduciendo las necesidades de rampas y aplanando la demanda neta lo que implica una reducción de picos en el precio. Esto también explica la diferencia general de precios medios en el año 2024 de la Fig. 17 entre los escenarios PP, PO y OO y el escenario OP.

A medida que con el tiempo la penetración de VE y las inversiones en tecnologías de generación se van asemejando para los distintos escenarios (ver inversiones últimos años de la Fig. 13 y Tabla 30), los precios tienden a ser prácticamente idénticos (ver Fig. 20 para el caso del año 2037). En líneas generales, los precios siguen siendo, en general, ligeramente más altos para el escenario OP que para el resto, al tener una menor cuota de electrificación del transporte.

Como se comentaba anteriormente, los precios nulos para algunas horas del último año del horizonte temporal (ver Fig. 20) se deben a una alta penetración de renovables (ver Fig. 14). Este fenómeno se da de hecho de forma cada vez más habitual en países con un despliegue amplio de renovables, como es el caso de Portugal o Alemania, [57]. Si bien este suceso es en una primera aproximación atractivo para el consumidor, podría poner en peligro la recuperación de los costes de inversión de todas las tecnologías instaladas, al menos si el precio al cual se remuneran las inversiones está basado en un mecanismo exclusivamente marginalista, [58].

Capítulo 6. CONCLUSIONES

En este proyecto se ha propuesto un modelo de expansión dinámico para los sectores de la electricidad y del transporte, en el que se evalúa el impacto de las políticas de descarbonización europeas. El modelo tiene en cuenta factores técnicos y económicos y la influencia de ambos sectores sobre los precios de la electricidad. Se consideran las restricciones habituales de un Unit Commitment con un detalle horario que permite modelar rampas, arranques y paradas y la reserva secundaria. A su vez, el modelo permite analizar la competitividad de los VE y VC como medios de transporte, considerando, entre otros factores, la interacción entre el VE y la generación renovable.

En concreto, este proyecto se ha centrado en la representación de las inversiones y las restricciones involucradas en el sector del transporte, siendo una aportación novedosa en la literatura relacionada. Entre otras restricciones, el modelo considera ecuaciones de ligadura entre los sistemas de transporte y eléctrico, como por ejemplo la restricción de máximas emisiones de CO₂ provenientes del porfolio de generación y del parque de automoción.

El proceso de modelado ha sido transparente en su formulación y metodología de tratamiento de los datos de entrada, con el ánimo de facilitar futuras investigaciones en la problemática abordada. Para comprobar la robustez y coherencia del modelo desarrollado, éste se ha sometido a un análisis de sensibilidades siendo los resultados satisfactorios. El modelado del sector transporte se puede considerar validado al comprobarse que la cuota de VE estimada por el modelo para 2018 es muy similar a la cuota actual.

La función objetivo del modelo propuesto consiste en la minimización de la suma de los costes de los sectores eléctrico y del transporte desde una perspectiva social (como si ambos fueran dirigidos por una entidad pública). Por tanto, las inversiones son las que realizaría un operador centralizado que conoce las necesidades individuales de transporte de los usuarios y realiza inversiones para satisfacerlas eficazmente (en términos de costes). Todo ello además satisfaciendo las consignas de reducción de emisiones propuestas por la Comisión Europea. Lógicamente el modelo tiene el propósito de estimar posibles sendas u horquillas de inversión, y

por tanto el objetivo no es el de realizar una predicción precisa, por ejemplo, sobre la evolución del parque de automoción, sino más bien sacar conclusiones cualitativas sobre las variables más relevantes en la descarbonización energética.

En esta línea, el modelo propuesto tiene cierto potencial en la evaluación del impacto social ante la imposición de políticas regulatorias, pudiendo servir como herramienta de diseño de un nuevo marco regulatorio, que, por ejemplo, pueda poner en cuestión posibles subvenciones en la compra de VE. Puede además ser útil como complemento a otros modelos más apropiados para el análisis del impacto de dichas políticas sobre la economía global, como son los modelos de equilibrio general.

Se han desarrollado varios casos estudio para el análisis de la transición energética considerando distintos escenarios de entrada para los precios del crudo, de los costes de emisiones y de los de inversión en baterías de VE. De estos casos se pueden desprender las siguientes conclusiones:

- Se ha podido comprobar que los parámetros de cada escenario actúan como vectores del cambio tecnológico entre VE y VC, adelantando o frenando la integración del VE durante los primeros años del horizonte (hasta 2027). Pero que, por el contrario, no impactan en la determinación del valor final de la cuota de mercado del VE (año 2037). Así, por ejemplo, diferencias entre factores como el precio del crudo o las curvas de aprendizaje en el desarrollo de baterías tienen un gran impacto en la determinación del año en que se empieza a invertir en VE, pero no así en la cuota de mercado del VE desde 2036 en adelante.
- Una alta penetración de fuentes de generación renovable es capaz de acomodar de forma efectiva (en términos de costes) un alto grado de electrificación del transporte. De hecho, invertir de forma temprana en eólica facilita una integración anticipada del VE.
- Contrariamente a lo que predicen otros trabajos, los costes de emisiones inferiores a 20€/ton CO₂ no frenan la penetración del VE ni la consecuente descarbonización del transporte.
- La integración del VE acompañado de una estrategia de carga inteligente contribuye a la reducción de picos en los precios de la electricidad.
- Existe una desalineación de objetivos entre la minimización del coste social y la imposición de políticas regulatorias de descarbonización exclusivas al sector transporte. Así, se ha podido comprobar que el sector transporte tiende a reducir sus emisiones de CO₂ de manera natural, es decir, sin necesidad de imponer de manera explícita restricciones máximas sobre dichas emisiones.

Futuros desarrollos del trabajo se orientarán a:

1. La realización de un análisis de externalidades (como el desarrollado en [2]), para mejorar analizar y mejorar la representación del coste social.
2. La consideración de otras tecnologías posibles sobre las que realizar inversiones, como por ejemplo baterías de almacenamiento, vehículos híbridos, vehículos propulsados por hidrógeno, etc.
3. Estudiar el impacto de la estrategia de carga V2G sobre las reservas y el funcionamiento general de los sistemas de electricidad y transporte.
4. Capturar aspectos individuales como los psicológicos asociados a la aceptación de un nuevo tipo de tecnología (preferencias o modas) o los niveles de renta individuales (que podrían hacer prohibitivo el reemplazo del vehículo), por ejemplo, a través de la economía experimental o la racionalidad acotada (bounded rationality).

REFERENCIAS

- [1] J. Villar, C. A. Díaz, J. Arnau, and F. A. Campos, "Impact of plug-in-electric vehicles penetration on electricity demand, prices and thermal generation dispatch," in *2012 9th International Conference on the European Energy Market*, 2012, pp. 1–8.
- [2] J. Villar, I. Trigo, C. A. Diaz, and P. Gonzalez, "Cost-benefit analysis of plug-in electric vehicles penetration," in *European energy market (EEM), 2013 10th international conference on the*, 2013, pp. 1–8.
- [3] F. A. Campos, S. Doménech, and J. Villar, "Endogenous secondary reserves requirements in long-term electricity generation models," in *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2017, pp. 1–5.
- [4] C. Naseiro, R. Daniel, C. Fernández, F. Alberto, S. Doménech Martínez, and J. Villar Collado, "An electricity generation expansion model with ICEV and PEV investments," *Libro 15th Int. Conf. Eur. Energy Mark. - EEM18 Página Inicial Página Final*, Jun. 2018.
- [5] S. Shao, M. Pipattanasomporn, and S. Rahman, "Demand Response as a Load Shaping Tool in an Intelligent Grid With Electric Vehicles," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 4, pp. 624–631, Dec. 2011.
- [6] J. Kiviluoma and P. Meibom, "Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments," *Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 1244–1255, Mar. 2010.
- [7] N. Rotering and M. Ilic, "Optimal Charge Control of Plug-In Hybrid Electric Vehicles in Deregulated Electricity Markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1021–1029, Aug. 2011.
- [8] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 371–380, Feb. 2010.
- [9] A. Hajimiragha, C. A. Caizares, M. W. Fowler, and A. Elkamel, "Optimal Transition to Plug-In Hybrid Electric Vehicles in Ontario, Canada, Considering the Electricity-Grid Limitations," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 2, pp. 690–701, Feb. 2010.
- [10] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and P. M. R. Almeida, "Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System," *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 168–183, Jan. 2011.
- [11] P. Mock, D. Hülsebusch, J. Ungethüm, and S. A. Schmid, "Electric vehicles—A model based assessment of future market prospects and environmental impacts," *Ger. Aerosp. Cent. Stuttg.*, 2009.
- [12] "Determinar Tasa descuento." [Online]. Available: <http://yirepa.es/determinar-tasa-descuento.html>. [Accessed: 20-Jun-2018].
- [13] P. González, J. Villar, C. Díaz, and F. A. Campos, "Hourly energy and reserve joint dispatch with a hydrothermal technological based representation," *IEEE 10th Int. Conf. Eur. Energy Mark. - EEM2013*, 2013.
- [14] European Commission, "Una economía baja en carbono para 2050." https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es, Text, Nov. 2016.

- [15] “Eurostat, Greenhouse gas emission statistics - emission inventories - Statistics Explained [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emission_statistics_-_emission_inventories.](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emission_statistics_-_emission_inventories)”
- [16] “Bienvenido | ESIOS electricidad · datos · transparencia.” [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>. [Accessed: 09-Jul-2018].
- [17] “Levelized Cost of Energy 2017,” *Lazard.com*. [Online]. Available: </perspective/levelized-cost-of-energy-2017/>. [Accessed: 09-Jul-2018].
- [18] “Tablas estadísticas.” [Online]. Available: <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/tablas-estadisticas/>. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [19] ANFAC, “<http://www.anfac.com/memoria/assets/memoriaanfac2016.pdf>.”
- [20] PwC Autofacts, “<https://eu-smartcities.eu/sites/default/files/2018-03/pwc-five-trends-transforming-the-automotive-industry.compressed.pdf>.”
- [21] “Deloitte-ES-decarbonization-english.pdf <http://perspectivas.deloitte.com/hubfs/Campanas/Estudio-descarbonizacion-2017/Deloitte-ES-decarbonization-english.pdf?hsCtaTracking=e48f78f8-472f-4574-882e-0ec0377f0768%7C850bf823-b928-417c-b1dc-a4c135818ccf>.”
- [22] “<https://www.nrdc.org/sites/default/files/mi-pev-cb-analysis.pdf>.”
- [23] “Electric vehicle battery,” *Wikipedia*. 08-Jun-2018.
- [24] “IDAE, Spanish Ministry of Industry. <http://coches.idae.es/PDF/GuiaFinalN.pdf>.”
- [25] “Caso Volkswagen: Industria acusa a Volkswagen de trucidar los motores por decisión estratégica. Noticias de España.” [Online]. Available: https://www.elconfidencial.com/espana/2017-11-12/industria-culpa-volkswagen-trucidar-motores-estrategia_1475919/. [Accessed: 24-Jun-2018].
- [26] “EQUA Fuel Economy Index | EQUA INDEX | Independent real world driving data.” .
- [27] “Informes anuales - El Petróleo - Energía - Mº de Energía, Turismo y Agenda Digital.” [Online]. Available: <http://www.minetad.gob.es/energia/petroleo/Precios/Informes/InformesAnuales/Paginas/InformesAnuales.aspx>. [Accessed: 03-Apr-2018].
- [28] “El precio del combustible en España, un cálculo complejo,” *Gasport*, 10-Jan-2017. .
- [29] “Economía Circular: Ejemplo de aplicación en la Administración Pública - Surus.” [Online]. Available: <http://www.surusin.com/economia-circular-ejemplos-administracion-publica/>. [Accessed: 09-Jul-2018].
- [30] “IDAE, http://www.aragon.es/estaticos/GobiernoAragon/Departamentos/EconomiaEmpleo/Areas/10_Energ%C3%ADa/2011_idae/2011_idae_doc_complementaria/2011_idae_doc_complementaria_transporte/2011%20redes%20de%20puntos%20de%20recarga.pdf.pdf.”
- [31] M. V. Villar, “La reestructuración del régimen impositivo de los productos energéticos y de la electricidad en la Unión Europea,” *Dereito Rev. Xurídica Universidade Santiago Compost.*, vol. 21, no. 2, 2012.
- [32] G. G. Martínez, “Evolución del precio de las baterías según General Motors,” *Movilidad Eléctrica*, 16-Feb-2016. .

- [33] “El auge del almacenamiento energético y los coches eléctricos dispara los precios de litio, cobalto y níquel – El Periodico de la Energía | El Periodico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.” [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-auge-del-almacenamiento-energetico-y-los-coches-electricos-dispara-los-precios-de-litio-cobalto-y-niquel/>. [Accessed: 11-Jul-2018].
- [34] Bloomberg New Energy Finance, “<https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>.”
- [35] “Nuevo Nissan LEAF,” *Nissan*. [Online]. Available: <https://www.nissan.es/vehiculos/nuevos-vehiculos/leaf.html>. [Accessed: 01-Jul-2018].
- [36] “Renault® Web Oficial - Descubre Nuestra Gama Renovada.” [Online]. Available: <https://www.renault.es/>. [Accessed: 01-Jul-2018].
- [37] “Renault Nuevo KANGOO Z.E. - 100% eléctrico - Renault España.” [Online]. Available: <https://www.renault.es/gama-renault/gama-vehiculos-electricos/kangoo-furgon-ze/renault-kangoo-furgon-ze>. [Accessed: 01-Jul-2018].
- [38] “Nissan e-NV200 Furgón - Coche eléctrico - Vehículo eléctrico,” *Nissan*. [Online]. Available: <https://www.nissan.es/vehiculos/nuevos-vehiculos/e-nv200.html>. [Accessed: 01-Jul-2018].
- [39] BP, “<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf>,” 2017.
- [40] “Estadística del impuesto de matriculación: 2017.” [Online]. Available: http://www.agenciatributaria.es/AEAT/Contenidos_Comunes/La_Agencia_Tributaria/Estadisticas/Publicaciones/sites/matriculaciones/2017/jrubik58eb3852e2b2c6c5290f52e179e5bec53fa22818.html. [Accessed: 02-Jul-2018].
- [41] M. A. Keyzer, “On the approximation of infinite horizon allocations,” *Econ.*, vol. 139, no. 2, pp. 204–242, Jun. 1991.
- [42] K. Palmer, J. E. Tate, Z. Wadud, and J. Nellthorp, “Total cost of ownership and market share for hybrid and electric vehicles in the UK, US and Japan,” *Appl. Energy*, vol. 209, pp. 108–119, Jan. 2018.
- [43] “El transporte en Europa: datos y tendencias clave <https://www.eea.europa.eu/es/senales/senales-2016/articulos/el-transporte-en-europa-datos>,” *Eur. Environ. Agency*.
- [44] Nuevatribuna, “La contaminación de un autobús equivale a la de 50 coches,” *Nuevatribuna*. [Online]. Available: <https://www.nuevatribuna.es/articulo/salud/contaminacion-autobus-equivale-50-coches/20160126135703124751.html>. [Accessed: 02-Jul-2018].
- [45] “Eurostat - Data Explorer.” [Online]. Available: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=env_air_gge&lang=en. [Accessed: 09-Apr-2018].
- [46] “National Inventory of Greenhouse Emission Gasses (GEG): <http://www.mapama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/Inventario-GEI.aspx>.”
- [47] F. Martínez Rubio, M. Robaina, C. Fernández, F. Alberto, and J. Villar Collado, “Economic impact of investments in the electricity sector - a hybrid general

- equilibrium and technological and technological and technological analysis,” Jun. 2018.
- [48] “CPLEX Optimizer | IBM Analytics <https://www.ibm.com/analytics/data-science/prescriptive-analytics/cplex-optimizer>.”
- [49] “Synthetizing representative periods for chronological hourly electricity generation expansion models.” [Online]. Available: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_conferencia.php.es?id=11697. [Accessed: 02-Jul-2018].
- [50] “Expert Commission for Energetic Transition, decarbonization analysis, http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe_expertos_20180402_veditado.pdf.”
- [51] “http://www.enerclub.es/frontNotebookAction/Biblioteca_/Publicaciones_Enerclub/Cuadernos/Cuaderno_de_Energia_N_43.”
- [52] “Informe del Sistema Eléctrico Español 2016 | Red Eléctrica de España.” [Online]. Available: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2016>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [53] L. Spath, K.Mann, “Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System, <https://www.nrel.gov/docs/fy00osti/27715.pdf>.”
- [54] “Analysis and decarbonization proposals: <http://www.minetad.gob.es/es-ES/GabinetePrensa/NotasPrensa/2018/Documents/Resumen%2020180402%20Veditado.pdf>.”
- [55] Gonzalo Sánchez and Antonio Rodríguez de Lucio, “El modelo eléctrico español en 2030,” PriceWaterhouseCoopers, 2010.
- [56] “Deloitte_ES_Estrategia_Modelo-Energetico-Informe-Ingles.pdf.” .
- [57] “Las energías renovables en Portugal logran abastecer al país.” [Online]. Available: <https://blogthinkbig.com/portugal-energia-renovable>. [Accessed: 09-Jul-2018].
- [58] elEconomista.es, “A la inversión eléctrica no le gusta nada el mercado marginalista - elEconomista.es.” [Online]. Available: <http://www.economista.es/energia/noticias/7832863/09/16/A-la-inversion-electrica-no-le-gusta-nada-el-mercado-marginalista.html>. [Accessed: 12-Jul-2018].
- [59] “La eólica en el mundo y como ha evolucionado desde el año 2000,” *Renovables Verdes*, 23-Feb-2017. [Online]. Available: <https://www.renovablesverdes.com/la-eolica-en-el-mundo/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [60] E. y Sociedad, “1.3. El valor de la flexibilidad de los ciclos combinados de gas natural | Energía y Sociedad.” .
- [61] “Installed power in Germany | Energy Charts.” [Online]. Available: https://www.energy-charts.de/power_inst.htm. [Accessed: 04-Jul-2018].

ANEXOS

Anexo I. DISEÑO HEURÍSTICO DE FLOTAS Y PERFILES DE USO

En la figura a continuación se muestra el diseño heurístico que se llevó a cabo para modelar los patrones de conducción en la sociedad. Como se puede ver, se han considerado diversos perfiles de uso y se ha planteado un uso diferenciado según se trate de una jornada laboral o un periodo festivos.

Fleet	Mileage (km)	Bat kWh	Units	Driving hours								
				Working Days	Fridays	Saturdays	Sundays	Public Holidays	Christmas	Easter	July	August
TaxD50%	150	24	24500	6:00-19:59	6:00-19:59	6:00-19:59	6:00-19:59	6:00-19:59	6:00-19:59	6:00-19:59	6:00-19:59	
TaxN50%	150	24	10500	00:00-5:59 + 20:00-23:59	00:00-5:59 +20:00- 23:59	00:00-5:59 +20:00- 23:59						
TaxD15%	150	24	7350	6:00-19:59	6:00-19:59				6:00-19:59	6:00-19:59	6:00-19:59	
TaxN15%	150	24	3150	00:00-5:59 + 20:00-23:59	00:00-5:59 + 20:00-23:59				00:00-5:59 + 20:00-23:59	00:00-5:59 +20:00- 23:59	00:00-5:59 +20:00- 23:59	
TaxD35%	150	24	17150	6:00-19:59	6:00-19:59				6:00-19:59	6:00-19:59		6:00-19:59
TaxN35%	150	24	7350	00:00-5:59 + 20:00-23:59	00:00-5:59 + 20:00-23:59				00:00-5:59 + 20:00-23:59	00:00-5:59 +20:00- 23:59		00:00-5:59 +20:00- 23:59
T1.1	35	42	1056500	6:00-10:59 + 16:00-22:59	6:00-10:59 + 16:00-22:59	7:00-12:59	10:00-14:59	10:00-14:59	6:00-21:59	6:00-10:59 +16:00- 22:59	0:00-2:59 +12:00- 15:59	0:00-2:59 +12:00- 15:59
T1.2	35/250	24	1056500	6:00-10:59 + 16:00-22:59	6:00-10:59 + 16:00-22:59	7:00-12:59	0:00-2:59	0:00-2:59	6:00-10:59 + 16:00-22:59	6:00-10:59 +16:00- 22:59	0:00-2:59 +12:00- 15:59	10:00-13:59+ 16:00-19:59
T2	35	24	2113000	6:00-10:59 + 16:00-22:59	6:00-10:59 + 16:00-22:59	7:00-12:59	0:00-2:59	0:00-2:59	6:00-10:59 + 16:00-22:59	6:00-10:59 +16:00- 22:59	10:00-13:59+ 16:00-19:59	7:00-9:59 +14:00- 15:59
T3	35	24	2113000	6:00-9:59 + 17:00-20:59	6:00-9:59 + 14:00-16:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	6:00-9:59 + 17:00-20:59	6:00-9:59 +17:00- 20:59	7:00-9:59 +14:00- 15:59	7:00-9:59 +18:00- 20:59
T4	35	24	2113000	6:00-9:59 + 17:00-20:59	6:00-9:59 + 14:00-16:59	0:00-0:59 + 19:00-23:59	0:00-0:59 + 19:00-21:59	0:00-0:59 + 19:00-21:59	6:00-9:59 + 17:00-20:59	6:00-9:59 +17:00- 20:59	7:00-9:59 +18:00- 20:59	0:00-2:59 +12:00- 15:59
T5	35	24	2113000	7:00-7:59 + 16:00-18:59	7:00-7:59 + 14:00-15:59	10:00-12:59+ 20:00-23:59	10:00-12:59+ 20:00-21:59	10:00-12:59+ 20:00-21:59	7:00-7:59 + 16:00-18:59	7:00-7:59 +16:00- 18:59	0:00-2:59 +12:00- 15:59	0:00-2:59 +12:00- 15:59
T6	35	24	2113000	7:00-7:59 + 16:00-18:59	7:00-7:59 + 14:00-15:59	10:00-12:59+ 20:00-23:59	10:00-12:59+ 16:00-18:59	10:00-12:59+ 16:00-18:59	7:00-7:59 + 16:00-18:59	7:00-7:59 +16:00- 18:59	10:00-13:59+ 16:00-19:59	10:00-13:59+ 16:00-19:59
T7	35/250	42	2113000	6:00-10:59 + 16:00-22:59	6:00-10:59 + 16:00-22:59	7:00-12:59	10:00-14:59	10:00-14:59	6:00-10:59 + 16:00-22:59	6:00-21:59	7:00-9:59 +14:00- 15:59	7:00-9:59 +14:00- 15:59
T8	35	24	2113000	7:00-7:59 + 16:00-18:59	7:00-7:59 + 14:00-15:59	0:00-0:59 + 19:00-23:59	0:00-0:59 + 19:00-21:59	0:00-0:59 + 19:00-21:59	7:00-7:59 + 16:00-18:59	7:00-7:59 +16:00- 18:59	7:00-9:59 +18:00- 20:59	7:00-9:59 +18:00- 20:59
T9	35	24	3446744	6:00-9:59 + 17:00-20:59	6:00-9:59 + 14:00-16:59	10:00-12:59+ 20:00-23:59	10:00-12:59+ 16:00-18:59	10:00-12:59+ 16:00-18:59	6:00-9:59 + 17:00-20:59	6:00-9:59 +17:00- 20:59	0:00-2:59 +12:00- 15:59	0:00-2:59 +12:00- 15:59
Auton1	150/200/250	42	200000	8:00-19:59	6:00-21:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	6:00-21:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	6:00-21:59	8:00-19:59	10:00-13:59+ 16:00-19:59	10:00-13:59+ 16:00-19:59
Auton2	150/200/250	42	200000	8:00-19:59	6:00-21:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	6:00-21:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	6:00-21:59	8:00-19:59	7:00-9:59 +14:00- 15:59	7:00-9:59 +14:00- 15:59
Auton3	150/200/250	42	200000	8:00-19:59	6:00-21:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	6:00-21:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	6:00-21:59	8:00-19:59	7:00-9:59 +18:00- 20:59	6:00-21:59
Auton4	150/200/250	42	200000	8:00-19:59	6:00-21:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	6:00-21:59	0:00-0:59 + 16:00-18:59	6:00-21:59	8:00-19:59	6:00-21:59	6:00-21:59
Other	20	24	1056500	0:00-5:59 + 12:00-16:59	0:00-5:59 + 12:00-16:59	0:00-5:59 + 12:00-16:59	0:00-5:59 + 12:00-16:59	0:00-5:59 +12:00- 16:59	0:00-5:59 + 12:00-16:59	0:00-5:59 +12:00- 16:59	0:00-5:59 +12:00- 16:59	0:00-5:59 +12:00- 16:59

Fig. 21. Diseño Heurístico de Flotas y Perfiles de Uso. Fuentes: [1] y [2]

Anexo II. PRECIO DEL CARBURANTE

Año	Costes según escenario, sin impuestos [c€/litro]			
	Optimista		Pesimista	
	Gasolina	Diésel	Gasolina	Diésel
2017	54	54	54	54
2018	45	48	74	72
2019	45	42	65	75
2020	51	51	66	70
2021	40	49	74	68
2022	43	46	71	76
2023	47	49	74	75
2024	40	51	65	67
2025	47	51	64	67
2026	42	49	71	70
2027	45	52	68	66
2028	45	51	63	73
2029	46	50	66	76
2030	44	50	70	67
2031	45	45	68	69
2032	50	48	70	72
2033	45	42	67	74
2034	50	44	70	72
2035	48	52	74	66
2036	48	46	67	75
2037	46	44	73	69

Tabla 22. Estimación de los precios de diésel y gasolina en base a resultados históricos. Fuentes: Elaboración Propia

Años	Coste anual del carburante único según escenario, sin impuestos [c€/litro]	
	Optimista	Pesimista
2017	54.00	54.00
2018	46.88	75.74
2019	43.12	74.28
2020	51.00	71.51
2021	45.65	73.23
2022	44.88	77.14
2023	48.26	77.63
2024	46.91	69.26
2025	49.51	68.88
2026	46.40	73.37
2027	49.40	69.74
2028	48.77	72.28
2029	48.51	75.28
2030	47.77	71.12
2031	45.00	71.63
2032	48.74	74.26
2033	43.12	74.40
2034	46.23	74.26
2035	50.51	71.98
2036	46.74	75.02
2037	44.74	73.49

Tabla 23 Costes del carburante único en base al promedio de diésel y gasolina según uso.
Fuentes: Elaboración Propia

Anexo III. CUOTA DE MERCADO (VE-VC)

Nótese que la cuota de mercado inicial del VE siempre es nula en el año inicial, de acuerdo a la hipótesis de ejecución (9).

Resultados Escenario PP				
Año	Volumen inversiones [miles de vehículos]		Porcentaje penetración	
	Total VC [miles de uds]	Total VE [miles de uds]	Porcentaje VC	Porcentaje VE
2017	28643.71	0.00	100.00%	0.00%
2018	28456.81	115.82	99.59%	0.41%
2019	28461.56	231.64	99.19%	0.81%
2020	28350.45	342.75	98.81%	1.19%
2021	28239.34	453.86	98.42%	1.58%
2022	28128.23	564.97	98.03%	1.97%
2023	25777.05	2675.13	90.60%	9.40%
2024	23380.10	4589.82	83.59%	16.41%
2025	20937.43	6309.19	76.84%	23.16%
2026	18494.73	8028.48	69.73%	30.27%
2027	15960.59	9357.15	63.04%	36.96%
2028	13326.72	10544.36	55.83%	44.17%
2029	10658.57	11524.59	48.05%	51.95%
2030	8054.82	12199.28	39.77%	60.23%
2031	5519.70	13287.66	29.35%	70.65%
2032	3018.89	14582.91	17.15%	82.85%
2033	2524.88	14112.52	15.18%	84.82%
2034	2076.63	13837.38	13.05%	86.95%
2035	1674.10	13757.71	10.85%	89.15%
2036	1271.60	13919.02	8.37%	91.63%
2037	960.54	14230.07	6.32%	93.68%

Tabla 24. Cuota de mercado VE-VC , escenario PP, 25€/ton CO₂.

Fuentes: Elaboración Propia

Resultados Escenario OP				
Año	Volumen inversiones [miles de vehículos]		Porcentaje penetración	
	Total VC [miles de uds]	Total VE [miles de uds]	Porcentaje VC	Porcentaje VE
2017	28643.71	0.00	100.00%	0.00%
2018	28456.81	115.82	99.59%	0.41%
2019	28461.56	231.64	99.19%	0.81%
2020	28350.45	342.75	98.81%	1.19%
2021	28239.34	453.86	98.42%	1.58%
2022	28128.23	564.97	98.03%	1.97%
2023	27785.51	666.67	97.66%	2.34%
2024	27210.97	758.94	97.29%	2.71%
2025	26404.81	841.81	96.91%	3.09%
2026	25598.55	924.67	96.51%	3.49%
2027	23064.40	2253.33	91.10%	8.90%
2028	20502.58	3368.50	85.89%	14.11%
2029	17895.03	4288.12	80.67%	19.33%
2030	15291.29	4962.82	75.50%	24.50%
2031	12756.16	6051.19	67.83%	32.17%
2032	10255.36	7346.45	58.26%	41.74%
2033	7986.18	8651.22	48.00%	52.00%
2034	5948.79	9965.22	37.38%	62.62%
2035	4143.04	11288.77	26.85%	73.15%
2036	2371.67	12818.95	15.61%	84.39%
2037	2060.61	13130.01	13.57%	86.43%

Tabla 25 Cuota de mercado VE-VC , escenario OP, 25€/ton CO₂

Fuentes: Elaboración Propia

Resultados Escenario PO				
Año	Volumen inversiones [miles de vehículos]		Porcentaje penetración	
	Total VC [miles de uds]	Total VE [miles de uds]	Porcentaje VC	Porcentaje VE
2017	28643.71	0.00	100.00%	0.00%
2018	28456.81	115.82	99.59%	0.41%
2019	28461.56	231.64	99.19%	0.81%
2020	26156.10	2537.10	91.16%	8.84%
2021	23850.64	4842.57	83.12%	16.88%
2022	21410.24	7282.96	74.62%	25.38%
2023	18935.55	9516.63	66.55%	33.45%
2024	16090.35	11879.56	57.53%	42.47%
2025	13245.15	14001.46	48.61%	51.39%
2026	10399.95	16123.26	39.21%	60.79%
2027	7554.76	17762.98	29.84%	70.16%
2028	4704.74	19166.34	19.71%	80.29%
2029	1854.78	20328.37	8.36%	91.64%
2030	1315.05	18939.06	6.49%	93.51%
2031	775.31	18032.05	4.12%	95.88%
2032	370.51	17231.30	2.10%	97.90%
2033	0.00	16637.40	0.00%	100.00%
2034	0.00	15914.01	0.00%	100.00%
2035	0.00	15431.81	0.00%	100.00%
2036	0.00	15190.62	0.00%	100.00%
2037	0.00	15190.62	0.00%	100.00%

Tabla 26. Cuota de mercado VE-VC , escenario PO, 25€/ton CO₂

Fuentes: Elaboración Propia

Resultados Escenario 00				
Año	Volumen inversiones [miles de vehículos]		Porcentaje penetración	
	Total VC [miles de uds]	Total VE [miles de uds]	Porcentaje VC	Porcentaje VE
2017	28643.71	0.00	100.00%	0.00%
2018	28456.81	115.82	99.59%	0.41%
2019	28461.56	231.64	99.19%	0.81%
2020	28350.45	342.75	98.81%	1.19%
2021	28239.34	453.86	98.42%	1.58%
2022	25933.88	2759.32	90.38%	9.62%
2023	23582.69	4869.49	82.89%	17.11%
2024	21073.68	6896.23	75.34%	24.66%
2025	18530.38	8716.24	68.01%	31.99%
2026	15987.06	10536.16	60.28%	39.72%
2027	13141.86	12175.88	51.91%	48.09%
2028	10291.85	13579.23	43.11%	56.89%
2029	7441.89	14741.27	33.55%	66.45%
2030	4707.80	15546.31	23.24%	76.76%
2031	1973.71	16833.65	10.49%	89.51%
2032	1433.98	16167.83	8.15%	91.85%
2033	939.96	15697.44	5.65%	94.35%
2034	603.77	15310.23	3.79%	96.21%
2035	301.88	15129.93	1.96%	98.04%
2036	0.00	15190.62	0.00%	100.00%
2037	0.00	15190.62	0.00%	100.00%

Tabla 27. Cuota de mercado VE-VC , escenario 00, 25€/ton CO2.

Fuentes: Elaboración Propia

Resultados Escenario PP*				
Año	Volumen inversiones [miles de vehículos]		Porcentaje penetración	
	Total VC [miles de uds]	Total VE [miles de uds]	Porcentaje VC	Porcentaje VE
2017	28643.71	0.00	100.00%	0.00%
2018	28456.80	115.82	99.59%	0.41%
2019	28461.56	231.63	99.19%	0.81%
2020	28350.45	342.74	98.81%	1.19%
2021	28239.34	453.85	98.42%	1.58%
2022	28128.23	564.96	98.03%	1.97%
2023	26923.76	1528.41	94.63%	5.37%
2024	24526.81	3443.09	87.69%	12.31%
2025	22084.14	5162.46	81.05%	18.95%
2026	19641.45	6881.76	74.05%	25.95%
2027	17107.30	8210.42	67.57%	32.43%
2028	14545.48	9325.59	60.93%	39.07%
2029	11877.33	10305.82	53.54%	46.46%
2030	9273.59	10980.52	45.79%	54.21%
2031	6738.46	12068.89	35.83%	64.17%
2032	4237.65	13364.15	24.08%	75.92%
2033	2596.92	14040.48	15.61%	84.39%
2034	2148.67	13765.33	13.50%	86.50%
2035	1746.15	13685.66	11.32%	88.68%
2036	1343.64	13846.97	8.85%	91.15%
2037	1032.58	14158.02	6.80%	93.20%

Tabla 28. Cuota de mercado VE-VC , escenario PP*, 5€/ton CO₂.

Fuentes: Elaboración Propia

Anexo IV. INVERSIONES EN CAPACIDAD DE GENERACIÓN

Los valores que aparecen en blanco equivalen a un valor de 0GW. Para evitar sobreoptimizaciones típicas de modelos deterministas (que al disponer de información perfecta, son capaces de prever posibilidades de inversión poco realistas), se han fijado determinadas cotas superiores a los valores anuales de inversión (6GW para eólica y turbinas de gas y 10GW para solar), en base a valores históricos, como los encontrados en [59] para eólica, [60] para turbinas de gas (extrapolando el caso de los ciclos combinados) y [61] para solar.

	2017				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Solar					
TG					
	2018				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica					0.65856371
Solar					
TG	0.1833867	0.1833867	0.1833867	0.1833867	0.1833867
	2019				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica					
Solar					
TG					
	2020				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica					3.5397083
Solar					
TG					
	2021				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	6	6	6	6	3.66657707
Solar					
TG	0.2577604	0.2577604	0.2577604	0.2577604	0.2577604
	2022				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	2.55365993	0.47398881	4.36357744	3.37728854	2.55365993
Solar					
TG					

Modelo de Expansión en los Sectores Eléctrico y Transporte: Descarbonización y Transición Energética

	2023				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	6	6	6	6	6
Solar					
TG					
	2024				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	6	6	6	6	6
Solar					
TG	2.33397821	2.82594342	1.90582568	2.13914133	2.7254448
	2025				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	0.33687929		2.68015664	0.47094796	0.33687929
Solar					
TG					
	2026				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	6	5.45727767	6	6	1.33173489
Solar					
TG					
	2027				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica			0.08927016		
Solar					
TG					
	2028				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica					0.69532816
Solar					
TG					
	2029				
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	5.21766294	6	2.52819776	4.89659658	6
Solar			5.60680247	4.39451111	
TG					
Total 2030 [GW]:	34.9533275	33.268357	41.6849773	39.7896326	31.668879

Tabla 29. Inversiones en nueva capacidad de generación hasta 2030.

Fuentes: Elaboración Propia

2030

Modelo de Expansión en los Sectores Eléctrico y Transporte: Descarbonización y Transición Energética

	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica					1.07396276
Solar	5.09296713	5.28749625			10
TG					
2031					
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica					
Solar					
TG					
2032					
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	2.07373821	0.09778561	1.06990134	1.70067525	1.41035162
Solar	10	8.49647943	10	10	3.30830548
TG					
2033					
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica					
Solar		2.2951936	0.06772573		
TG					
2034					
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica					
Solar	0.18193435				0.18193435
TG			0.21976587		
2035					
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	0.45132688	3.30827688	0.79303673	0.8968789	3.54598076
Solar	6.7594079	4.24139448	6.01473566	6.1740885	6.41998054
TG	5.87972749	5.457433	6	6	5.87972749
2036					
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica	1.75769459	2.12260156	1.94467104	2.03008064	1.97289214
Solar	7.90497425	9.59722945	7.75442396	7.87450768	9.28791874
TG	6	6	6	6	6
2037					
	PP	OP	PO	OO	PP*
Eólica					
Solar	6.83252352	7.3351646	7.89801961	6.83988409	6.83252352
TG	6	6	6	6	6
Total 2037	93.8876218	93.5074119	95.4472572	93.3057477	86.640658

Tabla 30. Inversiones en nueva capacidad de generación hasta 2037.

Fuentes: Elaboración Propia