



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE
ALMACENAMIENTO Y VENTA DE ENERGÍA EN
ENTORNOS FERROVIARIOS

Autora: María Luisa Borja Vacas

Directora: Asunción P. Cucala García

Co-Directora: María Domínguez Gago

Madrid

Junio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Análisis de escenarios de almacenamiento y venta de energía en entornos ferroviarios** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/26 es de mi autoría 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.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

- No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

La Inteligencia Artificial ha sido utilizada en el presente proyecto como herramienta de contrastación de información, generación de imágenes y apoyo a la redacción.



Firmado (alumno): María Luisa Borja Vacas

Fecha: 15 de junio de 2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
<p>Firmado por CUCALA GARCIA MARIA ASUNCION - ***1705** el día 15/06/2026 con un certificado emitido por AC FNMT Usuarios</p>	<p>María Domínguez Z</p> <p>Firmado digitalmente por María Domínguez Fecha: 2026.06.15 11:36:28 +02'00'</p>
<p>Fdo: Asunción P. Cucala García</p>	<p>Fdo: María Domínguez Gago</p>
<p>Fecha: 15 de junio de 2026</p>	<p>Fecha: 15 de junio de 2026</p>



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE
ALMACENAMIENTO Y VENTA DE ENERGÍA EN
ENTORNOS FERROVIARIOS

Autora: María Luisa Borja Vacas

Directora: Asunción P. Cucala García

Co-Directora: María Domínguez Gago

Madrid

Junio de 2026

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a mis tutoras, Paloma Cucala y María Domínguez, por el tiempo, la dedicación y la confianza que han depositado en mí durante el desarrollo de este Trabajo de Fin de Grado. Su orientación, conocimientos y consejos han sido fundamentales para la realización de este proyecto.

Asimismo, me gustaría agradecer al Instituto de Investigación Tecnológica por la oportunidad de colaborar estrechamente en este trabajo.

Por último, quiero dar las gracias a mi familia y amigos por su comprensión, su apoyo constante y por haber estado siempre presentes, especialmente en los momentos de mayor esfuerzo.

ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE ALMACENAMIENTO Y VENTA DE ENERGÍA EN ENTORNOS FERROVIARIOS

Autor: Borja Vacas, María Luisa.

Director: Cucala García, Asunción P.

Co-Director: Domínguez Gago, María.

Entidad Colaboradora: Instituto de Investigación Tecnológica.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto estudia la viabilidad de implementar un sistema de almacenamiento de energía con el objetivo de aprovechar la energía regenerada en un sistema ferroviario para la recarga de vehículos eléctricos. Los resultados muestran que su incorporación mejora el aprovechamiento energético y reduce el consumo global del sistema.

Palabras clave: Energía regenerada, Sistemas de Almacenamiento de Energía, ESS, acumulador de energía, sistema ferroviario, vehículos eléctricos, sostenibilidad.

1. Introducción

El transporte ferroviario es uno de los sistemas de transporte más eficientes desde el punto de vista energético [1]. Gracias al empleo de sistemas de frenado regenerativo, los trenes son capaces de generar electricidad al frenar [2]. Dicha electricidad puede ser empleada para alimentar al propio tren o a otros trenes que circulen en ese momento por la catenaria. Sin embargo, cuando no existe demanda suficiente capaz de absorberla o bien no existen inversores que posibiliten que la energía pueda ser devuelta a la red, ésta termina quemándose en reóstatos, disipándose en forma de calor [3].

En los últimos años se han desarrollado diferentes estrategias para el aprovechamiento de esta energía regenerada. Entre ellas destacan los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS), capaces de almacenar dicha energía para posteriormente ser utilizada cuando haya

demanda (desacoplamiento energético) [4], ya sea para su uso interno en el sistema como para alimentar una carga externa [5].

Paralelamente, la creciente preocupación por la sostenibilidad y la descarbonización del transporte ha impulsado el desarrollo del vehículo eléctrico [6], ligado a la necesidad de desplegar nuevas infraestructuras de recarga. Por tanto, la utilización de la energía regenerada en un ámbito ferroviario como fuente de energía en un parking de vehículos eléctricos representa una alternativa interesante [1], ya que no solo permite aumentar el aprovechamiento energético, sino que también puede generar ingresos adicionales asociados a la venta de la energía [7].

2. Definición del Proyecto

El objetivo principal del proyecto consiste en analizar distintos escenarios de almacenamiento y venta de energía en entornos ferroviarios electrificados, evaluando la viabilidad técnica y económica de la utilización de la energía regenerada durante el frenado de los trenes para alimentar estaciones de recarga de vehículos eléctricos. Para ello, se estudian tres escenarios:

1. Caso base: sin carga externa ni sistema de almacenamiento.
2. Estación de recarga alimentada por la red eléctrica, operando independientemente del sistema ferroviario.
3. Incorporación de un ESS que conecta la infraestructura ferroviaria con la estación de recarga, permitiendo el aprovechamiento de la energía regenerada generada durante el frenado de los trenes para la alimentación de la estación de recarga de coches eléctricos.

Además del análisis energético, se realiza un estudio económico considerando distintos niveles de utilización de la estación de recarga, así como el efecto de la incorporación del sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs) sobre la rentabilidad de la inversión [8].

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El estudio se ha desarrollado mediante un simulador de tráfico y electrificación ferroviaria, herramienta que permite modelar los intercambios energéticos entre trenes, subestaciones, cargas externas y sistemas de almacenamiento.

La infraestructura analizada (Fig. A-1) incorpora una estación de recarga de vehículos eléctricos con una potencia de 130 kW y capacidad para cargar 2 vehículos simultáneamente. Entre las alternativas estudiadas como sistemas de almacenamiento energético se incluyen sistemas basados en supercondensadores (EDLC) y sistemas de volante de inercia (FESS) [2], [9], evaluándose su comportamiento energético, su impacto sobre la operación ferroviaria y su viabilidad económica.

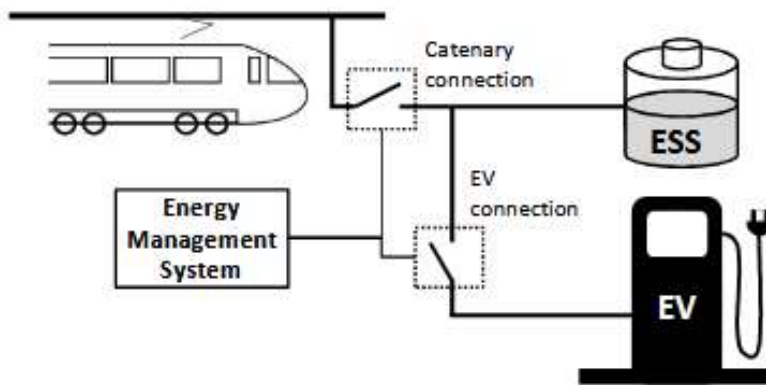


Figura A - 1: Sistema de carga de Vehículos Eléctricos a partir de la energía regenerada en un sistema ferroviario [1]

Para la evaluación de los distintos escenarios se analizan indicadores como la energía regenerada aprovechada por la estación de recarga, la energía consumida en subestación y la variación del consumo energético respecto al caso base, así como parámetros económicos, incluyendo el valor actual neto (NPV), el periodo de retorno de la inversión y el efecto de los Certificados de Ahorro Energético (CAEs).

4. Resultados

Los resultados obtenidos muestran que la incorporación de un ESS aumenta el aprovechamiento de la energía regenerada disponible en la infraestructura ferroviaria.

Desde el punto de vista energético, el sistema de almacenamiento permite reutilizar parte de la energía recuperada durante el frenado de los trenes para alimentar la estación de recarga [1], reduciendo así la energía demandada desde la red eléctrica. Por otro lado, se observa que el acumulador escogido, no solo reduce la energía consumida por la carga externa (Fig. A-2), sino que también reduce la energía consumida en subestación (Fig. A-3), ya que parte de la energía almacenada vuelve a ser utilizada por el propio sistema ferroviario.

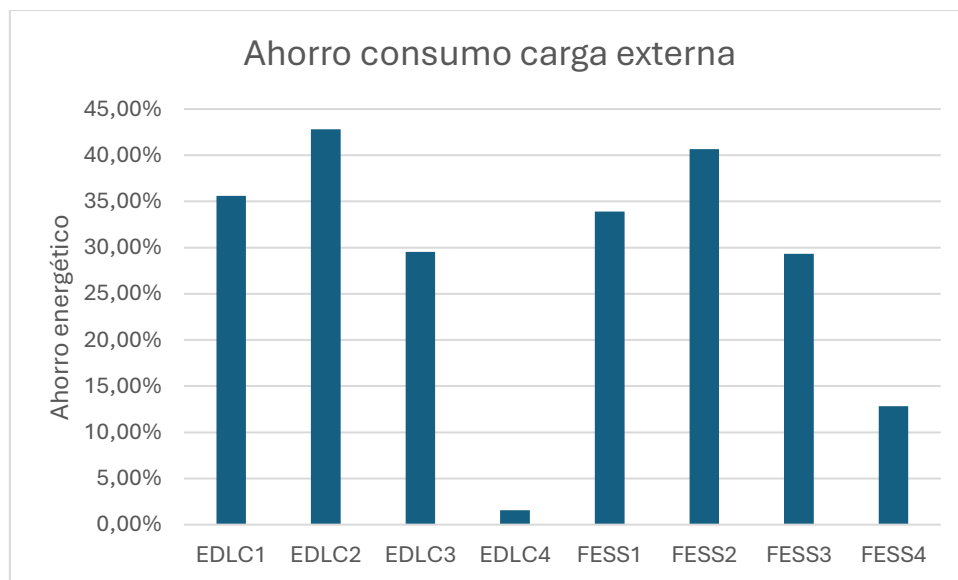


Figura A - 2: Ahorro energético de una carga externa de 130kW

El análisis comparativo de las distintas tecnologías de almacenamiento ha permitido seleccionar al Supercondensador (EDLC2) como solución más adecuada, al presentar el mejor balance entre el beneficio de la carga externa y de la operación del propio sistema ferroviario.

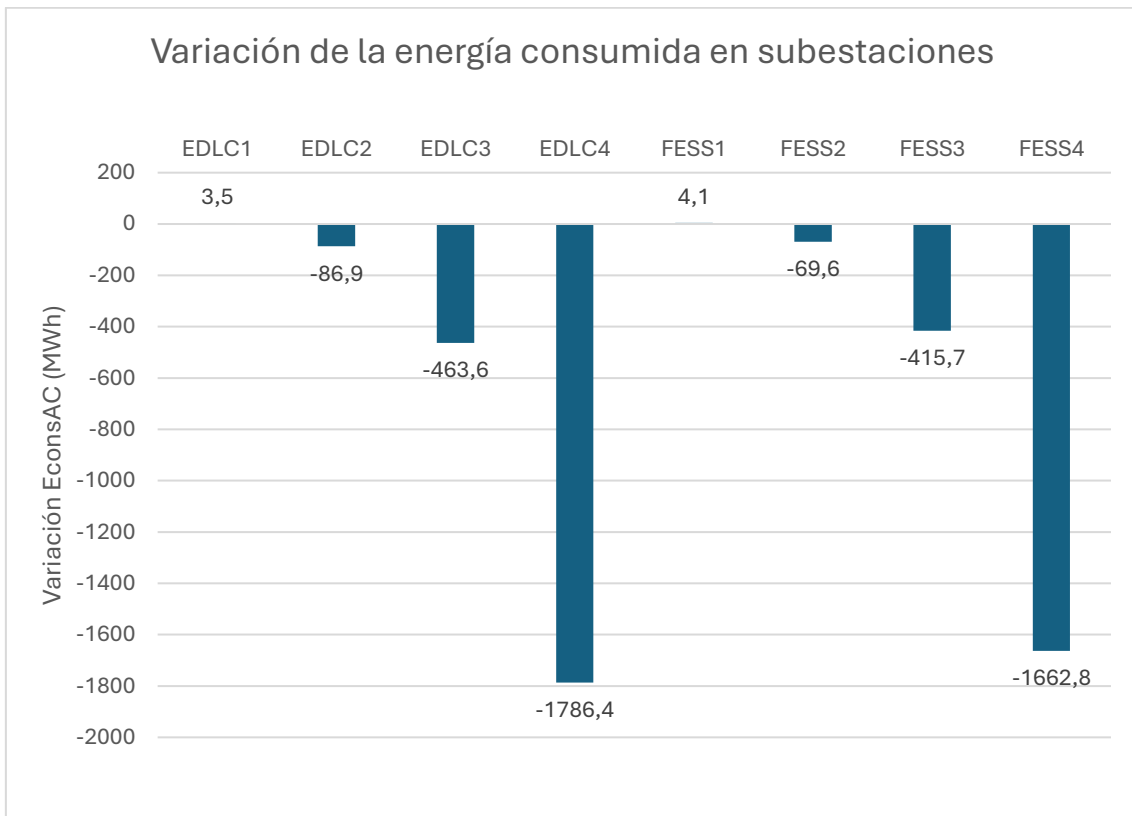


Figura A - 3: Variación de la energía consumida en subestación para cada ESS en comparación con el Caso Base sin acumulador.

En cuanto a los resultados económicos (Tabla A-1), los escenarios con mayores horas de funcionamiento de la estación de recarga presentan mayores ingresos anuales y, por tanto, un menor tiempo de retorno de la inversión. Además, la incorporación de Certificados de Ahorro Energético mejora significativamente la rentabilidad de la inversión pues monetizan la disminución del consumo en subestación que se produce como consecuencia de la instalación del acumulador.

Tabla A - 1: Ahorro económico respecto al Caso Base

Tiempo de uso	NPV a	Carga sin ESS	Carga con ESS	ESS con CAES	
				España	Italia
8 horas / día	5 años	142.759,25 €	59%	69%	68%
	10 años	294.453,64 €	99%	104%	108%
	20 años	451.764,19 €	134%	137%	143%
4 horas / día	5 años	26.026,62 €	-197%	-133%	-137%
	10 años	94.492,28 €	46%	63%	75%
	20 años	150.152,60 €	121%	132%	151%

5. Conclusiones

Los resultados obtenidos confirman que la integración de estaciones de recarga de vehículos eléctricos en entornos ferroviarios mediante sistemas de almacenamiento de energía constituye una solución técnicamente viable y capaz de mejorar la eficiencia energética del sistema.

La incorporación de un acumulador de energía permite incrementar la utilización de la energía regenerada durante el frenado de los trenes, reduciendo el consumo energético de la infraestructura ferroviaria y de la estación de recarga al reutilizar parte de la energía que, de otro modo, se disiparía en forma de calor.

Desde el punto de vista económico, la rentabilidad del sistema depende principalmente del nivel de utilización de la estación de recarga. Además, los Certificados de Ahorro Energético contribuyen significativamente a mejorar la viabilidad económica de la inversión.

Por todo ello, el presente proyecto demuestra el potencial de los sistemas de almacenamiento de energía como herramienta para un mejor aprovechamiento de la energía regenerada en sistemas ferroviarios y mejorar simultáneamente el comportamiento energético y económico del sistema en su conjunto.

6. Referencias

- [1] A. Fernandez-Rodriguez *et al.*, «Charging Electric Vehicles Using Regenerated Energy from Urban Railways», en *2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, Belfort: IEEE, dic. 2017, pp. 1-6. doi: 10.1109/VPPC.2017.8330998.
- [2] M. Domínguez *et al.*, «Review on the use of energy storage systems in railway applications», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 207, p. 114904, ene. 2025, doi: 10.1016/j.rser.2024.114904.
- [3] A. J. Lopez-Lopez, «Optimising the electrical infrastructure of mass transit systems to improve the use of regenerative braking». [En línea]. Disponible en: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/tesis/es/10113/Optimising_the_electrical_infrastructure_of_mass_transit_systems_to_improve_the_use_of_regenerative_braking
- [4] Dr. Chris Naish, Dr. Ian McCubbin, Mr. Oliver Edberg, Mr Michael Harfoot, y from the AEA Group, «Outlook of Energy Storage Technologies», European Parliament, (IP/A/ITRE/FWC/2006-087/Lot 4/C1/SC2), feb. 2008.
- [5] ABB, «Enviline™ ESS Energy Storage System brochure». [En línea]. Disponible en: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107680A8596&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [6] Y. Alhazmi, «Techno-Economic Design Analysis of Electric Vehicle Charging Stations Powered by Photovoltaic Technology on the Highways of Saudi Arabia», *Energies*, vol. 18, n.º 2, p. 315, ene. 2025, doi: 10.3390/en18020315.
- [7] M. M. Mousa, S. M. Saleh, M. M. Samy, y S. Barakat, «Techno-Economic Analysis and Simulation of Electric Vehicle Charging Stations based on Green Energy System», en *2023 24th International Middle East Power System Conference (MEPCON)*, Mansoura, Egypt: IEEE, dic. 2023, pp. 1-6. doi: 10.1109/MEPCON58725.2023.10462477.

- [8] «Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE)», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/cae.html>
- [9] P. Nikolaidis y A. Poulikkas, «A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability», *Journal of Power Technologies* 97 (3) (2017) 220–245, 2017.

ANALYSIS OF ENERGY STORAGE AND SALES SCENARIOS IN RAILWAY ENVIRONMENTS

Author: Borja Vacas, María Luisa.

Supervisor: Cucala García, Asunción P.

Co-supervisor: Domínguez Gago, María

Collaborating Entity: Instituto de Investigación Tecnológica.

ABSTRACT

This project studies the feasibility of implementing an Energy Storage System (ESS) to harness regenerative energy generated in a railway system for electric vehicle charging. The results show that the integration of an ESS improves energy recovery and reduces the overall energy consumption of the system.

Keywords: Regenerative energy, Energy Storage Systems, ESS, energy storage, railway systems, electric vehicles, sustainability.

1. Introduction

Rail transport is one of the most energy-efficient modes of transportation [1]. Thanks to regenerative braking systems, trains can generate electricity during braking [2]. This electricity can be used to feed the train itself or other trains operating on the same catenary system. However, when there is insufficient demand to absorb this energy, or when no inverters are available to return it to the grid, the energy is dissipated as heat through braking resistors [3].

In recent years, several strategies have been developed to improve the utilization of this regenerative energy. Among them, Energy Storage Systems (ESSs) play a key role, as they can store the recovered energy and supply it later when demand arises (energy decoupling) [4], either for internal railway operations or to feed external loads [5].

At the same time, growing concerns regarding sustainability and the decarbonization of transportation have driven the expansion of electric mobility [6], increasing the need for charging infrastructure. In this context, the use of regenerative railway energy as a power source for electric vehicle charging stations represents an attractive solution [1], as it not only increases energy utilization but can also generate additional revenue through energy sales [7].

2. Project definition

The main objective of this project is to analyze different energy storage and energy sale scenarios in electrified railway environments, evaluating the technical and economic feasibility of using regenerative braking energy to supply electric vehicle charging stations. To achieve this objective, three scenarios are studied:

1. Base case: no external load and no energy storage system.
2. Electric vehicle charging station supplied directly from the electrical grid, operating independently from the railway system.
3. Integration of an ESS connecting the railway infrastructure to the charging station, enabling the utilization of regenerative energy generated during train braking to supply the electric vehicle charging station.

In addition to the energy analysis, an economic assessment is carried out considering different charging station utilization levels, as well as the impact of Energy Saving Certificates (ESC) on the profitability of the investment [8].

3. Description of the Model/System/Tool

The study was carried out using a traffic and electrification simulator, a tool that enables the modelling of energy exchanges between trains, substations, external loads, and energy storage systems.

The analysed infrastructure (Fig. A-1) includes an electric vehicle charging station with a rated power of 130 kW and the capacity to charge two vehicles simultaneously. The energy

storage alternatives considered include systems based on supercapacitors (EDLCs) and flywheel energy storage systems (FESSs) [2], [9]. Their energy performance, impact on railway operation, and economic feasibility were evaluated.

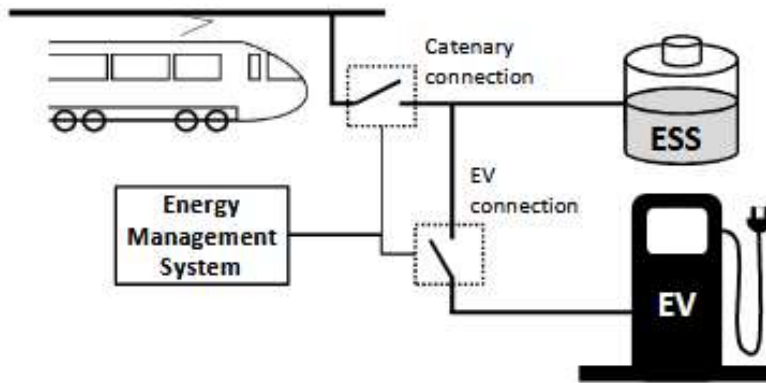


Figure A - 1: Electric Vehicle Charging System Based on Regenerative Energy Recovery in a Railway System.

To assess the different scenarios, several indicators were analysed, including the amount of regenerative energy utilised by the charging station, the energy consumed at the substation, and the variation in energy consumption with respect to the base case. Economic parameters were also considered, including the Net Present Value (NPV), the payback period, and the effect of Energy Saving Certificates.

4. Results

The results obtained show that the incorporation of an ESS increases the utilisation of the regenerative energy available within the railway infrastructure.

From an energy perspective, the storage system enables part of the energy recovered during train braking to be reused to supply the charging station [1], thereby reducing the amount of energy drawn from the electrical grid. Furthermore, the selected storage device not only decreases the energy consumed by the external load (Fig. A-2) but also reduces

substation energy consumption (Fig. A-3), as part of the stored energy, is subsequently reused by the railway system itself.

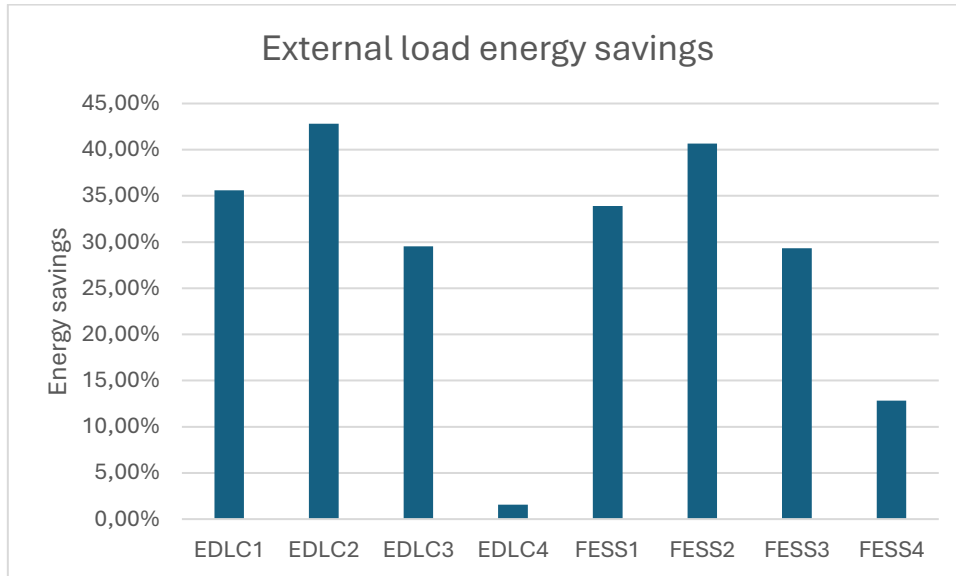


Figure A - 2: Energy savings of a 130kW external load

The comparative analysis of the different storage technologies identified the Supercapacitor (EDLC2) as the most suitable solution, as it provides the best balance between the benefits for the external load and those for the operation of the railway system.

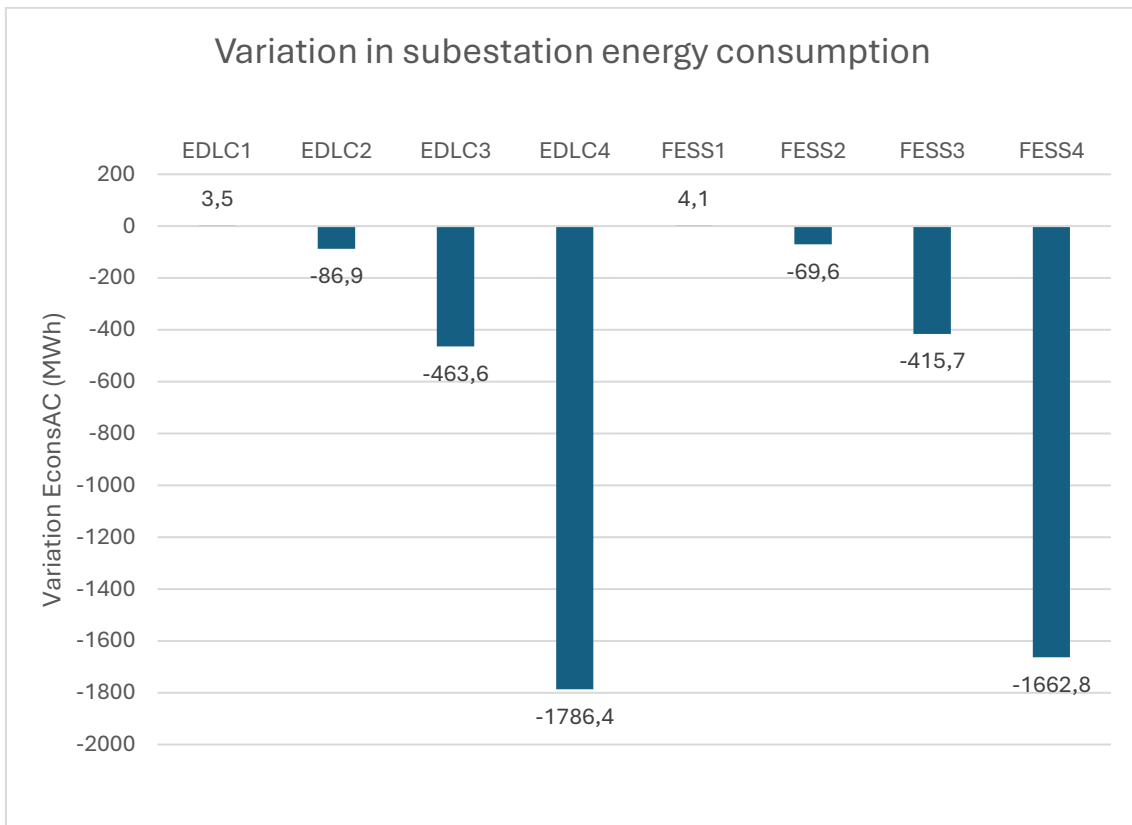


Figure A - 3: Change in substation energy consumption for each ESS relative to the Base Case without an energy storage system

Regarding the economic results (Table A-1), the scenarios with longer charging station operating hours generate higher annual revenues and, consequently, shorter investment payback periods. In addition, the incorporation of Energy Saving Certificates significantly improves the profitability of the investment, as they monetise the reduction in substation energy consumption resulting from the installation of the storage system.

Table A - 1: Economic savings relative to the Base Case

Operating time	NPV	Load without ESS	Load with ESS	ESS with ESC	
				Spain	Italy
8 hours / day	5 years	142.759,25 €	59%	69%	68%
	10 years	294.453,64 €	99%	104%	108%
	20 years	451.764,19 €	134%	137%	143%
4 hours / day	5 years	26.026,62 €	-197%	-133%	-137%
	10 years	94.492,28 €	46%	63%	75%
	20 years	150.152,60 €	121%	132%	151%

5. Conclusions

The results obtained confirm that the integration of electric vehicle charging stations into railway environments through energy storage systems constitutes a technically feasible solution capable of improving the overall energy efficiency of the system.

The incorporation of an energy storage device increases the utilisation of regenerative braking energy, reducing the energy consumption of both the railway infrastructure and the charging station by reusing part of the energy that would otherwise be dissipated as heat.

From an economic perspective, the profitability of the system mainly depends on the utilisation level of the charging station. In this regard, Energy Saving Certificates (ESCs) contribute significantly to improving the economic viability of the investment.

Overall, this project demonstrates the potential of energy storage systems as an effective solution for enhancing the utilisation of regenerative energy in railway systems while simultaneously improving the energy and economic performance of the system.

6. References

- [1] A. Fernandez-Rodriguez *et al.*, «Charging Electric Vehicles Using Regenerated Energy from Urban Railways», en *2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, Belfort: IEEE, dic. 2017, pp. 1-6. doi: 10.1109/VPPC.2017.8330998.

- [2] M. Domínguez *et al.*, «Review on the use of energy storage systems in railway applications», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 207, p. 114904, ene. 2025, doi: 10.1016/j.rser.2024.114904.
- [3] A. J. Lopez-Lopez, «Optimising the electrical infrastructure of mass transit systems to improve the use of regenerative braking». [Online]. Available: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/tesis/es/10113/Optimising_the_electrical_infrastructure_of_mass_transit_systems_to_improve_the_use_of_regenerative_braking
- [4] Dr. Chris Naish, Dr. Ian McCubbin, Mr. Oliver Edberg, Mr Michael Harfoot, y from the AEA Group, «Outlook of Energy Storage Technologies», European Parliament, (IP/A/ITRE/FWC/2006-087/Lot 4/C1/SC2), feb. 2008.
- [5] ABB, «Enviline™ ESS Energy Storage System brochure». [Online]. Available at: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107680A8596&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [6] Y. Alhazmi, «Techno-Economic Design Analysis of Electric Vehicle Charging Stations Powered by Photovoltaic Technology on the Highways of Saudi Arabia», *Energies*, vol. 18, n.º 2, p. 315, ene. 2025, doi: 10.3390/en18020315.
- [7] M. M. Mousa, S. M. Saleh, M. M. Samy, y S. Barakat, «Techno-Economic Analysis and Simulation of Electric Vehicle Charging Stations based on Green Energy System», en *2023 24th International Middle East Power System Conference (MEPCON)*, Mansoura, Egypt: IEEE, dic. 2023, pp. 1-6. doi: 10.1109/MEPCON58725.2023.10462477.
- [8] «Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE)», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. [Online]. Available at: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/cae.html>
- [9] P. Nikolaidis y A. Poullikkas, «A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability», *Journal of Power Technologies* 97 (3) (2017) 220–245, 2017.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción y planteamiento del proyecto	9
1.1. Introducción y motivación.....	9
1.2. Objetivos del proyecto.....	12
1.3. Metodología de trabajo.....	13
1.3.1. Estudio del estado del arte.....	13
1.3.2. Familiarización con las herramientas a emplear.....	14
1.3.3. Análisis de escenarios.....	14
1.3.4. Viabilidad económica de la implementación de un ESS.....	14
1.3.5. Análisis del efecto individual en los trenes.....	15
1.3.6. Venta de la energía para recarga de vehículos eléctricos. Análisis económico.....	15
1.3.7. Análisis y discusión de resultados.....	15
1.3.8. Redacción de la memoria.....	16
Capítulo 2. Descripción de las tecnologías	17
2.1. Funcionamiento del simulador.....	17
2.1.1. Inputs Excel.....	17
2.1.2. Inputs del simulador (settings).....	18
2.1.3. Outputs.....	21
Capítulo 3. Estado de la cuestión	25
3.1. Definición de energía regenerada.....	25
3.1.1. Aprovechamiento de la energía regenerada.....	26
3.2. Introducción a los Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	28
3.2.1. Funcionamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía.....	28
3.2.2. Tipos de Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	30
3.2.2.1 <i>Supercondensadores (EDLC)</i>	33
3.2.2.2 <i>Sistemas de volante de inercia (FESS)</i>	34
3.3. Demanda de recarga de vehículos eléctricos.....	34
Capítulo 4. Desarrollo de la memoria	37
4.1. Introducción a los casos.....	37

4.2. Primer escenario: Caso Base. Sin carga ni ESS	38
4.2.1. Descripción de las características del sistema	38
4.2.2. Simulación del sistema	40
4.2.2.1. <i>Inputs</i>	40
4.2.2.2. <i>Resultados simulación</i>	41
4.3. Segundo escenario: Implementación de cargadores eléctricos.....	42
4.3.1. Descripción de las características del sistema	42
4.3.2. Simulación del sistema	44
4.3.2.1. <i>Inputs</i>	44
4.3.2.2. <i>Resultados de la simulación</i>	45
4.3.3. Análisis económico	46
4.3.3.1. <i>Dos cargadores funcionando las 24 horas del día</i>	49
4.3.3.2. <i>Dos cargadores funcionando 8 horas al día</i>	50
4.3.3.3. <i>Dos cargadores funcionando 4 horas al día</i>	52
4.3.3.4. <i>Resultados</i>	53
4.4. Tercer escenario: Con carga y ESS.....	54
4.4.1. Descripción de las características del sistema	54
4.4.1.1. <i>Elección del acumulador adecuado</i>	55
4.4.1.2. <i>Impacto de la implementación de un acumulador sobre los operadores ferroviarios</i>	59
4.4.2. Simulación del sistema	60
4.4.2.1. <i>Inputs</i>	60
4.4.2.2. <i>Resultados de la simulación</i>	61
4.4.3. Análisis económico	62
4.4.3.1. <i>Dos cargadores funcionando 8 horas al día</i>	64
4.4.3.2. <i>Dos cargadores funcionando 4 horas al día</i>	65
4.4.3.3. <i>Resultados</i>	67
4.4.4. Análisis económico. Ahorro indirecto	67
4.4.4.1. <i>Dos cargadores funcionando 8 horas al día</i>	69
4.4.4.2. <i>Dos cargadores funcionando 4 horas al día</i>	71
4.4.4.3. <i>Resultados</i>	73

Capítulo 5. Análisis de los resultados	75
Capítulo 6. Conclusiones y trabajos futuros	79
6.1. Valoración global de los resultados	79
6.2. Alcance del estudio.....	81
6.3. Líneas futuras de investigación	82
Referencias	85
Anexo A: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	89

Índice de figuras

Figura 1: Gráfico de comparación de las emisiones de gases de efecto invernadero entre los distintos medios de transporte [6]	10
Figura 2: Cronograma.....	16
Figura 3: Interfaz del usuario del simulador.....	19
Figura 4: Foto de la simulación	20
Figura 5: Salida de resultados sin especificaciones de snapshots	22
Figura 6: Salida de resultados con especificaciones de snapshots	23
Figura 7: Flujo de energía en un sistema ferroviario [9]	25
Figura 8: Flujo de energía y operación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en sistemas ferroviarios [3]	26
Figura 9: Clasificación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía según la forma de energía almacenada [3]	27
Figura 10: Curva de control de un ESS [4]	28
Figura 11: Curva de comportamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía en función de la tensión de la catenaria [10]	30
Figura 12: Comparación de los principales tipos de acumulador en función de la densidad de potencia y de energía [3]	31
Figura 13: Comparación de los principales Wayside Energy Storage Systems en función de la potencia nominal y el tiempo de descarga [11].....	32
Figura 14: Diagrama esquemático de un Supercondensador [13].....	33
Figura 15: Diagrama esquemático de un Sistema de Almacenamiento de Energía de tipo Volante de Inercia [13]	34
Figura 16: Previsión de la Agencia Internacional de la Energía sobre las ventas de vehículos eléctricos desde 2018 hasta 2030 [15]	35
Figura 17: Esquema Caso Base	40
Figura 18: Ciclo de funcionamiento	41
Figura 19: Resultado simulación Caso Base	41
Figura 20: Estación de carga de Vehículos Eléctricos (imagen generada con IA para este proyecto).....	42
Figura 21: Gráfico de la potencia de carga en función del tiempo.....	43
Figura 22: Resultados simulación Caso 2: 24 horas.....	45
Figura 23: Resultados simulación Caso 2: 8 horas.....	45
Figura 24: Resultados simulación Caso 2: 4 horas.....	45
Figura 25: Sistema de carga de Vehículos Eléctricos a partir de la energía regenerada en un sistema ferroviario [10]	55
Figura 26: Ahorro energético de una carga externa de 130kW	57
Figura 27: Variación de la energía consumida en subestación para cada ESS en comparación con el caso base sin acumulador.	58

Figura 28: Resultados simulación Caso 3: 8 horas.....	61
Figura 29: Resultados simulación Caso 3: 4 horas.....	61
Figura 30: Resultado simulación periodo de inactividad	68

Índice de tablas

Tabla 1: Precios y tiempos de carga en España	36
Tabla 2: Distribución de los periodos operativos en un año	39
Tabla 3: Características cargador	47
Tabla 4: Resultados análisis económico Caso 2	54
Tabla 5: Características de los ESS analizados	56
Tabla 6: Comparación de la energía quemada en reóstatos con y sin acumulador.....	59
Tabla 7: Inputs sistema con ESS.....	61
Tabla 8: Resultados análisis económico Caso 3	67
Tabla 9: Resultados análisis económico Caso 3 + CAEs	73
Tabla 10: Resumen resultados obtenidos en el análisis económico	75

Capítulo 1. Introducción y planteamiento del proyecto

1.1. Introducción y motivación

La creciente preocupación por el medioambiente ha impulsado en los últimos años un mayor interés por el aprovechamiento eficiente y sostenible de la energía, no solo como respuesta al cambio climático sino también como una necesidad estratégica a nivel económico y social.

La transición hacia modelos energéticos más limpios y eficientes se ha convertido en una prioridad, tanto para reducir las emisiones contaminantes y la dependencia de combustibles fósiles, como para optimizar los costes asociados al consumo energético y mejorar la competitividad. Por tanto, la eficiencia energética y la integración de soluciones sostenibles adquieren un papel fundamental en el desarrollo de modelos energéticos más responsables y alineados con las necesidades actuales [1].

En este contexto, este Proyecto de Fin de Grado pretende estudiar la viabilidad técnico-económica del aprovechamiento de la energía regenerada en sistemas ferroviarios. En particular, se analizará la implementación de un acumulador de energía en la infraestructura, con el objetivo de alimentar vehículos eléctricos.

Un acumulador o Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE), conocido comúnmente por sus siglas en inglés ESS (Energy Storage System), es un dispositivo diseñado para almacenar energía en un momento determinado y posteriormente distribuirla cuando sea necesaria [2]. Estos sistemas permiten desacoplar temporalmente la generación y el consumo de energía, favoreciendo una mayor estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico [1].

La implementación de un sistema de almacenamiento de energía en un entorno ferroviario tiene como objetivo principal captar y almacenar la energía generada por los trenes durante el proceso de frenado eléctrico, conocida como energía regenerada, para su posterior reutilización [4]. Este proceso es posible gracias a que, durante la frenada, los

motores de tracción pasan a operar como generadores eléctricos, fenómeno conocido como frenado regenerativo [3].

Dicha energía regenerada puede ser aprovechada por otros trenes que se encuentren en el mismo sector eléctrico en ese mismo instante. No obstante, cuando no existe suficiente demanda como para cubrir la energía regenerada, aquella que no puede ser aprovechada, se disipa en forma de calor a través de resistencias de frenado (reóstatos), lo que supone una pérdida energética significativa [4]. Sin embargo, mediante la integración de un ESS, dicha energía puede ser almacenada y reutilizada posteriormente, ya sea para alimentar a otros trenes que circulen por la misma catenaria o para otros usos dentro de la infraestructura [5].

De este modo, se mejora la eficiencia global del sistema ferroviario, optimizando el balance energético y reduciendo tanto el consumo de energía procedente de la red como las pérdidas asociadas al proceso de frenado.

En el contexto de la red de transporte, el modo ferroviario ya presenta niveles de emisiones y contaminación significativamente inferiores en comparación con otros medios, tal y como se muestra en la figura 1. Aun así, existe margen de mejora en la gestión energética del sistema.

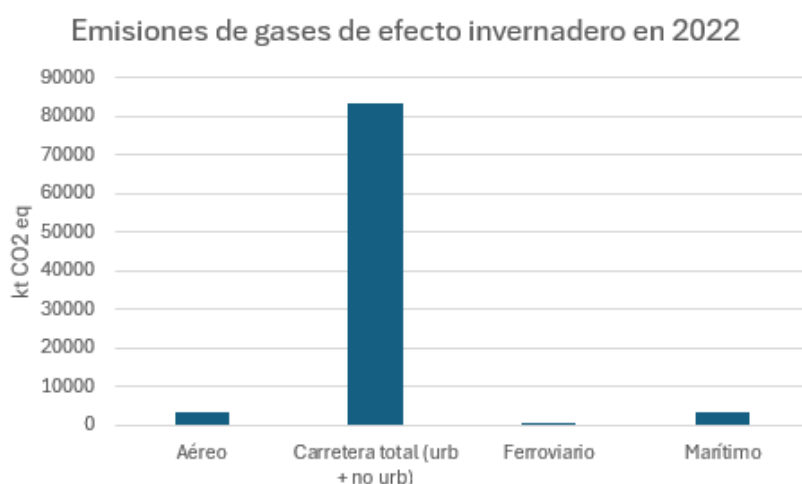


Figura 1: Gráfico de comparación de las emisiones de gases de efecto invernadero entre los distintos medios de transporte [6]

La implementación de un ESS reduce, por tanto, la necesidad de aportar energía adicional desde la red para la tracción de los trenes, lo que contribuye a la disminución del consumo energético total del sistema [7], así como de los costes operativos y de las emisiones indirectas asociadas a la generación eléctrica [3].

Por otro lado, se observa un incremento significativo en el uso de los vehículos eléctricos, impulsado por el desarrollo de nuevas tecnologías y la expansión de infraestructuras de recarga. Se abordará el estudio de la viabilidad técnico-económica de la implantación de un espacio destinado a la recarga de vehículos eléctricos en el entorno ferroviario. Para ello, se evaluarán los costes de inversión, explotación y los posibles ahorros e ingresos derivados del servicio prestado.

Se analizará la posibilidad de que parte de la energía suministrada a las baterías de los vehículos proceda de la energía regenerada por los trenes durante los procesos de frenado, siempre que su aprovechamiento no interfiera con las necesidades operativas del sistema ferroviario ni afecte negativamente a los distintos operadores implicados. En particular, se considerará que dicha utilización no debe comprometer el suministro energético requerido para la tracción de los trenes, ni alterar la estabilidad y calidad del sistema eléctrico ferroviario, o generar desequilibrios en el reparto de costes y beneficios entre los agentes involucrados.

De este modo, se pretende valorar el potencial de integración de dicha energía como fuente de alimentación del sistema de recarga, contribuyendo a una mayor eficiencia energética y a la sostenibilidad global de la instalación.

El presente proyecto podría aplicarse en líneas de Cercanías de España, donde parte de la energía regenerada producida durante el frenado de los trenes continúa desaprovechándose. En este contexto, la empresa suministradora de energía al sistema de tracción eléctrica (por ejemplo, Adif en el caso de España), podría valorar la instalación de una estación de recarga de vehículos eléctricos asociada a un aparcamiento ferroviario, aprovechando dicha energía para reducir la demanda eléctrica de la red y generar ingresos adicionales mediante la prestación del servicio de recarga.

1.2. Objetivos del proyecto

Los objetivos del presente trabajo constituyen el eje central de la investigación y sirven de guía a lo largo del análisis realizado. A través de ellos se define el alcance del estudio y se orienta la metodología empleada, garantizando así coherencia entre el planteamiento del proyecto, el desarrollo de la investigación, los resultados obtenidos y las conclusiones extraídas.

- 1) Estudio de la integración de sistemas de almacenamiento de energía en redes ferroviarias mediante un simulador eléctrico, analizando distintos escenarios de operación.

Se analizará el comportamiento de distintos tipos de acumuladores de energía en una red ferroviaria electrificada mediante un simulador que permita reproducir diferentes condiciones de explotación. El objetivo es evaluar el desempeño de cada ESS para distintos horizontes de tiempo, con el fin de determinar si alguno de ellos satisface no solo los requisitos técnicos sino también económicos, con el fin de identificar soluciones que resulten viables.

- 2) Evaluación del impacto de la energía regenerada por los trenes en entornos con múltiples operadores ferroviarios, con el objetivo de dimensionar adecuadamente el ESS y evitar efectos negativos en la operación.

Se estudiará el efecto de la implementación del sistema de almacenamiento tanto a nivel global de la red, como a nivel individual de cada tren. En particular, se desea que todos y cada uno de los trenes simulados vean reducida la energía quemada en reóstatos pues esto significará menores pérdidas, un mayor aprovechamiento de la energía regenerada y, por tanto, una mejora en la eficiencia del sistema.

- 3) Diseño de una estación de recarga para vehículos eléctricos (EV) alimentada con la energía regenerada de los trenes a través de un ESS.

Se evaluará la viabilidad técnico-económica de la instalación de un área de recarga para vehículos eléctricos en el entorno de la infraestructura ferroviaria, aprovechando el

excedente de la energía regenerada y almacenada en un ESS que no sea empleado en la alimentación de otros trenes. El estudio considerará la integración eléctrica del sistema y su compatibilidad con la operación ferroviaria existente, sin comprometer el funcionamiento de ésta.

- 4) Análisis económico bajo diferentes escenarios temporales, tanto para la energía regenerada como para la energía suministrada a los EV, proponiendo criterios para un reparto equitativo de los beneficios dentro del sistema

Una vez analizada la viabilidad técnico-económica de la implementación del puesto de recarga, se estudiará distintos escenarios de recarga. Se evaluará cómo el precio de la energía suministrada afecta a la rentabilidad del proyecto y se propondrán criterios que permitan un reparto equilibrado entre los agentes implicados.

1.3. Metodología de trabajo

Para la elaboración del proyecto y el cumplimiento de los objetivos previamente mencionados, se ha llevado a cabo una metodología bien definida, aunque sujeta a posibles cambios en función de los resultados que se han ido obteniendo. Además, pese a que el simulador utilizado ya estaba desarrollado, en el caso de detectar cambios o mejoras, estos se han ido incorporando a medida que avanzaba la investigación. El trabajo se ha llevado a cabo en 8 pasos, algunos de los cuales se realizaron en paralelo:

1.3.1. Estudio del estado del arte

Se ha realizado un estudio exhaustivo de los distintos artículos científicos publicados acerca de la incorporación de ESS y sistemas de recarga de vehículos eléctricos en sistemas ferroviarios. Asimismo, se han estudiado los distintos tipos de ESS existentes y sus características.

1.3.2. Familiarización con las herramientas a emplear

Dado que gran parte del proyecto se ha apoyado en el análisis y evaluación de distintos escenarios operativos, se han dedicado aproximadamente dos semanas a la familiarización con las herramientas y metodologías de estudio empleadas a lo largo del trabajo. Para ello, se compararon 2 tipos de acumuladores con 4 dimensionamientos distintos, en distintos escenarios temporales y operativos. Esto no solo ha permitido una primera toma de contacto con el simulador, sino que también ha resultado clave para detectar el ESS más conveniente para el caso base analizado.

1.3.3. Análisis de escenarios

Se han estudiado distintos escenarios con el objetivo de determinar qué ESS resultaba más conveniente para el caso analizado. Finalmente, se seleccionó un acumulador entre las 8 configuraciones estudiadas, pertenecientes a dos tecnologías concretas.

1.3.4. Viabilidad económica de la implementación de un ESS

Una vez analizada la viabilidad técnica de la implementación de un acumulador, se ha evaluado cuál de ellos no solo supone una mayor ventaja en cuanto al aprovechamiento energético, sino también respecto al impacto económico asociado. Para ello, se ha utilizado el Net Present Value (NPV), un indicador que calcula, a valor actual, la rentabilidad económica que una inversión generará en el futuro [8]. Asimismo, se han simulado distintos horizontes temporales para analizar el comportamiento del NPV del ESS previamente seleccionado.

1.3.5. Análisis del efecto individual en los trenes

Una vez identificado el acumulador que supone un mayor ahorro a nivel global, es decir, un mayor NPV para un mismo escenario sin aumentar el consumo global del sistema, se ha verificado que dicho ahorro beneficie también a cada uno de los trenes de manera individual. Esto se debe a que podría darse el caso de que, a nivel general, la inversión resultase rentable, pero que alguno de los trenes, pertenecientes incluso a operadores distintos, se viera perjudicado, lo que supondría un inconveniente a la hora de llevar a cabo el proyecto.

1.3.6. Venta de la energía para recarga de vehículos eléctricos. Análisis económico

Una vez comprobada la viabilidad para cada uno de los operadores de la implementación de un acumulador, el siguiente paso consistió en realizar un análisis del mercado con el objetivo de decidir el precio de venta de la energía para cargar coches eléctricos y, por consiguiente, determinar el tipo de carga más adecuado a implementar (rápida, lenta, etc.). Esto se debe a que el precio de la energía varía en función del tipo de carga empleada.

Una vez realizado el estudio de mercado, se pudo escoger qué tipo de recarga resulta más conveniente utilizar desde el punto de vista de la comercializadora.

1.3.7. Análisis y discusión de resultados

Se han recopilado una serie de conclusiones derivadas del análisis realizado, las cuales han servido como base para la posterior estructuración y redacción de la memoria. Estas se han fundamentado en el modelo de negocio más apropiado para el caso estudiado y desde el punto de vista de la empresa suministradora.

1.3.8. Redacción de la memoria

Por último, se ha llevado a cabo la redacción de la memoria final, construida a partir de las anotaciones y conclusiones recopiladas durante la investigación.

A continuación, se muestra el cronograma de los distintos pasos seguidos para la elaboración del proyecto, así como su planificación.

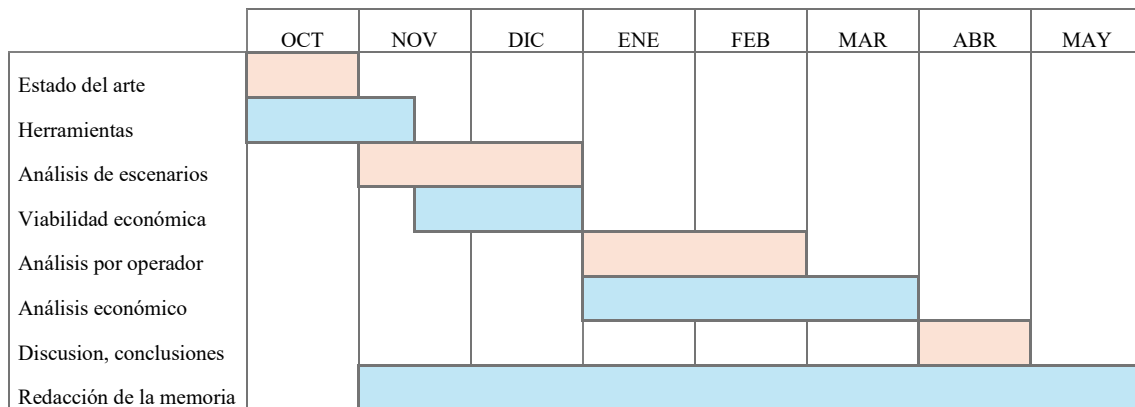


Figura 2: Cronograma

Capítulo 2. Descripción de las tecnologías

La principal herramienta empleada en el proyecto es un simulador de tráfico y electrificación desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, Universidad Pontificia Comillas. Este programa permite simular distintos escenarios en un sistema eléctrico de tracción, variando condiciones operativas o incluso simulando la implementación de un ESS en la infraestructura. Para el desarrollo de este, se ha empleado la herramienta Matlab, la cual permite ejecutar el programa.

En concreto, realiza el flujo de cargas del sistema, calculando cómo se distribuyen en cada instante las potencias y los intercambios de energía en la red en función de la demanda de los trenes. De este modo, se puede analizar la energía consumida en tracción, la energía regenerada durante el frenado y su aprovechamiento, así como el impacto del ESS en términos de almacenamiento y suministro en todos los trenes.

2.1. Funcionamiento del simulador

2.1.1. Inputs Excel

Para llevar a cabo la simulación, se dispone de un documento en formato Excel que permite al usuario modificar determinados parámetros con el fin de analizar escenarios con distintas condiciones operativas. Este archivo constituye la base de datos de entrada del simulador, ya que contiene los *Inputs* necesarios para llevar a cabo la simulación.

A partir de la variación de dichos parámetros, se han llevado a cabo varias simulaciones que han permitido evaluar el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones y, en consecuencia, identificar el tipo de acumulador que mejor se adapta a cada una de las situaciones analizadas.

A continuación, se presenta un listado de los principales parámetros incluidos en el documento de datos, acompañado de una breve descripción de cada uno de ellos:

- **Catenary catalogue:** Resistencia o impedancia de la catenaria a simular.
- **Track (vía):** Características topográficas de las vías, dónde se encuentran las estaciones, velocidad máxima de cada tramo, pendiente y características de las curvas.
- **Train:** Parámetros relacionados con el tren y sus motores.
- **AC:** Características de la línea de corriente alterna que alimenta al sistema.
- **Substations:** Características de los componentes de la subestación (transformadores, rectificadores, etc.).
- **ESS:** Descripción de los parámetros técnicos y económicos de los distintos acumuladores estudiados.
- **Station:** Carga (potencia en kW) de la estación de recarga para cada tipo de periodo.
- **Timetables:** Definición de los horarios en función del periodo de operación (*peak*, *off-peak* y *flat*).
- **Nodes:** Localización de los nudos de las líneas eléctricas.
- **Routes:** Definición de las rutas de los trenes y las secciones de la catenaria.

2.1.2. Inputs del simulador (settings)

Una vez se han decidido las condiciones técnicas del sistema bajo las cuales se desea operar y se han cargado los datos en el simulador, existen una serie de parámetros (*settings*) que el usuario debe introducir para llevar a cabo la simulación y que definen las características de esta (Fig. 3).

The image shows a software interface for a simulator, divided into three main sections: INPUT, SETTINGS, and OUTPUT. Below these is an Exit button.

- INPUT:** Contains a 'Browse Data' button, an 'Input Data' text field, and a 'Use Case' text field.
- SETTINGS:** Contains several sub-sections:
 - Scenario:** Includes a 'Case' dropdown menu (set to 'Timetable') and a 'Peak hour' dropdown menu.
 - NPV:** Includes 'Energy cost (€/kWh)' (0.1867), 'WACC (%)' (2.5), and 'Period (years)' (10).
 - ESS:** Includes radio buttons for 'One' (selected) and 'All', and a dropdown menu.
 - Times:** Includes 'Simulation step (s)' (3), 'Starting time (s)' (0), and 'Final time (s)' (100).
 - Base power (kVA):** A text field with the value 10000.
- OUTPUT:** Contains 'Save Results' and 'Open Results File' buttons.
- Exit:** A red button at the bottom.

Figura 3: Interfaz del usuario del simulador

En primer lugar, se debe seleccionar el caso que se desea analizar. Para ello, se elegirá entre 3 opciones de horizonte de simulación posibles:

- 1) Simulación de un único horario diario con intervalo acorde a periodo de hora punta, llano o valle (*peak / flat / off-peak hour*)
- 2) Simulación de un día completo de operación con los tres horarios anteriores. El día puede pertenecer a una temporada anual de demanda concreta: alta, llana o valle (*peak / flat / off-peak season*)
- 3) Simulación de un año completo compuesto por las tres temporadas anteriores: *year*

En segundo lugar, se elegirá el acumulador a estudiar de entre los definidos en el documento de datos. Se da la opción de estudiar uno o todos a la vez. Cabe destacar que

el seleccionar la opción de “all” no simula la instalación de todos a la vez, sino que recopila y emite los resultados de todos los ESS, pero cada uno instalado de manera aislada e individual en el sistema.

Además, se seleccionarán las características que definen los tiempos de simulación:

- 1) Simulation Step (s): tiempo entre “foto y foto” de la simulación. Siendo una foto un determinado circuito eléctrico definido por la posición y estado de los trenes en este instante. En la figura 4 se presenta una posible “foto” de una simulación.
- 2) Tiempo de inicio de la simulación (s)
- 3) Tiempo final de la simulación (s)

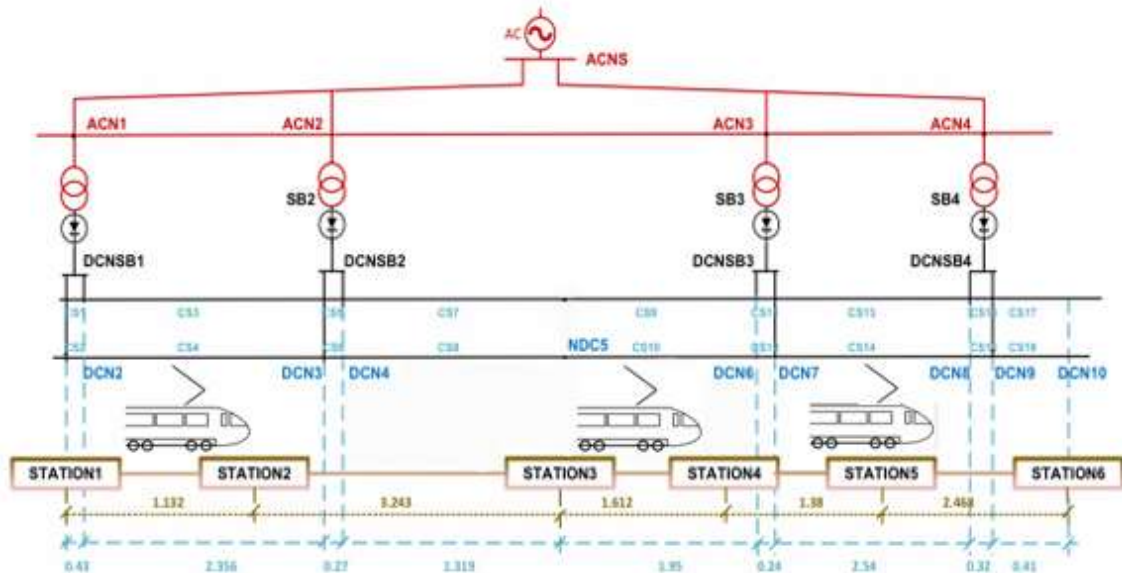


Figura 4: Foto de la simulación

Finalmente, se elegirá la potencia base del sistema (kVA).

2.1.3. Outputs

Una vez ejecutada la simulación, para la cual el usuario puede seleccionar si desea visualizar los resultados detallados de todos los *snapshots* (Fig. 6) o únicamente una compilación de estos (Fig. 5), el programa ofrece la posibilidad de exportar los resultados a un archivo en formato Excel. Esto facilita el tratamiento posterior de la información y permite un análisis más detallado de los datos obtenidos bajo las distintas condiciones de operación simuladas.

En el archivo generado se incluyen, por un lado, las representaciones gráficas de la potencia demandada y consumida tanto en la estación como en la subestación, expresadas en pu, así como la evolución de la energía almacenada en el ESS, también en pu. Por otro lado, se recogen los resultados numéricos asociados a la demanda y al consumo energético de los distintos elementos del sistema (carga externa, subestación, trenes y red de corriente alterna, entre otros) proporcionando así una visión completa del comportamiento energético global.

Del mismo modo, se incluyen indicadores relacionados con el rendimiento del sistema de almacenamiento, tales como la energía absorbida procedente del frenado regenerativo, la energía posteriormente suministrada al sistema o a la carga externa y la evolución del estado de carga a lo largo de la simulación.

Finalmente, el documento recoge los resultados globales obtenidos, teniendo en cuenta los porcentajes de ocurrencia de los diferentes horarios de operación y las variaciones estacionales. Además, se incluye el cálculo del NPV, con el objetivo de evaluar la viabilidad económica y la rentabilidad asociada a cada una de las configuraciones de ESS estudiadas.

Start Stop

Show snapshots results (slower)

```
*****
RESULTS FOR TIMETABLE "Peak hour" and EDLC1
*****

ENERGY CONSUMPTION AT SUBSTATIONS (MWh) :
#Subst      EconsAC      EconsDC
  1          0.0216      0.0215
  2          0.0116      0.0116
  3          0.0048      0.0048
  4          0.0027      0.0027
Total_____
              0.0406      0.0405

TRAIN ENERGY BALANCE (MWh) :
#Train      Econs      Eregen      Erhe
  T1        0.0403      0.0018      0.0114
Total_____
              0.0403      0.0018      0.0114

STATION:
Energy demand of the station: 1.6555kWh
Energy consumption of the station: 1.071kWh
Savings: 35.3066%

*****

Printing graphs.....
Time of calculations: 7.7705s

**Deleting temporary files.....

Total execution time: 15.7461s

**END**
```

Figura 5: Salida de resultados sin especificaciones de snapshots



Figura 6: Salida de resultados con especificaciones de snapshots

Capítulo 3. Estado de la cuestión

3.1. Definición de energía regenerada

Para la elaboración del presente proyecto, se ha tomado como punto de partida el concepto de energía regenerada, entendida como una estrategia clave para la mejora de la eficiencia energética. En el contexto de sistemas ferroviarios, la energía regenerada hace referencia a la energía que generan los trenes eléctricos durante el proceso de frenado, siempre que estén equipados con frenos regenerativos [9].

Cuando un tren reduce su velocidad, el motor empleado para la tracción pasa a actuar como generador, convirtiendo la energía cinética del tren en energía eléctrica la cual es susceptible de ser reutilizada en la red de tracción, tal y como se puede observar en la figura 7.

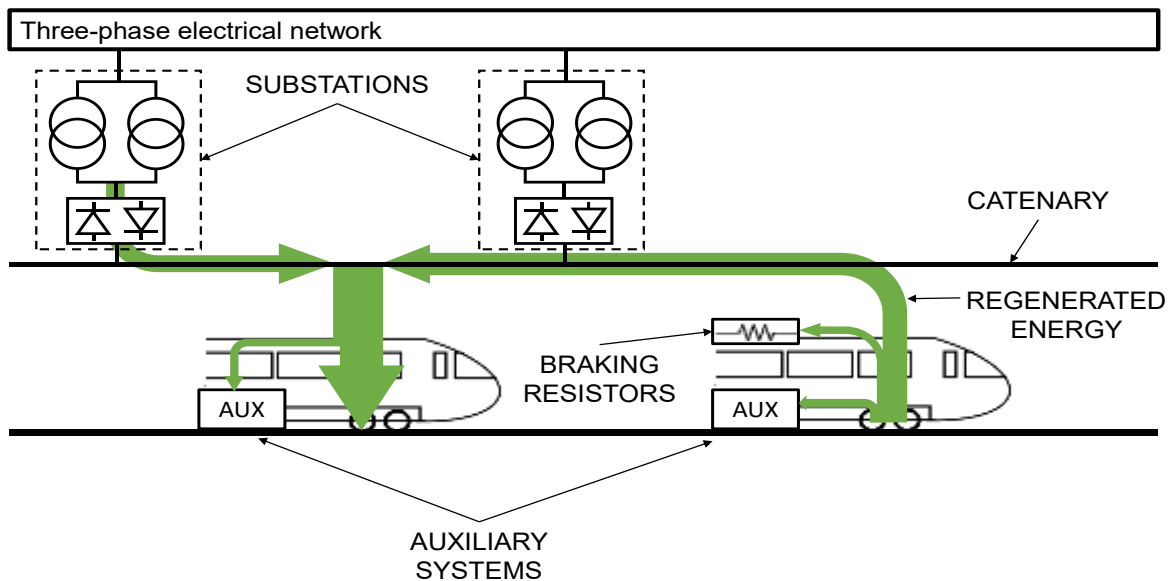


Figura 7: Flujo de energía en un sistema ferroviario [9]

3.1.1. Aprovechamiento de la energía regenerada

En condiciones operativas adecuadas, la energía regenerada puede ser empleada para la alimentación de otros trenes que circulan en la misma línea y se encuentran conectados a la catenaria, favoreciendo así un intercambio energético dentro del sistema ferroviario. Asimismo, esta energía puede ser inyectada de nuevo a la red eléctrica cuando la infraestructura dispone de los inversores necesarios para ello.

No obstante, dado que en numerosas ocasiones no existe una demanda simultánea suficiente que permita absorber la energía generada durante el frenado, se producen excedentes energéticos que, de no gestionarse adecuadamente, se disipan en forma de calor en los reóstatos.

Con el objetivo de reducir estas pérdidas y aumentar la eficiencia energética del sistema ferroviario, en los últimos años se han desarrollado e investigado distintas estrategias orientadas al aprovechamiento de estos excedentes de energía.

En la figura 8 se muestran distintas formas de aprovechamiento de energía regenerada en un sistema ferroviario. Entre ellas destacan los sistemas auxiliares de almacenamiento, que permiten al propio tren reutilizar la energía que genera durante el frenado, así como los sistemas de almacenamiento on-board y stationary, capaces de almacenar temporalmente dicha energía para su posterior utilización en el sistema.

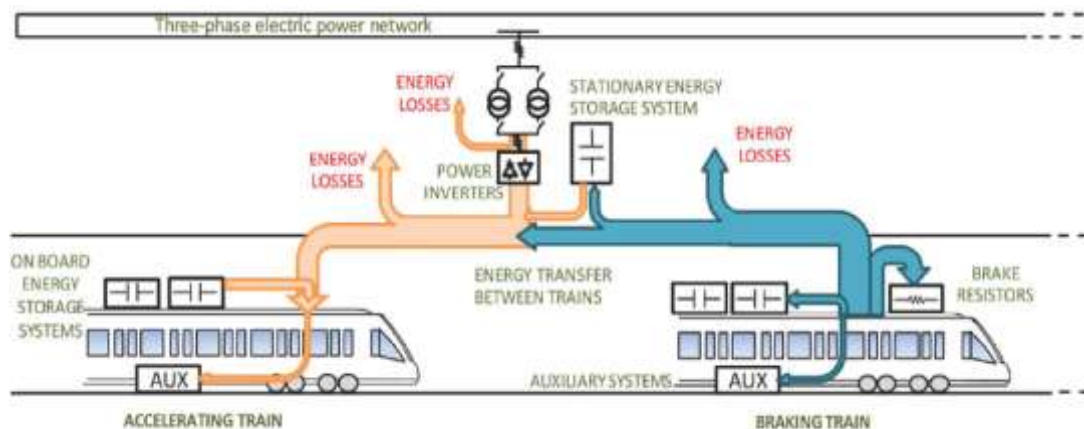


Figura 8: Flujo de energía y operación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en sistemas ferroviarios [3]

De entre las distintas alternativas estudiadas en la literatura, este proyecto (que carece de inversores) se centra en el análisis de una de ellas, concretamente de la instalación de un sistema de almacenamiento de energía (ESS), evaluando su viabilidad técnica y económica [2].

En la figura 9, se muestra un esquema con la clasificación de distintas tecnologías de almacenamiento de energía, en función de la forma de energía almacenada: Electrochemical Double-Layer Capacitor (EDLC), Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES), Fuel Cell (FC), Battery Energy Storage System (BESS), Flow Battery Energy Storage System (FBESS) y Flywheel Energy Storage System (FESS).

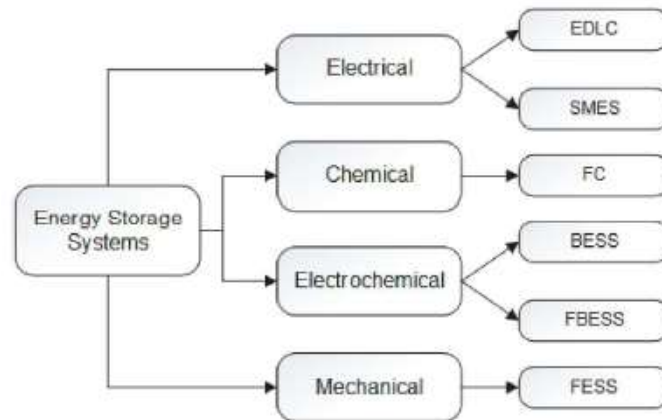


Figura 9: Clasificación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía según la forma de energía almacenada [3]

Mediante su integración, se posibilita la captación y almacenamiento temporal de parte de la energía regenerada, permitiendo su posterior redistribución al sistema cuando la demanda lo requiera, lo que contribuye tanto a la optimización del rendimiento energético global como a la mejora de la sostenibilidad y eficiencia económica del sistema ferroviario.

3.2. Introducción a los Sistemas de Almacenamiento de Energía

3.2.1. Funcionamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía

Tal y como se indica en el apartado 1.1. del presente documento, los sistemas de almacenamiento de energía permiten almacenar energía en un instante determinado para su posterior utilización, posibilitando desacoplar temporalmente la generación y el consumo energético. En el ámbito ferroviario, esta capacidad resulta especialmente relevante debido a la presencia de energía generativa y a la variabilidad de la demanda.

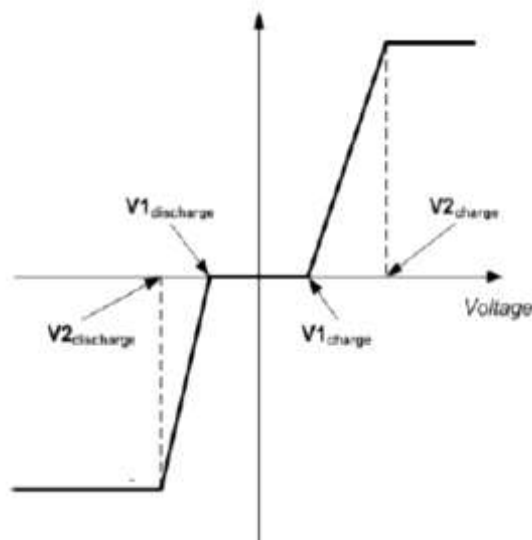


Figura 10: Curva de control de un ESS [4]

El funcionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) suele definirse mediante una curva característica de varios parámetros (Fig. 10), que establece el comportamiento del sistema en función de la tensión de la catenaria. De este modo, se puede describir de forma sencilla cuándo el sistema debe almacenar energía, cuándo debe suministrada y en qué condiciones permanece inactivo, garantizado una operación segura y adaptada a la red [4].

Esta curva define tres modos de funcionamiento (Fig. 11):

Modo de carga ($V_c > V_{1\text{charge}}$)

Cuando la tensión de catenaria es elevada, lo que indica un exceso de energía regenerativa, el ESS absorbe energía de la catenaria si dispone de capacidad. La corriente de carga aumenta de forma progresiva hasta alcanzar un valor máximo, que se mantiene constante a partir de un determinado umbral de tensión ($V_{2\text{charge}}$).

Modo de descarga ($V_c < V_{1\text{discharge}}$)

Cuando la tensión de catenaria disminuye por debajo de un umbral, reflejando así una alta demanda de los trenes, el ESS se encarga de suministrar energía a la catenaria. La descarga se produce de manera gradual hasta alcanzar una corriente máxima, que se mantiene constante a partir de una tensión límite ($V_{2\text{discharge}}$).

Modo intermedio ($V_{1\text{discharge}} < V_c < V_{1\text{charge}}$)

En condiciones normales de operación, el ESS no intercambia energía con la catenaria y se destina únicamente a cubrir la demanda de la carga externa existente, siempre que disponga de energía almacenada suficiente. Este modo evita ciclos innecesarios de carga y descarga, contribuyendo a una operación más eficiente del sistema.

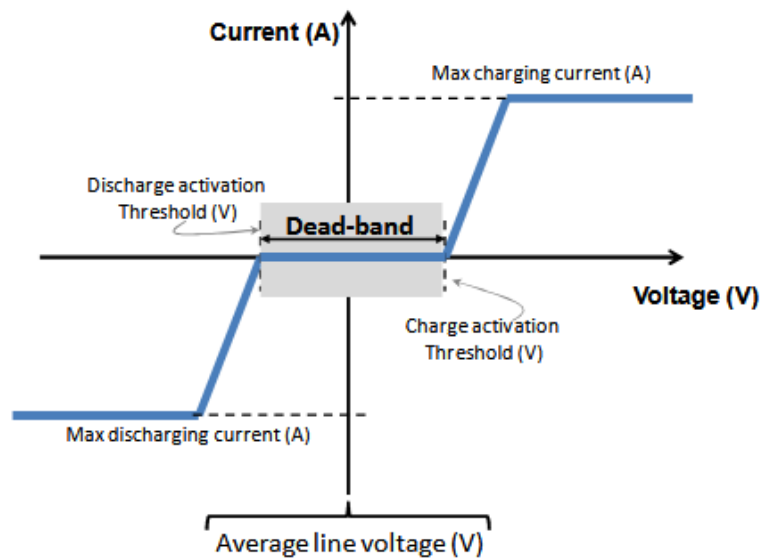


Figura 11: Curva de comportamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía en función de la tensión de la catenaria [10]

3.2.2. Tipos de Sistemas de Almacenamiento de Energía

Dentro de los sistemas de almacenamiento de energía aplicados al ámbito ferroviario, es posible distinguir entre aquellos que se encuentran instalados a bordo del propio tren (on-board ESS) y aquellos que se ubican de forma fija en la infraestructura, comúnmente denominados sistemas wayside o WESS (Wayside Energy Storage Systems) [3].

Mientras que los primeros permiten almacenar y reutilizar la energía regenerada únicamente por el propio tren en el que se encuentran instalados, los segundos captan la energía desde la catenaria y pueden distribuirla al conjunto del sistema, en función de la demanda energética existente [3]. Este último ha sido el escogido para el modelo del presente proyecto puesto que el objetivo principal es la alimentación de una carga externa.

En la figura 12 se puede observar cómo el EDLC es el tipo que presenta una mayor densidad de potencia mientras que la batería de litio, es el más favorable si el objetivo deseado es una densidad de energía elevada.

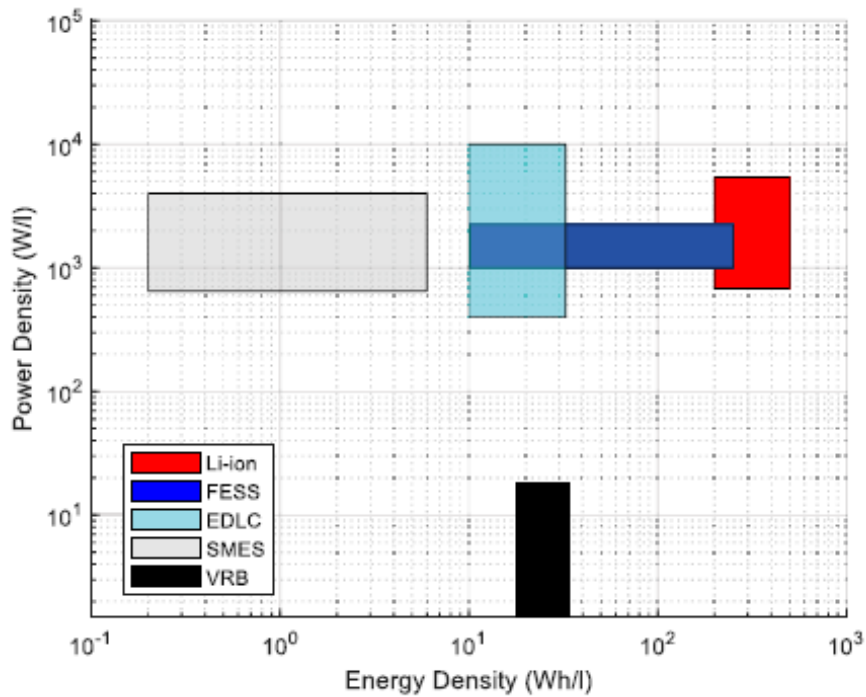


Figura 12: Comparación de los principales tipos de acumulador en función de la densidad de potencia y de energía [3]

En la figura 13 se muestra un gráfico en el que se sitúa cada tipo de acumulador en función de su potencia nominal y el tiempo de descarga. Se puede ver claramente como el EDLC es el que presenta un menor tiempo de descarga.

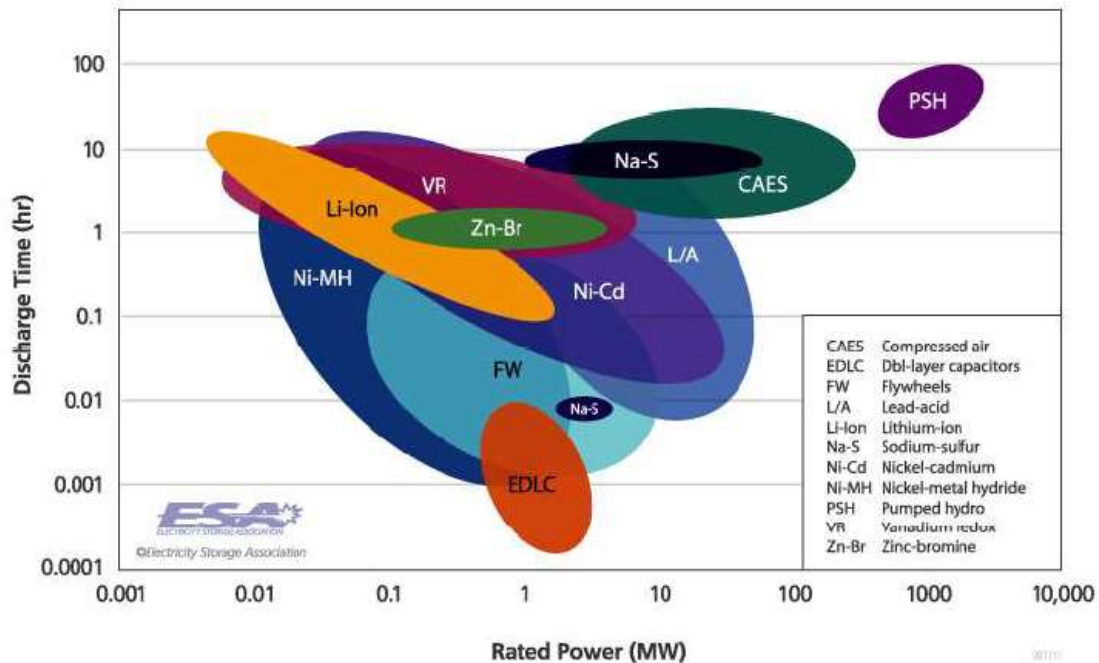


Figura 13: Comparación de los principales Wayside Energy Storage Systems en función de la potencia nominal y el tiempo de descarga [11]

Para el desarrollo del estudio se han recopilado datos técnicos y económicos de dos tecnologías de almacenamiento de tipo WESS: los supercondensadores o *Electric Double-Layer Capacitor* (EDLC) y los sistemas de volante de inercia o *Flywheel Energy Storage System* (FESS). Se han analizado ocho configuraciones en total, cuatro por cada tecnología, representativas de distintos niveles de potencia, capacidad y coste de inversión, entre otros.

El análisis integra tanto el comportamiento técnico como los costes de inversión de cada configuración. Este enfoque conjunto permite evaluar no solo el rendimiento operativo, sino también la viabilidad económica de cada alternativa. De este modo, se determina qué tecnología se adapta mejor a las distintas condiciones consideradas en la simulación y, en particular, a los distintos casos que se plantean para desarrollar el presente proyecto.

3.2.2.1 Supercondensadores (EDLC)

Los supercondensadores son dispositivos de almacenamiento de energía de forma eléctrica mediante una serie de condensadores, como su propio nombre indica (figura 14). Su principal característica es la rapidez con la que son capaces de cargarse y descargarse (figura 13), lo que les permite alcanzar altas densidades de potencia (figura 12). Son especialmente útiles en aplicaciones donde se producen picos de potencia o recuperaciones rápidas de energía, tal y como ocurre en el frenado regenerativo ferroviario.

Entre sus principales ventajas destacan una elevada eficiencia, bajos costes de mantenimiento y una vida útil muy elevada ya que soportan un número muy elevado de ciclos de carga y descarga [12]. Además, son muy versátiles pues se utilizan con frecuencia tanto como WESS como en sistemas on-board.

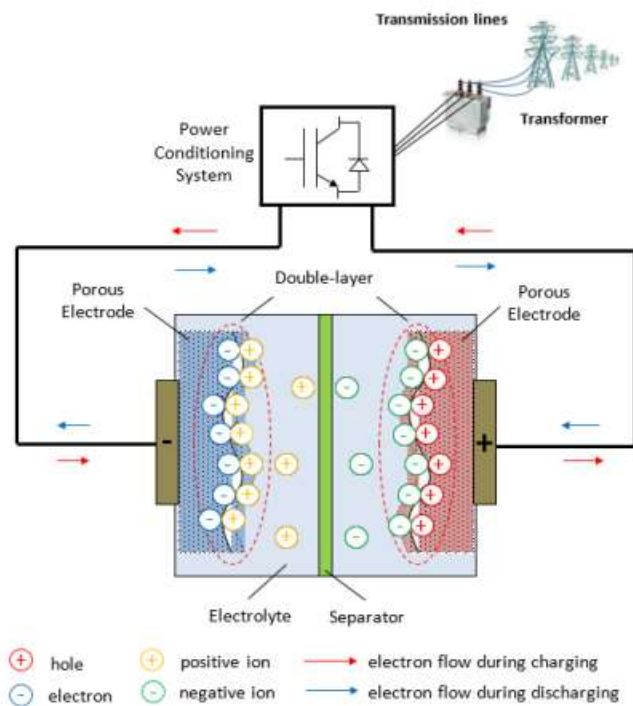


Figura 14: Diagrama esquemático de un Supercondensador [13]

3.2.2.2 *Sistemas de volante de inercia (FESS)*

Por su parte, los volantes de inercia almacenan energía de forma mecánica, concretamente en forma de energía cinética mediante el giro de un volante a alta velocidad (figura 15). Cuando se necesita recuperar dicha energía, el volante reduce su velocidad de giro, transformando nuevamente la energía mecánica en energía eléctrica.

Ofrecen buena capacidad de entrega de potencia, larga vida útil y mantenimiento reducido, aunque con una eficiencia ligeramente inferior [12]. En entornos ferroviarios, su aplicación se orienta principalmente a entornos estacionarios, debido a que su elevado peso no resulta óptimo para situarlos en el propio tren.

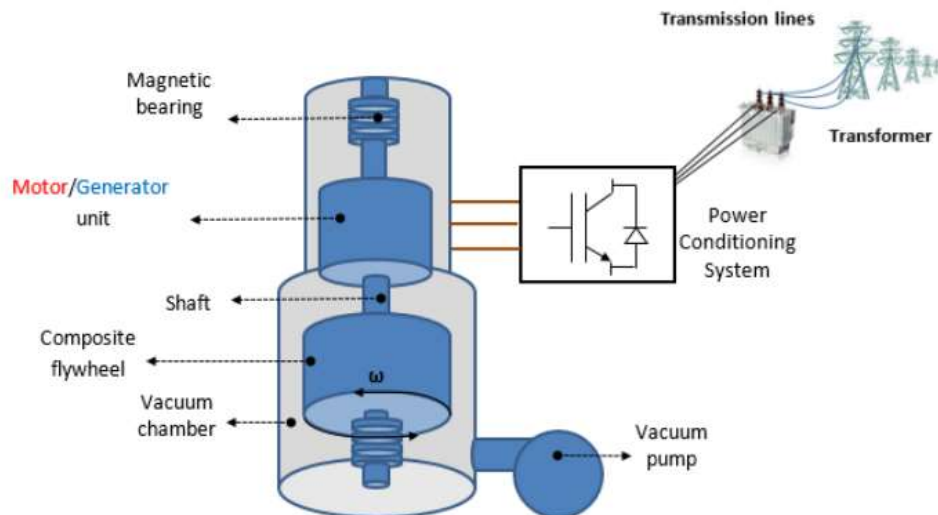


Figura 15: Diagrama esquemático de un Sistema de Almacenamiento de Energía de tipo Volante de Inercia [13]

3.3. Demanda de recarga de vehículos eléctricos

En los últimos años, la electrificación del transporte ha experimentado un crecimiento notable a nivel global, impulsado por políticas de descarbonización, avances tecnológicos en materia eléctricas y una mayor concienciación sobre el medioambiente. Además, políticas relacionadas con el uso de energía limpia en el centro de las grandes ciudades

ha disparado la venta de vehículos eléctricos, con el objetivo de conseguir “0 emisiones” y se prevé que siga aumentando, como se muestra en la figura 16 [14].

Este incremento en la venta de coches eléctricos se traduce directamente en un aumento de la demanda de energía destinada a su recarga, así como en la necesidad de instalar infraestructuras capaces de satisfacer dicha demanda de la forma más eficiente y sostenible posible [10].

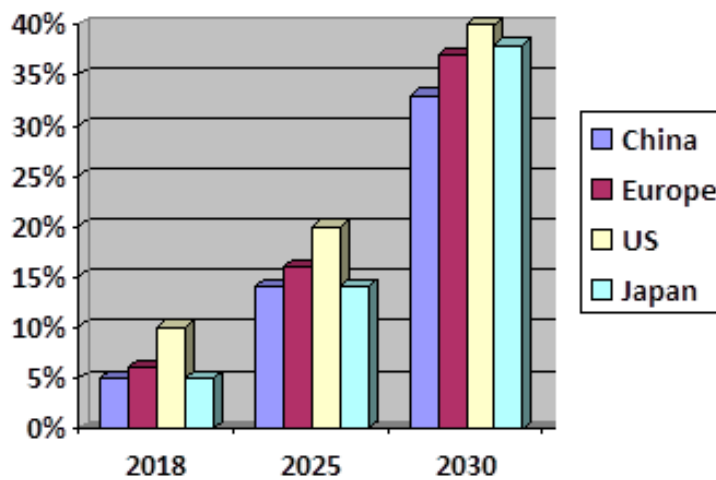


Figura 16: Previsión de la Agencia Internacional de la Energía sobre las ventas de vehículos eléctricos desde 2018 hasta 2030 [15]

Uno de los principales objetivos de este proyecto es el estudio de la viabilidad técnico-económica de la implementación de un sistema de carga de coches eléctricos. Por ello, es fundamental analizar la demanda energética asociada a este tipo de vehículos. Ya que será la que determine la potencia de recarga necesaria y, en consecuencia, el dimensionamiento de la instalación [14].

En la actualidad, se consideran distintos modelos de carga en función del tiempo de recarga, cada uno de ellos con características diferenciadas en términos de potencia (Tabla 1) y ámbito de aplicación. Asimismo, se analizan los niveles de potencia requeridos, el

consumo de las baterías y los costes asociados a ellas, tanto desde el punto de vista de la inversión inicial como de la operación del sistema a lo largo del tiempo [14], [15].

Tabla 1: Precios y tiempos de carga en España

Tipo de Carga	Potencia (kW)	Precio (€/kWh)	Tiempo de Carga
Lenta (DC)	3,5-4,5	0,10-0,20	15-25h
Semi-rápida (AC)	7,4-22	0,20-0,30	3-9h
Rápida (DC)	50-100	0,30-0,45	20-60min
Ultra-rápida (DC)	150-350	0,50-0,80	10-30min

De esta manera, la caracterización de estos parámetros permite definir escenarios representativos de funcionamiento de las estaciones de recarga, los cuales constituyen la base para el análisis técnico y económico de este tipo de sistemas, así como para evaluar su viabilidad en distintos contextos de operación.

Capítulo 4. Desarrollo de la memoria

4.1. Introducción a los casos

Con objetivo de analizar la viabilidad técnico-económica de la instalación de un sistema de almacenamiento de energía en un entorno ferroviario para su posterior aprovechamiento como fuente de energía en un parking de vehículos eléctricos, se han considerado tres configuraciones diferentes de instalación.

En primer lugar, se parte del Caso Base, correspondiente a la configuración inicial del sistema, sin la incorporación de cargas externas ni sistemas de almacenamiento. Este escenario servirá como referencia para el resto de los casos estudiados.

A continuación, se plantea la instalación de una estación de recarga de vehículos eléctricos. Para ello, se han evaluado distintas configuraciones de número de vehículos y velocidad de recarga hasta dar finalmente con la utilizada. Una vez definido el modelo de recarga, se ha estimado la potencia necesaria para abastecer la demanda de la estación. Además, se han analizado varios escenarios en función del número de horas de conexión de la carga: 24 horas al día como caso genérico, 8 horas representando un día con una alta afluencia de vehículos y 4 horas, simulando un día de menor actividad.

Finalmente, se ha estudiado la posibilidad de obtener parte de la energía demandada por la estación de recarga de un sistema ferroviario, mediante la implementación de un sistema de almacenamiento de energía, donde se aprovecha la energía regenerada por los trenes que circulan por la catenaria. Este escenario permite evaluar no solo el comportamiento técnico de la instalación sino también la viabilidad económica de implementar un ESS, determinando en qué casos es útil emplearlo y a partir de qué horizonte temporal resulta rentable la inversión.

Finalmente, a partir de los resultados obtenidos en cada uno de los casos se realizará una comparación desde el punto de vista energético y económico, permitiendo analizar el impacto de la incorporación de la estación de recarga y del sistema de almacenamiento sobre el funcionamiento global de la instalación.

4.2. Primer escenario: Caso Base. Sin carga ni ESS

4.2.1. Descripción de las características del sistema

El primer escenario contemplado, al que denominaremos Caso Base, constituye la referencia inicial para el análisis técnico-económico del sistema ferroviario a estudiar. Este caso representa la configuración actual de la infraestructura y de la operación, sirviendo como referencia para comparar tanto la instalación de un sistema de recarga como para las distintas alternativas de incorporación de un sistema de almacenamiento de energía.

Las principales características que definen el caso de estudio son las siguientes:

- 6 estaciones
- 4 subestaciones que suministran energía a la red de tracción en corriente continua (CC), procedente de la red de alterna (CA)
- Nodos eléctricos
 - 14 en CC
 - 9 en CA
- Condiciones de tráfico ferroviario y horarios:
 - Programación diaria que refleja tres periodos operativos diferenciados:
 - Horas punta (frecuencia máxima de trenes): Intervalo de 16 min
 - Horas valle intermedias (frecuencia moderada): Intervalo de 20 min
 - Horas valle (frecuencia mínima): Intervalo de 24 min
 - Condiciones anuales de tráfico representadas mediante tres perfiles operativos estacionales:
 - Temporada alta
 - Temporada media

- Temporada baja
- Tiempo de parada del tren en estación: 30 s

En la tabla a continuación se muestra la distribución de los horarios en un día en función de la temporada del año, y la distribución de éstas en un año.

Tabla 2: Distribución de los periodos operativos en un año

DISTRIBUTION				
YEARLY (%)		DAILY (%)		
		Peak hour	Flat Hour	Off-peak hour
Peak season	30	55	25	20
Flat season	50	10	50	40
Off-peak season	20	10	30	60

- Material rodante:
 - Tipo de tren: UT446
 - Características eléctricas: tensión de alimentación 3,3 kV en CC
 - Masa: 220 toneladas
 - Velocidad máxima: 100 km/h

Todos estos elementos del Caso Base quedan detallados en la figura que se presenta a continuación.

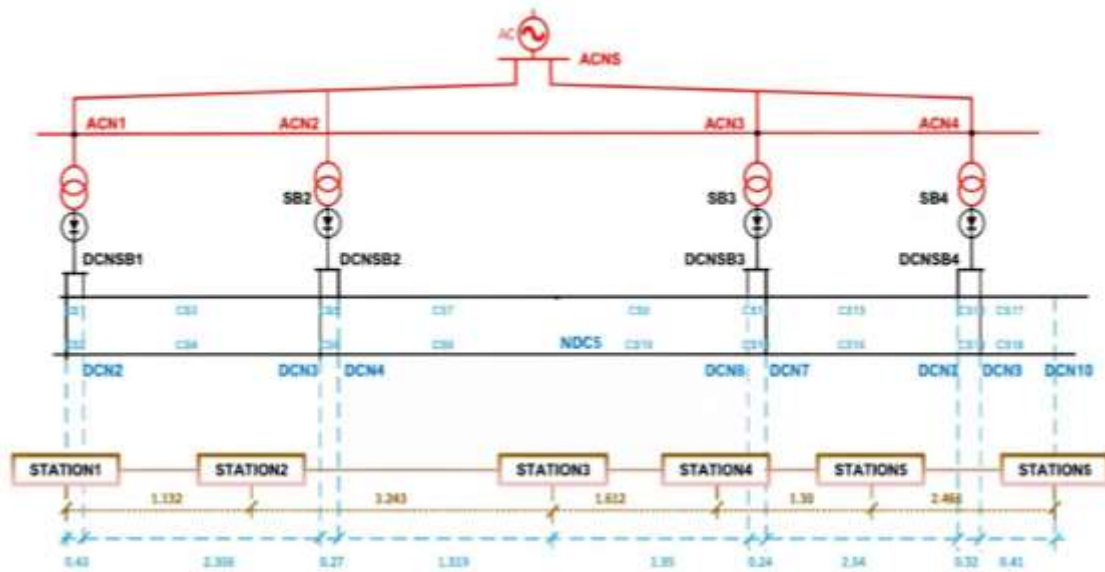


Figura 17: Esquema Caso Base

En este sistema, la energía que generan los trenes al frenar (energía regenerada) es aprovechada como energía de tracción por otros trenes que circulan por la catenaria y están conectados a la misma catenaria. No obstante, hay una parte importante de dicha energía que se pierde en los reóstatos, unas resistencias que transforman la energía regenerada que no se puede aprovechar en calor [4].

Si no tenemos carga externa, la única energía consumida es la de los propios trenes.

4.2.2. Simulación del sistema

4.2.2.1. Inputs

El caso base está constituido por las subestaciones y los trenes que circulan por la vía, sin ninguna carga externa adicional ni acumulador.

En cuanto a las características de la simulación, se han estudiado distintos escenarios de tráfico con el objetivo de determinar el horizonte de simulación más adecuado para el

análisis. Para ello, se han considerado los diferentes escenarios de operación definidos en el modelo (*peak hour*, *off-peak hour* y *flat hour*), evaluando el tiempo necesario para que se produzca al menos un tramo de tiempo de funcionamiento del sistema que se repite periódicamente, tal y como se muestra en la figura 18, donde se muestra la potencia para cada *snapshot*.

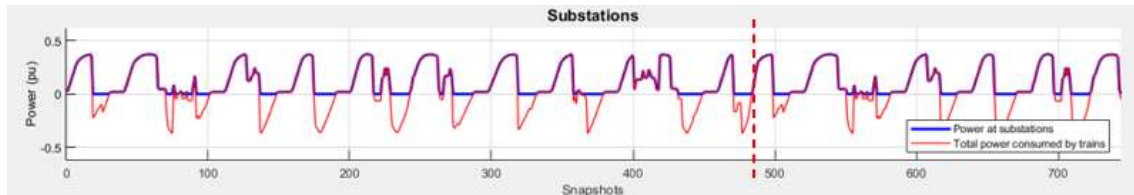


Figura 18: Ciclo de funcionamiento

A partir de este estudio, se concluye que el tiempo mínimo de simulación debe ser de 2.000 s, ya que es el valor mínimo que garantiza que todos los tipos de *timetable* finalicen un ciclo completo y permitan representar correctamente el comportamiento del sistema.

Finalmente, se ha optado por utilizar un tiempo de simulación de 3.600 s, dado que este valor se adapta de forma más adecuada a la posterior conversión y extrapolación de resultados a una escala de 24 horas por día.

Por último, se ha seleccionado una potencia base de 10.000 kVA, que se empleará en todas las simulaciones realizadas, tanto en este como en el resto de los casos estudiados.

4.2.2.2. Resultados simulación

ENERGY CONSUMPTION AT SUBSTATIONS (Gwh) :		
EconsAC	EconsDC	
11.4471	11.4369	
TRAINS ENERGY CONSUMPTION (Gwh) :		
Econs	Eregen	Erhe
12.1831	0.8452	5.4569

Figura 19: Resultado simulación Caso Base

Como se muestra en la figura 19, el simulador registra un consumo energético anual en las subestaciones de 11,4471 GWh (11.447.100 kWh), junto con los valores correspondientes al consumo y regeneración de energía de los trenes.

4.3. Segundo escenario: Implementación de cargadores eléctricos

4.3.1. Descripción de las características del sistema

En este caso se plantea la implementación de una estación de recarga para vehículos eléctricos, con el objetivo de evaluar su viabilidad técnico-económica. Concretamente, se estudiará la instalación de un aparcamiento con capacidad para dos coches, equipado con la infraestructura necesaria para permitir la recarga simultánea de ambos vehículos, tal y como se muestra en la ilustración siguiente.



Figura 20: Estación de carga de Vehículos Eléctricos (imagen generada con IA para este proyecto)

Para el diseño de la instalación se han considerado distintas alternativas de recarga disponibles actualmente en el mercado, analizando aspectos como el coste de la energía eléctrica, la potencia requerida, el tiempo de recarga y el coste de la instalación de los equipos [14]. Tras realizar un análisis comparativo entre las diferentes opciones, se ha concluido que una solución adecuada consiste en la instalación de dos puntos de recarga

rápida. Este tipo de cargadores ofrecen una mayor rotación y disponibilidad de uso de la infraestructura.

Se estima un tiempo aproximado de recarga de 30 minutos por vehículo e implica una potencia de 100 kW por cargador [16] y un coste de la energía en el mercado de unos 0,35 €/kWh [17], [18]. No obstante, en condiciones reales de operación, la recarga de los vehículos no se realiza desde un estado de batería completamente descargado hasta el 100 % de la carga, sino que se estima una recarga parcial entre el 10 % y el 80 % de la capacidad de la batería. Es por ello por lo que el proceso de carga no mantiene de forma constante la potencia máxima [10].

Con el objetivo de representar un comportamiento más realista del sistema, se ha adoptado el siguiente perfil de potencia durante el proceso de recarga:

- min 1–5: 100 kW
- min 6–20: 70 kW
- min 21–30: 40 kW

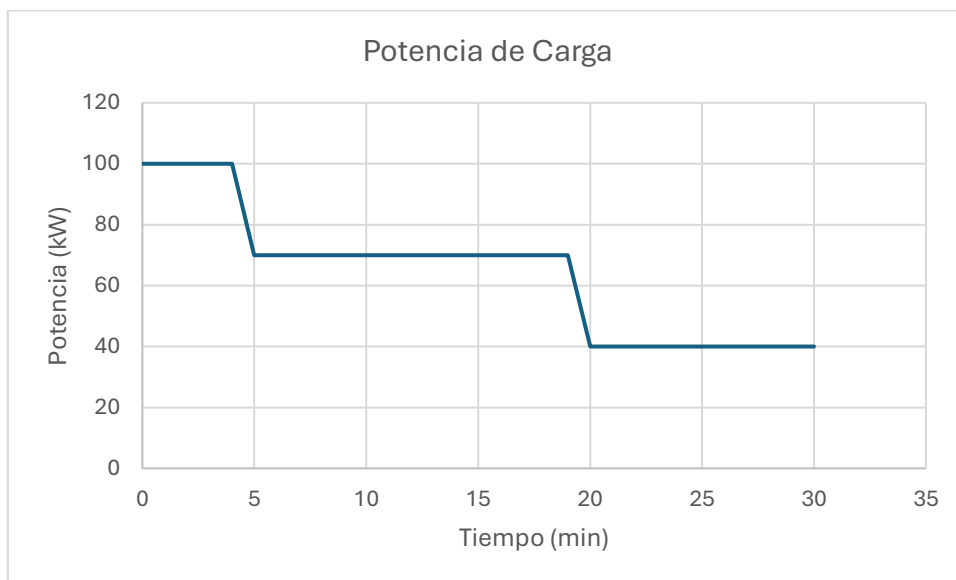


Figura 21: Gráfico de la potencia de carga en función del tiempo

A partir de este perfil de funcionamiento (Fig. 21), y mediante el cálculo de la media ponderada de potencia durante todo el proceso de recarga, se obtiene una potencia media aproximada de 65 kW por vehículo. Por tanto, considerando el funcionamiento simultáneo de los dos puntos de recarga, la potencia total media estimada de la instalación será de aproximadamente 130 kW.

Así mismo, además del análisis energético y operativo de la instalación, se estudiará la inversión inicial necesaria que supone la instalación de los cargadores [19], [20], así como el posible modelo de negocio basado en la compraventa de energía eléctrica. En este contexto se determinará el precio mínimo de venta de energía que permita amortizar la inversión realizada y cubrir los costes de operación del sistema. Finalmente, se evaluará la viabilidad económica del proyecto considerando distintos escenarios de explotación, con el objetivo de analizar si la comercialización de la energía puede generar un margen de beneficio para la empresa operadora.

4.3.2. Simulación del sistema

4.3.2.1. *Inputs*

Para la simulación del sistema, en este escenario se proporcionará al simulador una entrada de una carga externa de 130 kW, asociada a la estación de recarga de vehículos eléctricos descrita anteriormente. Con el objetivo de analizar distintos escenarios de funcionamiento y su posterior rentabilidad económica, se han considerado tres escenarios temporales de conexión de la carga: 24, 8 y 4 horas; siendo los dos últimos los más representativos de una operación realista.

En este caso, la energía demandada por la carga externa (estación de recarga) será cubierta directamente por el mercado eléctrico. De este modo, toda la energía consumida por los cargadores deberá ser abastecida por la red.

4.3.2.2. Resultados de la simulación

```

ENERGY CONSUMPTION AT SUBSTATIONS (GWh) :
  EconsAC    EconsDC
  11.4471    11.4369

TRAINS ENERGY CONSUMPTION (GWh) :
  Econs      Eregen      Erhe
  12.1831    0.8452      5.4569

STATION:
  Energy demand  Energy consumption  Savings
  1138.8000MWh   1138.8000MWh       0.00%
    
```

Figura 22: Resultados simulación Caso 2: 24 horas

```

ENERGY CONSUMPTION AT SUBSTATIONS (GWh) :
  EconsAC    EconsDC
  11.4471    11.4369

TRAINS ENERGY CONSUMPTION (GWh) :
  Econs      Eregen      Erhe
  12.1831    0.8452      5.4569

STATION:
  Energy demand  Energy consumption  Savings
  378.6510MWh    378.6510MWh       0.00%
    
```

Figura 23: Resultados simulación Caso 2: 8 horas

```

ENERGY CONSUMPTION AT SUBSTATIONS (GWh) :
  EconsAC    EconsDC
  11.4471    11.4369

TRAINS ENERGY CONSUMPTION (GWh) :
  Econs      Eregen      Erhe
  12.1831    0.8452      5.4569

STATION:
  Energy demand  Energy consumption  Savings
  188.8510MWh    188.8510MWh       0.00%
    
```

Figura 24: Resultados simulación Caso 2: 4 horas

Como se muestra en las figuras 22, 23 y 24, el simulador registra un consumo energético en las subestaciones de 11,447 GWh (11.447.100 kWh), mismo valor que el obtenido cuando no existía carga externa conectada a la red puesto que la energía en subestación hace referencia al consumo de los trenes y, en este caso, el consumo éstos y de la estación se encuentran desligados.

La demanda y el consumo energético durante un año de la carga externa asociada a la estación cuando esta se encuentra conectada 24 horas a la red es de 1.138,8 MWh (1.138.800 kWh). Para 8 horas es de 378.651 kWh y para 4 horas de 188.851 kWh.

Cabe destacar que, para los tres escenarios temporales analizados, la demanda energética y el consumo de la estación de recarga presentan el mismo valor, como era de esperar puesto que el consumo hace referencia a la energía requerida por la carga externa y suministrada directamente desde la red eléctrica.

4.3.3. Análisis económico

Con el objetivo de evaluar la viabilidad económica de la instalación, se analizarán distintos escenarios en función del tiempo diario de utilización de los cargadores. Para ello, se parte de la potencia de carga de 130 kW y se considera un precio de compra de la energía de 0,35 €/kWh y se vende a un precio de 0,50 €/kWh [17], [18].

A partir de estos valores, se estimarán los costes e ingresos anuales asociados a la operación del sistema y, junto a los costes de mantenimiento, se obtendrá el beneficio neto anual o flujo de caja (FC) de cada escenario estudiado.

A continuación, se presenta una tabla con las características del cargador utilizado para el desarrollo del proyecto.

Tabla 3: Características cargador

CARGADOR					
Potencia de carga [kW]	Tiempo de recarga [min]	Precio de adquisición [€]	Coste de instalación [€]	Coste de mantenimiento anual [€]	Valor residual [€]
65	30	35.000	10.000	2.000	7.500

Una vez determinado el beneficio anual esperado, se procederá a calcular el Valor Actual Neto, indicador que permitirá evaluar la rentabilidad de la inversión en la infraestructura de los cargadores para la posterior comercialización de la energía suministrada [4].

Para ello, se tendrá en cuenta la inversión inicial (I_0) de aproximadamente 85.000 €, correspondiente al coste de adquisición e instalación de los cargadores [19], [20]. Este importe se desglosa de la siguiente manera:

- Precio de adquisición de los cargadores:

$$35.000 \text{ €} \cdot 2 = 70.000 \text{ €}$$

- Coste de instalación:

$$10.000 \text{ €} + 5.000 \text{ €} = 15.000 \text{ €}$$

Cabe destacar que, aunque el coste de adquisición se duplica al instalar un segundo cargador, esto no ocurre de la misma manera con el coste de instalación pues una parte del coste de la infraestructura es común para ambos equipos, por lo que la instalación del segundo cargador resulta significativamente inferior a la del primero.

Por otro lado, para el cálculo del NPV se consideran varios parámetros económicos adicionales, como la vida útil de los cargadores (N), que se estima en unos 10 años [20],

con un valor residual (VR) de 15.000 € al final de dicho periodo. Asimismo, se adopta una tasa de descuento (r) del 7 %.

Con estos parámetros, se realizará el cálculo del NPV para horizontes temporales de 5, 10 y 20 años mediante la siguiente expresión.

$$NPV(n) = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n} \quad (1)$$

Dado que la vida útil estimada de los cargadores es de 10 años y el horizonte de análisis considerado alcanza los 20 años, resulta necesario contemplar la sustitución de los equipos una vez finalizada su vida útil. Por este motivo, se incorpora una inversión de reposición en el año 10, calculada como la diferencia entre el coste de adquisición de los nuevos cargadores y el valor residual de los equipos existentes en ese momento.

Finalmente, dicho importe se actualiza a valor presente mediante la aplicación de la tasa de descuento del proyecto, permitiendo así integrarlo correctamente en el cálculo del NPV para horizontes temporales superiores a la vida útil de los equipos.

La expresión final empleada para el cálculo del NPV es:

$$NPV(n) = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n} - \frac{I_{rep}}{(1+r)^N} \quad (2)$$

donde:

$$I_{rep} = I_{nuevo} - VR \quad (3)$$

Es importante señalar que la inversión asociada a los nuevos cargadores (I_{nuevo}) no equivale a la inversión inicial completa de 85.000 €, ya que en la reposición únicamente se contempla el coste de adquisición de los equipos de carga. La infraestructura de soporte e instalación ya se encuentra implementada, por lo que no es necesario volver a asumir dicho coste.

Por tanto, la inversión de reposición considerada es:

$$I_{\text{rep}} = 70.000 - 15.000 = 55.000 \text{ €}$$

4.3.3.1. Dos cargadores funcionando las 24 horas del día

En este apartado se analizará el caso en el que los cargadores funcionan de manera continua durante las 24 horas del día. Considerando la potencia de 130 kW, la demanda energética diaria es:

$$130 \text{ kW} \cdot 24 \text{ h} = 3.120 \text{ kWh/día}$$

equivalente a un consumo energético anual de:

$$3.120 \text{ kWh/día} \cdot 365 \text{ días} = 1.138.800 \text{ kWh/año}$$

Considerando un precio de compra de la energía de 0,35 €/kWh, el coste anual asociado al suministro energético es:

$$1.138.800 \text{ kWh/año} \cdot 0,35 \text{ €/kWh} = 398.580 \text{ €/año}$$

Por otro lado, considerando un precio de venta de la energía de 0,50 €/kWh, los ingresos anuales obtenidos son:

$$1.138.800 \text{ kWh/año} \cdot 0,50 \text{ €/kWh} = 569.400 \text{ €/año}$$

Por tanto, el beneficio bruto anual resultante es:

$$569.400 - 398.580 = 170.820 \text{ €/año}$$

Finalmente, teniendo en cuenta unos costes de mantenimiento anuales de aproximadamente 4.000 €, el beneficio neto anual ascendería a **166.820 €**.

Con todo ello, calculamos el VAN o NPV, mediante la fórmula (2):

- Inversión inicial (I_0) = 85.000 €
- Flujo neto anual (FC) = 166.820 €/año que consideraremos constante todos los años para facilitar el cálculo del NPV.
- Tasa de descuento (r) = 0,07
- Vida útil (N) = 10
- Valor Residual (VR) = 15.000 €
- Reposición cargadores (I_{rep}) = 55.000 € (considerada únicamente para horizontes temporales $> N$)

Resultados:

- NPV (5 años) = 609.689,73 €
- NPV (10 años) = 1.094.299,11 €
- NPV (20 años) = 1.658.210,53 €

4.3.3.2. Dos cargadores funcionando 8 horas al día

A continuación, se analizará el caso en el que los 2 cargadores funcionan durante 8 horas diarias, en lugar de operar durante todo el día.

La demanda energética diaria es:

$$130 \text{ kW} \cdot 8 \text{ h} = 1.040 \text{ kWh/día}$$

equivalente a un consumo energético anual de:

$$1.040 \text{ kWh/día} \cdot 365 \text{ días} = 379.600 \text{ kWh/año}$$

Considerando un precio de compra de la energía de 0,35 €/kWh, el coste anual asociado al suministro energético es:

$$379.600 \text{ kWh/año} \cdot 0,35 \text{ €/kWh} = 132.860 \text{ €/año}$$

Por otro lado, considerando un precio de venta de la energía de 0,50 €/kWh, los ingresos anuales obtenidos son:

$$379.600 \text{ kWh/año} \cdot 0,50 \text{ €/kWh} = 189.800 \text{ €/año}$$

Por tanto, el beneficio bruto anual resultante es:

$$189.800 - 132.860 = 56.940 \text{ €/año}$$

Finalmente, teniendo en cuenta unos costes de mantenimiento de aproximadamente 4.000 €/año, el beneficio neto anual resultante sería de **52.940 €**.

El resto de los parámetros permanecen constantes y aplicando la fórmula (2), calculamos el NPV:

- Inversión inicial (I_0) = 85.000 €
- Flujo neto anual (FC) = 52.940 €/año que consideraremos constante todos los años para facilitar el cálculo del NPV.
- Tasa de descuento (r) = 0,07
- Vida útil (N) = 10
- Valor Residual (VR) = 15.000 €

- Reposición cargadores (Irep) = 55.000 € (considerada únicamente para horizontes temporales > N)

Resultados:

- NPV (5 años) = 142.759,25 €
- NPV (10 años) = 294.453,64 €
- NPV (20 años) = 451.764,19 €

4.3.3.3. Dos cargadores funcionando 4 horas al día

En este apartado se analizará el impacto económico de la inversión suponiendo que los cargadores funcionan durante 4 horas al día, un escenario realista de operación. Teniendo en cuenta que cada vehículo requiere aproximadamente media hora de carga y que la estación dispone de 2 cargadores, se estima un total de 16 vehículos cargados al día.

La demanda energética diaria es:

$$130 \text{ kW} \cdot 4 \text{ h} = 520 \text{ kWh/día}$$

equivalente a un consumo energético anual de:

$$520 \text{ kWh/día} \cdot 365 \text{ días} = 189.800 \text{ kWh/año}$$

Considerando un precio de compra de la energía de 0,35 €/kWh, el coste anual asociado al suministro energético es:

$$189.800 \text{ kWh/año} \cdot 0,35 \text{ €/kWh} = 66.430 \text{ €/año}$$

Por otro lado, considerando un precio de venta de la energía de 0,50 €/kWh, los ingresos anuales obtenidos son:

$$189.800 \text{ kWh/año} \cdot 0,50 \text{ €/kWh} = 94.900 \text{ €/año}$$

Por tanto, el beneficio bruto anual resultante es:

$$94.900 - 66.430 = 28.470 \text{ €/año}$$

Finalmente, teniendo en cuenta unos costes de mantenimiento anuales de aproximadamente 4.000 €, el beneficio neto anual ascendería a **24.470 €**.

El resto de los parámetros permanecen constantes y aplicando la fórmula (2), calculamos el NPV:

- Inversión inicial (I_0) = 85.000 €
- Flujo neto anual (FC) = 24.470 €/año que consideraremos constante todos los años para facilitar el cálculo del NPV.
- Tasa de descuento (r) = 0,07
- Vida útil (n) = 10
- Valor Residual (VR) = 15.000 €
- Reposición cargadores (I_{rep}) = 55.000 € (considerada únicamente para horizontes temporales $> N$)

Resultados:

- NPV (5 años) = 26.026,62 €
- NPV (10 años) = 94.492,28 €
- NPV (20 años) = 150.152,60 €

4.3.3.4. Resultados

A continuación, se recogen los resultados obtenidos a lo largo del análisis económico realizado para los tres horizontes temporales estudiados (5, 10 y 20 años). En la siguiente tabla se resumen los valores obtenidos para cada una de las configuraciones de conexión del cargador a la red.

Tabla 4: Resultados análisis económico Caso 2

Tiempo de uso	NPV a	Carga sin ESS
24 horas / día	5 años	609.689,73 €
	10 años	1.094.299,11 €
	20 años	1.658.210,53 €
8 horas / día	5 años	142.759,25 €
	10 años	294.453,64 €
	20 años	451.764,19 €
4 horas / día	5 años	26.026,62 €
	10 años	94.492,28 €
	20 años	150.152,60 €

4.4. Tercer escenario: Con carga y ESS

4.4.1. Descripción de las características del sistema

Partiendo del caso anterior, se plantea la posibilidad de aprovechar parte de la energía regenerativa generada por un sistema ferroviario para alimentar los vehículos eléctricos del parking de recarga. Para ello, se propone la incorporación de un acumulador de energía (Fig. 25), el cual permita almacenar la energía de frenado de los trenes y que no pueda ser aprovechada por otros trenes porque en ese instante no haya tanta demanda en la catenaria [4].

De esta manera, el sistema de almacenamiento de energía no solo permite acumular dicha energía excedentaria, sino también reutilizarla posteriormente, ya sea para suministrarla de nuevo a los trenes o para abastecer la demanda de la carga externa asociada a la estación de recarga [10].

Tal y como se explica más detalladamente en el punto 3.2.1. del presente documento, en función del estado en que se encuentre el acumulador y de su curva de control, el ESS intercambia energía con la catenaria (absorbiendo el excedente de energía o suministrando energía a los trenes que circulan por la catenaria) o satisface la demanda de la carga externa.

La incorporación de este sistema permite maximizar el aprovechamiento de la energía regenerativa generada por los trenes, evitando que una parte de ella se disipe en las resistencias de frenado [3].

Asimismo, contribuye a reducir la energía demandada desde la red eléctrica para el suministro de la estación de recarga [1]. Este doble efecto se traduce tanto en una disminución del consumo energético procedente de la red como en una reducción de los costes operativos del sistema, mejorando la viabilidad económica de la instalación.

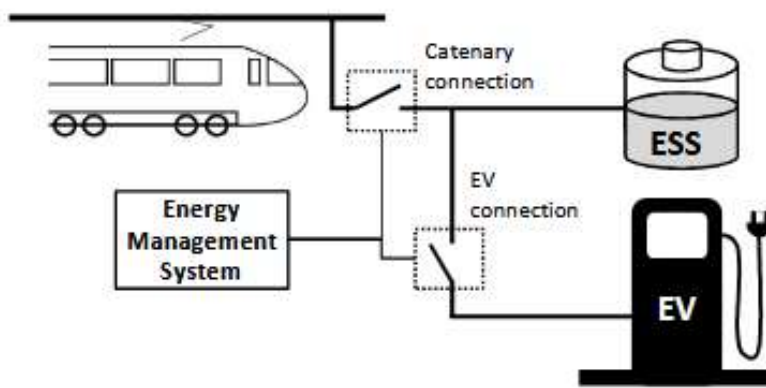


Figura 25: Sistema de carga de Vehículos Eléctricos a partir de la energía regenerada en un sistema ferroviario [1]

4.4.1.1. Elección del acumulador adecuado

Para la elaboración del presente proyecto, se han analizado ocho acumuladores diferentes, 4 de tipo EDLC (supercondensador) y 4 de FESS (volante de inercia), con el objetivo de determinar cuál de ellos ofrece un mejor comportamiento técnico y energético para las condiciones de operación estudiadas (Fig 26). A continuación, se recogen sus principales características técnicas y económicas.

Tabla 5: Características de los ESS analizados

ENERGY STORAGE SYSTEM														LIFE CYCLE COST			
Type	Charging phase voltage threshold	Voltage at maximum charge current	Discharging phase voltage threshold	Voltage at maximum discharge current	Lowest admissible operating voltage	Voltage threshold for the activation of the rheostatic braking	Charge power	Discharge power	Maximum Storage Capacity	Minimum Storage Capacity	Self-discharge	Efficiency	Total Capital Cost	O&M Cost	Replacement Cost	Lifetime	
	V1c [pu]	V2c [pu]	V1d [pu]	V2d [pu]	[pu]	[pu]	[kW]	[kW]	[MJ]	[% max]	[%/h]	[%]	[€/kW]	[€/kW-year]	[€/kW]	[years]	
EDLC1	1,0100	1,0200	0,9800	0,9700	0,6600	1,0818	600	600	8	20%	8%	98%	250	1	125	20	
EDLC2	1,0200	1,0300	0,9750	0,9850	0,6600	1,0818	680	680	10	20%	8%	98%	300	1	150	20	
EDLC3	1,0250	1,0350	0,9950	0,9850	0,6600	1,0818	700	700	20	20%	8%	98%	350	2	175	20	
EDLC4	1,0400	1,0500	1,0100	1,0000	0,6600	1,0818	800	800	40	20%	8%	98%	500	3	250	20	
FESS1	1,0100	1,0200	0,9800	0,9700	0,6600	1,0818	600	600	8	20%	25%	93%	350	5	175	15	
FESS2	1,0200	1,0300	0,9750	0,9850	0,6600	1,0818	680	680	10	20%	25%	93%	400	5	200	15	
FESS3	1,0250	1,0350	0,9950	0,9850	0,6600	1,0818	700	700	20	20%	25%	93%	450	5	225	15	
FESS4	1,0400	1,0500	1,0100	1,0000	0,6600	1,0818	800	800	40	20%	25%	93%	600	6	300	15	

Con el objetivo de determinar qué acumulador se adapta mejor a las necesidades de nuestro sistema, se han realizado varias simulaciones con distintos escenarios temporales y de carga externa. Para ello, se han analizado no sólo los ahorros energéticos del sistema en su conjunto, sino también el impacto sobre los operadores, asegurando así que el ESS no absorbe energía necesaria para el funcionamiento de los trenes que circulan por la catenaria [3].

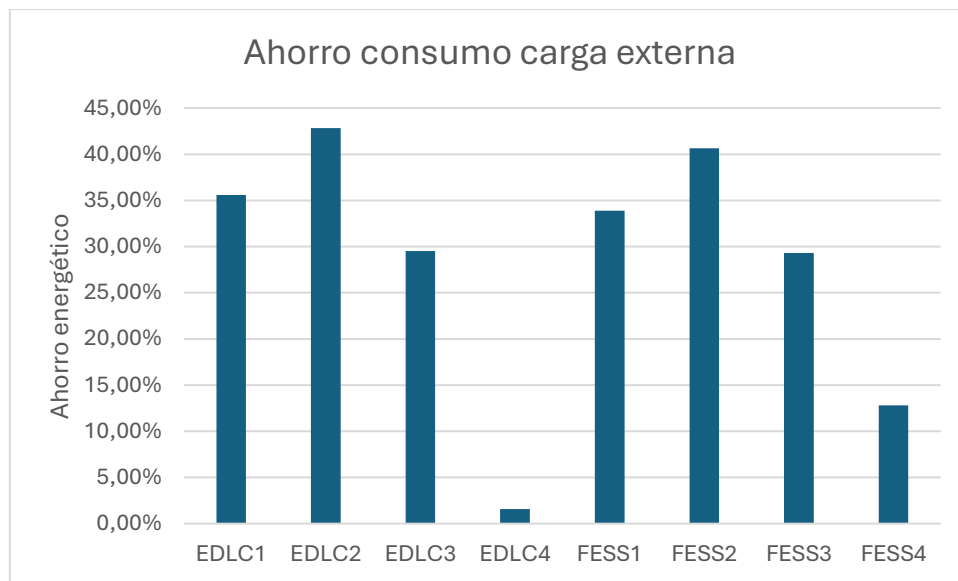


Figura 26: Ahorro energético de una carga externa de 130kW

Para verificar que no se compromete a los trenes que circulan por la catenaria se analiza la energía consumida en subestaciones (Fig 27). En la figura a continuación se muestra dicha variación respecto al caso base sin acumulador.

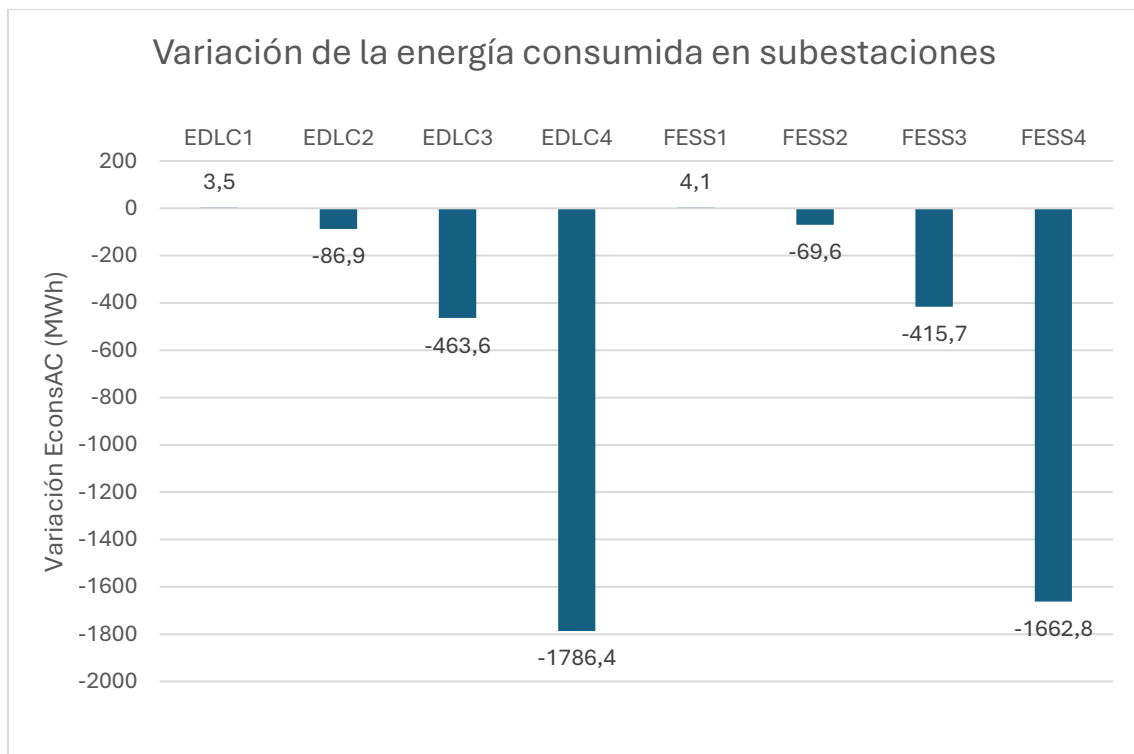


Figura 27: Variación de la energía consumida en subestación para cada ESS en comparación con el caso base sin acumulador.

Este análisis permite identificar aquellos casos en los que, a pesar de lograrse una reducción significativa de la energía suministrada a la carga externa, se produce un incremento del consumo energético en subestación. Estos escenarios se descartan automáticamente, ya que indican que el acumulador está absorbiendo energía que, de otro modo, podría ser aprovechada por los trenes.

Tras realizar las simulaciones pertinentes, se ha seleccionado el acumulador EDLC2, al ser la alternativa que proporciona el mejor equilibrio entre ahorro energético y compatibilidad con la operación ferroviaria, sin generar efectos negativos sobre el consumo de los trenes.

4.4.1.2. *Impacto de la implementación de un acumulador sobre los operadores ferroviarios*

Una vez escogido el acumulador que se implementará en el proyecto, se ha comprobado que la energía quemada en reóstatos en cada uno de los trenes disminuye frente a la que se pierde sin ESS, pudiendo considerarse cada tren como un operador diferente.

Esto muestra que parte de la energía regenerativa que anteriormente se disipaba en forma de calor puede ahora recuperarse y aprovecharse mediante el sistema de almacenamiento, mejorando así el aprovechamiento energético global del sistema ferroviario [10].

Tabla 6: Comparación de la energía quemada en reóstatos con y sin acumulador

Timetable	Tren	Erhe (MWh)	
		sin ESS	EDLC2
Peak hour	T1	0,0772	0,0754
	T2	0,1089	0,1089
	T3	0,0651	0,0605
	T4	0,1089	0,1089
	T5	0,0651	0,0650
	T6	0,1089	0,1089
	T7	0,0625	0,0624
	T8	0,0256	0,0256
	Total		0,6222
Flat hour	T1	0,1177	0,1159
	T2	0,1090	0,1089
	T3	0,1088	0,1087
	T4	0,1090	0,1089
	T5	0,1088	0,1087
	T6	0,0844	0,0843
	Total		0,6377
Off-peak hour	T1	0,1247	0,1229
	T2	0,1178	0,1177
	T3	0,1247	0,1246
	T4	0,1178	0,1177
	T5	0,1234	0,1233
	Total		0,6084

En la tabla anterior se muestra la comparación entre la energía quemada en reóstatos sin acumulador y con acumulador (EDLC2). Tal y como se puede comprobar, la instalación del acumulador propuesto no solo no aumenta la energía quemada en reóstatos, sino que la reduce. Esto indica que parte de la energía regenerativa que anteriormente se disipaba en forma de calor está siendo aprovechada por el ESS.

4.4.2. Simulación del sistema

4.4.2.1. *Inputs*

Para la simulación del sistema se le proporcionará al simulador la misma carga externa que en el caso anterior, es decir, una carga de 130 kW, asociada a la estación de recarga de vehículos eléctricos (en el apartado 4.3.1. del presente documento se detalla el origen del valor de la potencia empleada).

A diferencia del apartado anterior, en el que se realizaba el estudio de tres conexiones de la carga (24, 8 y 4 horas), en este apartado se analizará únicamente el efecto de la instalación de un acumulador sobre los dos últimos escenarios, puesto que son los más representativos de una situación real de operación.

En este caso, la parte de la energía demandada por la estación de recarga que pueda ser abastecida por el excedente de energía regenerada del sistema ferroviario a través del acumulador [1]. La energía restante será cubierta directamente desde la red eléctrica.

En la siguiente tabla se recogen las características del EDLC2, acumulador empleado en el caso de estudio.

Tabla 7: Inputs sistema con ESS

ENERGY STORAGE SYSTEM														LIFE CYCLE COST			
Type	Charging phase voltage threshold	Voltage at maximum charge current	Discharging phase voltage threshold	Voltage at maximum discharge current	Lowest admissible operating voltage	Voltage threshold for the activation of the rheostatic braking	Charge power	Discharge power	Maximum Storage Capacity	Minimum Storage Capacity	Self-discharge	Efficiency	Total Capital Cost	O&M Cost	Replacement Cost	Charging phase voltage threshold	
	V1c [pu]	V2c [pu]	V1d [pu]	V2d [pu]	[pu]	[pu]	[kW]	[kW]	[MJ]	[% max]	[%/h]	[%]	[€/kW]	[€/kW-year]	[€/kW]	V1c [pu]	
EDLC2	1,0200	1,0300	0,9750	0,9850	0,6600	1,0818	680	680	10	20%	8%	98%	300	1	150	20	

4.4.2.2. Resultados de la simulación

```

*****
TOTAL RESULTS IN A YEAR with EDLC2
*****

ENERGY CONSUMPTION AT SUBSTATIONS (GWh) :
    EconsAC    EconsDC
    11.2991    11.2891

TRAINS ENERGY CONSUMPTION (GWh) :
    Econs      Eregen      Erhe
    12.1831    1.0315      5.2706

STATION:
    Energy demand    Energy consumption    Savings
    378.6510MWh      217.7375MWh          42.50%
    
```

Figura 28: Resultados simulación Caso 3: 8 horas

```

*****
TOTAL RESULTS IN A YEAR with EDLC2
*****

ENERGY CONSUMPTION AT SUBSTATIONS (GWh) :
    EconsAC    EconsDC
    11.2814    11.2714

TRAINS ENERGY CONSUMPTION (GWh) :
    Econs      Eregen      Erhe
    12.1831    0.9436      5.3585

STATION:
    Energy demand    Energy consumption    Savings
    188.8510MWh      112.5269MWh          40.41%
    
```

Figura 29: Resultados simulación Caso 3: 4 horas

En las figuras 28 y 29 puede observarse claramente como, en este caso, la energía demandada por la estación de recarga no coincide con la energía consumida por la misma, ya que esta última hace referencia únicamente a la energía tomada de la red eléctrica. Al disponer de un sistema de almacenamiento de energía, una parte de la demanda de la carga externa es cubierta mediante la energía previamente almacenada en el ESS [1].

Por tanto, puede concluirse que la parte de energía regenerativa procedente del sistema ferroviario y aprovechada por la carga externa viene dada por:

$$E_{reg} = E_d - E_c \quad (4)$$

4.4.3. Análisis económico

Con el objetivo de analizar la rentabilidad económica del sistema propuesto, se estudiarán distintos escenarios en función del tiempo diario de utilización de los cargadores. Para ello, se considera una potencia de carga de 130 kW, un precio de compra de la energía de 0,35 €/kWh y un precio de venta de 0,50 €/kWh.

No obstante, en este caso, a diferencia del anterior, para el cálculo del VAN o NPV deben tenerse en cuenta dos aspectos adicionales. Por un lado, además de la inversión asociada a los cargadores, es necesario considerar la inversión correspondiente al sistema de almacenamiento de energía, así como los costes fijos y de mantenimiento asociados al mismo.

Por otro lado, no toda la energía demandada por la estación de recarga es suministrada por la red eléctrica, ya que parte de ella procede de la energía regenerativa almacenada en el ESS. Esto permite reducir el consumo de energía procedente de la red y, en consecuencia, aumentar el beneficio económico obtenido.

A partir de estas consideraciones, el beneficio anual neto o flujo de caja (FC) se calculará mediante la siguiente expresión:

$$FC = E_d \cdot P - E_c \cdot C - (\text{mant}_{carg} + \text{mant}_{ESS}) \quad (5)$$

donde E_d representa la energía demandada por los cargadores y E_c la parte de dicha energía que es suministrada directamente por la red eléctrica. Además de los 4.000 € anuales correspondientes al mantenimiento de los cargadores, se incorpora el coste de mantenimiento asociado al ESS, estimado en unos 680 €/año.

Siguiendo el mismo procedimiento descrito en el caso 2, se tendrá en cuenta una inversión inicial total de 289.000 €, correspondiente a la suma de la inversión asociada a los cargadores y al sistema de almacenamiento:

$$I_o = I_{o,carg} + I_{o,ESS} = 85.000 \text{ €} + 204.000 \text{ €} = 289.000 \text{ €} \quad (6)$$

En cuanto a la vida útil de los equipos, mientras que la de los cargadores (N_{carg}) se estima en 10 años, la del acumulador se considera de 20 años. Dado que el cálculo del NPV se realiza para horizontes temporales de 5, 10 y 20 años, únicamente será necesario contemplar la reposición de los cargadores, quedando:

$$I_{rep} = I_{rep,carg} = 55.000 \text{ €} \quad (7)$$

tal y como se detalla en el apartado 4.3.3. del presente documento. Por otro lado, el valor residual del conjunto de cargadores (VR_{carg}) se estima en 15.000 €, mientras que el valor residual asociado al acumulador se calcula a partir de la fracción de vida útil restante al finalizar el horizonte de análisis:

$$VR_{ESS} = \frac{N_{ESS}}{100} \cdot I_{o,ESS} = 0,2 \cdot 204.000 = 40.800 \text{ €} \quad (8)$$

Por tanto, el valor residual total considerado será:

$$VR = VR_{carg} + VR_{ESS} = 15.000 + 40.800 = 55.800 \text{ €} \quad (9)$$

Finalmente, se adopta una tasa de descuento conjunta del 5 % (r).

Con todos los parámetros definidos anteriormente, la expresión empleada para el cálculo del Valor Actual Neto es la definida en la fórmula (2).

4.4.3.1. *Dos cargadores funcionando 8 horas al día*

En este apartado se analizará el caso en el que los cargadores se encuentran funcionando durante las 8 horas al día. Considerando una potencia de 130 kW, la demanda energética diaria es:

$$130 \text{ kW} \cdot 8 \text{ h} = 1.040 \text{ kWh/día}$$

equivalente a una demanda energética anual de:

$$1.040 \text{ kWh/día} \cdot 365 \text{ días} = 379.600 \text{ kWh/año}$$

No obstante, dado que de la red se consumen unos 217.700 kWh/año (valor obtenido a partir de la simulación) a un precio de 0,35 €/kWh, el coste anual asociado al suministro energético es:

$$217.700 \text{ kWh/año} \cdot 0,35 \text{ €/kWh} = 76.195 \text{ €/año}$$

Por otro lado, considerando un precio de venta de la energía de 0,50 €/kWh, los ingresos anuales obtenidos son:

$$379.600 \text{ kWh/año} \cdot 0,50 \text{ €/kWh} = 189.800 \text{ €/año}$$

Por tanto, el beneficio bruto anual resultante es:

$$189.800 - 76.195 = 113.605 \text{ €/año}$$

Finalmente, teniendo en cuenta unos costes de mantenimiento anuales de aproximadamente 4.680 €, el beneficio neto anual ascendería a **108.925 €**.

Con todo ello, calculamos el VAN o NPV.

- Inversión inicial (I_0) = 289.000 €
- Flujo neto anual (FC) = 108.925 €/año que consideraremos constante todos los años para facilitar el cálculo del NPV.
- Tasa de descuento (r) = 0,05
- Vida útil cargadores (N) = 10
- Valor Residual (VR) = 55.800 €
- Reposición cargadores (I_{rep}) = 55.000 € (considerada únicamente para horizontes temporales $> N$)

Resultados:

- NPV (5 años) = 226.309,01 €
- NPV (10 años) = 586.346,34 €
- NPV (20 años) = 1.055.711,47 €

4.4.3.2. Dos cargadores funcionando 4 horas al día

En este apartado se analizará el caso en el que los cargadores funcionan durante 4 horas al día, un caso menos optimista pero también realista. Considerando una potencia de 130 kW, la demanda energética diaria es:

$$130 \text{ kW} \cdot 4 \text{ h} = 520 \text{ kWh/día}$$

equivalente a una demanda energética anual de:

$$520 \text{ kWh/día} \cdot 365 \text{ días} = 189.800 \text{ kWh/año}$$

No obstante, dado que de la red se consumen unos 112.500 kWh/año (valor obtenido a partir de la simulación) a un precio de 0,35 €/kWh, el coste anual asociado al suministro energético es:

$$112.500 \text{ kWh/año} \cdot 0,35 \text{ €/kWh} = 39.375 \text{ €/año}$$

Por otro lado, considerando un precio de venta de la energía de 0,50 €/kWh, los ingresos anuales obtenidos son:

$$189.800 \text{ kWh/año} \cdot 0,50 \text{ €/kWh} = 94.900 \text{ €/año}$$

Por tanto, el beneficio bruto anual resultante es:

$$94.900 - 39.375 = 55.525 \text{ €/año}$$

Finalmente, teniendo en cuenta unos costes de mantenimiento anuales de aproximadamente 4.680 €, el beneficio neto anual ascendería a **50.845 €**.

Con todo ello, calculamos el VAN o NPV.

- Inversión inicial (I_0) = 289.000 €
- Flujo neto anual (FC) = 50.845 €/año que consideraremos constante todos los años para facilitar el cálculo del NPV.
- Tasa de descuento (r) = 0,05
- Vida útil cargadores (N) = 10

- Valor Residual (VR) = 55.800 €
- Reposición cargadores (Irep) = 55.000 € (considerada únicamente para horizontes temporales > N)

Resultados:

- NPV (5 años) = -25.147,00 €
- NPV (10 años) = 137.867,97 €
- NPV (20 años) = 331.906,29 €

4.4.3.3. Resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del análisis económico para los tres horizontes temporales considerados (5, 10 y 20 años). En la tabla siguiente se resumen los valores correspondientes a cada uno de los escenarios de conexión de los cargadores a la red.

Tabla 8: Resultados análisis económico Caso 3

Tiempo de uso	NPV a	Carga con ESS
8 horas / día	5 años	226.309,01 €
	10 años	586.346,34 €
	20 años	1.055.711,47 €
4 horas / día	5 años	-25.147,00 €
	10 años	137.867,97 €
	20 años	331.906,29 €

4.4.4. Análisis económico. Ahorro indirecto

Pese a que los cargadores funcionan únicamente durante un determinado número de horas al día, la instalación del acumulador permite obtener un ahorro energético en el sistema eléctrico de tracción durante el periodo de inactividad de la estación de recarga. Durante estas horas, aunque no haya demanda externa de energía, el ESS continúa operando sobre

la catenaria, absorbiendo energía regenerativa y suministrándola al sistema ferroviario cuando es necesario. De este modo, el acumulador sigue reduciendo la energía en subestación incluso cuando los cargadores no se encuentran funcionando.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el periodo de inactividad del cargador.

```
*****  
TOTAL RESULTS IN A YEAR with EDLC2  
*****  
  
ENERGY CONSUMPTION AT SUBSTATIONS (GWh) :  
EconsAC      EconsDC  
11.2628      11.2528  
  
TRAINS ENERGY CONSUMPTION (GWh) :  
Econs        Eregen      Erhe  
12.1831      0.8646      5.4375
```

Figura 30: Resultado simulación periodo de inactividad

Tal y como se puede observar en la figura anterior, la energía consumida en subestación no solo disminuye respecto al caso en el que no hay acumulador, que se situaba en 11,4471 GWh, sino que también lo hace con respecto al caso en el que hay ESS y además una carga externa conectada. Esto tiene sentido ya que, al no existir demanda externa, toda la energía acumulada en el ESS se destina al propio sistema ferroviario.

No obstante, esta reducción del consumo no solo supone un beneficio energético, sino también económico. Parte de los ahorros obtenidos gracias a la implementación del ESS pueden monetizarse mediante los conocidos como Certificados de Ahorro Energético (CAEs), documentos que acreditan la reducción del consumo de energía conseguida tras aplicar una medida de eficiencia energética [21].

Este método ya se encuentra implementado en varios países europeos, entre ellos España, Italia, Francia o Polonia, permitiendo obtener un beneficio económico asociado al ahorro energético conseguido.

A continuación, se analiza el impacto económico que podría aportar este sistema al proyecto, comparando el modelo español de CAEs con el italiano. Se estudiará el beneficio económico tanto para el caso en el que se considera que la estación de recarga está funcionando durante 8 horas al día, como para en el que lo hace durante 4 horas.

4.4.4.1. Dos cargadores funcionando 8 horas al día

En primer lugar, para el cálculo de los CAEs, se determina la diferencia entre la energía consumida en subestación antes de la instalación del ESS y la energía consumida una vez implementado el sistema de almacenamiento.

No obstante, dado que la estación de recarga no permanece conectada de forma continua, resulta necesario calcular un consumo medio ponderado en función del tiempo diario de funcionamiento de los cargadores.

- Consumo anual sin ESS = 11,4471 GWh
- Consumo anual con ESS y carga conectada (8 horas/día) = 11,2991 GWh

De este modo, el ahorro energético anual obtenido tras la implementación del sistema de almacenamiento es:

$$11,4471 - 11,2991 = 0,1480 \text{ GWh} = 148.000 \text{ kWh}$$

España:

En el caso de España, el sistema de CAEs establece una equivalencia de 1 kWh de ahorro energético por cada CAE generado.

Además, cada CAE se remunera económicamente, considerando en este caso un valor aproximado de 0,1 € por kWh ahorrado. Dado que este importe se percibe en un único pago, el ahorro energético anual obtenido se traduce en un beneficio económico de:

$$0,1 \cdot 148.000 = 14.800 \text{ €}$$

Este ingreso adicional se incorpora al cálculo del NPV como un término positivo asociado a la inversión inicial, quedando la expresión:

$$NPV(n) = -I_o + I_{CAE} + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n} - \frac{I_{rep}}{(1+r)^N} \quad (10)$$

Por tanto, recalculando el valor del NPV para cada uno de los horizontes temporales considerados, se obtienen los siguientes resultados:

- NPV (5 años) = 241.109,01 €
- NPV (10 años) = 601.146,34 €
- NPV (20 años) = 1.070.511,47 €

Italia:

El caso de Italia presenta un funcionamiento diferente al español, ya que la remuneración asociada al ahorro energético no se percibe en un único pago inicial, sino de forma anual mediante los denominados TEE (Titoli di Efficienza Energetica).

En este sistema, cada TEE equivale a:

$$TEE = \frac{\text{kWh ahorro anual}}{11\,630} = \frac{148.000}{11.630} = 12,73 \quad (11)$$

Considerando una remuneración aproximada de 253 € por TEE, el ahorro energético anual obtenido se traduce en el siguiente beneficio económico:

$$12,73 \cdot 253 = 3.220,69 \text{ €}$$

A diferencia del sistema español de CAEs, este ingreso se percibe anualmente. Por ello, el beneficio asociado a los TEE se incorpora al cálculo del NPV como un flujo económico adicional constante durante toda la vida útil considerada:

$$NPV(n) = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n} - \frac{I_{rep}}{(1+r)^N} + \sum_{t=1}^n \frac{CAE_t}{(1+r)^t} \quad (12)$$

Por tanto, recalculando el valor del NPV para cada uno de los horizontes temporales considerados, se obtienen los siguientes resultados:

- NPV (5 años) = 240.252,91 €
- NPV (10 años) = 611.215,65 €
- NPV (20 años) = 1.095.848,39 €

4.4.4.2. Dos cargadores funcionando 4 horas al día

Realizando el mismo procedimiento empleado en el caso de conexión de 8 horas, se determina la diferencia entre la energía consumida en subestación antes de la instalación del ESS y la energía consumida una vez implementado el sistema de almacenamiento para un escenario de funcionamiento de la estación de recarga de 4 horas al día.

- Consumo sin ESS = 11,4471 GWh
- Consumo con ESS y carga conectada (8 horas/día) = 11,2814 GWh

De este modo, el ahorro energético anual obtenido tras la implementación del sistema de almacenamiento es:

$$11,4471 - 11,2814 = 0,1657 \text{ GWh} = 165.700 \text{ kWh}$$

España:

Siguiendo el mismo procedimiento descrito para el caso de conexión de 8 horas, y considerando una remuneración aproximada de 0,1 € por cada kWh ahorrado, el ahorro energético anual obtenido se traduce en el siguiente beneficio económico:

$$0,1 \cdot 165.700 = 16.570 \text{ €}$$

Este ingreso adicional se incorpora al cálculo del NPV como un término positivo asociado a la inversión inicial, quedando la expresión (6).

Por tanto, recalculando el valor del NPV para cada uno de los horizontes temporales considerados, se obtienen los siguientes resultados:

- NPV (5 años) = -8.577,00 €
- NPV (10 años) = 154.437,97 €
- NPV (20 años) = 348.476,29 €

Italia:

Al igual que en el escenario anterior, en el caso italiano el ahorro energético se remunera mediante los denominados TEE (Titoli di Efficienza Energetica), percibiéndose el beneficio económico de forma anual y no como un pago único inicial.

En este sistema, cada TEE equivale a:

$$\text{TEE} = \frac{\text{kWh ahorro anual}}{11\ 630} = \frac{165.700}{11.630} = 14,25$$

Considerando una remuneración aproximada de 253 € por TEE, el ahorro energético anual obtenido se traduce en el siguiente beneficio económico:

$$14,25 \cdot 253 = 3.605,25 \text{ €}$$

Dado que este ingreso se percibe anualmente, el beneficio asociado a los TEE se incorpora al cálculo del NPV como un flujo económico constante a lo largo del horizonte temporal considerado, tal y como se muestra en la expresión (7).

Por tanto, recalculando el valor del NPV para cada uno de los horizontes temporales considerados, se obtienen los siguientes resultados:

- NPV (5 años) = -9.538,15 €
- NPV (10 años) = 165.706,75 €
- NPV (20 años) = 376.835,67 €

4.4.4.3. Resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del análisis económico realizado tras incorporar el beneficio económico asociado a los CAEs para los tres horizontes temporales considerados (5, 10 y 20 años).

En la tabla que se muestra a continuación, se resumen los valores correspondientes a cada uno de los escenarios de conexión de los cargadores a la red, tanto para el modelo español, como para el italiano.

Tabla 9: Resultados análisis económico Caso 3 + CAEs

		ESS con CAES	
Tiempo de uso	NPV a	España	Italia
8 horas / día	5 años	241.109,01 €	240.252,91 €
	10 años	601.146,34 €	611.215,65 €
	20 años	1.070.511,47 €	1.095.848,39 €
4 horas / día	5 años	-8.577,00 €	-9.538,15 €
	10 años	154.437,97 €	165.706,75 €
	20 años	348.476,29 €	376.835,67 €

Capítulo 5. Análisis de los resultados

El análisis comparativo de los distintos casos estudiados muestra un claro ahorro energético con la incorporación del Sistema de Almacenamiento de Energía escogido. Este ahorro se debe no solo al aprovechamiento de la energía regenerada del sistema ferroviario para alimentar la estación de recarga, sino también a la reducción de la energía demandada en subestación por los trenes que circulan por la catenaria.

Tabla 10: Resumen resultados obtenidos en el análisis económico

				ESS con CAES	
Tiempo de uso	NPV a	Carga sin ESS	Carga con ESS	España	Italia
8 horas / día	5 años	142.759,25 €	226.309,01 €	241.109,01 €	240.252,91 €
	10 años	294.453,64 €	586.346,34 €	601.146,34 €	611.215,65 €
	20 años	451.764,19 €	1.055.711,47 €	1.070.511,47 €	1.095.848,39 €
4 horas / día	5 años	26.026,62 €	-25.147,00 €	-8.577,00 €	-9.538,15 €
	10 años	94.492,28 €	137.867,97 €	154.437,97 €	165.706,75 €
	20 años	150.152,60 €	331.906,29 €	348.476,29 €	376.835,67 €

En cuanto al análisis económico (Tabla 10), se observa que, pese a ser rentable el proyecto de instalación del parking de recarga, los resultados son más favorables cuando se incorpora un ESS. No obstante, existe una excepción en el escenario en que se considera un tiempo de recarga de 4 horas al día. En este caso, pese a que la presencia del ESS sigue presentando ventajas económicas frente a la alternativa sin acumulador, estas no empiezan a apreciarse hasta horizontes temporales superiores; concretamente, a partir de los 10 años, según lo estudiado.

La razón principal es que, ya que, aunque el aprovechamiento de la energía regenerada supone un claro beneficio anual, la instalación del sistema de almacenamiento requiere una inversión inicial elevada. Por ello, el tiempo necesario para recuperar dicha inversión es mayor en aquellos escenarios donde el número de horas de utilización de los cargadores es reducido y, por tanto, también lo son los ingresos obtenidos.

Asimismo, los resultados ponen de manifiesto que el grado de utilización de la estación de recarga tiene una influencia directa sobre la viabilidad económica de la instalación. Los escenarios con mayores tiempos diarios de funcionamiento presentan una recuperación de la inversión más rápida y unos beneficios acumulados superiores. Sin embargo, aunque el caso de funcionamiento continuo durante 24 horas es el más favorable desde el punto de vista económico, los escenarios de 8 y 4 horas representan condiciones de operación más realistas dentro de una explotación ferroviaria convencional. En particular, el escenario de 8 horas diarias presenta un equilibrio adecuado entre rentabilidad y viabilidad operativa.

Por otro lado, uno de los aspectos más relevantes observados durante el estudio es que la instalación del ESS continúa generando un ahorro energético incluso cuando no existe ninguna carga externa conectada. Esto se debe a la función principal del acumulador de aprovechar la energía regenerada de los trenes para suministrársela posteriormente a otros trenes, mediante el conocido como desacoplamiento energético. Como consecuencia, el sistema permite seguir reduciendo el consumo energético en subestación incluso durante los periodos de inactividad de la estación de recarga.

En relación con el sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs), los resultados obtenidos muestran diferencias relevantes entre los modelos analizados. El modelo español presenta una mayor rentabilidad en el corto plazo debido a que la compensación económica asociada al ahorro energético se recibe mediante un único pago inicial de importe superior. Por el contrario, en el modelo italiano, aunque la remuneración anual es menor, al percibirse de forma continuada, en horizontes temporales largos, el beneficio económico acumulado termina siendo mayor.

Además, se observa un comportamiento interesante en el escenario de funcionamiento de 4 horas diarias. Aunque este caso presenta una rentabilidad económica inferior respecto al escenario de 8 horas debido a la menor venta de energía, el ahorro energético obtenido es mayor. Esto se debe a que el ESS “compite menos” con la carga externa, permitiendo que una mayor parte de la energía regenerada vuelva a ser aprovechada directamente por el sistema ferroviario. Como consecuencia, la reducción del consumo energético en

subestación es superior y, por tanto, también lo es el ahorro energético certificado mediante CAEs.

Esto pone de manifiesto que maximizar los ingresos asociados a la venta de energía no siempre coincide con maximizar el ahorro energético certificado. Mientras que el escenario de 8 horas resulta más favorable desde el punto de vista económico, el escenario de 4 horas consigue un mejor aprovechamiento energético de la infraestructura ferroviaria.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten concluir que la incorporación de un sistema de almacenamiento energético no solo mejora el aprovechamiento de la energía regenerativa disponible en la infraestructura ferroviaria, sino que también incrementa la viabilidad económica de la instalación de recarga, especialmente en escenarios con mayores tiempos de utilización y horizontes de explotación amplios, donde el ahorro energético acumulado consigue compensar el esfuerzo inversor inicial requerido por el sistema de almacenamiento.

Capítulo 6. Conclusiones y trabajos futuros

A lo largo de este trabajo se ha estudiado la integración de una estación de recarga de vehículos eléctricos en un sistema ferroviario electrificado mediante la incorporación de un Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS). Una vez realizados los distintos análisis energéticos y económicos, es posible extraer una serie de conclusiones acerca de la viabilidad técnica y económica de este tipo de soluciones, así como de los beneficios asociados a su implementación en estructuras ferroviarias.

6.1. Valoración global de los resultados

A partir de los análisis energéticos y económicos realizados a lo largo del trabajo, se observa que la incorporación de un Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS) favorece el aprovechamiento de la energía regenerada procedente del frenado de los trenes y contribuye a mejorar el rendimiento global de la instalación. La presencia del sistema de almacenamiento permite utilizar la energía recuperada tanto para alimentar la estación de recarga como para suministrar nuevamente energía a catenaria, favoreciendo una utilización más eficiente de los recursos energéticos disponibles en el sistema ferroviario. De esta manera, el acumulador permite repartir la energía regenerada en función de las necesidades de operación existentes en cada instante.

No obstante, los resultados obtenidos ponen de manifiesto la importancia de seleccionar adecuadamente la configuración y el dimensionamiento del ESS. Algunas configuraciones que maximizan el ahorro energético asociado a la estación de recarga pueden provocar, de forma indirecta, un incremento de la demanda energética en subestación. Esto muestra que el análisis no debe centrarse únicamente en los beneficios locales de la estación de recarga, sino también en el impacto global que la instalación tiene sobre el conjunto del sistema ferroviario y sobre los distintos operadores implicados, asegurando que ninguno de los agentes implicados se vea perjudicado.

Desde un punto de vista económico, los resultados muestran que la rentabilidad de la instalación mejora conforme aumenta el tiempo de conexión diaria de la carga externa pues, a medida que se incrementa la energía suministrada a los vehículos eléctricos, aumentan también los beneficios obtenidos y, por consiguiente, se reduce el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial realizada. Esto indica que el grado de utilización de la estación de recarga constituye uno de los factores más relevantes a la hora de garantizar la viabilidad económica de la instalación.

Por otro lado, se ha comprobado que el acumulador aporta beneficios incluso durante los periodos en los que no existe una carga conectada. En este caso, el ESS sigue suministrando energía a la catenaria reduciendo el consumo energético en subestación, y generando un ahorro adicional. La incorporación de mecanismos como los Certificados de Ahorro Energético (CAEs) permite monetizar ese ahorro energético añadido, mejorando la viabilidad económica del sistema y aumentando el interés de este tipo de soluciones desde el punto de vista económico.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten concluir que la integración de un ESS en este tipo de infraestructuras no solo constituye una solución técnicamente viable, sino también económicamente rentable bajo las condiciones de operación analizadas. Además de mejorar el aprovechamiento de la energía regenerada y reducir el consumo energético en subestación, este tipo de soluciones contribuye a favorecer una gestión más eficiente de la energía disponible en el sistema ferroviario.

Desde una perspectiva más amplia, este tipo de soluciones contribuye a reducir el impacto ambiental asociado al consumo de energía eléctrica del sistema ferroviario y favorece el avance hacia un modelo de transporte más sostenible. Además, la integración de estaciones de recarga para vehículos eléctricos puede contribuir al desarrollo de una movilidad de bajas emisiones al incrementar la disponibilidad de infraestructuras de recarga.

En este sentido, puede considerarse que los objetivos planteados al inicio del proyecto han sido alcanzados satisfactoriamente, permitiendo obtener una visión completa del

funcionamiento y del potencial de este tipo de soluciones en infraestructuras ferroviarias electrificadas.

6.2. Alcance del estudio

Las conclusiones obtenidas en este trabajo deben interpretarse considerando las hipótesis definidas durante el desarrollo del estudio. El análisis realizado se ha llevado a cabo para una infraestructura ferroviaria concreta, con unas condiciones específicas de operación y con determinados parámetros energéticos y económicos previamente establecidos.

Uno de los aspectos más relevantes considerados durante el desarrollo del trabajo ha sido el precio de la energía eléctrica, realizándose un análisis comparativo para la determinación de este parámetro. Por tanto, los resultados obtenidos deben entenderse dentro del contexto de los precios energéticos considerados, pudiendo variar en función de la evolución del mercado eléctrico o de las condiciones de explotación.

Además, el estudio se ha desarrollado para una configuración ferroviaria específica, considerando unos determinados elementos de infraestructura y características de la red. Del mismo modo, se ha partido de una serie de Sistemas de Almacenamiento de Energía previamente definidos, seleccionándose finalmente aquel que mejor se adaptaba a las necesidades y al comportamiento del sistema analizado. En consecuencia, en el caso de aplicar esta solución a una infraestructura diferente, sería necesario realizar un nuevo análisis que permitiera seleccionar el ESS más adecuado para dichas condiciones de operación.

Por otro lado, las simulaciones realizadas se han basado en un modelo de operación ferroviaria y en unos horarios de circulación concretos. Pese a que dichos modelos representan de forma suficientemente precisa el comportamiento esperado del sistema, deben entenderse como aproximaciones de la operación real, pudiendo existir variaciones en función de las condiciones reales de explotación ferroviaria.

No obstante, pese a las hipótesis y simplificaciones adoptadas durante el desarrollo del trabajo, se ha tratado de representar el comportamiento del sistema de la forma más realista y precisa posible. Para ello, se han utilizado parámetros y condiciones de operación coherentes con el contexto ferroviario analizado, permitiendo obtener resultados suficientemente representativos para evaluar el comportamiento y la viabilidad de este tipo de soluciones.

Finalmente, conviene destacar que los resultados obtenidos no deben extrapolarse directamente a cualquier infraestructura ferroviaria sin realizar previamente un análisis específico de las condiciones de operación, la demanda energética y las características particulares de cada sistema. Aun así, el estudio desarrollado permite establecer una base sólida para futuras aplicaciones e investigaciones relacionadas con la integración de ESS en infraestructuras ferroviarias electrificadas.

6.3. Líneas futuras de investigación

Como continuación del trabajo realizado, resultaría de interés profundizar en distintos aspectos relacionados con la optimización y operación del sistema. Aunque los resultados obtenidos permiten evaluar la viabilidad energética y económica de la solución propuesta, existen diferentes líneas de investigación que podrían complementar y ampliar el alcance del estudio desarrollado:

- **Optimización y dimensionamiento del ESS:** realizar un estudio más detallado del dimensionamiento del acumulador, seleccionando configuraciones que se adapten de forma más precisa a las condiciones de operación de cada infraestructura ferroviaria. Además, podría analizarse el empleo de otras tecnologías de almacenamiento energético que permitan aumentar la vida útil del sistema.
- **Análisis de nuevas configuraciones de estados de recarga:** estudiar estaciones de recarga con características diferentes a las consideradas en este proyecto,

incluyendo infraestructuras con un mayor número de puntos de recarga o vehículos con tiempos de estacionamiento más prolongados.

- **Aplicación del estudio a otras infraestructuras ferroviarias:** analizar el comportamiento del sistema bajo distintas condiciones reales de explotación ferroviaria y en redes con características diferentes, permitiendo evaluar la aplicabilidad de este tipo de soluciones en otros contextos de operación.

Referencias

- [1] Dr. Chris Naish, Dr. Ian McCubbin, Mr. Oliver Edberg, Mr Michael Harfoot, y from the AEA Group, «Outlook of Energy Storage Technologies», European Parliament, (IP/A/ITRE/FWC/2006-087/Lot 4/C1/SC2), feb. 2008.
- [2] A. Thompson, «DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA», Sandia National Laboratories, 2013.
- [3] M. Domínguez et al., «Review on the use of energy storage systems in railway applications», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 207, p. 114904, ene. 2025, doi: 10.1016/j.rser.2024.114904.
- [4] A. J. Lopez-Lopez, «Optimising the electrical infrastructure of mass transit systems to improve the use of regenerative braking». [En línea]. Disponible en: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/tesis/es/10113/Optimising_the_electrical_infrastructure_of_mass_transit_systems_to_improve_the_use_of_regenerative_braking
- [5] ABB, «Enviline™ ESS Energy Storage System brochure». [En línea]. Disponible en: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107680A8596&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [6] Secretaría General de Movilidad Sostenible, ineco, «Informe Anual 2024», Observatorio del Transporte y la Logística en España (OTLE), 2025.
- [7] S. Ul Hassan, M. Yousif, S. Nawaz Khan, S. Ali Abbas Kazmi, y K. Imran, «A decision-centric approach for techno-economic optimization and environmental assessment of standalone and grid-integrated renewable-powered electric vehicle charging stations under multiple planning horizons», *Energy Convers. Manag.*, vol. 294, p. 117571, oct. 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117571.

- [8] EmpresaActual, «NPV o VAN: qué es y cómo se calcula», Empresa Actual. [En línea]. Disponible en: <https://www.empresaactual.com/escuela-financiera-el-valor-actual-neto-van-o-npv/>
- [9] G. Sánchez-Contreras, A. Fernández-Rodríguez, A. Fernández-Cardador, y A. P. Cucala, «Energy-Efficient Train Driving Considering Energy Storage Systems», en *Energy-Efficient Train Operation: A System Approach for Railway Networks*, S. Su, Z. Tian, y R. M. P. Goverde, Eds., Cham: Springer International Publishing, 2023, pp. 141-168. doi: 10.1007/978-3-031-34656-9_6.
- [10] A. Fernandez-Rodriguez et al., «Charging Electric Vehicles Using Regenerated Energy from Urban Railways», en *2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, Belfort: IEEE, dic. 2017, pp. 1-6. doi: 10.1109/VPPC.2017.8330998.
- [11] C. Lamontagne, «Advanced Wayside Energy Storage Systems for Rail Transit», TRANSIT-IDEA Program Proj. Final Rep., Art. n.o Transit IDEA Project 66, abr. 2013, [En línea]. Disponible en: <https://trid.trb.org/View/1285686>
- [12] S. Sabihuddin, A. Kiprakis, y M. Mueller, «A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies», *Energies*, vol. 8, n.o 1, pp. 172-216, dic. 2014, doi: 10.3390/en8010172.
- [13] P. Nikolaidis y A. Poullikkas, «A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability», *Journal of Power Technologies* 97 (3) (2017) 220–245, 2017.
- [14] Y. Alhazmi, «Techno-Economic Design Analysis of Electric Vehicle Charging Stations Powered by Photovoltaic Technology on the Highways of Saudi Arabia», *Energies*, vol. 18, n.o 2, p. 315, ene. 2025, doi: 10.3390/en18020315.
- [15] M. M. Mousa, S. M. Saleh, M. M. Samy, y S. Barakat, «Techno-Economic Analysis and Simulation of Electric Vehicle Charging Stations based on Green Energy System», en *2023 24th International Middle East Power System*

Conference (MEPCON), Mansoura, Egypt: IEEE, dic. 2023, pp. 1-6. doi:
10.1109/MEPCON58725.2023.10462477.

- [16] TotalEnergies, «<https://www.totalenergies.es/es/hogares>», TotalEnergies. [En línea]. Disponible en: <https://www.totalenergies.es/es/hogares>
- [17] «Cuánto Cuesta Cargar un Coche Eléctrico en 2026», REPSOL. [En línea]. Disponible en: <https://www.repsol.es/particulares/asesoramiento-consumo/cuanto-cuesta-cargar-un-coche-electrico/>
- [18] A. de la Torre, «Cuánto cuesta cargar un coche eléctrico: tarifas recomendadas», Xataka. [En línea]. Disponible en: <https://www.xataka.com/movilidad/cuanto-cuesta-cargar-coche-electrico-tarifas-recomendadas>
- [19] R. Paga, «¿Cuánto cuesta comprar una estación de recarga?», Powy Energy. [En línea]. Disponible en: <https://powy.energy/es/noticias/evolution-tips/cuanto-cuesta-la-columna-del-coche-electrico/>
- [20] «Puntos de carga en empresas: ¿cuánto cuesta?», ChargeGuru ES | Instalador de Puntos de Carga para Vehículos Eléctricos. [En línea]. Disponible en: <https://chargeguru.com/es/2023/08/23/puntos-de-carga-en-empresas-cuanto-cuesta/>
- [21] «Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE)», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/cae.html>
- [22] «Objetivos de Desarrollo Sostenible | Programa De Las Naciones Unidas Para El Desarrollo». [En línea]. Disponible en: <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>

Anexo A: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), promovidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) a través de la Agenda 2030, constituyen una hoja de ruta para avanzar hacia un modelo de desarrollo más sostenible desde el punto de vista económico, social y medioambiental.

En este contexto, el presente trabajo, centrado en el aprovechamiento de la energía regenerada en sistemas ferroviarios y su posible utilización para la recarga de vehículos eléctricos, contribuye de forma directa e indirecta a varios de estos objetivos. Por ello, en este anexo se identifican aquellos ODS con los que el proyecto guarda una mayor relación, así como las principales aportaciones realizadas para favorecer su cumplimiento [8], [23].

Primario (económico)

Objetivo 9. Industria, innovación e infraestructuras

El uso eficiente de los recursos es indispensable en el aprovechamiento de la energía. Como sabemos, la energía ni se crea ni se destruye, solo se transforma, por lo que es limitada, y hacer un buen uso de esta y aprovecharla supone una medida esencial.

Esto se ve particularmente reflejado en la meta 9.4 que propone modernizar las infraestructuras con el objetivo de aprovechar los recursos disponibles, tal y como se propone en este proyecto, mediante el cual, se plantea emplear la energía existente, que en un principio sería quemada y, por tanto, perdida, en alimentar una estación y coches eléctricos. Esto supone un avance, porque, pese a que los coches eléctricos, de por sí, no contaminan, sí lo hacen las fábricas eléctricas. De esta manera, en lugar de “fabricar nueva energía” se aprovecha la ya existente.

Secundarios (sociales)

Objetivo 11. Ciudades y comunidades sostenibles.

Tal y como indica Naciones Unidas (ONU), “más de la mitad de la población mundial vive hoy en zonas urbanas”, lo que conlleva un aumento de la importancia de emplear el transporte público. En este caso, la energía regenerada proviene de los sistemas ferroviarios, lo que supone un impacto positivo en el medioambiente y, por consiguiente, en el conjunto de la ciudad.

Por tanto, cumple con la meta 11.2, relacionada con el acceso a medios de transporte asequibles, accesibles y sostenibles, fomentando el uso del transporte público.

Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante.

Según la ONU, La tasa mundial de acceso a la energía eléctrica aumentó del 87 % en 2015 al 91 % en 2021. Esto supone un avance, porque, pese a que los coches eléctricos, de por sí, no contaminan, sí lo hacen las fábricas eléctricas. De esta manera, en lugar de “fabricar nueva energía” se aprovecha la ya existente. Lo siguiente sería ver las formas limpias de producir dicha energía eléctrica. Cumple con la meta 7.1 de ser un servicio energético, asequible, fiable y moderno. El objetivo es universalizarlo.