



MÁSTER UNIVERSITARIO EN SISTEMAS FERROVIARIOS

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS VIABILIDAD INTEGRACIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA EN SUBESTACIÓN DE LA LÍNEA DE FERROCARRIL ORENSE-SANTIAGO DE COMPOSTELA

Autor: Luis Acosta Borreguero
Director: Eduardo Pilo de la Fuente

Madrid

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

**ANÁLISIS VIABILIDAD INTEGRACIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA EN
SUBESTACIÓN DE LA LÍNEA DE FERROCARRIL ORENSE-SANTIAGO DE
COMPOSTELA**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Luis Acosta Borreguero

Fecha: 17/06 /2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Eduardo Pilo de la Fuente

Fecha: 4 Jul / 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN SISTEMAS FERROVIARIOS

TRABAJO FIN DE MASTER

ANÁLISIS VIABILIDAD INTEGRACIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA EN SUBESTACIÓN DE LA LÍNEA DE FERROCARRIL ORENSE-SANTIAGO DE COMPOSTELA

Autor: Luis Acosta Borreguero

Director: Eduardo Pilo de la Fuente

Madrid

ANÁLISIS VIABILIDAD INTEGRACIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA EN SUBESTACIÓN DE LA LÍNEA DE FERROCARRIL ORENSE-SANTIAGO DE COMPOSTELA

Autor: Acosta Borreguero, Luis.

Director: Pilo de la Fuente, Eduardo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El Trabajo Fin de Máster analiza la viabilidad técnica y económica de integrar una planta solar fotovoltaica en el tramo ferroviario electrificado Ourense–Santiago. Se estudian dos opciones de conexión: a red de distribución (viable y rentable) y a red de tracción ferroviaria (técnicamente compleja y económicamente inviable). Se identifican barreras técnicas importantes en la red ferroviaria, como tensiones no estandarizadas e incompatibilidades operativas. El análisis económico muestra alta rentabilidad solo en la conexión a red convencional. Se concluye que el autoconsumo renovable en entornos ferroviarios es posible si se opta por soluciones estándar.

Palabras clave: Fotovoltaica, Movilidad Sostenible, Sistemas Ferroviarios

El presente Trabajo Fin de Máster aborda el estudio de viabilidad técnica y económico-financiera de la integración de una planta solar fotovoltaica en el entorno ferroviario, con especial atención al tramo electrificado Ourense–Santiago de Compostela. En un contexto marcado por la transición energética y la descarbonización del sector ferroviario, esta propuesta se enmarca en las estrategias de impulso a las energías renovables distribuidas y de reducción de la dependencia energética de fuentes externas.

1. Contexto y objetivos

El sector ferroviario, aunque ya electrificado en buena parte del territorio español, sigue dependiendo de la energía eléctrica suministrada desde la red general. En este marco, el objetivo principal del trabajo es determinar la viabilidad de la integración de soluciones renovables en las proximidades de la infraestructura ferroviaria, analizando diferentes estrategias de conexión y considerando los condicionantes normativos, eléctricos y financieros asociados.

Se plantea como caso de estudio una planta fotovoltaica de aproximadamente 100 kWp, dividida entre las subestaciones y estaciones de autotransformación del tramo Ourense-Santiago de Compostela. A partir de esta hipótesis, se estructura el trabajo en torno a los siguientes bloques: caracterización del recurso solar, diseño técnico de la instalación, estudio de integración con la infraestructura ferroviaria, modelado de conexión eléctrica y análisis económico-financiero con escenarios de sensibilidad.

2. Metodología y estructura del estudio

La memoria se desarrolla en diferentes capítulos que abordan desde los fundamentos del sistema ferroviario (tipología de redes, configuraciones eléctricas, sistemas de tracción y subestaciones) hasta las particularidades de las instalaciones fotovoltaicas aplicadas a entornos industriales o de transporte. Tras una caracterización detallada del recurso solar en la zona objetivo, se diseña una planta tipo con estructura fija, orientada a maximizar la producción anual.

El núcleo central del trabajo se articula en dos ejes: por un lado, la evaluación técnica de las alternativas de integración, y por otro, la evaluación económica de su viabilidad en dos escenarios de conexión:

- Escenario A: conexión a red de distribución convencional en baja tensión (400 V).
- Escenario B: conexión directa a la red de tracción ferroviaria en 2x25 kV mediante transformadores a medida.

Cada escenario se modeliza en términos eléctricos, económicos y de operación, y se completa con un análisis de sensibilidad ante cambios en los precios de la electricidad y en la radiación solar.

3. Resultados técnicos: integración en la red ferroviaria

Uno de los principales aportes del estudio es la identificación precisa de los retos técnicos que plantea la integración directa de una planta FV en la red ferroviaria. Se señalan tres grandes barreras estructurales:

- Tensiones no estandarizadas: La red de tracción opera a 27,5 kV monofásicos, una tensión no compatible con los equipos comerciales de media o alta tensión, lo que obliga al uso de transformadores y componentes específicos a medida, con el consecuente aumento de coste y complejidad.

- Incompatibilidad de rangos de operación: La red ferroviaria permite fluctuaciones de tensión del -24%/+10 %, muy superiores a las tolerancias de los inversores fotovoltaicos estándar (± 5 %), lo que puede provocar desconexiones intempestivas y pérdida de producción.
- Naturaleza monofásica del sistema: A diferencia de las redes trifásicas convencionales, la red de tracción es monofásica, lo que limita gravemente la posibilidad de emplear inversores comerciales de gran potencia, diseñados para sistemas trifásicos.

Como alternativa técnica más viable, se propone conectar la planta FV a la red de servicios auxiliares de la subestación, generalmente en 400 V trifásica, lo que permite emplear tecnología estándar, abaratar costes y simplificar la integración sin renunciar a los beneficios energéticos y ambientales del autoconsumo local.

4. Resultados económicos: análisis comparativo de escenarios

El análisis económico-financiero compara ambos escenarios de conexión en función de indicadores clave: TIR, VAN, ROI y payback. Los resultados son contundentes:

- En el escenario A (red de distribución), con una inversión moderada (91.948,63 €), se obtiene una TIR del 14 %, un VAN de 36.543,91 €, ROI del 40 % y un periodo de retorno de 10 años. El análisis de sensibilidad confirma que esta opción es rentable incluso en condiciones adversas, mostrando una alta resiliencia a cambios de mercado o climáticos.
- En el escenario B (red de tracción), la inversión se incrementa hasta 161.948,63 €, y aunque la producción energética es similar, los costes técnicos adicionales y las pérdidas eléctricas reducen drásticamente la rentabilidad. Se obtiene una TIR del 4 %, VAN negativo de -36.025,94 € y sin recuperación de la inversión en 15 años. Incluso en los escenarios más optimistas de crecimiento del precio eléctrico y aumento de la radiación, el proyecto no alcanza los umbrales mínimos de rentabilidad.

Se concluye por tanto que solo la conexión a red de distribución resulta viable económicamente, al menos en el contexto actual de costes tecnológicos y tarifas. La integración directa en red de tracción solo sería justificable si se reducen drásticamente los costes tecnológicos mediante innovación o si se introducen subvenciones específicas al autoconsumo ferroviario.

5. Análisis de sensibilidad: precio eléctrico y radiación

La evaluación de la sensibilidad del proyecto frente a variables externas revela lo siguiente:

- El precio de la electricidad es el factor más influyente: un crecimiento anual del 3–5 % mejora sustancialmente la TIR y reduce el payback, lo que convierte a la planta FV en una herramienta estratégica frente a la volatilidad del mercado energético.
- La radiación solar presenta una influencia moderada: incluso con un descenso del 5 % respecto a la media histórica, el proyecto sigue siendo rentable en el escenario de conexión a red de distribución, gracias a la estabilidad interanual del recurso solar en Galicia.

Estos resultados refuerzan el valor del autoconsumo renovable como estrategia de gestión de riesgos y de estabilidad financiera a largo plazo.

6. Conclusión general

El trabajo demuestra que la integración de generación solar fotovoltaica en el entorno ferroviario es técnicamente factible, aunque con condicionantes críticos cuando se plantea la conexión directa a la red de tracción. La opción más robusta y replicable es la integración a través de la red de servicios auxiliares, empleando equipamiento comercial y minimizando riesgos técnicos y económicos.

Desde una perspectiva económica, se concluye que el proyecto solo es rentable bajo una conexión a red de distribución convencional. Esta opción muestra rentabilidad incluso en condiciones adversas, mientras que la conexión a red de tracción requiere inversiones desproporcionadas que no se compensan en el plazo de vida útil considerado.

VIABILITY ANALYSIS OF THE INTEGRATION OF A PHOTOVOLTAIC PLANT INTO THE SUBSTATION OF THE ORENSE–SANTIAGO DE COMPOSTELA RAILWAY LINE

Author: Acosta Borreguero, Luis.

Supervisor: Pilo de la Fuente, Eduardo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This Master's Thesis analyzes the technical and economic feasibility of integrating a photovoltaic solar plant into the electrified railway section between Ourense and Santiago. Two connection options are evaluated: to the conventional distribution grid (viable and profitable) and to the railway traction grid (technically complex and economically unviable). Key technical barriers in the railway network are identified, including non-standard voltages and operational incompatibilities. The economic analysis shows high profitability only for the conventional grid connection. The study concludes that renewable self-consumption in railway environments is feasible if standard solutions are used.

Keywords: Photovoltaics, Sustainable Mobility, Railway Systems

This Master's Thesis addresses the technical and economic-financial feasibility of integrating a photovoltaic solar plant into the railway environment, with special focus on the electrified section between Ourense and Santiago de Compostela. In the context of energy transition and the decarbonization of the railway sector, the proposal aligns with strategies to promote distributed renewable energy and reduce dependence on external energy sources

1. Context and Objectives

Although much of the Spanish railway network is electrified, it still depends on electricity supplied by the general grid. The main objective of this study is to assess the feasibility of integrating renewable energy solutions near railway infrastructure, analyzing different connection strategies and taking into account regulatory, electrical, and financial constraints.

A 100 kWp photovoltaic plant, distributed across substations and autotransformer stations along the Ourense–Santiago route, is proposed as the case study. Based on this

scenario, the project is structured around the following blocks: solar resource characterization, technical design of the installation, integration with railway infrastructure, electrical connection modeling, and economic-financial analysis including sensitivity scenarios.

2. Methodology and Study Structure

The thesis is organized into several chapters that cover the fundamentals of the railway system (network typologies, electrical configurations, traction systems, and substations) and the specific features of photovoltaic installations in industrial or transport settings. Following a detailed solar resource assessment in the study area, a fixed-structure plant is designed to maximize annual output.

The core of the study is built on two main axes: the technical evaluation of integration alternatives and the economic assessment of their viability in two connection scenarios:

- Scenario A: connection to the conventional low-voltage distribution grid (400 V).
- Scenario B: direct connection to the railway traction grid at 2x25 kV via custom-made transformers.

Each scenario is modeled in terms of electrical performance, cost, and operation, and supplemented by a sensitivity analysis regarding electricity prices and solar radiation.

3. Technical Results: Integration into the Railway Grid

One of the main contributions of the study is the detailed identification of technical challenges involved in connecting a PV plant directly to the railway grid. Three major structural barriers are noted:

- Non-standard voltages: The traction grid operates at 27.5 kV single-phase, a non-compatible voltage for commercial medium- or high-voltage equipment, requiring custom transformers and components that increase cost and complexity.
- Operational range incompatibility: The railway grid allows voltage fluctuations of -24%/+10 %, far beyond the tolerance of standard photovoltaic inverters ($\pm 5\%$), risking disconnections and production losses.

- Single-phase nature: Unlike conventional three-phase grids, the traction grid is single-phase, significantly limiting the use of standard high-power inverters designed for three-phase systems.

The most viable technical alternative is to connect the PV plant to the auxiliary services network of the substation, typically three-phase at 400 V. This allows the use of standard technology, reducing costs and simplifying integration while maintaining the environmental and energy benefits of local self-consumption.

4. Economic Results: Comparative Analysis of Scenarios

The economic-financial analysis compares both connection scenarios using key indicators: IRR, NPV, ROI, and payback period. The results are conclusive:

- In Scenario A (distribution grid), a moderate investment (€91,948.63) yields a 14% IRR, €36,543.91 NPV, 40% ROI, and a 10-year payback. Sensitivity analysis confirms the profitability of this option even under adverse conditions, showing strong resilience to market or climatic changes.
- In Scenario B (traction grid), investment increases to €161,948.63. Despite similar energy production, the additional technical costs and electrical losses drastically reduce profitability. The scenario shows a 4% IRR, negative NPV of -€36,025.94, and no investment recovery within 15 years. Even under optimistic assumptions of rising electricity prices and solar radiation, the project fails to reach minimum profitability thresholds.

Therefore, only the connection to the distribution grid is economically viable under current technological and tariff conditions. Direct connection to the traction grid would only be justified with significant technological cost reductions or specific subsidies for railway self-consumption.

5. Sensitivity Analysis: Electricity Price and Solar Radiation

Sensitivity analysis regarding external variables reveals:

- Electricity price is the most influential factor: Annual increases of 3–5% significantly boost the IRR and reduce the payback period, making the PV plant a strategic tool against energy market volatility.
- Solar radiation has a moderate influence: Even with a 5% decrease compared to historical averages, the project remains profitable under the distribution grid scenario, thanks to the stable interannual solar resource in Galicia.

These results highlight the value of renewable self-consumption as a risk management strategy and a long-term financial stabilizer.

6. General conclusion

The study demonstrates that integrating photovoltaic generation into the railway environment is technically feasible, though critical constraints exist when considering direct connection to the traction grid. The most robust and replicable solution is integration through the auxiliary services network, using commercial equipment and minimizing technical and economic risks.

From an economic standpoint, the project is only profitable under a conventional distribution grid connection. This option remains viable even under adverse conditions, while traction grid connection requires disproportionate investments that are not justified within the considered operational life.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	12
Capítulo 2. Definición del Trabajo	17
2.1 Descripción breve.....	17
2.2 Objetivos	17
2.3 Aportaciones previstas del Trabajo	18
2.4 Planificación de tareas.....	19
Capítulo 3. Descripción del tramo y de las instalaciones.....	21
3.1 Características generales	21
3.2 Infraestructura y elementos estructurales	23
3.3 Sistema de electrificación y tracción.....	23
3.3.1 Topología de la electrificación.....	24
3.4 Reducción de tiempos de viaje y conectividad.....	31
Capítulo 4. Simulación de la malla de tráfico	34
4.1 Operadores y servicios	34
4.2 Material rodante	37
4.3 Flujo de Tráfico y Ocupación.....	39
4.4 Estimación de la malla de tráfico	40
4.5 Simulación de la malla de tráfico	44
4.5.1 Hipótesis de simulación.....	44
4.5.2 Resultado de la simulación.....	48
Capítulo 5. Instalación fotovoltaica.....	53
5.1 Criterios de diseño.....	53
5.2 Orientación e inclinación.....	54
5.3 Características generales	57
5.4 Descripción de los elementos	60
5.4.1 Módulos fotovoltaicos.	60
5.4.2 Inversores.	62
5.5 Cableado.....	64

5.6	Cálculo de los strings	68
5.7	Organización de los módulos en strigns.....	74
5.8	Clasificación de la instalación y modalidad de autoconsumo	75
5.9	Sistema de monitorización	76
5.10	Canalizaciones del cableado.....	79
5.11	CEER.....	80
5.11.1	Instalación tipo subestación.....	82
5.11.2	Instalación tipo ATI.....	83
5.12	transformador elevador de tensión	84
5.12.1	Instalación tipo subestación.....	85
5.12.2	Instalación tipo ATI.....	87
5.13	Retos en la implantación de una instalación fotovoltaica en la infraestructura ferroviaria. 89	
5.13.1	Tensiones de funcionamiento no estándar en sistemas de electrificación ferroviaria (2x25 kV).....	89
5.13.2	Desajuste entre el rango de tolerancia de tensión de la red ferroviaria y el rango operativo de los inversores fotovoltaicos	90
5.13.3	Naturaleza monofásica de la red de tracción ferroviaria	90
5.13.4	Conclusión.....	91
5.14	Propuesta sistema alternativo para integración ferroviaria.....	91
Capítulo 6.	Simulación eléctrica.....	96
6.1	Simulación de la instalación fotovoltaica.....	97
6.1.1	Conexión a la red de distribución de 400V	100
6.1.2	Conexión a la red de tracción mediante transformador	103
6.2	Simulación de la carga de tracción.....	105
Capítulo 7.	Estudio económico-financiero.....	111
7.1	Memoria económica.....	111
7.1.1	Ahorro estimado mediante la conexión del sistema a la red de servicios auxiliares... 118	
7.2	Análisis de viabilidad.....	119
7.2.1	Conexión a la red de distribución de 400V.....	121
7.2.2	Conexión a la red de tracción mediante transformadores	125
7.2.3	Conclusión.....	129
Capítulo 8.	Impacto social.....	132
8.1	Alineamiento con los ODS.....	132

Capítulo 9. Conclusiones y trabajos futuros.....	136
9.1 Conclusiones	136
9.1.1 Viabilidad técnica de la integración fotovoltaica en la red ferroviaria.....	136
9.1.2 Viabilidad económica de los escenarios de conexión: red de distribución vs red de tracción.....	138
9.1.3 Influencia del crecimiento del coste eléctrico y del escenario de radiación en la viabilidad.....	139
Capítulo 10. Bibliografía.....	141

Índice de figuras

Figura 1:Tramos de la LAV Madrid-Galicia. Fuente:ADIF.....	21
Figura 2: Anchos de vía en corredor Atlántico. Fuente:ADIF	22
Figura 3:Esquema sistema de electrificación 2x25kV. Fuente:EADIC	23
Figura 4:Esquema tramos de electrificación	25
Figura 5: Esquema transformador en L. Fuente: EADIC.....	28
Figura 6: Esquema autotransformador	30
Figura 7:Tiempos de viaje tramo Ourense - Santiago de Compostela. Fuente: Diario de Galicia.....	31
Figura 8: Renfe serie 121. Fuente: Renfe	37
Figura 9: Renfe s730. Fuente: Renfe	38
Figura 10: Renfe s106. Fuente: Renfe	38
Figura 11: Curva de tracción Renfe s-112. Fuente: revista Tren Libre.....	45
Figura 12: Simulación de tráfico, malla de tráfico.	48
Figura 13: Simulación de tráfico, perfiles de fuerza y potencia Ourense-Santiago	49
Figura 14: Simulación de tráfico, perfiles de fuerza y potencia Santiago-Ourense	50
Figura 15: Simulación de tráfico, perfiles velocidades Ourense-Santiago.....	50
Figura 16: Simulación de tráfico, perfiles velocidades Santiago-Ourense.....	51
Figura 17: Medidas cubierta sala técnica subestación de tracción de Amoeiro pk:7+130..	55
Figura 18:Medidas cubierta ATI de Madriñán. pk:49+125.....	56
Figura 19: imagen JAMS30-540/MR.....	61
Figura 20: Imagen inversor SUN2000-36KTL-M3.....	64
Figura 21:Conductor H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kV DC	65
Figura 22: Janitza UMG 604-PRO	77
Figura 23: Esquema propuesta reforma de los autotransformadores	87
Figura 24:Ubicación simulación fotovoltaica.....	99
Figura 25: Parámetros de entrada simulación FV instalación conectada a red de 400V...	100

Figura 26: Producción promedio mensual instalación FV conectada a la red de 400V	102
Figura 27: Simulación eléctrica, TX1 Amoeiro	105
Figura 28: Simulación eléctrica, TX2 Amoeiro	106
Figura 29: Simulación eléctrica, TX1 Silleda	107
Figura 30: Simulación eléctrica, TX2 Silleda	107
Figura 31: Potencia total de la malla	109

Índice de tablas

Tabla 1: planificación trabajo	19
Tabla 2: Elementos de la línea analizada.....	26
Tabla 3: Corriente máxima conductores.....	30
Tabla 4: resumen características material rodante.Fuente:elaboración propia.....	39
Tabla 5: Horario de salida servicios Ourense-Santiago de Compostela. Fuente: Renfe	41
Tabla 6: Horario de salida servicios Santiago de Compostela - Ourense. Fuente: Renfe ...	42
Tabla 7: Horarios considerados. Fuente: elaboración propia	43
Tabla 8: Calculo del intervalo promedio	45
Tabla 9: Parámetros de simulación de tráfico	46
Tabla 10: Simulación de tráfico, periodicidad de los servicios	47
Tabla 11: Resultados simulación PVGIS	57
Tabla 12: características generales instalación tipo subestación	58
Tabla 13:características generales instalación tipo ATI.....	59
Tabla 14:características generales solución propuesta	60
Tabla 15:características JAMS30-540/MR	61
Tabla 16: características inversores seleccionados.....	63
Tabla 17: características conductor H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kVDC.....	66
Tabla 18: conductores inversores - CEERR.....	66
Tabla 19: especificaciones conductores RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	67
Tabla 20: código de colores conforme a la norma IEC 60446	67
Tabla 21: características eléctricas en escenarios de máxima y mínima temperatura del módulo JA Solar JAM72S30-555/MR	70
Tabla 22: Cálculo de strings instalación tipo subestación.....	72
Tabla 23:Cálculo de strings instalación tipo ATI.....	73
Tabla 24: características Janitza UMG 604-PRO.....	78
Tabla 25: Propiedades Aiscan CMPG6630G	79
Tabla 26: Protecciones componente AC CEER subestación	82
Tabla 27:Protecciones componente DC CEER subestación	83

Tabla 28:Protecciones componente AC CEER ATI.....	84
Tabla 29:Protecciones componente DC CEER ATI.....	84
Tabla 30: Características transformador elevador de tensión instalación tipo subestación	86
Tabla 31:características generales solución propuesta	97
Tabla 32: Energía producida mensual instalación FV conectada a red 400V	102
Tabla 33: Horas solares a capacidad pico promedio en la comunidad Autónoma de Galicia	103
Tabla 34:Energía producida mensual instalación FV conectada a de tracción	104
Tabla 35: Parámetros de entrada análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V	121
Tabla 36: Flujos de caja análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V	121
Tabla 37: Resultados análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V..	121
Tabla 38: Tabla TIR análisis sensibilidades viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V	123
Tabla 39:Tabla VAN análisis sensibilidades viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V	124
Tabla 40: Parámetros de entrada análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción	125
Tabla 41: Flujos de caja análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción	125
Tabla 42: Resultados análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción	125
Tabla 43: Tabla TIR análisis sensibilidades viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción	127
Tabla 44:Tabla VAN análisis sensibilidades viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción	129

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El sector ferroviario ha sido históricamente un pilar clave en la movilidad sostenible, destacándose por su eficiencia energética y bajas emisiones en comparación con otros medios de transporte. Sin embargo, a medida que las políticas medioambientales y los compromisos internacionales en materia de reducción de emisiones se vuelven más estrictos, surge la necesidad de incorporar fuentes de energía renovable en la operación ferroviaria. En este contexto, la instalación de sistemas fotovoltaicos en subestaciones de tracción ferroviaria se perfila como una estrategia eficaz para reducir la dependencia de la red eléctrica convencional y optimizar la eficiencia energética de la infraestructura ferroviaria.

Las subestaciones de tracción son puntos clave dentro del sistema ferroviario, ya que suministran la energía necesaria para el funcionamiento de los trenes. Tradicionalmente, estas subestaciones obtienen electricidad de la red general, lo que implica un alto consumo energético y costos asociados a la fluctuación de los precios del mercado eléctrico. La incorporación de paneles solares en estas instalaciones permite aprovechar la energía del sol para alimentar directamente la red ferroviaria, reduciendo la carga sobre el sistema eléctrico y contribuyendo a la sostenibilidad del transporte ferroviario.

Uno de los principales beneficios de la integración de energía solar en las subestaciones de tracción ferroviaria es la disminución de las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero. La generación de electricidad a partir de fuentes renovables permite reducir la dependencia de combustibles fósiles, contribuyendo significativamente a la mitigación del cambio climático. En un sector que ya es más eficiente en términos de emisiones en comparación con el transporte por carretera o aéreo, la adopción de energía solar refuerza aún más su papel en la transición hacia un modelo de movilidad sostenible.

Además de la reducción de emisiones, la implementación de sistemas fotovoltaicos disminuye la huella ecológica del sistema ferroviario al reducir la extracción y el uso de recursos naturales no renovables. La producción de electricidad mediante paneles solares no genera residuos contaminantes ni emisiones nocivas para la calidad del aire, lo que es particularmente beneficioso en áreas urbanas y periurbanas donde la contaminación atmosférica es una preocupación importante.

La integración de paneles solares en infraestructuras ferroviarias también puede contribuir a la mejora del entorno paisajístico y urbano, ya que permite aprovechar espacios ya existentes, como las cubiertas de las subestaciones o terrenos adyacentes sin necesidad de ocupar nuevas superficies. Esto minimiza el impacto visual y la ocupación de suelo, favoreciendo una integración armónica con el entorno.

La incorporación de instalaciones fotovoltaicas en subestaciones de tracción permite mejorar la eficiencia y estabilidad del suministro eléctrico en la red ferroviaria. La electricidad generada por los paneles solares puede emplearse directamente en la alimentación de los trenes, reduciendo la demanda de energía de la red general y aliviando la carga sobre el sistema eléctrico, especialmente en horas de máxima radiación solar.

Uno de los desafíos del suministro eléctrico en los sistemas ferroviarios es la variabilidad en la demanda, que puede generar picos de consumo en determinadas horas del día. La generación de energía solar contribuye a amortiguar estos picos, disminuyendo la necesidad de recurrir a fuentes de energía adicionales en momentos de alta demanda. En combinación con sistemas de almacenamiento, como baterías, es posible gestionar la energía de manera más eficiente, asegurando un suministro constante incluso en periodos de menor generación solar.

Otro beneficio clave es la reducción de pérdidas por transmisión y distribución. En los sistemas eléctricos convencionales, una parte significativa de la energía se pierde durante su transporte desde las plantas de generación hasta los puntos de consumo. Al producir electricidad en el mismo lugar donde se necesita, como en las subestaciones de tracción, estas pérdidas se minimizan, aumentando la eficiencia general del sistema.

Desde una perspectiva económica, la generación de energía solar permite reducir los costos operativos a largo plazo del sistema ferroviario. Aunque la inversión inicial en infraestructura fotovoltaica puede ser significativa, los costos de operación y mantenimiento son relativamente bajos en comparación con otras fuentes de energía. Los paneles solares tienen una vida útil de aproximadamente 25 a 30 años, lo que garantiza una fuente de energía estable y rentable durante décadas.

La reducción de la dependencia de la red eléctrica también ayuda a mitigar la volatilidad de los precios de la electricidad. En muchos países, los costos de la electricidad varían en función de la oferta y la demanda, y pueden verse afectados por factores externos como la inflación o el precio de los combustibles fósiles. Al generar parte de su propia energía, los operadores ferroviarios pueden protegerse de estas fluctuaciones y mejorar su planificación financiera.

Otro aspecto relevante es la posibilidad de acceder a incentivos y subvenciones para el desarrollo de energías renovables. En muchos países, los gobiernos ofrecen programas de apoyo financiero para la instalación de sistemas fotovoltaicos, incluyendo reducciones fiscales, subvenciones directas y tarifas preferenciales para la venta del excedente de energía a la red. Estas medidas pueden mejorar aún más la viabilidad económica de la implementación de energía solar en el sector ferroviario.

El desarrollo de redes eléctricas inteligentes (smart grids) y la digitalización del sector ferroviario abren nuevas oportunidades para la integración eficiente de la energía solar en las subestaciones de tracción. Mediante el uso de sistemas de gestión energética avanzados, es posible optimizar el flujo de energía, maximizando el autoconsumo y minimizando el desperdicio.

Las subestaciones de tracción pueden incorporar sensores y plataformas de monitoreo en tiempo real para ajustar dinámicamente el uso de la energía solar en función de la demanda ferroviaria y las condiciones meteorológicas. Además, la combinación de energía solar con otras fuentes renovables, como la eólica, y con tecnologías de almacenamiento permite un sistema ferroviario más autosuficiente y sostenible.

Otra innovación clave en este ámbito es el uso de algoritmos de inteligencia artificial para predecir la generación solar y la demanda de energía en diferentes momentos del día. Estas herramientas permiten una mejor planificación del consumo energético, reduciendo la necesidad de depender de la red eléctrica convencional en momentos de alta demanda.

La introducción de instalaciones fotovoltaicas en subestaciones de tracción ferroviaria representa una solución eficaz para mejorar la sostenibilidad del sector ferroviario, reduciendo su impacto ambiental, optimizando el consumo energético y disminuyendo costos operativos. Su implementación contribuye a la reducción de emisiones de CO₂, mejora la eficiencia del sistema eléctrico y permite una mayor independencia de la red general, reforzando la seguridad energética de la infraestructura ferroviaria.

Además, la integración de energía solar con tecnologías inteligentes y almacenamiento energético fortalece la estabilidad del suministro eléctrico, posicionando al ferrocarril como un referente en movilidad sostenible. A medida que la tecnología fotovoltaica continúa evolucionando y los costos de inversión disminuyen, su aplicación en el transporte ferroviario jugará un papel clave en la transición hacia un futuro energéticamente eficiente y ecológico.

Capítulo 2. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

2.1 DESCRIPCIÓN BREVE

Este proyecto tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica y financiera de integrar una planta fotovoltaica en una subestación de la línea ferroviaria Orense-Santiago de Compostela. Para ello, se empleará la herramienta de simulación *OlgaNG*, permitiendo un análisis detallado del comportamiento energético y la interacción con la red de tracción.

Las principales fases del estudio incluyen la descripción del tramo ferroviario y sus instalaciones, la familiarización con el entorno de simulación, la estimación de la malla de tráfico y la obtención de las curvas de carga de las subestaciones. Posteriormente, se procederá al dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, considerando módulos, inversores, strings y su conexión con el Cuadro de Energías Renovables (CEER). Además, se propondrá un sistema de elevación de tensión para garantizar la integración eficiente de la energía generada a la red de tracción. Finalmente, se realizará un análisis financiero para determinar la rentabilidad del proyecto.

2.2 OBJETIVOS

Objetivos del Trabajo Fin de Máster

- Descripción del tramo y de las instalaciones
- Simulación de la malla de tráfico
- Simulación eléctrica y obtención de consumos eléctricos de las subestaciones

Objetivos de la Ampliación del Trabajo Fin de Máster

- Dimensionar la instalación fotovoltaica: módulos, inversores, strings, conexión y cuadro de energías renovables (CEER)
- Dimensionamiento de transformador de renovables
- Estudio económico-financiero de la viabilidad de la solución de renovables

2.3 APORTACIONES PREVISTAS DEL TRABAJO

Este estudio proporcionará una evaluación detallada de la viabilidad técnica y económica de integrar una planta fotovoltaica en una subestación ferroviaria, aportando los siguientes resultados clave:

- 1. Mejora del consumo energético ferroviario**
 - Análisis del impacto de la energía solar en la reducción del consumo de la red eléctrica.
 - Evaluación del grado de autoconsumo y su efecto en la demanda energética de la subestación.
- 2. Caracterización del comportamiento energético de instalación ferroviaria con instalación fotovoltaica**
 - Generación de escenarios de consumo en función del tráfico ferroviario y la producción fotovoltaica.
 - Identificación de patrones de carga y descarga en la red eléctrica ferroviaria.
- 3. Dimensionamiento detallado de la planta fotovoltaica**
 - Determinación del número de módulos, inversores y configuración óptima del sistema.
 - Diseño de estrategias de integración con la infraestructura existente.
 - Obtención de curvas de carga conjuntas ferroviario-fotovoltaica
- 4. Estudio financiero de viabilidad**
 - Análisis de costos de inversión, operación y mantenimiento.

- Cálculo del retorno de inversión y evaluación de posibles incentivos o ayudas.

5. Contribución a la sostenibilidad y descarbonización del transporte ferroviario

- Cuantificación de la reducción de emisiones de CO₂ derivada del uso de energía renovable.

En conjunto, este trabajo proporcionará una base técnica y económica sólida para futuras implementaciones de energía solar en infraestructuras ferroviarias, favoreciendo la transición hacia un modelo de transporte más sostenible y eficiente.

2.4 PLANIFICACIÓN DE TAREAS

Con el fin de alcanzar los objetivos expuestos anteriormente, se va a seguir el plan de trabajo mostrado a continuación. La planificación tiene carácter quincenal:

	FASE	Mar 1/2	Mar 2/2	Abr 1/2	Abr 2/2	May 1/2	May 2/2	Jun 1/2	Jun 2/2
Tareas del Trabajo Fin de Máster	Descripción del tramo y de las instalaciones								
	Simulación de la malla de tráfico								
	Simulación eléctrica y obtención de consumos eléctricos de las subestaciones								
	Selección subestación en la que implantar								
Tareas de la Ampliación del Trabajo Fin de Máster	Dimensionar la instalación fotovoltaica: módulos, inversores, strings.								
	Dimensionar la instalación fotovoltaica: conexión y cuadro de energías renovables (CEER)								
	Estudio económico-financiero de la viabilidad de la solución de renovables								
	Estudio financiero								
Tareas comunes	Redacción del trabajo								
	Preparación presentación								
	Revisión bibliográfica y búsqueda de información								

Tabla 1: planificación trabajo

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DEL TRAMO Y DE LAS INSTALACIONES

La línea de alta velocidad Ourense-Santiago constituye un tramo fundamental dentro de la infraestructura ferroviaria de alta velocidad en España, desempeñando un papel clave en la mejora de la movilidad en Galicia y su conexión con el resto del país. Su construcción ha supuesto una reducción significativa en los tiempos de viaje, así como una optimización del servicio ferroviario en la comunidad autónoma.

3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Esta línea forma parte del Eje Atlántico de Alta Velocidad [1], que conecta las principales ciudades gallegas como Vigo, Pontevedra, Santiago y A Coruña. También se enlaza con la LAV Madrid-Galicia, permitiendo una conexión más rápida y eficiente entre Galicia y la capital española.

Tramos del corredor

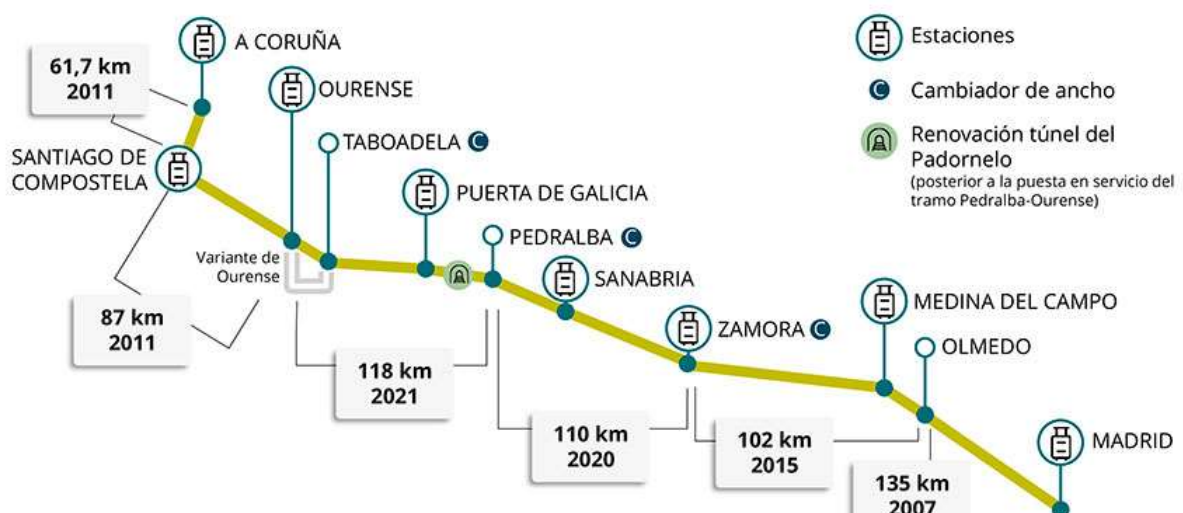


Figura 1: Tramos de la LAV Madrid-Galicia. Fuente: ADIF

La línea cuenta con una longitud aproximada de 87,1 km [2], discurriendo íntegramente por territorio gallego y conectando las ciudades de Ourense y Santiago de Compostela, permitiendo la conexión de Pontevedra y A Coruña con el corredor de alta velocidad. Su trazado se ha diseñado para minimizar las afecciones al terreno y garantizar una alta eficiencia operativa, integrando múltiples infraestructuras como viaductos y túneles para superar la compleja orografía gallega.

El trazado ha sido construido con doble vía electrificada en ancho ibérico (1.668 mm) en una primera fase, con la previsión de ser convertido a ancho estándar europeo (1.435 mm) en el futuro. Esta decisión impone la necesidad de cambiadores de ancho junto a material móvil de rodadura desplazable para asegurar la interoperabilidad con la red ferroviaria gallega hasta que se complete la conversión definitiva. Está diseñada para una velocidad máxima operativa de 300 km/h, aunque algunos tramos presentan restricciones debido a la orografía. En la actualidad se opera a una velocidad máxima de 250 km/h [3].



Figura 2: Anchos de vía en corredor Atlántico. Fuente: ADIF

3.2 INFRAESTRUCTURA Y ELEMENTOS ESTRUCTURALES

La construcción de esta línea ha requerido la implementación de numerosos viaductos y túneles, debido a la accidentada orografía de Galicia. En total, se han construido 31 túneles, que suman 29,3 km, y 38 viaductos, con una longitud total de 20,4 km. En conjunto, más del 57% del recorrido transcurre por túneles o viaductos, lo que refleja la magnitud de la ingeniería aplicada en su desarrollo.

Las principales estaciones de la línea son Ourense-Empalme y Santiago de Compostela, ambas integradas en la red de alta velocidad y dotadas de infraestructuras adaptadas a los nuevos estándares ferroviarios.

3.3 SISTEMA DE ELECTRIFICACIÓN Y TRACCIÓN

La línea opera con un sistema de electrificación en corriente alterna de 25 kV y 50 Hz, siguiendo el estándar de alta velocidad en España. Se ha implementado una configuración de alimentación 2x25 kV [4], lo que implica que la catenaria proporciona una tensión nominal de 25.000 V, mientras que el circuito de alimentación total opera a 50.000 V gracias a un conductor de retorno adicional.

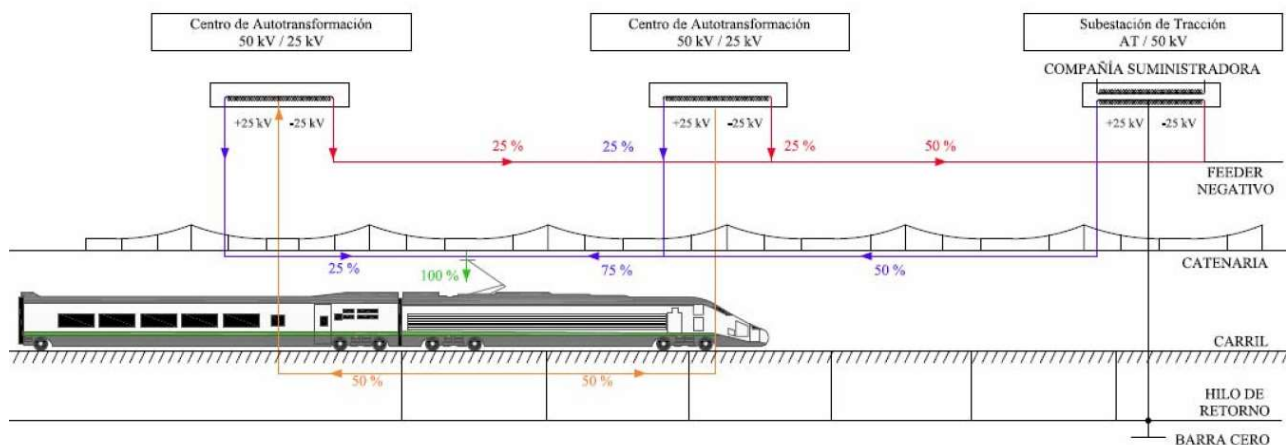


Figura 3: Esquema sistema de electrificación 2x25kV. Fuente: EADIC

Este sistema de doble alimentación ofrece diversas ventajas [5], entre ellas:

- **Reducción de pérdidas:** Al operar con 50 kV en la línea de retorno, se disminuye la corriente y, por lo tanto, las pérdidas por efecto Joule en los cables.
- **Menos subestaciones:** En comparación con un sistema de 25 kV convencional, el 2x25 kV permite mayores distancias entre subestaciones eléctricas (normalmente entre 50 y 80 km en lugar de 20-30 km).
- **Menor interferencia electromagnética:** La disposición mejora la compatibilidad con los sistemas de señalización ferroviaria. Disminución de interferencias electromagnéticas, mejorando la estabilidad del suministro eléctrico a los trenes

Para garantizar una alimentación eficiente y estable, la línea cuenta con diversas subestaciones de tracción, ubicadas estratégicamente en puntos clave del recorrido, complementadas por autotransformadores distribuidos a lo largo del trazado.

3.3.1 TOPOLOGÍA DE LA ELECTRIFICACIÓN

El tramo de electrificación considerado en el presente proyecto abarca las secciones alimentadas por las subestaciones de Silleda (400 kV) y Amoeiro (230 kV), cuya distribución se puede observar en la siguiente figura.



Figura 4: Esquema tramos de electrificación

Como se puede apreciarse en el esquema de la Figura 4, en las cercanías de Santiago de Compostela hay una sección de la línea que se alimenta desde otras subestaciones del Eje Atlántico. Este tramo queda fuera del análisis.

La siguiente tabla muestra los elementos de la línea analizada [6].

Designación	Subtramo	PK absoluto
ATI 1.2	Ourense-Maside	0+300
SE1 Amoeiro	Amoeiro-Maside-Carballiño	7+130
ATI 1.3	Amoeiro-Maside-Carballiño	18+470
ATI 1.4	Carballiño-O Irixo – Lalín (Abeleda)	28+530
ATF 2.1.	Lalín-(Abeleda)- Lalín (Baxán)	38+230
ATI 2.2	Lalín (Baxán)- Lalín (Anzo)	49+125
SE2 Silleda	Silleda (Carboeiro) – Silleda (Dornelas)	55+964
ATI 2.3	Silleda (Dornelas) – Vedra – Boqueixón	66+692
ATI 2.1.B	Boqueixón – Santiago	77+133

Tabla 2: Elementos de la línea analizada

En un sistema 2x25 kV, una Subestación Eléctrica (SE) desempeña funciones clave para garantizar un suministro adecuado y eficiente de energía eléctrica a las líneas ferroviarias. En este tipo de sistemas, que operan con dos tensiones de 25 kV, la subestación es esencial para la transformación, distribución y regulación de la electricidad necesaria para el funcionamiento seguro y eficiente de los trenes.

Las principales funciones de una SE en un sistema 2x25 kV son las siguientes:

- **Transformación de Tensión:** La subestación recibe la energía eléctrica a alta tensión proveniente de la red de distribución y la transforma a 25 kV, la cual es la tensión necesaria para alimentar el sistema ferroviario. En sistemas 2x25 kV, se transforma la energía en dos tensiones de 25 kV separadas, de acuerdo con la configuración de la red y los requisitos del sistema.
- **Distribución de Energía:** Una vez transformada, la energía se distribuye a las catenarias, que son las líneas aéreas de contacto entre el tren y el sistema eléctrico. La subestación garantiza un suministro constante a los trenes.
- **Control y Regulación:** La SE tiene la función de regular la calidad de la energía suministrada, garantizando que la tensión y frecuencia sean apropiadas para el funcionamiento adecuado de los trenes. Además, incorpora sistemas de protección que previenen sobrecargas o fallos en el sistema eléctrico, asegurando su estabilidad.

- **Seguridad y Supervisión:** Las subestaciones están dotadas de sistemas avanzados de monitoreo y control que permiten supervisar el funcionamiento del sistema en tiempo real. Estos sistemas son capaces de detectar fallos o anomalías y activar mecanismos correctivos de manera rápida.

En un sistema 2x25 kV, una ATI (Autotransformadora de Inyección) es un dispositivo clave utilizado en sistemas ferroviarios eléctricos para la conversión de energía entre diferentes niveles de tensión. En estos sistemas de corriente alterna a 25 kV, las ATI son esenciales para optimizar la distribución de la energía y garantizar una alimentación adecuada y eficiente de los trenes.

El sistema 2x25 kV emplea dos tensiones de 25 kV, distribuidas en dos fases, y la ATI cumple un papel fundamental en la estabilización y distribución eficiente de la energía a lo largo de la infraestructura ferroviaria.

Las funciones principales de la ATI son:

- Facilitar el uso de la energía proveniente tanto de las catenarias (líneas aéreas) como de la infraestructura de tierra.
- Ajustar la tensión entre la catenaria y el tren, mejorando la eficiencia en la transmisión de energía.
- Transferir energía entre las fases de la catenaria y la infraestructura de tierra, ayudando a equilibrar el flujo de corriente y mejorar la eficiencia en la distribución de la energía a los trenes.

En cada subestación se instalan 2 transformadores de 30MVA cada uno, siendo la potencia nominal de los arrollamientos de baja tensión 15MVA. A efectos de cálculos se ha supuesto que la tensión de cortocircuito es:

- 15% entre los arrollamientos de 400kV y de 27,5kV positivo
- 15% entre los arrollamientos de 400kV y de 27,5kV negativo
- 5% entre los arrollamientos de 27,5kV positivo y negativo

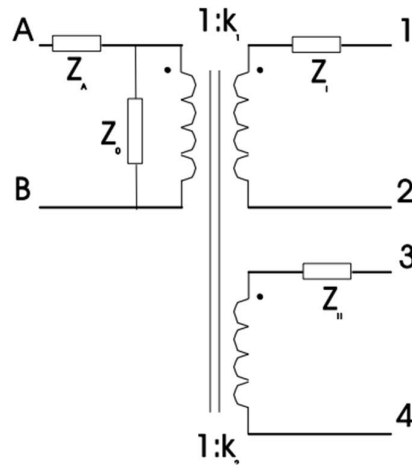


Figura 5: Esquema transformador en L. Fuente: EADIC

Este transformador [7] dispone de tres devanados acoplados (primario, secundario y terciario), lo que da lugar a tres impedancias de cortocircuito diferenciadas debido a los acoplamientos mutuos entre ellos. Para llevar a cabo un análisis integral de su comportamiento eléctrico, es necesario realizar tres ensayos de cortocircuito.

Cada transformador de tracción cuenta con los siguientes elementos de diseño y protección [8], garantizando su correcto funcionamiento, fiabilidad y seguridad operativa:

- **Válvulas de alivio para sobrepresión:** Permiten la liberación de presión interna generada por fallos internos o sobrecargas térmicas, evitando daños estructurales en la cuba del transformador.
- **Imagen térmica:** Sistema de monitoreo de temperatura que ayuda a prevenir sobrecalentamientos, asegurando un correcto funcionamiento y evitando fallos prematuros.
- **Relés Buchholz:** Dispositivos de protección que detectan acumulaciones de gas dentro del transformador, indicando posibles fallos internos como descargas parciales o cortocircuitos en el aceite aislante.

- **Termostato de aceite:** Controla la temperatura del aceite dieléctrico dentro del transformador, activando mecanismos de enfriamiento o alarmas en caso de sobrecalentamiento.
- **Termómetro de aceite:** Dispositivo que mide la temperatura del aceite, proporcionando datos en tiempo real para la supervisión del estado térmico del transformador.
- **Indicador de nivel del aceite:** Permite visualizar el nivel del aceite dieléctrico, asegurando que se mantenga dentro de los rangos adecuados para una correcta refrigeración y aislamiento.
- **Indicador de nivel del regulador:** En sistemas con cambiadores de tomas bajo carga (OLTC), este indicador muestra el nivel del aceite en el compartimiento del regulador, garantizando su correcto funcionamiento.
- **Protección de cuba:** La cuba es el recipiente que contiene el aceite y los devanados del transformador. Su protección es fundamental para evitar fugas, contaminación o daños mecánicos que puedan comprometer la operación del equipo.

Los autotransformadores se encuentran instalados en una configuración simple, sin duplicación ni sistemas redundantes, lo que permite optimizar tanto el espacio disponible como los costos de instalación y mantenimiento, sin afectar la eficiencia del sistema. Cada autotransformador cuenta con una potencia nominal de 10 MVA y una tensión de cortocircuito del 1%. Esta baja impedancia de cortocircuito garantiza una mínima caída de tensión ante posibles fallos, contribuyendo a la estabilidad del sistema y asegurando la protección de la operación ferroviaria, así como de los equipos eléctricos asociados.

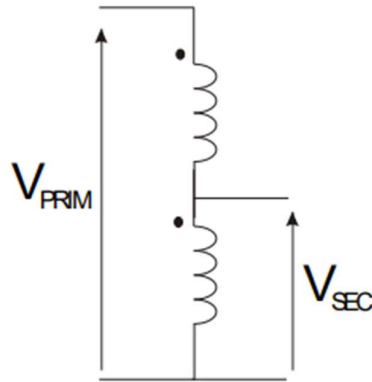


Figura 6: Esquema autotransformador

En todo el tramo analizado se emplea un único tipo de catenaria, basada en un modelo de cuatro conductores equivalentes, donde se distingue el positivo y el negativo de cada vía de manera independiente.

Dado que los conductores de cada fase están interconectados a intervalos regulares, es posible agrupar los conductores positivos de las vías 1 y 2 en un conjunto y los conductores negativos en otro, lo que permite prescindir del conductor de retorno. Esta configuración se denomina modelo de dos conductores.

Conductor	Corriente máxima [A]
Positivo (por cada vía)	823
Negativo (por cada vía)	473

Tabla 3: Corriente máxima conductores

3.4 REDUCCIÓN DE TIEMPOS DE VIAJE Y CONECTIVIDAD

La puesta en servicio de la línea de alta velocidad Ourense-Santiago [9] ha supuesto una transformación significativa en la movilidad ferroviaria de Galicia, con una reducción notable en los tiempos de viaje y una mejora sustancial en la conectividad regional. Antes de su inauguración, el trayecto ferroviario entre Ourense y Santiago tenía una duración superior a los 90 minutos, debido a la infraestructura convencional que presentaba limitaciones en velocidad y eficiencia operativa. El recorrido implicaba tramos con pendientes y curvas pronunciadas que restringían la velocidad máxima de los trenes, así como una menor capacidad para absorber la demanda creciente de pasajeros que necesitaban desplazarse entre ambas ciudades.

Con la entrada en funcionamiento de la nueva línea de alta velocidad, el tiempo de viaje se ha reducido drásticamente a unos 38 minutos, lo que representa una mejora superior al 50 % en la duración del trayecto. Esta optimización se debe a la modernización de la infraestructura ferroviaria, que permite velocidades más elevadas y una mayor eficiencia en la operación de los trenes. Gracias a esta reducción del tiempo de desplazamiento, los usuarios pueden realizar el trayecto con mayor comodidad, minimizando el impacto del viaje en su rutina diaria y favoreciendo el uso del tren como alternativa competitiva frente a otros medios de transporte, como el automóvil o el autobús.



Figura 7: Tiempos de viaje tramo Ourense - Santiago de Compostela. Fuente: Diario de Galicia

Además de la disminución en la duración del trayecto, la línea de alta velocidad ha traído consigo una mayor fiabilidad en los horarios y una mejora en la regularidad del servicio, aspectos clave para los pasajeros que dependen del tren en sus desplazamientos cotidianos o laborales. La posibilidad de conectar en menos de 40 minutos dos de las ciudades más importantes de Galicia ha impulsado no solo el turismo y la movilidad personal, sino también la actividad económica y empresarial, facilitando la integración de los mercados laborales de ambas áreas y promoviendo una mayor cohesión territorial dentro de la comunidad autónoma.

Asimismo, la línea de alta velocidad ha mejorado la intermodalidad del transporte, facilitando la conexión con otros servicios ferroviarios y con infraestructuras clave como estaciones de autobuses y aeropuertos. Esta integración ha convertido al tren en una opción más atractiva para los viajeros, fomentando el uso del transporte público y contribuyendo a la reducción del tráfico en carreteras, con los consiguientes beneficios en términos de sostenibilidad y reducción de emisiones contaminantes.

Con la finalidad de garantizar que todos los trenes que circulan en el trayecto Ourense-Santiago de Compostela tengan un servicio equivalente en el sentido contrario, se asume que algunos trenes en la dirección Santiago de Compostela-Ourense operan en doble composición.

Esta solución permitiría compensar la diferencia en el número de servicios registrados entre ambos sentidos, asegurando que el material rodante regrese a su punto de origen sin necesidad de programar trenes adicionales. Además, esta estrategia optimiza el uso de la flota y facilita la operativa ferroviaria dentro de la planificación horaria existente.

Capítulo 4. SIMULACIÓN DE LA MALLA DE TRÁFICO

El tramo Ourense-Santiago de Compostela es una infraestructura ferroviaria clave en la red de alta velocidad del noroeste de España, permitiendo la conexión entre el interior de Galicia y el resto de la red nacional de alta velocidad. Este corredor, gestionado por Adif Alta Velocidad, está diseñado para velocidades de hasta 300 km/h, facilitando el tránsito de trenes de alta velocidad y mejorando la accesibilidad y los tiempos de viaje en la región.

4.1 OPERADORES Y SERVICIOS

Actualmente, este tramo es operado exclusivamente por Renfe [10], que ofrece los siguientes servicios de alta velocidad:

- **Avant:** [11] Se trata de los servicios de media distancia de alta velocidad, diseñados para cubrir trayectos interurbanos de corta y media distancia con tiempos de viaje optimizados. En el tramo Ourense-Santiago de Compostela, los Avant tienen una gran demanda debido a la alta frecuencia de desplazamientos diarios por motivos laborales y académicos. Estos trenes permiten realizar el recorrido en aproximadamente 38 minutos, ofreciendo un servicio con frecuencias elevadas, especialmente en horas punta.
- **Alvia:** [12] Este servicio de larga distancia combina tramos de alta velocidad con vías convencionales, lo que permite conectar Galicia con ciudades como Madrid, Barcelona o el País Vasco sin necesidad de realizar transbordos. En el tramo Ourense-Santiago de Compostela, los trenes Alvia operan a velocidades de hasta 250 km/h, permitiendo tiempos de viaje competitivos dentro del corredor gallego antes de enlazar con otras rutas de la red ferroviaria nacional.
- **AVE:** [13] El servicio AVE ha sido introducido recientemente en Galicia, mejorando la conectividad con la red nacional de alta velocidad. Gracias a este servicio, el tiempo de viaje entre Ourense y Madrid se ha reducido significativamente, logrando

tiempos inferiores a 2 horas y 15 minutos. En el tramo Ourense-Santiago de Compostela, los AVE permiten aprovechar al máximo las capacidades de la infraestructura, optimizando los desplazamientos interurbanos en Galicia.

- **AVLO:** [14] Con la incorporación del AVLO, Renfe ha ampliado la accesibilidad al tren de alta velocidad mediante un modelo de bajo coste. Estos trenes ofrecen tarifas más competitivas con un esquema de operación similar al AVE, pero con una configuración optimizada para un mayor número de plazas y servicios adicionales opcionales. En el tramo Ourense-Santiago de Compostela, la llegada de AVLO representa una oportunidad para incrementar la demanda y fomentar el uso del ferrocarril como alternativa a otros modos de transporte.

La exclusividad de Renfe como operador en el tramo Ourense-Santiago de Compostela responde a una combinación de factores técnicos, regulatorios y económicos que dificultan la entrada de nuevos competidores en esta línea de alta velocidad.

- **Liberalización parcial del mercado ferroviario:** Si bien España ha avanzado en la liberalización del sector ferroviario, permitiendo la entrada de operadores privados en varios corredores de alta velocidad, la apertura a la competencia ha sido priorizada en rutas de mayor demanda, como Madrid-Barcelona o Madrid-Sevilla/Málaga. El tramo Ourense-Santiago de Compostela, al tener una demanda más limitada en comparación, no ha sido considerado un corredor de alta rentabilidad para nuevos operadores, lo que ha llevado a que Renfe continúe operando de manera exclusiva.
- **Características técnicas de la infraestructura:** El tramo Ourense-Santiago de Compostela forma parte del corredor de alta velocidad gallego, pero presenta una particularidad técnica significativa: el cambio de ancho de vía en varios tramos. Mientras que la línea de alta velocidad emplea ancho estándar (1.435 mm), las líneas convencionales en Galicia utilizan un ancho diferente, lo que obliga a que los trenes que circulan en este corredor tengan la capacidad de adaptarse a diferentes anchos de vía. Este cambio de ancho representa una barrera técnica para los nuevos operadores,

ya que el material rodante debe estar específicamente diseñado para operar en ambas configuraciones.

- **Material de rodadura desplazable:** Para superar el desafío del cambio de ancho de vía, Renfe utiliza trenes con rodadura desplazable [15], como los trenes Alvia, que permiten adaptar su ancho de vía de manera automática mientras están en circulación. Este tipo de material rodante especializado es fundamental para garantizar la interoperabilidad en los diferentes tramos de la línea. La necesidad de homologar los trenes y adaptar los equipos de nuevos operadores a este sistema aumenta los costos y las complejidades técnicas para competir en este corredor, lo que limita la participación de empresas externas.
- **Servicios subvencionados y obligaciones de servicio público:** Los servicios Avant que Renfe opera en el tramo Ourense-Santiago de Compostela están sujetos a obligaciones de servicio público (OSP) [16], lo que implica que estos trayectos cuentan con una financiación parcial del Estado para garantizar su continuidad, especialmente en regiones donde la demanda es menor. Este tipo de servicio subvencionado está diseñado para garantizar la conectividad, pero también limita la apertura a nuevos operadores, ya que estos servicios están sujetos a una regulación que favorece la estabilidad de Renfe en la prestación de estos servicios de media distancia.
- **Falta de interés de nuevos competidores:** A pesar de la liberalización del mercado, empresas como Ouigo o Iryo, que han comenzado a operar en otros corredores de alta velocidad, han priorizado rutas con mayor volumen de pasajeros y rentabilidad. El tramo Ourense-Santiago de Compostela, al tener una demanda más moderada, no ha atraído a nuevos competidores que estén dispuestos a invertir en la infraestructura necesaria para operar en esta línea, especialmente considerando las barreras técnicas y los costos asociados con la adaptación del material rodante.

4.2 MATERIAL RODANTE

Para operar estos servicios, Renfe emplea diferentes tipos de trenes adaptados a las características de la línea y a los requerimientos operativos de cada modalidad:

- **Serie 121:** [17] Trenes diseñados para servicios Avant, con una capacidad optimizada para trayectos de corta y media distancia y velocidades de hasta **250 km/h**.



Figura 8: Renfe serie 121. Fuente: Renfe

- **Serie 730:** [18] Trenes híbridos (eléctricos + diesel) utilizados en los servicios Alvia, permitiendo la combinación de tramos electrificados y no electrificados sin necesidad de cambiar de tren. Operan en los servicios Alvia.



Figura 9: Renfe s730. Fuente: Renfe

- **Serie 106 (Talgo Avril):** [19]Trenes de última generación que Renfe ha incorporado recientemente en Galicia, con mayor capacidad, eficiencia energética y la posibilidad de operar a **300 km/h** en tramos preparados para ello. Operan en los servicios AVE y AVLO.



Figura 10: Renfe s106. Fuente: Renfe

	S121	S730	S106
Fabricante	CAF	TALGO	TALGO
Tracción	Alstom	Bombardier	Ingeteam
Tipo de Servicio	AVANT	ALVIA	AVE, AVLO
Velocidad Máxima	250 km/h	250 km/h	330 km/h
Potencia del Tren (a 25 kV)	4.000 kW	4.800 kW	8.000 kW
Longitud	107,36 m	186 m	201,8 m
Modalidad	Eléctrica (catenaria)	Eléctrica (catenaria) y Diésel	Eléctrica (catenaria)
Cambio de Ancho de Vía	Rodadura desplazable (Eje BRAVIA)	Rodadura desplazable (sistema TALGO)	Rodadura desplazable (sistema TALGO)
Número de Unidades Operativas	29 unidades	15 unidades	15 unidades

Tabla 4: resumen características material rodante. Fuente: elaboración propia

4.3 FLUJO DE TRÁFICO Y OCUPACIÓN

El tramo Ourense-Santiago de Compostela presenta un alto nivel de demanda, con una proporción significativa de desplazamientos recurrentes. Las frecuencias varían a lo largo del día, con refuerzos en horas punta para atender la movilidad laboral y académica.

Los servicios Avant son los más utilizados en este tramo, con una alta ocupación en horarios laborales. Por otro lado, los trenes ALVIA y AVE tienen una gran relevancia en la conexión de Galicia con la Meseta, mientras que los AVLO representan una alternativa económica para aquellos viajeros que priorizan el precio sobre otros factores como el confort o la flexibilidad.

Gracias a la infraestructura de doble vía y a los sistemas de señalización avanzada, la gestión del tráfico ferroviario en este corredor es eficiente, permitiendo la coexistencia de múltiples servicios sin afectar la regularidad ni la fiabilidad de las circulaciones.

4.4 ESTIMACIÓN DE LA MALLA DE TRÁFICO

Para estimar la malla de tráfico ferroviario en el tramo en estudio, se han consultado en la web oficial de Renfe con el objetivo de obtener información detallada sobre los horarios de los trenes que operan en dicho corredor. Este procedimiento permite conocer la distribución temporal de las circulaciones y facilita el análisis de la oferta de servicios existente.

Como resultado de esta consulta, se han obtenido las tablas horarias correspondientes, en las que se reflejan los distintos trenes que prestan servicio en el tramo seleccionado. Dicha información es relevante para evaluar la operativa ferroviaria y comprender la estructura de la explotación en esta línea de Alta Velocidad (LAV).

Es importante señalar que en este corredor no existen circulaciones de trenes de mercancías ni de otros servicios ferroviarios distintos a los de pasajeros. Esto se debe a que se trata de una infraestructura específica de Alta Velocidad, diseñada exclusivamente para trenes de pasajeros con características de alta prestación. ADIF, como entidad gestora de la infraestructura, confirma que en este tramo solo operan trenes de Alta Velocidad, descartando la presencia de otro tipo de tráfico.

Asimismo, los horarios publicados en la web de Renfe se consideran totalmente válidos y fiables para el análisis, dado que, como se ha mencionado anteriormente, Renfe es el único operador ferroviario que presta servicio en este tramo, comprendido entre Ourense y Santiago de Compostela. Esta exclusividad en la explotación garantiza que los datos reflejados en la consulta sean representativos de la totalidad del tráfico ferroviario en la línea.

Se ha identificado un servicio de tren regional en la relación Ourense-Santiago, pero este no es de Alta Velocidad y, por lo tanto, no circula por el tramo de la Línea de Alta Velocidad (LAV) objeto de estudio.

Dicho tren opera por la infraestructura convencional, mientras que la LAV está reservada exclusivamente para servicios de Alta Velocidad, según lo indicado por ADIF. Por esta razón, el tren regional queda excluido del análisis de la malla de tráfico en este estudio.

Tren / Recorrido	Salida	Llegada	Duración	Precio desde*	Prestaciones	Accesible
› 09470 AVANT	06.40	07.18	38 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09480 AVANT	07.50	08.28	38 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09090 AVANT	09.55	10.33	38 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 34295 AVANT	10.31	11.10	39 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04295 AVLO	10.31	11.10	39 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09120 AVANT	12.30	13.08	38 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09140 AVANT	14.25	15.03	38 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09550 AVANT	15.30	16.08	38 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09160 AVANT	16.40	17.18	38 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 12960 REGIONAL	16.47	18.27	1 h. 40 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04345 AVE	17.03	17.42	39 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 34345 AVANT	17.03	17.42	39 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09590 AVANT	19.00	19.38	38 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04975 AVLO	19.53	20.32	39 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 00626 ALVIA	21.01	21.48	47 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 34626 AVANT	21.01	21.48	47 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04175 ALVIA	21.28	22.10	42 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 34175 AVANT	21.28	22.10	42 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04385 AVE	21.50	22.29	39 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09230 AVANT	23.00	23.38	38 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver

Tabla 5: Horario de salida servicios Ourense-Santiago de Compostela. Fuente: Renfe

Tren / Recorrido	Salida	Llegada	Duración	Precio desde*	Prestaciones	Accesible
› 09051 AVANT	05.41	06.21	40 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09061 AVANT	06.23	07.03	40 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04864 AVLO	07.08	07.43	35 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04064 ALVIA	07.47	08.24	37 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 34064 AVANT	07.47	08.24	37 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09081 AVANT	08.43	09.23	40 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04454 AVE	10.36	11.11	35 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09111 AVANT	11.58	12.38	40 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09131 AVANT	13.58	14.38	40 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09351 AVANT	15.43	16.23	40 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 34334 AVANT	16.48	17.24	36 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04334 AVLO	16.48	17.24	36 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09171 AVANT	17.48	18.28	40 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 12967 REGIONAL	18.47	20.28	1 h. 41 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 04404 AVE	20.02	20.38	36 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 34404 AVANT	20.02	20.38	36 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver
› 09201 AVANT	21.33	22.13	40 min.	› Consultar y comprar	› Ver	› Ver

Tabla 6: Horario de salida servicios Santiago de Compostela - Ourense. Fuente: Renfe

Se ha identificado que en el trayecto en sentido Santiago de Compostela-Ourense hay tres servicios menos. Con el objetivo de mantener la rotación de trenes (es decir, que los trenes que parten de una estación sean los mismos que regresan), se ajustará el número de servicios en doble composición durante las horas punta, que se consideran en el período de 7:00 a 10:00 AM y de 5:00 a 8:00 PM.

Con la información proporcionada por Renfe y la hipótesis planteada respecto a la optimización de los servicios en doble composición, se ha elaborado la siguiente tabla de horarios. Esta tabla refleja los ajustes necesarios para mantener la rotación de trenes y garantizar la adecuada distribución de los mismos durante las horas punta, de acuerdo con los flujos de pasajeros identificados.

HORARIOS									
Santiago de Compostela - Ourense					Ourense-Santiago de Compostela				
Hora	Código de Tren	Tipo de Servicio	Material rodante	Composiciones	Hora	Código de Tren	Tipo de Servicio	Material rodante	Composiciones
5:41	9051	AVANT	S121	1	6:40	9470	AVANT	S121	1
6:23	9061	AVANT	S121	2	7:50	9480	AVANT	S121	2
7:08	4864	AVLO	S106	1	9:55	9090	AVANT	S121	1
7:47	4064	ALVIA	S730	2	10:31	34295	AVANT	S121	1
7:47	34064	AVANT	S121	1	10:31	4295	AVLO	S106	1
8:43	9081	AVANT	S121	2	12:30	9120	AVANT	S121	1
10:36	4454	AVE	S106	1	14:25	9140	AVANT	S121	1
11:58	9111	AVANT	S121	1	15:30	9550	AVANT	S121	1
13:58	9131	AVANT	S121	1	16:40	9160	AVANT	S121	1
15:43	9351	AVANT	S121	1	17:03	4345	AVE	S106	1
16:48	34334	AVANT	S121	1	17:03	34345	AVANT	S121	1
16:48	4334	AVLO	S106	1	19:00	9590	AVANT	S121	1
17:48	9171	AVANT	S121	2	19:53	4975	AVLO	S106	1
20:02	4040	AVE	S106	1	21:01	626	ALVIA	S730	1
20:02	34404	AVANT	S121	1	21:01	34626	AVANT	S121	1
21:33	9201	AVANT	S121	1	21:28	4175	ALVIA	S730	1
					21:28	34175	AVANT	S121	1
					21:50	4385	AVE	S106	1
					23:00	9230	AVANT	S121	1

COMPOSICIONES TOTALES DIARIAS									
Santiago de Compostela - Ourense					Ourense-Santiago de Compostela				
AVANT				14	AVANT				14
ALVIA				2	ALVIA				2
AVE				2	AVE				2
AVLO				2	AVLO				2
TOTAL				20	TOTAL				20

Tabla 7: Horarios considerados. Fuente: elaboración propia

4.5 SIMULACIÓN DE LA MALLA DE TRÁFICO

OlgaNG [20] es una herramienta de simulación ferroviaria en entorno web, orientada al análisis del comportamiento eléctrico de sistemas de tracción. El software permite modelar una red ferroviaria introduciendo la topología de la ruta, los datos del tráfico ferroviario (incluyendo tipo de trenes, frecuencias y horarios), las características técnicas de la catenaria, así como la configuración y ubicación de las subestaciones eléctricas.

A partir de estos datos, OlgaNG realiza una simulación detallada del tráfico y de los flujos eléctricos, calculando parámetros clave como tensiones, corrientes, caídas de tensión en la línea aérea de contacto y comportamiento de las subestaciones. Esta herramienta resulta especialmente útil para evaluar el rendimiento energético del sistema, dimensionar adecuadamente la infraestructura eléctrica y analizar escenarios de integración de nuevas fuentes de energía, como la generación renovable.

4.5.1 HIPÓTESIS DE SIMULACIÓN

Con el objetivo de simplificar la simulación del tráfico ferroviario, se ha optado por aproximar el intervalo entre trenes mediante el cálculo del promedio durante el periodo comprendido entre las 9:00 y las 19:00 horas, coincidente con las horas de mayor producción solar. Esta media se aplica en ambos sentidos de circulación, permitiendo una representación más manejable del flujo de trenes sin comprometer significativamente la precisión del análisis energético durante las horas de operación fotovoltaica.

HORARIOS											
Santiago de Compostela - Ourense						Ourense-Santiago de Compostela					
Hora	Código de Tren	Tipo de Servicio	Material rodante	Intervalo	Composiciones	Hora	Código de Tren	Tipo de Servicio	Material rodante	Intervalo	Composiciones
5:41	9051	AVANT	S121		1	6:40	9470	AVANT	S121		1
6:23	9061	AVANT	S121	0:42	2	7:50	9480	AVANT	S121	1:10	1
7:08	4864	AVLO	S106	0:45	1	9:55	9090	AVANT	S121	2:05	2
7:47	4064	ALVIA	S730	0:39	2	10:31	34295	AVANT	S121	0:36	1
7:52	34064	AVANT	S121	0:05	1	10:31	4295	AVLO	S106	0:00	1
8:43	9081	AVANT	S121	0:51	2	12:30	9120	AVANT	S121	1:59	1
10:36	4454	AVE	S106	1:53	1	14:25	9140	AVANT	S121	1:55	1
11:58	9111	AVANT	S121	1:22	1	15:30	9550	AVANT	S121	1:05	1
13:58	9131	AVANT	S121	2:00	1	16:40	9160	AVANT	S121	1:10	1
15:43	9351	AVANT	S121	1:45	1	17:03	4345	AVE	S106	0:23	1
16:48	34334	AVANT	S121	1:05	1	17:03	34345	AVANT	S121	0:00	1
16:48	4334	AVLO	S106	0:00	1	19:00	9590	AVANT	S121	1:57	1
17:48	9171	AVANT	S121	1:00	2	19:53	4975	AVLO	S106	0:53	1
20:02	4040	AVE	S106	2:14	1	21:01	626	ALVIA	S730	1:08	1
20:02	34404	AVANT	S121	0:00	1	21:01	34626	AVANT	S121	0:00	1
21:33	9201	AVANT	S121	1:31	1	21:28	4175	ALVIA	S730	0:27	1
						21:28	34175	AVANT	S121	0:00	1
						21:50	4385	AVE	S106	0:22	1
						23:00	9230	AVANT	S121	1:10	1

PROMEDIO EN HORAS DE ALTA IRRADIACIÓN SOLAR: 1:08:08 h 4088 s

Tabla 8: Cálculo del intervalo promedio

El intervalo promedio de 4088s parece razonable, con la finalidad de simplificar la simulación de tráfico se opta por reducir el intervalo a 1h (3600s) simulando un servicio en cada uno de los sentidos. Esto simplifica el análisis y reduce la capacidad de procesamiento precisada para la simulación.

La simulación se realizará únicamente empleando las características de tracción del S112 de Renfe, se considera que representa de forma precisa el promedio de los servicios considerados.

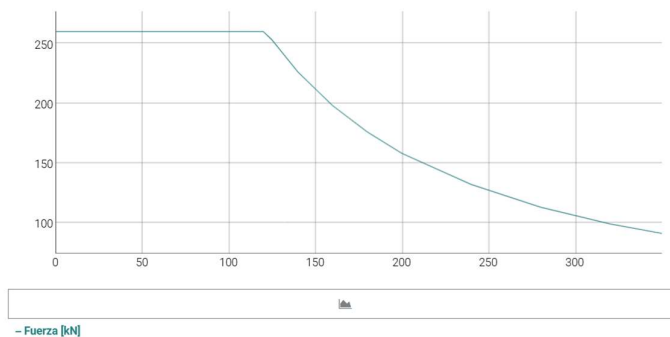


Figura 11: Curva de tracción Renfe s-112. Fuente: revista Tren Libre

Opciones para la simulación de tráfico

Período de simulación

Hora inicio
00:00:00
[hh:mm:ss]

Hora fin
02:00:00
[hh:mm:ss]

CALCULAR AUTOMÁTICAMENTE

Intervalo de tiempo
5
[s]

Aceleración máxima
0.7
[m/s²]

Tiempo mínimo de parada
60
[s]

TERMINAR

Tabla 9: Parámetros de simulación de tráfico

La tabla 9 muestra los parámetros dentro del entorno de configuración del sistema para la simulación de tráfico:

Período de simulación:

Se estableció un rango temporal que inicia a las 00:00:00 y finaliza a las 02:00:00, lo que representa una duración total de 2 horas. Este intervalo permite observar con suficiente detalle el comportamiento del flujo vehicular durante un período representativo.

Intervalo de tiempo:

El intervalo entre dos servicios se fijó en 5 segundos, esto corresponde al intervalo en el cual la simulación realiza un cálculo del tráfico.

Aceleración máxima:

La aceleración máxima permitida para los vehículos en la simulación se estableció en 0.7 m/s^2 . Este valor limita la capacidad de aceleración de los vehículos y garantiza un comportamiento más realista y seguro dentro del entorno modelado.

Tiempo mínimo de parada:

Se configuró un tiempo mínimo de detención de 60 segundos. Esto implica que, una vez detenido, un vehículo no podrá reanudar su movimiento hasta transcurrido ese lapso, lo cual simula condiciones típicas de espera en semáforos o zonas de congestión.

Por otra parte, ambos servicios (correspondiente a cada uno de los sentidos se simula como un servicio periódico con un intervalo de 1h.

Servicio	Tipo de horario	Tipo de operación
Our-San	Tiempo de parada	Periódico (01:00:00)
San-Our	Tiempo de parada	Periódico (01:00:00)

Tabla 10: Simulación de tráfico, periodicidad de los servicios

4.5.2 RESULTADO DE LA SIMULACIÓN

Se obtiene la siguiente maya de tráfico:

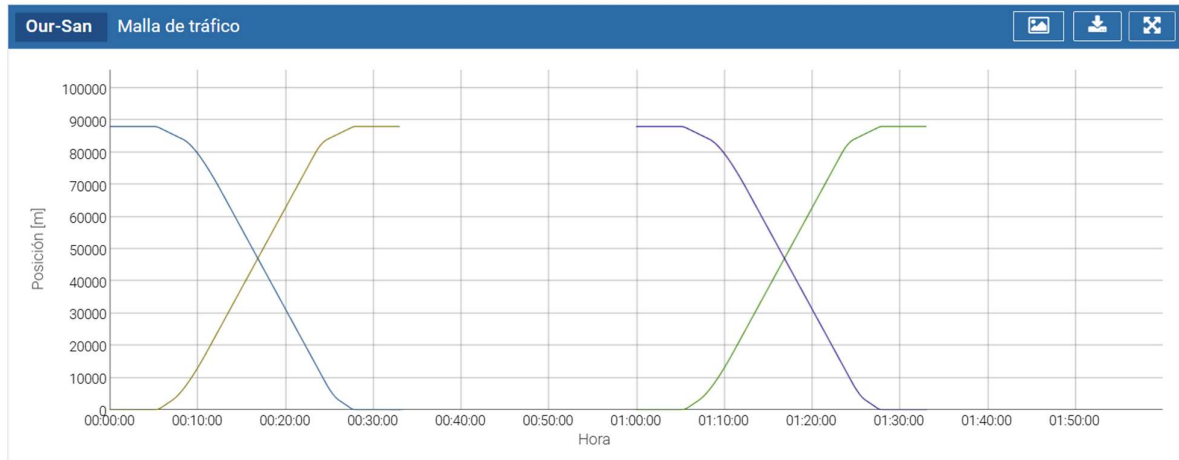


Figura 12: Simulación de tráfico, malla de tráfico.

La gráfica muestra el movimiento de trenes en ambos sentidos entre Ourense y Santiago a lo largo del tiempo.

Cada tren parte desde una posición inicial (0 m o 90.000 m) y se desplaza hacia el otro extremo. Las trayectorias tienen forma curva, lo cual es esperable por los periodos de aceleración y frenado al inicio y al final del recorrido. Además, todos los trenes alcanzan su destino en aproximadamente 30 minutos, lo cual indica una planificación simétrica y regular del servicio.

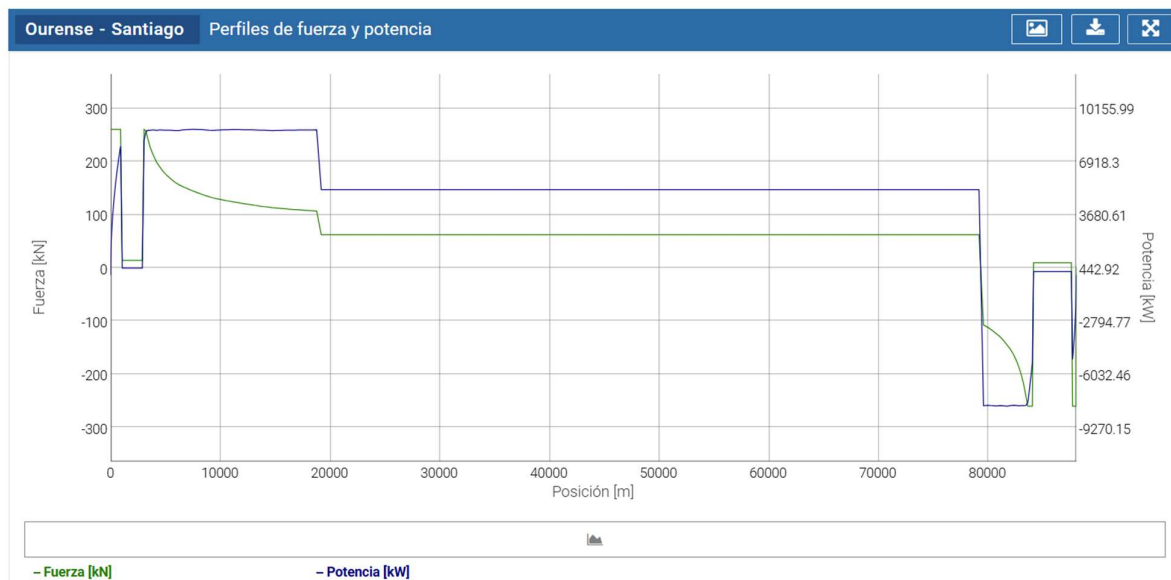


Figura 13: Simulación de tráfico, perfiles de fuerza y potencia Ourense-Santiago

La figura 13 presenta los perfiles de posición en función del tiempo para varios trenes que circulan entre Ourense y Santiago. Se identifican claramente dos pares de trayectorias, correspondientes a trenes que circulan en sentidos opuestos con un intervalo de aproximadamente una hora entre ellos.

Cada tren recorre una distancia cercana a los 90.000 metros en un tiempo aproximado de 30 minutos. Las trayectorias presentan un perfil suavemente curvado, lo cual es consistente con las fases típicas de aceleración, velocidad de crucero y frenado. Los puntos de cruce entre trenes se producen alrededor de los minutos 20 y 80, lo que indica encuentros simétricos en ambos sentidos del recorrido.

El comportamiento observado es coherente con una operación ferroviaria planificada y regular, con tiempos de recorrido similares en ambos sentidos y espaciamiento horario uniforme entre trenes.

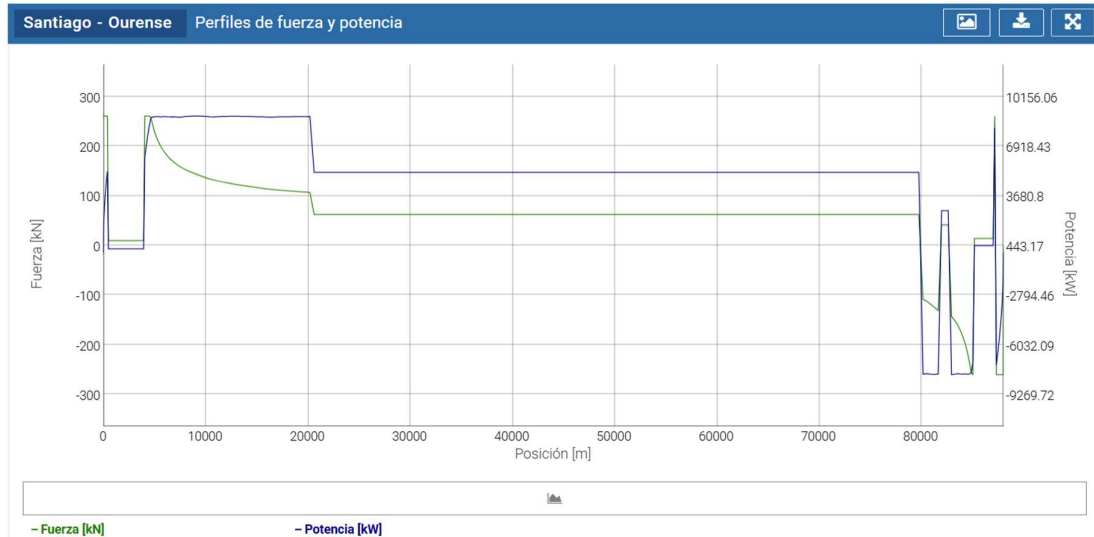


Figura 14: Simulación de tráfico, perfiles de fuerza y potencia Santiago-Ourense

La figura 14 muestra los perfiles de fuerza y potencia para el trayecto Santiago–Ourense, con un comportamiento similar al observado en el sentido contrario. Se distinguen claramente las fases de aceleración, marcha constante y frenado regenerativo, con valores positivos al inicio y negativos al final, lo cual es coherente con una operación simétrica del servicio ferroviario.

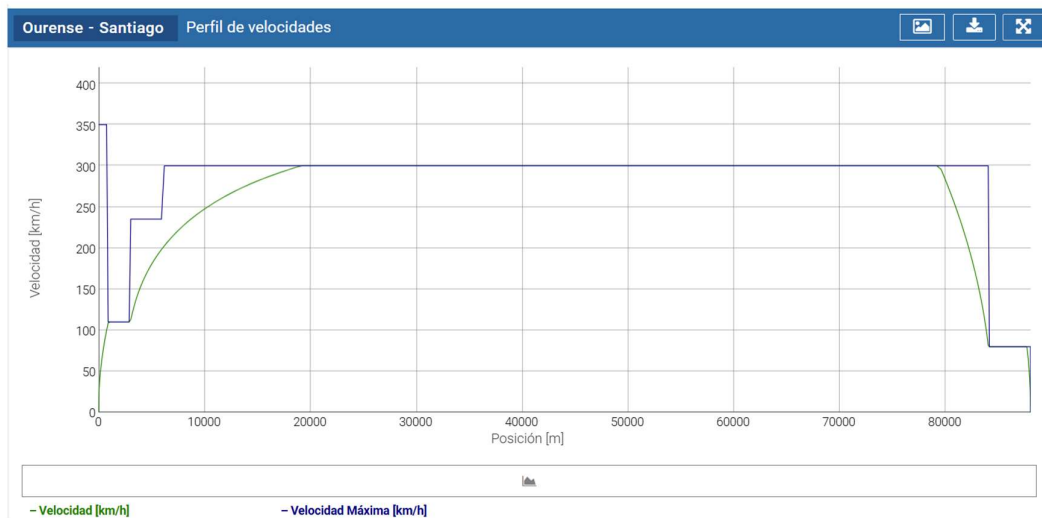


Figura 15: Simulación de tráfico, perfiles velocidades Ourense-Santiago

La figura 15 muestra el perfil de velocidades correspondiente al trayecto de alta velocidad entre Ourense y Santiago. Se representan dos curvas principales:

- **Velocidad máxima permitida** (línea azul): refleja los límites establecidos por la infraestructura ferroviaria, con valores que varían desde 85 km/h en los tramos de entrada y salida, hasta 300 km/h en la mayor parte del recorrido.
- **Velocidad real del tren** (línea verde): describe el comportamiento operativo del tren a lo largo del trayecto. Se observa una fase inicial de aceleración, seguida de una circulación sostenida a velocidad máxima durante el tramo central, y una desaceleración progresiva hacia el final del recorrido.

El perfil indica un aprovechamiento eficiente de la infraestructura, con una operación cercana a los límites máximos permitidos durante gran parte del trayecto, lo que contribuye a optimizar los tiempos de viaje en este corredor.

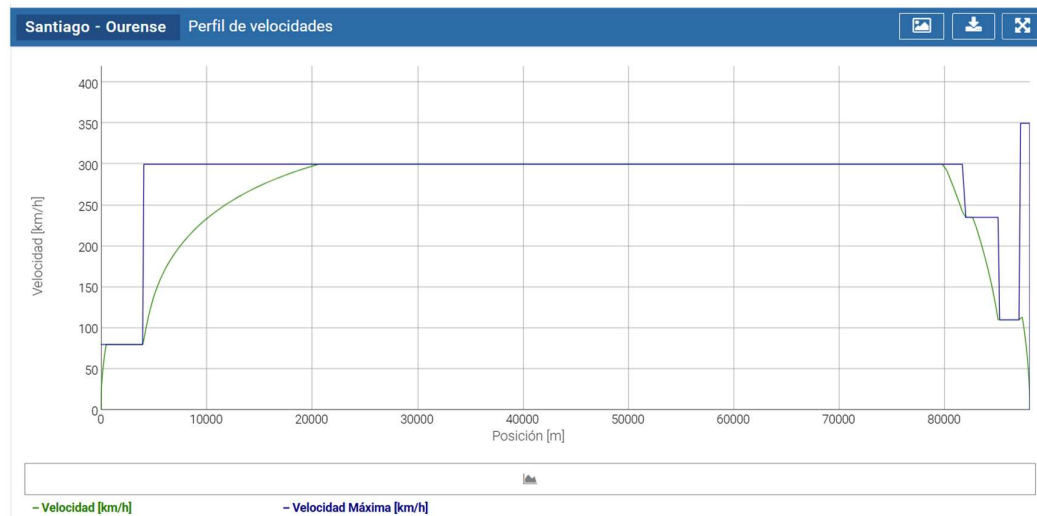


Figura 16: Simulación de tráfico, perfiles velocidades Santiago-Ourense

La figura 14 muestra el perfil de velocidades correspondiente al trayecto de alta velocidad entre Santiago y Ourense, se aprecia un comportamiento similar al del sentido opuesto.

Capítulo 5. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

5.1 CRITERIOS DE DISEÑO

El propósito de la instalación es disminuir la dependencia de la red eléctrica externa mediante la implementación de un sistema solar fotovoltaico destinado al autoconsumo. Para ello, se evaluará la solución más adecuada en función de su eficiencia, rentabilidad económica y optimización del espacio disponible. Debido a las características de las cargas de tracción, la estrategia será aprovechar al máximo el espacio disponible para garantizar un suministro energético eficiente y estable.

Para el diseño de la instalación se han seguido las recomendaciones del IDAE en el documento “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” [21].

La distribución de los módulos fotovoltaicos se realizará de forma que se aproveche de la mejor manera posible la superficie útil disponible.

El dimensionamiento de la potencia pico de los módulos fotovoltaicos en relación con la potencia nominal de los inversores debe realizarse de forma adecuada. Esto es necesario para optimizar el aprovechamiento del inversor. En situaciones de baja irradiación el sobredimensionamiento permite que el inversor reciba suficiente potencia de los paneles para operar en su rango óptimo de eficiencia, lo que mejora el aprovechamiento energético en las primeras y últimas horas del día o en días nublados traducándose en una mayor producción total a lo largo del tiempo. Típicamente se considera un sobredimensionamiento de entre un 10% y un 30% de la potencia del inversor.

Debido a la naturaleza de la electrificación ferroviaria en este proyecto, se requiere un sistema de alimentación monofásico, lo que condiciona el diseño del sistema fotovoltaico. En consecuencia, se optará por la utilización de inversores trifásicos que cuentan con salida monofásica de forma nativa, especialmente diseñados para operar en este tipo de

configuración. Esta solución permite aprovechar las ventajas de la alimentación trifásica manteniendo una compatibilidad directa con las cargas monofásicas del sistema. A diferencia de los convertidores genéricos que transforman la corriente trifásica en monofásica y que conllevan pérdidas adicionales y una reducción del rendimiento, estos inversores especializados ofrecen una mayor eficiencia energética y una integración más fiable con las cargas de tracción específicas del sistema ferroviario.

Se impone la condición de que todos los módulos fotovoltaicos sean del mismo fabricante y modelo, y que todos los inversores a instalar sean también del mismo fabricante. De esta manera se facilita la gestión de recambios o reparaciones.

5.2 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Las cubiertas de las zonas técnicas de Amoeiro y Silleda presentan una tipología plana y cuentan con una superficie útil aproximada de 230 m² cada una. Esta configuración permite una distribución eficiente de los módulos fotovoltaicos, estimándose una capacidad de instalación de 42 kWp en cada emplazamiento. Esta potencia instalada se ha calculado considerando la disposición óptima de los paneles y las distancias necesarias para evitar sombras y facilitar el mantenimiento, maximizando así el aprovechamiento energético de la superficie disponible.

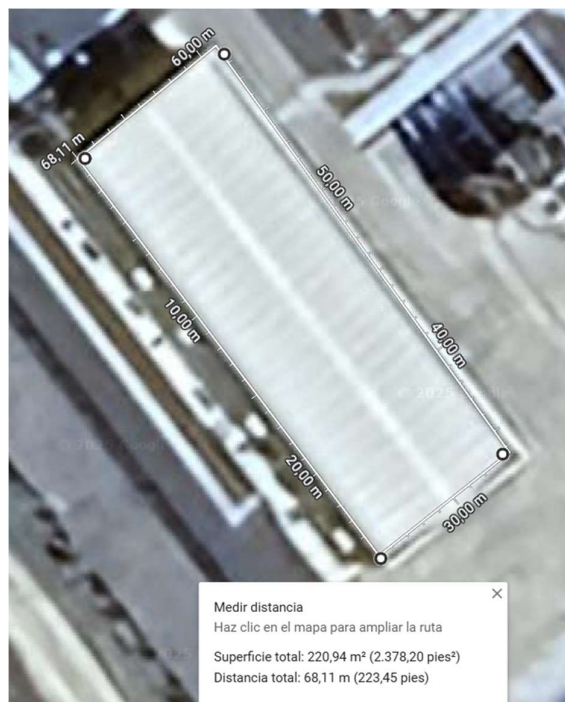


Figura 17: Medidas cubierta sala técnica subestación de tracción de Amoeiro pk:7+130

Por otra parte, las ATI's (Centros de Autotransformación Intermedios) cuentan con una cubierta de tipología plana y cuentan con una superficie útil aproximada de 45 m² cada una. Esta configuración permite una distribución racional de los módulos fotovoltaicos, estimándose una capacidad de instalación de aproximadamente 8,6 kWp por emplazamiento. Esta potencia ha sido calculada considerando una disposición óptima de los paneles, así como las distancias mínimas necesarias para evitar sombreados y permitir un mantenimiento seguro y eficiente.



Figura 18: Medidas cubierta ATI de Madriñán. pk:49+125

Se ha realizado una simulación utilizando la herramienta PVGIS [22], optimizando tanto el ángulo de inclinación como el ángulo de azimut con la finalidad de obtener la orientación más adecuada para la instalación. Este proceso garantiza una maximización de la captación solar, asegurando así un rendimiento óptimo de la instalación fotovoltaica durante todo el ciclo anual.

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	42.414,-7.949
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	35 (opt)
Azimuth angle [°]:	4 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1369.67
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1747.51
Year-to-year variability [kWh]:	45.67
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.81
Spectral effects [%]:	0.84
Temperature and low irradiance [%]:	-7.01
Total loss [%]:	-21.62

Tabla 11: Resultados simulación PVGIS

5.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Tras analizar los tamaños de las cubiertas de las subestaciones de tracción y de las ATIs, se ha decidido diseñar dos instalaciones tipo para cada tipo de infraestructura. Esta decisión permite adaptar las soluciones de manera más eficiente a las dimensiones más habituales, optimizando así el diseño y la ejecución de los proyectos.

Asimismo, se ha optado por emplear un parámetro de dimensionamiento del 80% para los módulos inversores. Esta elección busca garantizar un equilibrio adecuado entre eficiencia, rendimiento y coste de la instalación. Dado que se trata de emplazamientos ubicados en

Galicia, no se esperan escenarios de alta radiación solar, lo cual refuerza la idoneidad de este criterio de dimensionamiento.

La siguiente tabla muestra las características principales de la instalación fotovoltaica prevista para las subestaciones de tracción. Se utilizará un inversor HUAWEI modelo SUN2000-36KTL-M3 con una potencia nominal de 36 kW-AC. La generación fotovoltaica estará compuesta por 76 módulos JA SOLAR de 555 W-DC cada uno, lo que da una potencia pico total de 42,18 kW-DC. Esta configuración implica un ratio de sobredimensionamiento del campo fotovoltaico del 117% respecto a la potencia nominal del inversor, lo cual es coherente con el criterio de diseño adoptado del 80% de dimensionamiento,

INSTALACIÓN SUBESTACIONES DE TRACCIÓN		
INVERSOR	Fabricante	HUAWEI
	Modelo	SUN2000-36KTL-M3
	Potencia unitaria	36kW-AC
	Unidades	1
Módulos fotovoltaicos	Fabricante	JA SOLAR
	Modelo	JAMS30-555/MR
	Potencia unitaria	555W-DC
	Unidades	76
Características generales	Potencia pico (DC)	42.18 kW-DC
	Potencia nominal (AC)	36 kW-AC

Tabla 12: características generales instalación tipo subestación

La siguiente tabla presenta las características técnicas de la instalación fotovoltaica prevista para las ATIs. Se empleará un inversor HUAWEI modelo SUN2000-8KTL-L1 con una potencia nominal de 8 kW-AC. El generador fotovoltaico estará compuesto por 16 módulos JA SOLAR de 555 W-DC cada uno, alcanzando una potencia pico total de 8,88 kW-DC. Esto supone un sobredimensionamiento del 111% respecto a la potencia del inversor, lo que se alinea con el criterio de diseño adoptado del 80% de dimensionamiento en zonas de baja radiación.

INSTALACIÓN ATIS		
INVERSOR	Fabricante	HUAWEI
	Modelo	SUN2000-8KTL-L1
	Potencia unitaria	8kW-AC
	Unidades	1
Módulos fotovoltaicos	Fabricante	JA SOLAR
	Modelo	JAMS30-555/MR
	Potencia unitaria	555W-DC
	Unidades	16
Características generales	Potencia pico (DC)	8.88 kW-DC
	Potencia nominal (AC)	8 kW-AC

Tabla 13: características generales instalación tipo ATI

La siguiente tabla resume las características generales de la solución fotovoltaica propuesta, agrupando las instalaciones en subestaciones de tracción y ATIs.

En el caso de las subestaciones, se han considerado dos, cada una con una potencia pico de 42,18 kW-DC y una potencia nominal de 36 kW-AC, lo que da un total de 84,36 kW-DC y 72 kW-AC.

Para las ATIs, se incluyen cinco, cada una con una potencia pico de 8,88 kW-DC y una potencia nominal de 8 kW-AC, lo que suma un total de 44,40 kW-DC y 40 kW-AC.

En conjunto, la solución alcanza una potencia pico total de 128,76 kW-DC y una potencia nominal total de 112 kW-AC, cumpliendo con el criterio de sobredimensionamiento y adaptándose a las condiciones de radiación moderada de Galicia.

Características generales solución propuesta				
		Unitaria		Total
Subestaciones	Potencia pico (DC)	42.18 kW-DC	2 instalaciones	84.36 kW-DC
	Potencia nominal (AC)	36 kW-AC		72 kW-AC
ATI	Potencia pico (DC)	8.88 kW-DC	5 instalaciones	44.40 kW-DC
	Potencia nominal (AC)	8 kW-AC		40 kW-AC
TOTAL	Potencia pico (DC)			128.76 kW-DC
	Potencia nominal (AC)			112 kW-AC

Tabla 14: características generales solución propuesta

5.4 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS

5.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

El módulo seleccionado es el JAMS30-555/MR del fabricante JA SOLAR. Se trata de un módulo fotovoltaico de alto rendimiento, diseñado específicamente para aplicaciones comerciales e industriales. Utiliza tecnología de células PERC, la cual mejora la eficiencia de conversión energética al reducir las pérdidas por recombinación en la parte posterior de la célula. Esta tecnología permite una mayor capacidad de generación de electricidad, incluso en condiciones de baja irradiación. Gracias a su mayor potencia por módulo, se reduce la cantidad de paneles necesarios para alcanzar la potencia deseada, lo que contribuye a una reducción en los costos de instalación y mantenimiento.

	Valor
Potencia máxima	555 W
Tipo de célula	PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) - Silicio Monocristalino
Número de células	144 (72 medias celdas)
Eficiencia del módulo	Aproximadamente 20,3%
Tamaño del módulo	2279 mm × 1150 mm × 35 mm
Peso	29,2 kg
Coefficiente de temperatura de potencia	-0,35 %/°C

Tensión máxima del sistema	1500 V
Tensión de circuito abierto (Voc)	49.75 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13.93 A
Voltaje de operación	41.8 V
Corriente de operación	13,04 A
Garantía de potencia	25 años de garantía de desempeño lineal

Tabla 15: características JAMS30-540/MR



Figura 19: imagen JAMS30-540/MR

5.4.2 INVERSORES.

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función básica es transformar la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna apta para la conexión a la red eléctrica, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz.

Los inversores seleccionados pertenecen a la serie SUN2000 de inversores monofásicos/trifásicos del fabricante HUAWEI. Esta es una gama de soluciones avanzadas para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo y comerciales. Estos inversores están diseñados para maximizar la eficiencia energética, ofrece una gran variedad de potencias disponibles, lo que permite adaptar la solución a las necesidades específicas de cada instalación. Los modelos van desde 2 kW hasta 100 kW. Incorporan tecnología de vanguardia, como la optimización inteligente de la energía, protección contra sobrecargas y fallos, y capacidades de monitoreo remoto, lo que permite un seguimiento preciso del rendimiento del sistema en tiempo real.

Destacan por su diseño compacto, fácil instalación y alto rendimiento, con una eficiencia que supera el 98%. Además, integran funciones avanzadas de gestión de energía y son compatibles con baterías de almacenamiento para maximizar la autosuficiencia. Esto los convierte en una opción popular en proyectos residenciales, comerciales e industriales.

	SUN2000-8KTL-L1	SUN2000-36KTL-M3
Potencia nominal	8 kW	36 kW
Rango de entrada	180 V - 600 V	580 V - 1,100 V
Rango de tensión MPPT	180 V - 600 V	150 V - 1,100 V
Número de MPPT	2	4
Eficiencia máxima	98,60%	98,60%
Número máximo de entradas por MPPT	1	2
Conexión de AC	Monofásica	3 fases + neutro o salida monofásica
Tensión de salida AC	220/230/240 V	IIIF: 400 V ($\pm 10\%$) IF: 230V
Corriente de salida máxima	40 A	57.8A
Corriente de salida nominal	36.4 A	52.5 A
Protección	Protección contra sobretensión, sobrecorriente, cortocircuito, falla de arco, sobrecalentamiento, polaridad inversa, descargas atmosféricas (CC y CA), y monitoreo de corriente residual.	Protección contra sobretensión, sobrecorriente, cortocircuito, falla de arco, sobrecalentamiento, polaridad inversa, descargas atmosféricas (CC y CA), y monitoreo de corriente residual.

Tabla 16: características inversores seleccionados

A continuación, se va a explicar el concepto de MPPT (Maximum Power Point Tracking), tecnología clave en los sistemas fotovoltaicos que permite optimizar la cantidad de energía que se puede extraer de los paneles solares.

Rango de tensión MPPT: Se refiere al intervalo de voltaje dentro del cual el inversor puede realizar el seguimiento del punto de máxima potencia. Este rango es el voltaje en el que el inversor busca optimizar la captura de energía de los paneles solares, ajustándose a las condiciones de luz y temperatura. Si la tensión de los paneles está fuera de este rango, el inversor no podrá realizar un seguimiento eficiente de la máxima potencia.

Número de MPPT: Indica cuántos puntos de máxima potencia independientes puede seguir el inversor de manera simultánea. Un inversor con más de un MPPT es capaz de gestionar diferentes configuraciones de paneles solares (por ejemplo, orientaciones o inclinaciones distintas) de forma independiente, lo que optimiza el rendimiento global del sistema, especialmente en condiciones de sombra o variación en la luz solar.



Figura 20: Imagen inversor SUN2000-36KTL-M3

5.5 CABLEADO.

De acuerdo con el documento “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” [21] publicado por el IDAE, el cableado deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Los conductores tendrán una sección adecuada para evitar sobrecalentamientos y caídas de tensión. En la componente DC la sección del cable deberá garantizar que la caída de tensión no supere el 1,5 %, mientras que la componente en AC no deberá exceder el 2 %. En ambos casos, las tensiones de referencia serán las correspondientes a las cajas de conexiones.
- Los cables positivo y negativo de cada conjunto de módulos estarán protegidos conforme a la normativa vigente.

- La longitud del cableado deberá ser suficiente para evitar tensiones mecánicas en los distintos componentes y minimizar el riesgo de enganches en zonas de tránsito.
- Todo el cableado de corriente continua deberá contar con doble aislamiento y ser apto para su instalación en exteriores, ya sea a la intemperie, al aire o enterrado, cumpliendo con la norma UNE 21123 [23] que establece las especificaciones para cables eléctricos de uso industrial con una tensión asignada de 0,6/1 kV.

Componente DC:

Los cables incorporados en los módulos cuentan con una sección de 4 mm² y se utilizarán para interconectar los distintos módulos que conforman cada string. Estas conexiones se encuentran situadas en la parte posterior de los módulos.

Desde los extremos de cada string partirán 2 conductores (positivo y negativo) hasta el inversor, se instalará un conductor específicamente diseñado para instalaciones fotovoltaicas garantizando una avanzada resistencia a la intemperie, baja pérdida energética y resistencia química y mecánica. El conductor seleccionado será el H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kV-DC con una sección de 6 mm², tanto su aislamiento como su cubierta exterior estarán hecho a base de elastómeros libres de halógenos.



Figura 21: Conductor H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kV DC

conductor H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kVDC	
Material del conductor	Cobre estañado, flexible Clase 5 según UNE-EN 60228
Aislamiento	Polímero reticulado libre de halógenos
Cubierta	Poliiolefina libre de halógenos

Tensión continua de diseño	1,5 kVDC
Tensión continua máxima	1,8 kVDC
Temperatura de servicio	-40 °C a 90 °C
Otras características	No propagación de la llama según UNE-EN 60332, libre de halógenos, alta resistencia al agua (AD7)

Tabla 17: características conductor H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kVDC

Componente AC:

Desde los inversores, y ya en corriente alterna, se instalará la Línea de Baja Tensión que conducirá hasta el cuadro denominado "Cuadro de Energías Renovables – CEERR".

Se dimensionan los conductores acordes a la Tabla 52-B1 y A.52-1 bis de la UNE 20460. El modo de montaje es el B1 por tanto, el cable se instala en un tubo que proporciona un aislamiento adicional y facilita la protección mecánica contra posibles daños. Esto permite una mayor capacidad de corriente admisible debido a la reducción de la exposición directa a factores que podrían incrementar la temperatura del cable.

Se emplearán conductores aislados en XLPE de cobre.

Hay que distinguir los tramos a cubrir por cada uno de los inversores, se recogen las características en la siguiente tabla.

Inversor	Corriente máxima de salida	Sección del conductor
SUN2000-8KTL-L1	40 A	$2 \times 10 \text{ mm}^2 + T \times 10 \text{ mm}^2$
SUN2000-36KTL-M3	157.8 A	$1 \times 50 \text{ mm}^2 + T \times 20 \text{ mm}^2$

Tabla 18: conductores inversores - CEERR

	Especificación
Designación	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV
Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
Cubierta	Poliolefina termoplástica tipo DMZ-E según UNE 21123 y UNE-HD 603-1 y ST8 según IEC 60502-1
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 Vca
Temperatura máxima	90 °C
Resistencia UV	Ensayo climático según UNE 211605
No propagación de la llama	Según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2
Bajo contenido de halógenos	Según IEC 60754-1 y 60754-2
Baja emisión de gases corrosivos	Según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754-1 y 60754-2
Baja emisión de humos opacos	Según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2
Reacción al fuego	Cca-s1b, d1, a1 (según clasificación de reacción al fuego según EN 50575)

Tabla 19: especificaciones conductores RZ1-K (AS) 0,6/1 kV

Las extremidades de los cables estarán identificadas con el código de colores conforme a la norma IEC 60446.

FUNCIÓN	IEC 60446
FASE R	
FASE S	
FASE T	
NEUTRO	
TIERRA	

Tabla 20: código de colores conforme a la norma IEC 60446

5.6 CÁLCULO DE LOS STRINGS

Los *strings* fotovoltaicos son uno de los componentes fundamentales de un sistema de energía solar. Un *string* se refiere a una serie de paneles solares conectados en serie, cuyo propósito es generar una corriente continua (CC) que se transmitirá hacia el inversor para su conversión en corriente alterna (CA), lista para ser utilizada o distribuida.

El diseño y cálculo de los *strings* fotovoltaicos debe considerar varios factores clave para optimizar el rendimiento del sistema. El número de paneles se determina según las características eléctricas y las condiciones ambientales, asegurando que la tensión del string se mantenga dentro de los límites del inversor y evitando sobrecargar el cableado. Además, es fundamental garantizar la compatibilidad de tensión entre los paneles y el inversor, así como minimizar los efectos de sombra y obstrucciones que puedan reducir la generación de energía. También se deben controlar las pérdidas por resistencia en los cables a medida que aumentan la longitud y el número de módulos. Finalmente, el monitoreo continuo de cada string es esencial para detectar fallos y optimizar el rendimiento del sistema.

Para el cálculo de los strings es preciso comenzar analizando los parámetros de los módulos fotovoltaicos ya que las características eléctricas y térmicas que varían según las condiciones ambientales.

Se parte de las condiciones estándar de prueba (STC) con una temperatura de módulo de 25°C y se ajustan los parámetros según los coeficientes de temperatura. La temperatura máxima del módulo se calcula a partir de la temperatura nominal de operación de la célula (NOCT), la temperatura ambiental máxima y el escenario de radiación máxima. La temperatura mínima del módulo se calcula a partir de la temperatura nominal de operación de la célula (NOCT), la temperatura ambiental mínima y el escenario de radiación mínima.

A continuación, se detallan los parámetros más relevantes de los módulos fotovoltaicos y su importancia en el cálculo de la instalación.

- **V_{mpp}** es el voltaje que el módulo solar entrega cuando está operando en el punto de máxima potencia, es decir, cuando se encuentra generando la mayor cantidad de energía posible bajo condiciones específicas de radiación solar y temperatura.
- **V_{oc}** es el voltaje máximo que un módulo solar puede generar cuando no está conectado a ninguna carga, es decir, en un circuito abierto. En esta condición, el panel no está entregando corriente (ya que no hay flujo de carga), pero el voltaje sigue siendo medible.
- **I_{sc}** es la corriente máxima que el módulo solar puede generar bajo condiciones de máxima irradiación solar y a una determinada temperatura. Esta corriente ocurre cuando no hay carga conectada y la diferencia de voltaje entre los terminales del módulo es cero (debido al cortocircuito). Refleja la capacidad del módulo solar para generar corriente cuando está expuesto a luz
- **I_{mpp}** es la corriente que fluye cuando el panel está generando su máxima potencia posible, es decir, cuando se encuentra en el equilibrio óptimo entre el voltaje y la corriente, lo cual maximiza la producción de energía. En este punto el módulo se encuentra funcionando en carga, es decir, ni en circuito abierto ni en cortocircuito.

En la siguiente tabla se detallan los principales parámetros calculados en diferentes escenarios.

En los inversores fotovoltaicos, los parámetros $U_{cc\ max}$ e $I_{cc\ max}$ están relacionados con la entrada de corriente continua (DC) proveniente de los módulos fotovoltaicos. A continuación, se detallan sus definiciones y su importancia en el diseño y operación del sistema.

- **$U_{cc\ max}$** es la tensión de cortocircuito máxima. Este parámetro indica el voltaje máximo de circuito abierto que el inversor es capaz de soportar en su entrada de corriente continua. Este parámetro debe evaluarse teniendo en cuenta la configuración de los módulos fotovoltaicos en serie.
- **$I_{cc\ max}$** es la corriente de cortocircuito máxima. Este valor representa la corriente máxima de cortocircuito admisible en la entrada de corriente continua del inversor. Su cálculo es esencial para la adecuada protección del sistema. Este valor depende principalmente del número de cadenas de módulos conectadas en paralelo

Para garantizar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico bajo condiciones de operación mínima, es fundamental que la tensión en el punto de máxima potencia ($V_{mpp\ min}$) del string no sea inferior al voltaje mínimo de operación requerido por el inversor. El número máximo de módulos por *string* se determina asegurando que la tensión en circuito abierto (V_{oc}) del *string* no supere la tensión máxima permitida por el inversor, considerando las condiciones más extremas de temperatura mínima.

El número máximo de *strings* que pueden conectarse al inversor está determinado por la capacidad de corriente de entrada en corriente continua (I_{ccmax}) del inversor y la corriente de cortocircuito (I_{sc}) de los módulos fotovoltaicos. Para evitar una sobrecarga del inversor, la suma de las corrientes de todos los *strings* en paralelo no debe exceder la corriente máxima de entrada del inversor, se mayor la corriente de cortocircuito en un 25% de manera que las corrientes se calculan del lado de la seguridad.

INVERSOR SUN2000-36KTL-M3	ENTRADA DC	Pot máxima FV (kW)	
		Rango tensión (V-DC)	200 - 1100
		Ucc max (V-DC)	1100
		Icc max (A)	160
		Nº MPP	4
	SALIDA AC	Pot nominal (kW-AC)	36
		Tensión (V-AC)	400
		I _{max} (AC)	58
		Eficiencia	98,50%
		Nº módulos	76

Módulos por string	6 - 20
Nº Strigns	<= 9

Tª Máxima módulo	71,25	Tª Máxima módulo	-6,88
V _{mpp} (min)	35,03	Voc (max)	54,11
Nº Min módulos por string	6	Nº Max módulos por string	20

I _{sc} max	14,22
K ₁	1,25
I _{sc} cal	17,77
NºStrings <=	9

Configuración	
Módulos por rama	19
Ramas paralelo	0
Nº Strings	4

Parámetros configuración			
U _{mpp} (min)	665,64	I _{mpp} (min)	12,85
U _{mpp} (STC)	794,20	I _{mpp} (STC)	13,04
U _{mpp} (max)	882,80	I _{mpp} (max)	13,31
Uoc (max)	1028,11	I _{sc} cal	17,77

Tabla 22: Cálculo de strings instalación tipo subestación

SUN2000-8KTL-L1	ENTRADA DC	Pot máxima FV (kW)	
		Rango tensión (V-DC)	200 - 1100
		Ucc max (V-DC)	1100
		Icc max (A)	36
		Nº MPP	2
	SALIDA AC	Pot nominal (kW-AC)	8
		Tensión (V-AC)	230
		I _{max} (AC)	13,5
		Eficiencia	98,50%

Nº módulos	16
------------	----

Módulos por string	6 - 20
Nº Strigns	<= 2

Tª Máxima módulo	71,25	Tª Máxima módulo	-6,88
V _{mpp} (min)	35,03	Voc (max)	54,11
Nº Min módulos por string	6	Nº Max módulos por string	20

I _{SC} max	14,22
K ₁	1,25
I _{SC} cal	17,77
NºStrings <=	2

Configuración	
Módulos por rama	8
Ramas paralelo	0
Nº Strings	2

Parámetros configuración			
U _{mpp} (min)	280,27	I _{mpp} (min)	12,85
U _{mpp} (STC)	334,40	I _{mpp} (STC)	13,04
U _{mpp} (max)	371,71	I _{mpp} (max)	13,31
Uoc (max)	432,89	I _{SC} cal	17,77

Tabla 23: Cálculo de strings instalación tipo ATI

5.7 ORGANIZACIÓN DE LOS MÓDULOS EN STRIGNS

Los strings fotovoltaicos planteados en el diseño serán conectados a los MPPT del inversor asegurando una distribución equilibrada para optimizar el rendimiento del sistema y garantizar que cada grupo de paneles opere en su punto de máxima potencia de manera eficiente como estrategia de diseño se ha decidido utilizar todos los MPPT disponibles del inversor lo que permite una mayor flexibilidad en la configuración de los *strings* y un mejor seguimiento del punto de máxima potencia en diferentes condiciones de irradiación y temperatura

Cada MPPT cuenta con dos entradas de corriente continua y cuando dos *strings* se conectan al mismo MPPT estos deben ser eléctricamente iguales es decir deben estar formados por el mismo número de módulos del mismo modelo y con la misma configuración de serie además deben estar ubicados en condiciones similares de orientación e inclinación para evitar desbalances de corriente y pérdidas de eficiencia debido a la conexión en paralelo de ambos *strings* dentro del mismo MPPT esta disposición en paralelo implica que la tensión de ambos *strings* será la misma mientras que la corriente total será la suma de la corriente de cada *string* por lo que cualquier diferencia significativa entre ellos podría afectar negativamente el desempeño del inversor y la generación de energía.

El conexionado se realiza asegurando que la polaridad de cada *string* coincida con la del inversor evitando errores que puedan generar fallas o daños en los componentes electrónicos antes de la conexión definitiva se verifica la tensión en circuito abierto de cada *string* para confirmar que se encuentra dentro del rango operativo del MPPT y se realiza una medición de la corriente de cortocircuito para asegurar la uniformidad entre los *strings* conectados en paralelo. El inversor cuenta con protecciones internas para proteger los módulos en el caso por sobreintensidad.

Finalmente se comprueba que la corriente total suministrada por los *strings* conectados a cada MPPT no exceda la corriente máxima permitida por el inversor garantizando así el correcto funcionamiento del sistema la eficiencia en la conversión de energía y la seguridad de los componentes eléctricos de la instalación.

5.8 CLASIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

Según lo establecido en la ITC-BT 40, de Instalaciones Generadoras de Baja Tensión, del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) la instalación objeto de estudio se clasifica como:

Tipo c) Instalaciones generadoras interconectadas: Aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública.

Este tipo de instalación se caracteriza por permitir la inyección de energía eléctrica a la red y el autoconsumo. Deben cumplir con estrictos requisitos técnicos y normativos para garantizar la seguridad, estabilidad y calidad del suministro eléctrico, asegurando una integración eficiente con la infraestructura de distribución existente.

Conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del suministro con autoconsumo con excedentes, la instalación se acoge a la modalidad de autoconsumo

Modalidad b) Suministro con autoconsumo con excedentes

La modalidad de autoconsumo con excedentes se encuentra definida en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013. En este caso, se permite la inyección de energía excedentaria en la red de transporte o distribución. La energía que no es consumida por el usuario puede ser vertida a la red, y el titular de la instalación podrá recibir compensaciones económicas por dichos excedentes. En esta modalidad, además de la figura del sujeto consumidor, se reconoce la figura del sujeto productor, conforme a lo establecido en el artículo 6 de la ley mencionada.

En el contexto de la recuperación de energía de frenada de los trenes, cuando ADIF vierte esta energía a la red eléctrica, se le considera como un productor de energía. Este proceso implica la conversión de la energía cinética generada durante el frenado en energía eléctrica, la cual es inyectada en la red de transporte o distribución. Por tanto, ADIF, en su calidad de administrador de infraestructura ferroviaria, se reconoce como productor de energía conforme a la normativa vigente, al generar y verter energía excedentaria a la red eléctrica.

Este hecho hace que el vertido de excedentes fotovoltaicos no sea un problema, ya que ADIF ya se encuentra operando como productor de energía y gestionando la inyección de energía a la red. De este modo, se facilita la integración de excedentes fotovoltaicos sin generar conflictos regulatorios, optimizando la gestión de la energía generada y vertida.

5.9 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

Con la finalidad de gestionar adecuadamente la energía en una instalación fotovoltaica, será necesaria la instalación del dispositivo Janitza UMG 604-PRO. Este equipo es un analizador de redes trifásico universal diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo, aunque también puede emplearse en redes monofásicas. Su función principal es analizar en tiempo real parámetros eléctricos como tensión, corriente, frecuencia, factor de potencia, energía activa y reactiva, entre otros, permitiendo un control preciso del consumo energético y la calidad de la energía en la instalación.

Su integración con los inversores solares Huawei SUN2000 permite visualizar, además de la producción fotovoltaica, la demanda energética de la instalación. La comunicación entre el Janitza UMG 604-PRO y los inversores Huawei se realiza a través del puerto RS485, lo que permite la transmisión de datos en tiempo real para un control preciso del sistema. Para la comunicación mediante RS485, el Janitza UMG 604-PRO envía los datos de consumo y generación a los inversores a través del protocolo Modbus RTU, asegurando que todos los inversores estén conectados en un bus de comunicación en serie (daisy chain) para un funcionamiento óptimo.

En cuanto a la configuración del sistema, cada inversor debe contar con una dirección Modbus única para evitar conflictos en la comunicación, y la plataforma de Huawei FusionSolar debe reflejar correctamente la presencia del medidor Janitza para los tres inversores.

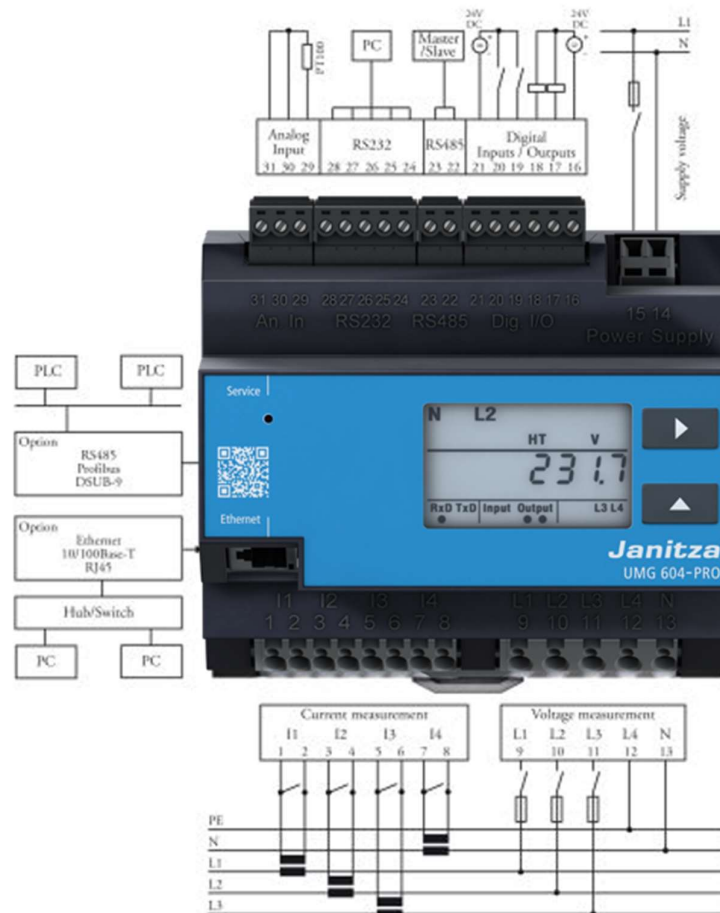


Figura 22: Janitza UMG 604-PRO

Características generales	
Precisión de tensión	0.20%
Precisión de corriente	0.50%
Precisión de energía activa	Clase 0.5S
Comunicación	
Interfaz	RS485
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU
Datos técnicos	
Tipo de medición	Medición continua del valor real efectivo hasta el armónico 40
Tensión nominal, trifásica, 4 conductores	Max. 277/480 V AC ($\pm 10\%$)
Entrada de tensión medida	
Categoría de sobretensión	300 V CAT III
Rango medición, tensión L-N, AC	80
	277 V _{rms} ($\pm 10\%$)
Rango medición, tensión L-L, AC	80
	480 V _{rms} ($\pm 10\%$)
Resolución	0.01 V
Rango medición de frecuencia	45 hasta 65 Hz
Entrada de corriente medida	
Corriente nominal	1/5 A
Resolución	0,1 mA
Rango de medición	0,005
	6 A
Propiedades mecánicas	
Peso	350 g
Dimensiones	90 x 107.5 x 82 mm
Clase de protección	IP20 (EN 60529)
Montaje (IEC EN 60999-1/ DIN EN 50022)	Carril DIN 35 mm
Condiciones ambientales	
Rango de temperatura	-25 °C a +60°C
Humedad relativa	5% - 95%
Altura de trabajo	0 hasta 2.000 m sobre nivel del mar

Tabla 24: características Janitza UMG 604-PRO

5.10 CANALIZACIONES DEL CABLEADO

Todas las líneas de corriente continua procedentes de los generadores fotovoltaicos se instalarán sobre bandeja metálica perforada con tapa, siguiendo el trazado representado en los planos correspondientes. Este sistema de canalización ha sido seleccionado por su alta capacidad de disipación térmica, facilidad de instalación y mantenimiento, así como por su robustez mecánica, lo que garantiza el correcto funcionamiento y la seguridad de la instalación fotovoltaica.

No se contempla el uso de canalizaciones cerradas tipo tubo para estos tramos, ya que la bandeja metálica ventilada permite una mejor evacuación del calor generado por los conductores en corriente continua, especialmente en instalaciones de gran potencia, cumpliendo con las recomendaciones técnicas del sector y la normativa vigente.

Para estas instalaciones se ha seleccionado la bandeja metálica perforada galvanizada en caliente del fabricante Aiscan modelo CMPG630C [24], con dimensiones de 60x300 mm y una longitud de 3 metros. Esta bandeja cuenta con un nivel de perforación clase B y una resistencia al impacto de 20 J a -40 °C, lo que la hace adecuada para instalaciones fotovoltaicas de uso comercial e industrial.

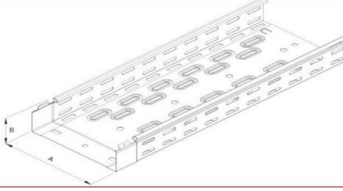
TIPO	MATERIAL	RECUBRIMIENTO	A	B	CARGA DE TRABAJO ADMISIBLE (N/m)	EMBALAJE (metros)	PLANO DETALLE
AISCAN-CMPG-610C	METÁLICO	GALVANIZADO EN CALIENTE	100	60	1080	6	
AISCAN-CMPG-615C	"	"	150	60	1080	6	
AISCAN-CMPG-620C	"	"	200	60	1080	6	
AISCAN-CMPG-630C	"	"	300	60	720	6	
AISCAN-CMPG-640C	"	"	400	60	720	6	
AISCAN-CMPG-650C	"	"	500	60	675	6	
AISCAN-CMPG-660C	"	"	600	60	675	6	
FECHA DE EDICIÓN	Nº DE EDICIÓN	Nº DE FICHA					
2014/05	4	EP-CMPGC 60					

Tabla 25: Propiedades Aiscan CMPG6630G

A continuación, se detallan las prescripciones generales para la correcta disposición de los conductores sobre bandeja metálica, incluyendo el uso de cables con aislamiento resistente a la radiación ultravioleta y temperatura elevada (tipo PV1-F o equivalente), fijaciones resistentes a la intemperie y tapas de protección contra agentes externos, garantizando así

una instalación segura, duradera y conforme al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y a la norma UNE-HD 60364-7-712.

Los conductores utilizados serán del tipo H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kVDC, según norma UNE-EN 50618, especialmente diseñados para aplicaciones fotovoltaicas. Este tipo de conductor está fabricado con aislamiento libre de halógenos, presenta alta resistencia a la radiación ultravioleta, al ozono, a la humedad y a temperaturas elevadas (hasta 90 °C en régimen permanente y 120 °C en sobrecarga), lo que lo hace idóneo para instalaciones en exteriores y canalizaciones ventiladas como bandejas metálicas.

La disposición de los cables en la bandeja metálica se realizará en dos capas organizadas lateralmente, separando adecuadamente los polos positivo y negativo de cada string, con el fin de minimizar interferencias y facilitar futuras labores de mantenimiento o sustitución. Los cables se fijarán mediante abrazaderas resistentes a la intemperie (tipo nylon 66 UV estabilizado o acero inoxidable con recubrimiento plástico), a intervalos máximos de 30 cm, asegurando así una sujeción firme frente a vibraciones o movimientos por dilataciones térmicas.

Se garantizará que los radios de curvatura en los cambios de dirección cumplan con las especificaciones del fabricante del cable, y que no existan tensiones mecánicas en los puntos de entrada y salida de la bandeja. La bandeja irá cubierta con tapa metálica perforada para proteger los conductores frente a impactos directos, exposición prolongada al sol, acumulación de suciedad o nidificación de fauna. En zonas de cruce o entrada a edificios, se adoptarán medidas adicionales de protección mecánica, como doble envolvente o resguardos rígidos.

5.11 CEER

El cuadro eléctrico en instalaciones de generación mediante energías renovables, tal como un sistema fotovoltaico, constituye un elemento crítico para la protección, control y maniobra de los equipos eléctricos involucrados. Este conjunto de dispositivos se configura

para asegurar la integridad de la instalación y la seguridad operativa ante condiciones anómalas en el sistema eléctrico.

El cuadro eléctrico incorpora elementos de protección frente a sobrentensidades (interruptores automáticos magnetotérmicos y fusibles), protección diferencial para detección de fallos a tierra, relés de protección específicos, así como dispositivos de desconexión rápida y seccionadores con carga. Estos dispositivos garantizan la selectividad y coordinación de protecciones, permitiendo aislar las fallas en el menor tiempo posible y con el mínimo impacto en el sistema, protegiendo la integridad de los generadores, inversores, líneas y usuarios finales.

El diseño del cuadro eléctrico incluye además sistemas de puesta a tierra conforme a normativa vigente, con el fin de minimizar riesgos eléctricos y asegurar la protección del personal y equipos. Se considera la integración de protecciones para armónicos y sobretensiones transitorias, fundamentales en la operación de convertidores electrónicos presentes en sistemas renovables.

Marco Normativo Aplicable

El dimensionamiento, selección de dispositivos, montaje y puesta en servicio del cuadro eléctrico se rige por las siguientes normativas y estándares técnicos:

- **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), ITC-BT-40:** Establece los requisitos técnicos y de seguridad para las instalaciones eléctricas conectadas a baja tensión, incluyendo especificaciones para generación distribuida y sistemas renovables.
- **UNE-EN 61439 (Sistemas de cuadros eléctricos de baja tensión):** Norma europea que especifica criterios de diseño, ensayos tipo y verificaciones para cuadros eléctricos, asegurando la capacidad de soportar condiciones operativas y de falla.
- **UNE 206007:** Norma técnica específica para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, regulando aspectos relativos a la protección y desconexión.

- **IEC 61727:** Norma internacional que define las características eléctricas y de conexión de sistemas fotovoltaicos a la red, incluyendo requerimientos de protección para garantizar estabilidad y seguridad.

5.11.1 INSTALACIÓN TIPO SUBESTACIÓN

El cuadro eléctrico de la instalación tipo subestación está diseñado para integrar y gestionar de forma segura y eficiente un único inversor fotovoltaico Huawei SUN2000-36KTL, con una potencia nominal de 36 kW. Este equipo actúa como el elemento central de conversión de corriente continua (DC) generada por los módulos fotovoltaicos a corriente alterna (AC) compatible con la red eléctrica.

Protección de componente AC:

ELEMENTO	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA
INTERRUPTOR AUTOMÁTICO	2P – 160 A – curva C – pdc 10kA
SECCIONADOR EN CARGA	2P – 160 A
PROTECCIÓN DIFERENCIAL	2P – 160 A – tipo B – 100 mA
PROTECCIÓN SOBRETENSIONES (SPD AC)	Tipo 2 – 2P – 275 V AC – 160 A In
BORNEROS DE CONEXIÓN	L1 – N – PE (50 mm ²)
SEÑALIZACIÓN OPCIONAL	Pilotos de fallo diferencial, SPD y presencia de tensión
CANALIZACIÓN	Bandeja metálica cerrada o tubo metálico con ventilación

Tabla 26: Protecciones componente AC CEER subestación

Protección componente DC:

<i>Elemento</i>	<i>Especificación técnica</i>
<i>Seccionadores en carga DC</i>	1000 VDC – 2 polos por MPPT – 160 A por entrada
<i>Fusibles por string</i>	15–20 A gPV – con polaridad
<i>Protección sobretensión DC</i>	Tipo 2 – Uc 1000 VDC – con indicación de fallo

Tabla 27: Protecciones componente DC CEER subestación

5.11.2 INSTALACIÓN TIPO ATI

El cuadro eléctrico de la instalación tipo subestación está diseñado para integrar y gestionar de forma segura y eficiente un inversor fotovoltaico Huawei SUN2000-8KTL-L1, con una potencia nominal de 8 kW. Este inversor monofásico actúa como el núcleo de conversión energética, transformando la energía en corriente continua (DC) proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC)

Protección de componente AC:

ELEMENTO	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA
<i>INTERRUPTOR AUTOMÁTICO AC</i>	2P – 40 A – curva C – pdc 10 kA
<i>SECCIONADOR EN CARGA AC</i>	2P – 40 A
<i>PROTECCIÓN DIFERENCIAL</i>	2P – 40 A – tipo A o tipo B – 30 mA

PROTECCIÓN SOBRETENSIONES AC	Tipo 2 – 2P – 275 V AC – 40 kA In
BORNEROS DE CONEXIÓN	L – N – PE (10 mm ²)

Tabla 28: Protecciones componente AC CEER ATI

Protección componente DC:

<i>Elemento</i>	<i>Especificación técnica</i>
Seccionadores en carga DC	1000 VDC – 2 polos por MPPT – 160 A por entrada
Fusibles por string	15–20 A gPV – con polaridad
Protección sobretensión DC	Tipo 2 – Uc 1000 VDC – con indicación de fallo

Tabla 29: Protecciones componente DC CEER ATI

5.12 TRANSFORMADOR ELEVADOR DE TENSIÓN

La electricidad generada por las instalaciones fotovoltaicas planteadas se produce a una tensión de 230 V en corriente alterna (AC), adecuada para instalaciones residenciales o comerciales de baja tensión. Sin embargo, para su integración en la infraestructura ferroviaria, donde se requiere una tensión de operación mucho más alta, es necesario un proceso de elevación de tensión.

En este caso, la energía generada debe ser elevada a una tensión de 27.5 kV, tensión utilizada en el sistema 2x25 del tramo sometido a estudio. Para ello, se emplearán diferentes soluciones.

Este proceso de transformación es fundamental para asegurar la compatibilidad técnica, la eficiencia del transporte de energía a largas distancias y el cumplimiento normativo en el entorno ferroviario.

5.12.1 INSTALACIÓN TIPO SUBESTACIÓN

La instalación de tipo subestación requiere de tensión exige un proceso de transformación que garantice tanto la compatibilidad con la red ferroviaria como la seguridad en la operación.

Para cumplir con este requerimiento, se precisa la instalación de un transformador elevador con una potencia nominal de **40 KVA**, con relación de transformación **230 V / 27.5 kV**. Este transformador actúa como elemento crítico dentro de la subestación, permitiendo:

- Elevar la tensión de salida del inversor a los niveles de alta tensión utilizados en líneas ferroviarias.
- Garantizar la eficiencia del transporte de energía minimizando pérdidas eléctricas, especialmente en tramos largos de infraestructura.
- Asegurar el cumplimiento de normativas ferroviarias y de interconexión eléctrica en sistemas de alta tensión.
- Proteger la instalación frente a fluctuaciones de carga, ya que su alta capacidad de 40 KVA permite soportar variaciones operativas y demandas puntuales del sistema ferroviario.

Además, este transformador deberá contar con las protecciones eléctricas adecuadas (relés de sobrecorriente, diferencial, temperatura, etc.), así como con sistemas de refrigeración, instrumentación de medida y aislamiento adecuados para operación en entornos exigentes como el ferroviario.

A continuación, se muestra una tabla con las especificaciones requeridas para el siguiente transformador.

ELEMENTO	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA
POTENCIA NOMINAL	40 KVA
FASES	Monofásico
TENSIÓN PRIMARIA	230 V AC
TENSIÓN SECUNDARIA	27,5 kV AC
FRECUENCIA NOMINAL	50 Hz
TIPO	Elevador – Monofásico – Tipo aceite (ONAN)
CONECTIVIDAD	Conexión monofásica (L-N)
REFRIGERACIÓN	ONAN (aceite natural)
TIPO DE INSTALACIÓN	Exterior.
IMPEDANCIA NOMINAL	6–10 % (valor típico, ajustable en especificación)
NORMATIVAS DE DISEÑO	IEC 60076-1 (Transformadores de potencia) / Normas ferroviarias específicas
SISTEMA DE PROTECCIÓN	Relés de sobrecorriente, temperatura, Buchholz (en aceite), diferencial, etc.
SISTEMA DE MEDIDA	Transformadores de corriente (TC) y tensión (VT) para protección y control

Tabla 30: Características transformador elevador de tensión instalación tipo subestación

En conjunto, la incorporación de este transformador de 40 kVA – 230 V / 27,5 kV resulta esencial para permitir la inyección efectiva de la energía generada por el sistema fotovoltaico en la red ferroviaria, contribuyendo a la transición energética del sector transporte mediante el uso de fuentes renovables.

5.12.2 INSTALACIÓN TIPO ATI

En esta instalación tipo, la energía generada por el inversor Huawei SUN2000-8KTL-L1, con salida a 230 V AC, se plantea inyectar directamente en la infraestructura ferroviaria mediante el uso de los autotransformadores de tracción existentes, cuya configuración opera típicamente entre -27.5 kV y $+27.5$ kV.

Se propone la instalación de un autotransformador independiente de 230 V / 27,5 kV, **incorporando una nueva entrada secundaria** a 230 V AC. Esta modificación permitiría facilitar la integración de la energía generada por el sistema fotovoltaico en el sistema de alimentación de tracción..

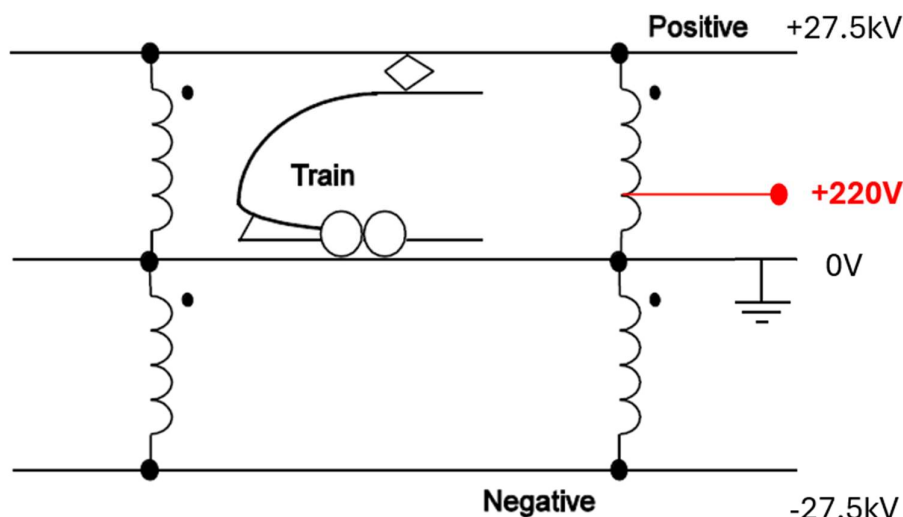


Figura 23: Esquema propuesta reforma de los autotransformadores

Ventajas de esta propuesta:

- **Inyección directa en la red ferroviaria** con mínimos ajustes en la topología del sistema.
- **Mejora de la eficiencia energética**, al reducir el número de etapas de transformación y, por tanto, las pérdidas asociadas.

Adaptación técnica propuesta:

- Modificación del arrollamiento de los autotransformadores o incorporación de un nuevo bobinado específico para recibir la entrada a **230 V AC**.
- Integración de protecciones adicionales asociadas a esta nueva entrada, incluyendo interruptor automático, seccionador en carga, protección diferencial y protección contra sobretensiones.
- Revisión de la coordinación de protecciones y compatibilidad electromagnética con el sistema ferroviario.
- Validación del régimen de neutro y aislamiento frente a sobretensiones transitorias.

Esta solución permite una **integración eficiente y segura de la energía renovable** generada en baja tensión, alineada con las políticas de sostenibilidad en el sector ferroviario, y facilita una futura ampliación modular del sistema.

5.13 RETOS EN LA IMPLANTACIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA INFRAESTRUCTURA FERROVIARIA

La incorporación de una planta fotovoltaica en la red de tracción ferroviaria plantea una serie de desafíos técnicos relevantes, especialmente en el contexto de sistemas ferroviarios alimentados en configuración 2x25 kV. A lo largo del análisis del presente proyecto, se han identificado tres retos técnicos principales que afectan la selección de equipos, la estrategia de conexión y la estabilidad operativa del sistema. A continuación, se detallan:

5.13.1 TENSIONES DE FUNCIONAMIENTO NO ESTÁNDAR EN SISTEMAS DE ELECTRIFICACIÓN FERROVIARIA (2x25 kV)

El sistema de electrificación ferroviaria en configuración 2x25 kV no corresponde a ninguna de las tensiones normalizadas de media o alta tensión utilizadas en redes de distribución generales. Esta incompatibilidad impide el uso directo de transformadores, inversores y otros equipos eléctricos de catálogo, generando la necesidad de soluciones específicas.

Se han valorado dos opciones principales:

- a) Transformadores a medida, diseñados específicamente para adaptar la tensión de salida de la planta fotovoltaica a los 27,5 kV de la red ferroviaria. Aunque esta solución garantiza la compatibilidad técnica, implica un aumento significativo de costes, además de mayores plazos de diseño, fabricación y homologación.
- b) Conexión a la red de distribución convencional (400 V), evitando así las tensiones no estándar. Esta alternativa permite el uso de equipos comerciales estándar, reduciendo costes, pero compromete la integración directa con la red de tracción, disminuyendo el impacto directo de la planta sobre el consumo ferroviario y añadiendo complejidades contractuales con la empresa distribuidora.

5.13.2 DESAJUSTE ENTRE EL RANGO DE TOLERANCIA DE TENSIÓN DE LA RED FERROVIARIA Y EL RANGO OPERATIVO DE LOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS

La red ferroviaria permite variaciones de tensión del orden del $\pm 10\%$ sobre el valor nominal, lo cual puede provocar la desconexión de inversores estándar, que operan con rangos de tolerancia típicamente limitados al $\pm 5\%$. Esta desconexión automática, derivada de protecciones internas, compromete la continuidad del suministro fotovoltaico y puede disminuir considerablemente la producción energética efectiva.

La solución viable consiste en emplear inversores a medida, diseñados tanto para operar en tensiones no estándar (27,5 kV) como para soportar variaciones amplias de tensión sin perder estabilidad operativa. Estos equipos resuelven simultáneamente los dos problemas mencionados anteriormente, pero su implementación implica costes muy elevados y una mayor complejidad técnica, especialmente en el mantenimiento y la reposición.

5.13.3 NATURALEZA MONOFÁSICA DE LA RED DE TRACCIÓN FERROVIARIA

Un tercer reto crítico está relacionado con la naturaleza monofásica de la red ferroviaria, que complica significativamente la integración de plantas fotovoltaicas de potencia media o alta. La mayoría de los inversores fotovoltaicos comerciales de media o gran potencia están diseñados para salida trifásica, ya que las instalaciones industriales y de distribución convencionales operan sobre redes trifásicas.

En el caso ferroviario, la conexión debe realizarse a una línea monofásica, lo que limita drásticamente la disponibilidad de inversores estándar adecuados. En el mercado, los inversores monofásicos están generalmente restringidos a potencias inferiores a 8 kW, lo que hace inviable su uso para plantas de generación de escala industrial. La fragmentación de la planta en múltiples unidades pequeñas tampoco resulta eficiente ni económicamente viable.

Ante esta limitación, se consideran dos estrategias principales:

- a) Empleo de inversores monofásicos a medida, desarrollados específicamente para este tipo de aplicación. Esta solución permitiría alcanzar potencias superiores en configuraciones monofásicas, pero con el mismo inconveniente de alto coste y bajo grado de estandarización que los retos anteriores.
- b) Conexión a la red de distribución trifásica a 400 V, en cuyo caso se habilita el uso de inversores trifásicos comerciales, con menores costes y mayor flexibilidad técnica. Sin embargo, esta solución implica renunciar a la conexión directa con la red de tracción, reduciendo el impacto de la planta sobre el sistema ferroviario y trasladando la generación a un entorno de consumo convencional.

5.13.4 CONCLUSIÓN

La integración de generación fotovoltaica en sistemas ferroviarios de tracción presenta tres barreras técnicas fundamentales: la tensión no estandarizada de la red (2x25 kV), la incompatibilidad del rango de tensión de los inversores estándar, y la naturaleza monofásica del sistema ferroviario. Si bien existen soluciones técnicas para cada uno de estos retos, todas ellas conllevan costes adicionales significativos, necesidad de equipos a medida, y una mayor complejidad en la operación y mantenimiento. En consecuencia, cualquier estrategia de integración debe considerar no solo los aspectos técnicos, sino también la viabilidad económica, normativa y operativa del sistema a largo plazo.

5.14 PROPUESTA SISTEMA ALTERNATIVO PARA INTEGRACIÓN FERROVIARIA

Una opción adicional para la integración de una planta fotovoltaica en una subestación de tracción ferroviaria consiste en el diseño y la construcción de un equipo de electrónica de potencia a medida, capaz de realizar la conversión directa desde la salida de los strings típicamente entre los 400 V y 1000V en corriente continua hasta los 27,5 kV en corriente alterna a 50 Hz del sistema de electrificación 2x25. Esta solución, aunque técnicamente compleja, presenta características interesantes desde el punto de vista de la integración funcional y energética con la infraestructura ferroviaria existente.

Desde un punto de vista técnico, este equipo de electrónica de potencia sería conceptualmente similar a un convertidor de tracción DC-AC, como los que se emplean en locomotoras eléctricas que operan con catenaria de corriente continua, pero utilizan motores de tracción en alterna. En dichos convertidores, se emplea una etapa intermedia de conversión (habitualmente un enlace de corriente continua de mayor tensión) seguida de una etapa inversora con modulación por ancho de pulso (PWM) para generar la señal de salida en alterna con control preciso de frecuencia y forma de onda. Para adaptar esta arquitectura a la integración con una subestación de tracción, se requeriría un diseño que no sólo escale la tensión desde niveles bajos de DC (como los 230 V procedentes de los strings de paneles solares) hasta los 27,5 kV AC de catenaria, sino que también incorpore los sistemas de protección, filtrado, aislamiento galvánico y sincronización con la red ferroviaria.

Una ventaja destacable de esta solución es la óptima integración con el sistema ferroviario, ya que permitiría inyectar la energía generada por la planta fotovoltaica directamente al sistema de alimentación de tracción sin necesidad de infraestructuras intermedias o transformaciones adicionales. Esto significa que se podría reducir la dependencia de sistemas de almacenamiento o de inyección a red general, utilizando de forma directa y eficiente la energía renovable generada para la operación ferroviaria, con el consiguiente ahorro energético global del sistema.

Sin embargo, es importante subrayar que esta solución, si bien técnicamente viable y con ventajas claras en términos de compatibilidad e integración, presenta un serio inconveniente desde el punto de vista económico: los costes asociados al desarrollo y construcción de un equipo de electrónica de potencia de estas características serían significativamente elevados. El diseño a medida, los requisitos de aislamiento y seguridad en alta tensión, la robustez necesaria para cumplir con normativas ferroviarias (como las normativas EN 50121 sobre compatibilidad electromagnética, EN 50155 sobre equipos electrónicos embarcados o IEC 61800 para convertidores de potencia), así como las pruebas de homologación y fiabilidad requeridas, representan una barrera de entrada importante para este tipo de soluciones.

Además, al tratarse de una infraestructura de propósito específico, no existen en el mercado soluciones comerciales estandarizadas que puedan adaptarse con facilidad, lo cual implica que tanto el diseño como la producción serían completamente personalizados. Esto eleva no sólo el coste inicial de inversión, sino también los plazos de desarrollo y la dificultad de mantenimiento o sustitución en caso de fallos. A ello se suma la necesidad de disponer de personal altamente cualificado para la operación y supervisión de estos sistemas avanzados.

Una de las principales dificultades técnicas asociadas al desarrollo de soluciones para integrar directamente una planta fotovoltaica en una subestación de tracción reside en el uso de una red monofásica a niveles de potencia elevados. El sistema ferroviario de tracción en corriente alterna —especialmente en líneas electrificadas a 27,5 kV y 50 Hz— opera sobre una red monofásica que presenta múltiples desafíos cuando se intenta acoplar generación distribuida, como ocurre con una instalación solar.

Trabajar con redes monofásicas a gran potencia implica una serie de complicaciones técnicas, entre las que se incluyen el desbalance de fases en la red general, mayores esfuerzos térmicos y electromagnéticos en los equipos de conversión, la necesidad de filtrado más exigente para cumplir con los límites de distorsión armónica, y mayores exigencias en cuanto a aislamiento y control de interferencias. A esto se suma un factor crítico: los niveles de tensión involucrados (por ejemplo, de 230 V DC a 27,5 kV AC) no son estándar en la industria de la electrónica de potencia convencional, lo cual obliga al desarrollo de transformadores y sistemas de aislamiento totalmente a medida, lo que incrementa sustancialmente el coste de inversión y la complejidad del proyecto.

En este contexto, una alternativa muy razonable y técnicamente más viable sería conectar las plantas fotovoltaicas a la red de servicios auxiliares de las subestaciones de tracción y de las ATI (Acometidas Técnicas Intermedias). Estas redes auxiliares, habitualmente utilizadas para la alimentación de sistemas de control, señalización, iluminación y otros equipos secundarios, suelen estar configuradas en corriente alterna trifásica a niveles de tensión normalizados (400 V AC, 50 Hz), lo que permite utilizar equipos de conversión de energía estándar del mercado.

Este enfoque ofrece múltiples ventajas: en primer lugar, se elimina la necesidad de transformadores a medida y convertidores especiales de alta tensión, lo que reduce drásticamente los costes de ingeniería, adquisición y mantenimiento. En segundo lugar, la operación con sistemas trifásicos facilita la integración con la red de distribución general, mejora el equilibrio de cargas, reduce las pérdidas eléctricas y permite una mayor eficiencia global del sistema. Además, el uso de soluciones industriales consolidadas garantiza una mayor fiabilidad y disponibilidad, y permite aprovechar economías de escala en la compra y mantenimiento de equipos.

En conclusión, aunque la idea de inyectar energía fotovoltaica directamente a la red de tracción es ambiciosa y técnicamente posible, gran parte de las dificultades radican en la naturaleza monofásica y los niveles de tensión no estandarizados del sistema ferroviario. Por ello, redirigir el aprovechamiento de la energía solar hacia las redes de servicios auxiliares de las subestaciones y ATIs se presenta como una estrategia técnica mucho más eficiente y económicamente sostenible. Esta solución permitiría maximizar el uso de energías renovables en el entorno ferroviario sin incurrir en los altos costes asociados a desarrollos de electrónica de potencia y transformadores a medida.

Capítulo 6. SIMULACIÓN ELÉCTRICA

Con el objetivo de evaluar el comportamiento energético de la red de electrificación ferroviaria en un escenario con integración de generación renovable, se han realizado dos simulaciones eléctricas de forma independiente: por un lado, la simulación de la red ferroviaria y su demanda eléctrica asociada al tráfico previsto; por otro, la estimación de la producción energética de una planta fotovoltaica de apoyo.

Para la modelización del sistema ferroviario, se ha empleado el software **OlgaNC** [20], una herramienta de simulación ferroviaria en línea que permite reproducir el comportamiento eléctrico de una red de tracción. Mediante la introducción de los datos de infraestructura (topología de la ruta, características de la catenaria, y ubicación/configuración de subestaciones) y del tráfico ferroviario (tipos de trenes, horarios y frecuencias), OlgaNC simula el flujo de energía a lo largo de la red, calculando parámetros eléctricos como tensiones, corrientes y caídas de tensión en la catenaria y en las subestaciones.

Paralelamente, se ha utilizado la herramienta **PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)** [22], desarrollada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, para estimar la producción energética de la planta fotovoltaica. PVGIS permite obtener datos precisos de radiación solar y rendimiento fotovoltaico en función de la localización geográfica, orientación, inclinación y características técnicas del sistema. Esta herramienta es especialmente útil para realizar estudios preliminares y evaluar el potencial de generación anual y estacional de sistemas solares.

La combinación de ambos entornos de simulación permite analizar de forma conjunta la demanda eléctrica ferroviaria y la producción renovable, facilitando la evaluación del impacto energético de la planta fotovoltaica sobre la red de tracción y la identificación de posibles beneficios en términos de eficiencia, reducción de consumo de red y sostenibilidad del sistema.

6.1 SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Con el propósito de evaluar de forma representativa el rendimiento energético de la solución fotovoltaica propuesta, se ha optado por realizar una simulación global a través de la herramienta PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*), desarrollada por la Comisión Europea. Esta plataforma permite estimar la producción de energía eléctrica a partir de datos meteorológicos históricos, teniendo en cuenta la ubicación geográfica, la inclinación, orientación y características técnicas del sistema.

Dado que el proyecto contempla un conjunto de instalaciones distribuidas en diferentes ubicaciones —en concreto, dos sistemas fotovoltaicos en subestaciones y cinco en el área ATI—, se ha considerado pertinente unificar la simulación energética, tomando como base la potencia total instalada. Esta decisión permite obtener una visión consolidada del comportamiento del sistema en su conjunto, lo cual resulta útil para la estimación de la generación anual, la evaluación de indicadores de desempeño y el análisis de viabilidad técnico-económica.

Características generales solución propuesta				
		Unitaria		Total
Subestaciones	Potencia pico (DC)	42.18 kW-DC	2 instalaciones	84.36 kW-DC
	Potencia nominal (AC)	36 kW-AC		72 kW-AC
ATI	Potencia pico (DC)	8.88 kW-DC	5 instalaciones	44.40 kW-DC
	Potencia nominal (AC)	8 kW-AC		40 kW-AC
TOTAL	Potencia pico (DC)	128.76 kW-DC		
	Potencia nominal (AC)	112 kW-AC		

Tabla 31: características generales solución propuesta

La simulación se realizará considerando una potencia pico total de 128.76 kW-DC y una potencia nominal total de 112 kW-AC, resultantes de la suma de las siguientes unidades:

- Subestaciones: 2 instalaciones, cada una de 42.18 kW-DC / 36 kW-AC
 - → Total: 84.36 kW-DC / 72 kW-AC
- ATI: 5 instalaciones, cada una de 8.88 kW-DC / 8 kW-AC
 - → Total: 44.40 kW-DC / 40 kW-AC

Al adoptar esta metodología de simulación global, se aproximan las condiciones climáticas de todas las instalaciones, lo cual es razonable dado que se encuentran dentro de un mismo entorno geográfico. Los resultados obtenidos permitirán dimensionar adecuadamente el aporte energético del sistema fotovoltaico y establecer los beneficios ambientales y económicos derivados de su implementación.

Para la estimación de la producción energética de la instalación, se ha adoptado un valor de Performance Ratio (PR) del 85%, el cual representa un rendimiento global del sistema fotovoltaico en condiciones reales de operación. Este parámetro refleja el conjunto de pérdidas del sistema, incluyendo efectos por temperatura, suciedad de los módulos, pérdidas en el cableado, ineficiencias del inversor, desajustes entre módulos (mismatch), y otros factores que afectan el desempeño del sistema.

El valor seleccionado del 85% se encuentra dentro del rango habitual para instalaciones fotovoltaicas bien diseñadas, correctamente orientadas y mantenidas, ubicadas en zonas con buena irradiación solar. Suponiendo condiciones operativas estándar y una adecuada calidad de los componentes (módulos de alta eficiencia, inversores con rendimiento superior al 96%, y un diseño que minimice el sombreado), este valor permite realizar una estimación realista de la producción energética anual, sin sobredimensionar los resultados.

Este valor será introducido en la herramienta PVGIS como factor correctivo para obtener una simulación más cercana al comportamiento real del sistema una vez en funcionamiento.

Adicionalmente, se contemplan dos escenarios de conexión de la instalación a la red eléctrica:

1. **Conexión directa a la red de distribución a 400 V:** en este supuesto, no se requiere transformación adicional, por lo que la energía generada se considera entregada directamente a la red de baja tensión. En este caso, el resultado obtenido de PVGIS, considerando ya el PR del 85%, se considerará representativo de la energía útil disponible para autoconsumo o vertido.
2. **Conexión a la red de tracción mediante transformador:** en este caso, la energía generada por el sistema fotovoltaico se inyectará a la red de tracción a través de un transformador elevador. Para reflejar adecuadamente las pérdidas asociadas a esta conversión, se considerará un rendimiento del transformador del 97%, el cual se incorporará como una pérdida adicional al resultado obtenido mediante la simulación.

Ambos escenarios serán evaluados con el fin de determinar la viabilidad técnica y económica de cada opción de conexión.

La ubicación seleccionada para todo el análisis corresponde a la de la subestación de Silleda.

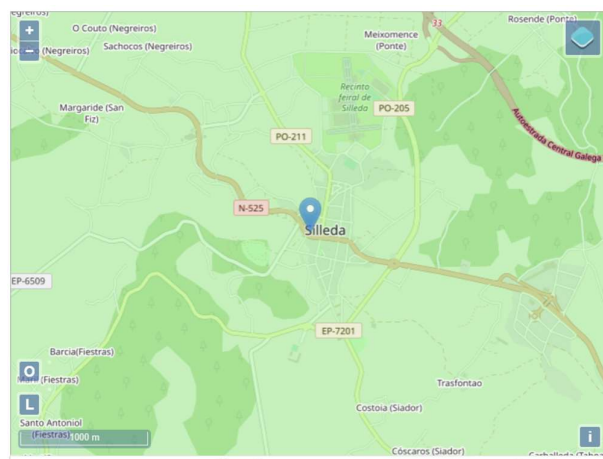
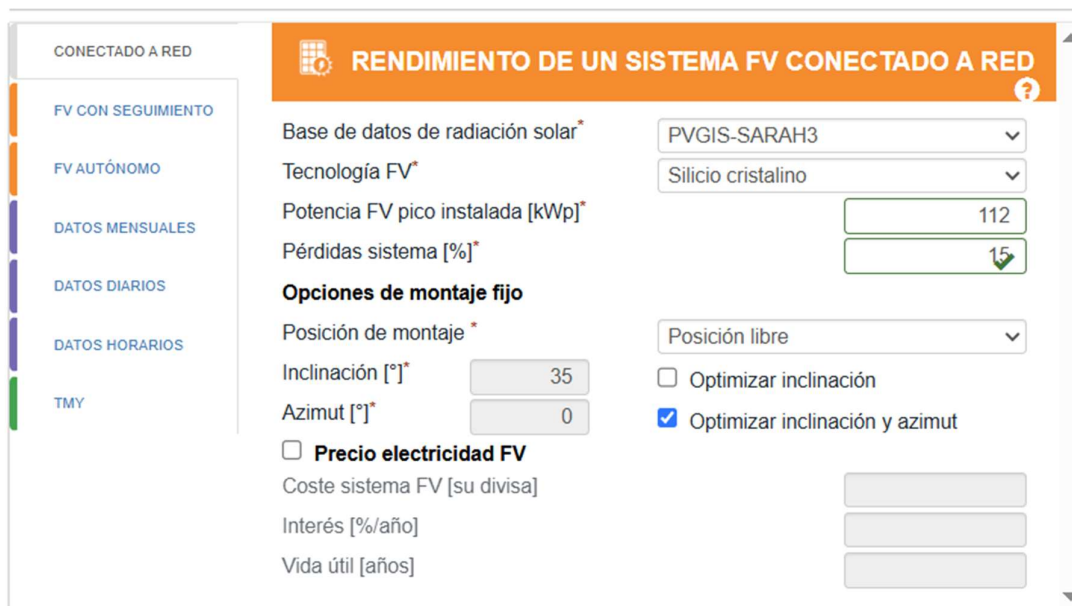


Figura 24: Ubicación simulación fotovoltaica

6.1.1 CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE 400V

La siguiente ilustración corresponde a los datos de entrada para la estimación de producción energética mensual de un sistema fotovoltaico conectado a red, con una potencia pico instalada de 112 kWp, utilizando módulos de silicio cristalino y datos de irradiación solar provenientes de la base PVGIS-SARAH3. Se ha considerado un valor de pérdidas globales del sistema del 15%, que incluye pérdidas por temperatura, suciedad, desajustes, cableado, inversores, y otros factores, en concordancia con el rendimiento global descrito en el apartado anterior del proyecto.

En cuanto a la configuración del sistema, se ha seleccionado una estructura de montaje fija, con una inclinación de 35° y un azimut de 0°, lo que implica una orientación óptima hacia el sur geográfico. Además, se ha activado la opción de optimización de la inclinación y orientación, tal como se ha detallado en el apartado de condiciones de diseño de la instalación fotovoltaica, con el objetivo de maximizar la captación de radiación solar y, por tanto, la producción energética mensual promedio en la ubicación específica del proyecto.



The screenshot shows a web-based interface for PV system simulation. On the left is a sidebar with navigation options: 'CONECTADO A RED' (selected), 'FV CON SEGUIMIENTO', 'FV AUTÓNOMO', 'DATOS MENSUALES', 'DATOS DIARIOS', 'DATOS HORARIOS', and 'TMY'. The main area is titled 'RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED'. It contains the following input fields and settings:

- Base de datos de radiación solar***: Dropdown menu set to 'PVGIS-SARAH3'.
- Tecnología FV***: Dropdown menu set to 'Silicio cristalino'.
- Potencia FV pico instalada [kWp]***: Input field with the value '112'.
- Pérdidas sistema [%]***: Input field with the value '15' and a green checkmark icon.
- Opciones de montaje fijo**:
 - Posición de montaje***: Dropdown menu set to 'Posición libre'.
 - Inclinación [°]***: Input field with the value '35'.
 - Azimut [°]***: Input field with the value '0'.
 - ☐ Optimizar inclinación
 - ☒ Optimizar inclinación y azimut
- Precio electricidad FV**:
 - ☐ (unchecked)
- Coste sistema FV [su divisa]**: Input field.
- Interés [%/año]**: Input field.
- Vida útil [años]**: Input field.

Figura 25: Parámetros de entrada simulación FV instalación conectada a red de 400V

La figura 26 ilustra la producción mensual estimada de energía eléctrica de un sistema fotovoltaico de montaje fijo, expresada en kilovatios-hora (kWh), a lo largo de un año natural. En el eje de ordenadas se representa la energía generada mensualmente, mientras que en el eje de abscisas se distribuyen los meses del año, de enero a diciembre.

Desde el punto de vista técnico, se observa una variación estacional significativa en la producción energética, atribuible a los cambios en la irradiancia solar incidente sobre el plano del generador fotovoltaico. La producción mínima se registra en los meses de invierno (enero y diciembre), debido a la menor disponibilidad de radiación solar, ángulos de incidencia menos favorables y una menor duración del día. Por el contrario, los valores máximos de generación se alcanzan durante los meses de verano (julio y agosto), coincidiendo con el mayor nivel de irradiación global y condiciones óptimas de captación solar.

Este comportamiento estacional es característico de sistemas fotovoltaicos instalados en latitudes medias, como es el caso de la ubicación del presente proyecto. La forma del perfil mensual confirma la adecuada selección de los parámetros de diseño, en particular la inclinación y orientación del generador, los cuales han sido optimizados conforme a lo descrito en el apartado de condiciones de diseño. Asimismo, las pérdidas globales del sistema, estimadas en un 15%, han sido consideradas en el cálculo de la producción, tal como se ha justificado en el apartado correspondiente al rendimiento del sistema.

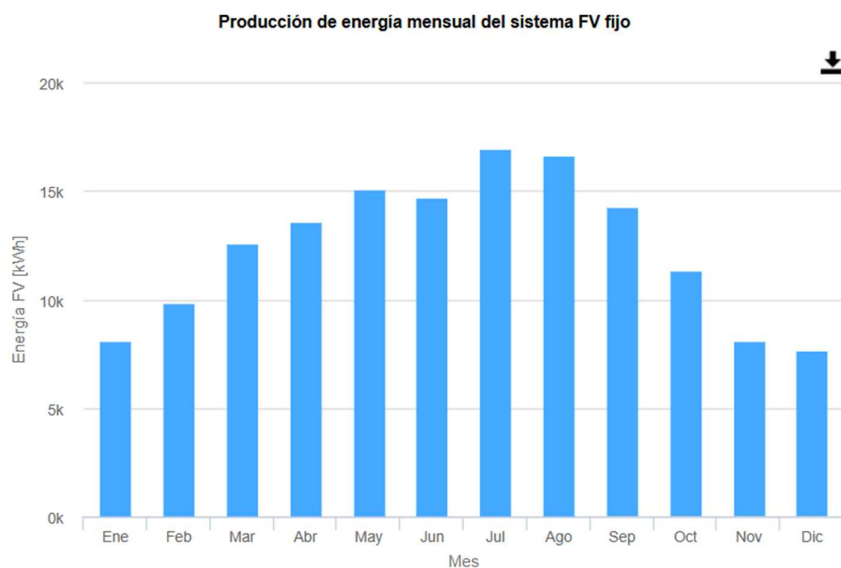


Figura 26: Producción promedio mensual instalación FV conectada a la red de 400V

La siguiente tabla recoge la energía promedio mensual producida con el valor total de la energía promedio producida en un año de 148.788,95 kWh. Se calculan también las horas equivalentes anuales de funcionamiento a capacidad pico resultando en 1328,47 h , obteniéndose así una HSP promedio de 3,64 h/día.

	Energía mensual [kWh/m]
Enero	8119,14
Febrero	9827,21
Marzo	12571,15
Abril	13562,68
Mayo	15058,37
Junio	14689,46
Julio	16927,66
Agosto	16643,8
Septiembre	14292,65
Octubre	11333,93
Noviembre	8076,19
Diciembre	7686,71
TOTAL	148788,95
kWh/kWp	1328,47
HSP promedio	3,64

Tabla 32: Energía producida mensual instalación FV conectada a red 400V

El valor de 3,64 h/día parece razonable tras consultar el HSP promedio en la provincia de Ourense [25] tras introducir el rendimiento.

Provincia	Horas de Sol	HSP
A Coruña	2.453	4,3
Lugo	2.820	4,3
Ourense	2.800	4,8
Pontevedra	3.031	4,4

Tabla 33: Horas solares a capacidad pico promedio en la comunidad Autónoma de Galicia

6.1.2 CONEXIÓN A LA RED DE TRACCIÓN MEDIANTE TRANSFORMADOR

En el caso de la conexión del sistema fotovoltaico a la red de tracción mediante transformador, no se procederá a realizar una nueva simulación energética específica, ya que las condiciones fundamentales que determinan la producción del sistema (como la ubicación geográfica, la orientación e inclinación de los módulos, la irradiación solar y la capacidad total instalada) son exactamente las mismas que en el escenario de conexión directa a la red de distribución a 400 V.

La simulación inicial, realizada a través de la herramienta PVGIS, ya contempla las características del emplazamiento y un rendimiento global del sistema expresado mediante el Performance Ratio (PR), considerado en un 85%. Este valor incluye las pérdidas habituales del sistema (temperatura, suciedad, cableado, inversores) y representa adecuadamente la energía útil disponible en condiciones normales de operación.

Dado que la única diferencia entre ambos escenarios radica en la necesidad de transformar la energía a un nivel superior de tensión para su inyección en la red de tracción, se ha optado por no replicar la simulación completa. En su lugar, se introducirá directamente una pérdida adicional asociada al rendimiento del transformador elevador, estimado en un 97%, lo que equivale a una pérdida adicional del 3%. No obstante, para simplificar el análisis y

considerando posibles pérdidas mínimas adicionales en el entorno del transformador, se adoptará una pérdida total del 3% sobre la energía útil previamente simulada. Esta pérdida se aplicará como un factor de corrección al resultado obtenido, permitiendo así estimar de forma razonable y representativa la energía final disponible para inyección en la red de tracción, sin necesidad de repetir el proceso de simulación completo.

La tabla 34 muestra los resultados en conjunto de la simulación de conexión a red de 400V y la estimación con la conexión a la red de tracción.

	Conexión a red de 400V	Conexión a red de tracción
	Energía mensual [kWh/m]	Energía mensual [kWh/m]
Enero	8119,14	7875,5658
Febrero	9827,21	9532,3937
Marzo	12571,15	12194,0155
Abril	13562,68	13155,7996
Mayo	15058,37	14606,6189
Junio	14689,46	14248,7762
Julio	16927,66	16419,8302
Agosto	16643,8	16144,486
Septiembre	14292,65	13863,8705
Octubre	11333,93	10993,9121
Noviembre	8076,19	7833,9043
Diciembre	7686,71	7456,1087
TOTAL	148788,95	144325,282
kWh/kWp	1328,47	1288,62
HSP promedio	3,64	3,53

Tabla 34: Energía producida mensual instalación FV conectada a de tracción

La energía total anual corregida pasa de 148.788,95 kWh/m (400 V) a 144.325,28 kWh/m (red de tracción), lo que representa exactamente una reducción del 3 %. Esta misma proporción se aplica a la energía específica (1328,47 a 1288,62 kWh/kWp) y a las horas solares pico (de 3,64 a 3,53).

Por tanto, los resultados no validan por sí mismos la pérdida por transformación, sino que simplemente reflejan el ajuste aplicado. Esta aproximación es válida siempre que se mantengan constantes todas las demás variables del sistema, y permite una estimación razonable sin necesidad de repetir la simulación bajo condiciones idénticas.

6.2 SIMULACIÓN DE LA CARGA DE TRACCIÓN

Para analizar el comportamiento de la infraestructura eléctrica a lo largo del trayecto, se emplea la simulación de tráfico descrita en el apartado 4.5 del presente documento. Esta simulación permite replicar las condiciones operativas del servicio ferroviario, incluyendo perfiles de velocidad, tiempos de circulación y demandas de tracción, proporcionando así una base detallada para evaluar el rendimiento y la respuesta del sistema eléctrico ante distintos escenarios de operación.

En las siguientes figuras se apreciarán las potencias de los transformadores por arrollamiento, en ambos casos la curva más relevante es la azul que representa la potencia total inyectada en la red de tracción ferroviaria.

Se obtienen los siguientes resultados para la subestación de Amoeiro:

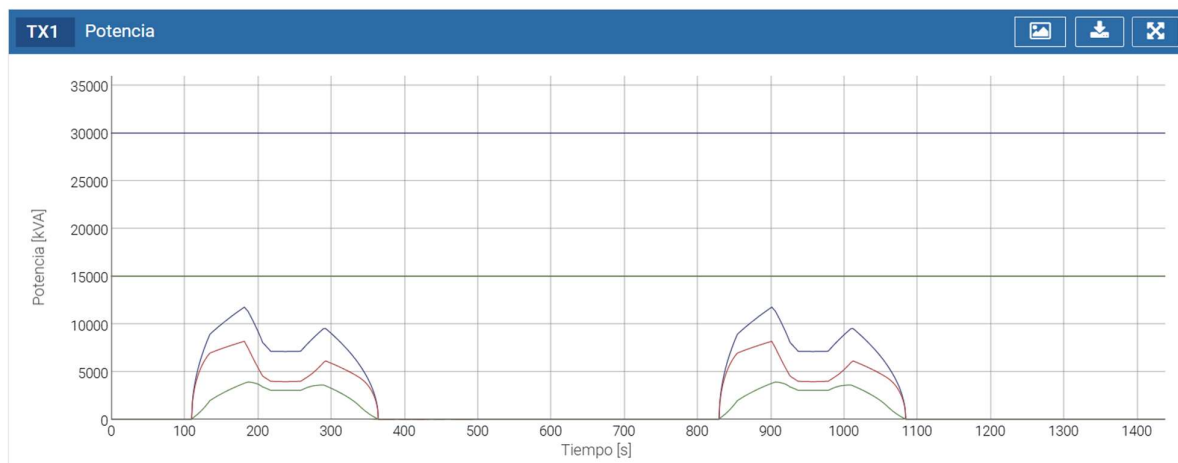


Figura 27: Simulación eléctrica, TX1 Amoeiro

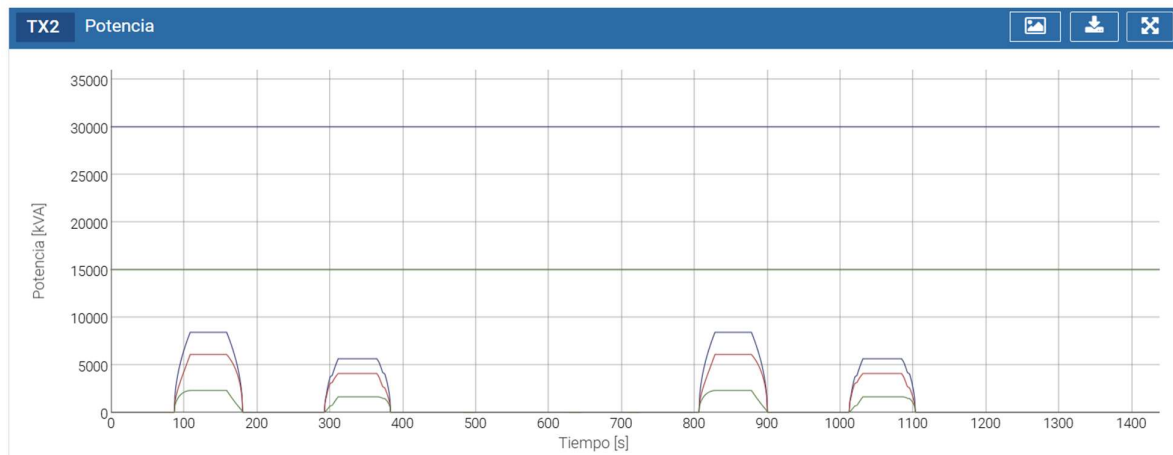


Figura 28: Simulación eléctrica, TX2 Amoeiro

Las figuras 25 y 26 muestran la evolución temporal de la potencia demandada por cada transformador en la subestación de Amoeiro. Se observan varios picos de carga que coinciden con el paso de trenes por la zona de influencia de la subestación. La potencia alcanza valores máximos del orden de 25 a 30 MW, con perfiles suaves que reflejan el arranque progresivo de los trenes y la posterior reducción de carga tras su paso.

Ambos transformadores presentan curvas de potencia similares, lo que evidencia un correcto reparto de carga entre TX1 y TX2. Esta simetría confirma un funcionamiento equilibrado del sistema de alimentación, conforme a la arquitectura típica de un sistema 2x25 kV con autotransformadores, en el que los transformadores operan en paralelo suministrando +25 kV y -25 kV respecto al carril.

Se obtienen los siguientes resultados para la subestación de Silleda:

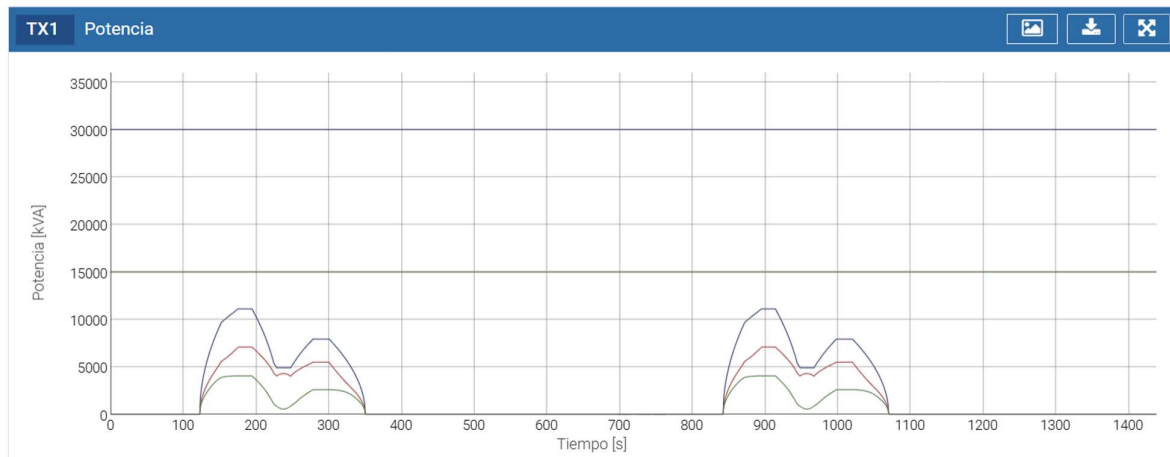


Figura 29: Simulación eléctrica, TX1 Silleda

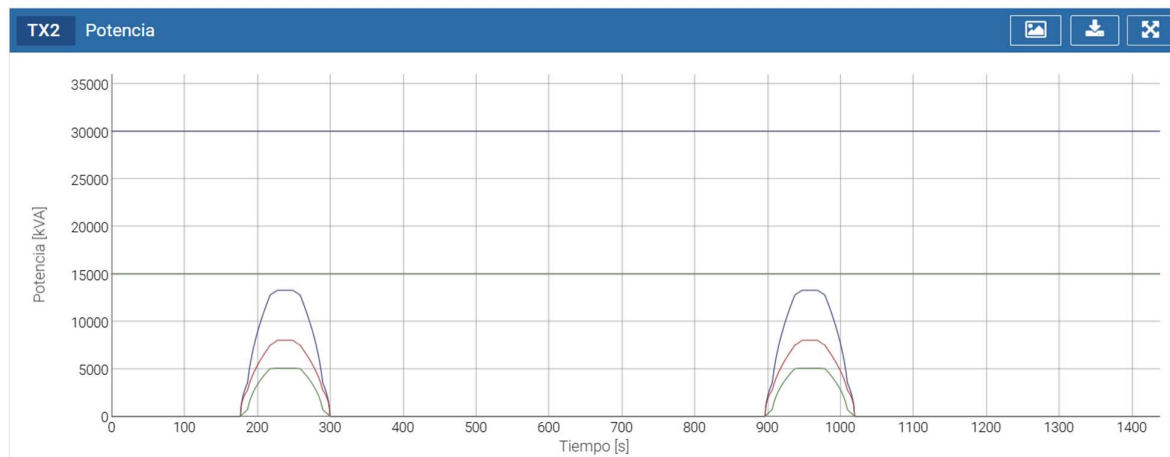


Figura 30: Simulación eléctrica, TX2 Silleda

En el caso de la subestación de Silleda, también se registran eventos de demanda de potencia asociados a la circulación de trenes, aunque con menor frecuencia y ligeramente menores en magnitud (aproximadamente 20 MW). Esto puede estar relacionado con una menor densidad de tráfico en esa sección del trayecto o con una posición más distante respecto al centro de carga.

Los perfiles de carga mantienen una forma coherente y sincronizada entre ambos transformadores, lo que indica un desempeño operativo similar al observado en Amoeiro. El

equilibrio de carga sugiere un dimensionamiento adecuado del sistema eléctrico para los escenarios simulados.

Posteriormente a la entrega de potencia en catenaria por parte de las subestaciones, el sistema cuenta con una red de autotransformadores (ATIs) distribuidos a lo largo del trayecto. Estos dispositivos permiten la redistribución de potencia entre los conductores de +25 kV y -25 kV, compensando caídas de tensión, reduciendo pérdidas y garantizando un flujo equilibrado de energía en ambos sentidos del sistema.

Gracias a esta topología, el sistema 2x25 kV permite una alimentación más eficiente a lo largo de grandes distancias, asegurando un perfil de tensión adecuado para la operación ferroviaria y reduciendo la necesidad de implantar un número excesivo de subestaciones de tracción.

Los resultados de simulación eléctrica muestran un comportamiento coherente y eficiente del sistema de alimentación en configuración 2x25 kV, con:

- Distribución equilibrada de carga entre los transformadores TX1 y TX2 en ambas subestaciones.
- Niveles de potencia acordes a las exigencias típicas de trenes de alta velocidad.
- Morfología de los picos de potencia que respalda un funcionamiento estable y sin sobrecargas.
- Adecuada cobertura de la demanda a lo largo del trayecto ferroviario.
- Participación de los autotransformadores en la gestión del flujo de energía, favoreciendo la eficiencia operativa del sistema.

Del estudio de tráfico

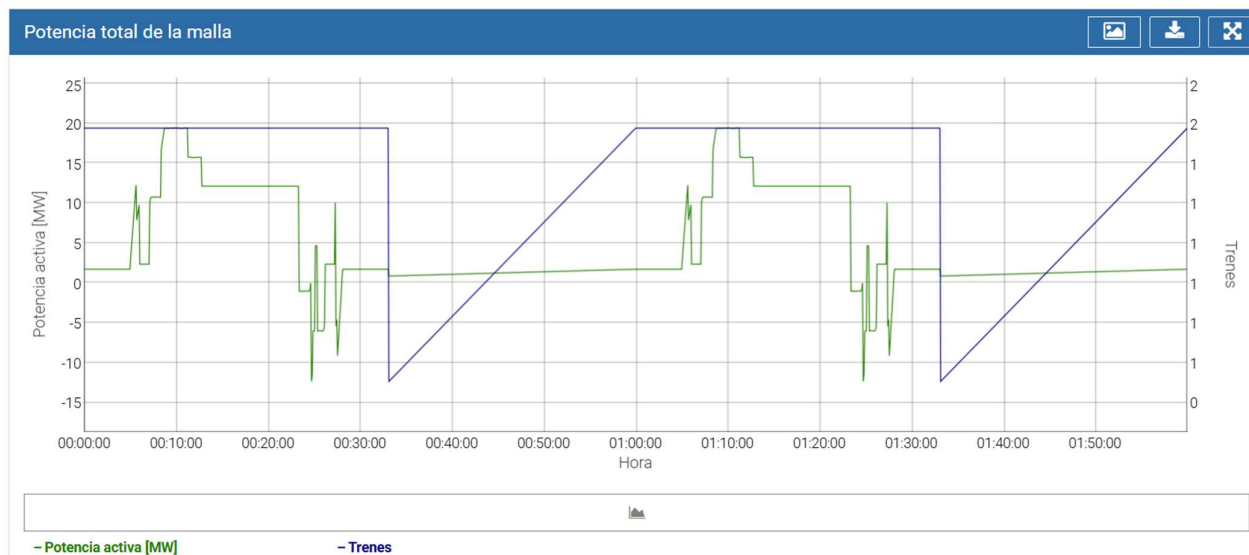


Figura 31: Potencia total de la malla

La gráfica presentada representa la evolución temporal de la potencia activa total en la malla eléctrica de tracción, correspondiente a un escenario operativo con circulación de un tren por sentido. La curva azul refleja el número de trenes en operación a lo largo del periodo analizado, mientras que la curva verde indica la potencia activa neta intercambiada con la red.

Durante los intervalos de circulación simultánea de trenes, se observan picos de demanda del orden de 20 a 25 MW, consistentes con el perfil de carga típico de la infraestructura de tracción ferroviaria. Asimismo, en los periodos sin circulación o con frenado regenerativo, la potencia activa muestra valores negativos, lo que indica una inyección neta de energía a la red. Esto muestra claramente la infrautilización de la infraestructura debido al escaso tráfico de trenes.

Cabe destacar que el presente análisis forma parte de un estudio de viabilidad para la integración de una planta fotovoltaica (FV) de 112 kWp en la infraestructura eléctrica. En este contexto, y dadas las características del sistema, se adopta la hipótesis conservadora de que la totalidad de la energía generada por la instalación FV se traduce en ahorro neto de consumo, independientemente de la existencia puntual de potencia negativa en la malla.

Esta simplificación se considera válida debido a la notoria diferencia de magnitud entre la potencia generada por la planta fotovoltaica (112 kW) y la potencia demandada por el sistema de tracción (+20/-10 MW). Por tanto, el posible vertido ocasional de excedentes de energía a la red carece de impacto significativo en el balance energético global del sistema, no siendo necesario un análisis adicional de los flujos bidireccionales en esta fase del estudio.

Capítulo 7. ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO

7.1 MEMORIA ECONÓMICA

RESUMEN	UDS	LONGITUD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
---------	-----	----------	----------	--------	---------

01. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

01.01 Equipos y materiales

01.01.01 Módulo fotovoltaico de células de silicio monocristalino 555 Wp JA SOLAR JAM72S30 MR

Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, modelo JA SOLAR JAM72S30 MR 555. Potencia máxima (Wp) 555 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 41,80 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 13,04 A, tensión en circuito abierto (Voc) 49,75 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 13,93 A, eficiencia 21,1%, 144 células de 210x210 mm, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 2279x1134x35 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m², resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m², peso 28,6 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico. El precio no incluye la estructura soporte. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Colocación y fijación del módulo.

Módulo	232	232,00		
		232,00	150,28	34.864,96

01.01.02 Inversor HUAWEI SUN 2000-36KTL-M3

Inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3 de conexión a red, con una potencia nominal de 36 kW y una eficiencia máxima del 98,7%. Equipado con 4 MPPTs independientes para optimizar la producción en instalaciones con diferentes orientaciones o sombreados parciales. Su rango de tensión de entrada es de 200 V a 1.100 V, con una tensión nominal de 600 V y una intensidad máxima de entrada de 30 A por MPPT. Diseñado con carcasa de aluminio anodizado y protección IP66, adecuado para instalación en exteriores. Dispone de refrigeración por convección natural, operando en un rango de temperatura de -25°C a 60°C. Incorpora protecciones contra sobretensión en CC y CA, detección de fallos de aislamiento y sistema AFCI para prevención de arcos eléctricos. Compatible con sistemas de monitorización a través de comunicación RS485 y MBUS. Dimensiones 640x530x270 mm, peso 43 kg, y bajo nivel de ruido (<50 dB). Incluye instalación.

Inversor	2	2,00		
		2,00	3.171,46	6.342,92

01.01.03 Inversor HUAWEI SUN 2000-8KTL-L1

Inversor monofásico Huawei SUN2000-8KTL-L1 de conexión a red, con una potencia nominal de 8 kW y una eficiencia máxima del 98,6%. Equipado con 2 MPPTs independientes para optimizar la producción en instalaciones con diferentes orientaciones o sombreados parciales. Su rango de tensión de entrada es de 90 V a 600 V, con una tensión nominal de 360 V y una intensidad máxima de entrada de 11 A por MPPT. Diseñado con carcasa de aluminio anodizado y protección IP65, adecuado para instalación en exteriores. Dispone de refrigeración por convección natural, operando en un rango de temperatura de -25°C a 60°C. Incorpora protecciones contra sobretensión en corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), detección de fallos de aislamiento y sistema AFCI para prevención de arcos eléctricos. Compatible con sistemas de monitorización a través de comunicación RS485, WLAN y opcionalmente 4G mediante dongle. Dimensiones 525x470x166 mm, peso 17 kg y bajo nivel de ruido (<29 dB). Incluye instalación.

Inversor	5	5,00		
		5,00	1.519,00	7.595,00

TOTAL 01.01.....48.802,88

RESUMEN	UDS	LONGITUD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
---------	-----	----------	----------	--------	---------

01.02 Sistema de monitorización, control y mecanismo antivertido

01.02.01 Janitza UGM 604-PRO

Medidor universal de alto rendimiento, compatible con inversores Huawei y diseñado para la monitorización y control. Ideal para la gestión eficiente de la energía en instalaciones industriales y comerciales. Incluye: instalación y transformador de corriente.

Janitza UGM 604-PRO	7		7.00		
			7.00	736,70	5.516,90
TOTAL 01.02.....					5.516,90
Total 01.....					53.959,78€

RESUMEN	UDS	LONGITUD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
---------	-----	----------	----------	--------	---------

02. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN

02.01 Conductores

05.01.01 Cable unipolar H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kV de 1x6 mm² Color Negro

Cable eléctrico unipolar resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo H1Z2Z2-K, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color NEGRO, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.

String SUBESTACIÓN-01 (+)	2	25	50		
String SUBESTACIÓN-01 (-)	2	25	50		
String SUBESTACIÓN-02 (+)	2	25	50		
String SUBESTACIÓN-02 (-)	2	25	50		
String SUBESTACIÓN-03 (+)	2	25	50		
String SUBESTACIÓN-03 (-)	2	25	50		
String SUBESTACIÓN-04 (+)	2	25	50		
String SUBESTACIÓN-04 (-)	2	25	50		
String ATI-01 (+)	5	25	125		
String ATI-01 (-)	5	25	125		
String ATI-02 (+)	5	25	125		
String ATI-02 (-)	5	25	125		
			900,00	3,66	3.294,00

02.01.02 Manguera eléctrica 2x10 mm² + T x 10 mm², tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1,Cu

CEER-SUN2000-8	5	25	120		
			125	6,24	780,00

02.01.03 Manguera eléctrica 2x50 mm² + T x 50 mm², tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1,Cu

CEER-SUN2000-8	2	25	50		
			50	25,02	1.251,00

TOTAL 02.01.....5.325,00

RESUMEN	UDS	LONGITUD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
---------	-----	----------	----------	--------	---------

02.02 Puesta a tierra

02.02.01 Cable unipolar RZ1-K (AS), tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, 240 mm² Cu V/A

Cable unipolar RZ1-K (AS) Verde Amarillo, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5(-K) de 240 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso p/p de accesorios y elementos de sujeción. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Tendido del cable. Conexionado.

CGBT - Pica PAT Exterior	7	15,00	105,00		
			105,00	55,32	5.808,60

02.02.02 Pica de tierra Cu 2m Ø14mm

Suministro e instalación de pica de tierra de 2 m de longitud y 14mm de diámetro y grapa de cobre para conexión conductor-pica

Picas PAT CGBT	35		35,00		
			53,00	17,25	603,75

02.02.03 Conductor de cobre desnudo 35 mm²

Suministro e instalación de conductor de cobre desnudo de 35 mm² de sección para la puesta a tierra de la instalación.

Tramo	7	12,00	84,00		
			84,00	8,19	687,96

TOTAL 02.02.....7.100,31

02.03 CEER - SUBESTACIÓN

02.03.01 Envolvente metálica Prisma SET G 1580x585x259 mm

Envolvente modular de 6 filas y 24 módulos para instalación en superficie y puerta transparente. Envolvente de metal y plástico compuesto por 6 filas de 24 módulos de 18mm. Protección con puerta cerrada IP40. Incluye bloque de terminales de tierra que proporciona 48 salidas (6x25mm²+42x4mm²)

	2		2,00		
			2,00	897,11	1.794,22

02.03.02 Interruptor Automático Caja Moldeada 4P 60A 25kA

Interruptor magnetotérmico en caja moldeada, tetrapolar (4P), intensidad nominal 250A, poder de corte 25 kA a 400 V, ajuste de la intensidad de disparo por sobrecarga entre 0,4 y 1 x In, ajuste de la intensidad de disparo de corto retardo entre 1,5 y 10 x Ir, modelo Compact NSX630H del fabricante SCHNEIDER ELECTRIC. Según UNE-EN 60947-2.

Interruptor general	2		2,00		
			2,00	300,00	600,00

02.03.03 Interruptor Automático Caja Moldeada 4P 60A 25kA

Interruptor magnetotérmico en caja moldeada, tetrapolar (4P), intensidad nominal 100A, poder de corte 25 kA a 400 V, ajuste de la intensidad de disparo por sobrecarga entre 0,4 y 1 x In, ajuste de la intensidad de disparo de corto retardo entre 1,5 y 10 x Ir, modelo Compact NSX630H del fabricante SCHNEIDER ELECTRIC. Según UNE-EN 60947-2.

Circuito inversor 36kW	2		2,00		
			2,00	323,54	627,08

02.03.04 Relé diferencial electrónico Clase A ajustable 0,03-30 A (Rearme automático)

Circuito inversor 36kW	2		2,00		
			2,00	412,36	824,72

02.03.05 Instalación CEER en obra

	2		2,00		
			2,00	350,00	700,00

TOTAL 02.03.....4.546,02

RESUMEN	UDS	LONGITUD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
---------	-----	----------	----------	--------	---------

02.04 CEER – ATI

02.04.01 Envolverte metálica Prisma SET G 1580x585x259 mm

Envolverte modular de 6 filas y 24 módulos para instalación en superficie y puerta transparente. Envolverte de metal y plástico compuesto por 6 filas de 24 módulos de 18mm. Protección con puerta cerrada IP40. Incluye bloque de terminales de tierra que proporciona 48 salidas (6x25mm²+42x4mm²)

5	5,00		
	5,00	897,11	1.794,22

02.04.02 Interruptor Automático Caja Moldeada 3P 20A 25kA

Interruptor automático magnetotérmico bipolar (2P), intensidad nominal 40 A, curva de disparo tipo C, poder de corte 15 kA a 400 V~. Modelo M9F22240 de la gama Multi 9 del fabricante SCHNEIDER ELECTRIC, para montaje en carril DIN. Conforme a la norma UNE-EN 60898-1.

Interruptor general	5	5,00	
	5,00	52,05	260,25

02.04.03 Interruptor Automático Caja Moldeada 3P 20A 25kA

Interruptor automático magnetotérmico bipolar (2P), intensidad nominal 40 A, curva de disparo tipo C, poder de corte 15 kA a 400 V~. Modelo M9F22240 de la gama Multi 9 del fabricante SCHNEIDER ELECTRIC, para montaje en carril DIN. Conforme a la norma UNE-EN 60898-1.

Circuito inversor 8kW	5	5,00	
	5,00	52,05	260,25

02.04.04 Relé diferencial electrónico Clase A ajustable 0,03-30 A (Rearme automático)

Circuito inversor 8kW	5	5,00	
	5,00	412,36	2.061,80

02.04.05 Instalación CEER en obra

5	5,00		
	5,00	350,00	1.750,00

TOTAL 02.04.....6.126,52

Total 02..... 23.097,85

03. Transformadores

03.01 Transformadores subestaciones

Transformador monofásico elevador tipo aceite (ONAN), con potencia nominal de 40 kVA, tensión primaria de 230 V AC y tensión secundaria de 27,5 kV AC, frecuencia nominal de 50 Hz. Tipo de refrigeración ONAN mediante aceite natural, con conexión monofásica (L-N) y preparado para instalación en exterior. Impedancia nominal del 6–10 %, ajustable según especificación. Incluye protecciones mediante relés de sobrecorriente, temperatura, Buchholz, diferencial, etc., así como sistema de medida mediante transformadores de corriente (TC) y tensión (VT) para protección y control. Fabricado conforme a normativa IEC 60076-1 y normativa ferroviaria específica. Incluso p/p de accesorios de conexión, fijación y puesta a tierra. Totalmente montado, conexionado, probado y certificado para uso ferroviario.

2	2,00		
	2,00	15.000,00	30.000,00

RESUMEN	UDS	LONGITUD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
---------	-----	----------	----------	--------	---------

03.02 Autotransformadores

Suministro de autotransformadores de tracción para integración de energía fotovoltaica. A partir de la energía generada por inversores Huawei SUN2000-8KTL-L1, con salida a 230 V AC, se propone su inyección directa en la infraestructura ferroviaria mediante la adaptación de los autotransformadores de tracción, cuya configuración opera típicamente entre -27,5 kV y +27,5 kV. La actuación consiste en la incorporación de una nueva entrada secundaria a 230 V AC en los autotransformadores comerciales. Incluye ingeniería de detalle, suministro de materiales, ejecución de las modificaciones, conexionado, pruebas funcionales y certificación conforme a normativa ferroviaria vigente.

5		5,00		
		5,00	8.000,00	40.000,00

Total 03..... 70.000,00

04. Canalizaciones cables

04.01 Aiscan CMPG6630G

Suministro e instalación de bandeja portacables Aiscan CMPG6630G, incluyendo accesorios de fijación, soportes y elementos de unión. Totalmente montada y nivelada conforme a especificaciones del proyecto.

7	30	210,00		
		210,00	9,30	1.932,00

Total 04..... 1.932,00

05. INGENIERÍA Y LEGALIZACIONES

05.01 Redacción del proyecto técnico

1		1,00		
		1,00	3.000,00	3.000,00

05.02 Visado del proyecto técnico

1		1,00		
		1,00	350,00	350,00

05.03 Dirección/Supervisión de obra

Incluye el Certificado de Dirección de Obra.

10		10,00		
		10,00	500,00	5.000,00

05.04 Visado del certificado fin de obra

Incluye el Certificado de Dirección de Obra.

10		1,00		
		1,00	350,00	350,00

05.05 Inspección

Inspección inicial de Baja Tensión y Media Tensión emitida por Organismo de Control Autorizado (OCA).

10		1,00		
		1,00	500,00	500,00

05.06 Tramitación y control administrativo Dirección General de Industria

Tramitación y control administrativo para legalización de la instalación ante el Organismo Competente en Materia de Industria y Energía.

10		1,00		
		1,00	412,00	412,00

Total 05..... 9.612,00

RESUMEN	UDS	LONGITUD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
---------	-----	----------	----------	--------	---------

06. SEGURIDAD Y SALUD

06.01.02 Señal triangular Incluido Soporte

Señal de seguridad triangular de L=70 cm., normalizada, con trípode tubular, amortizable en cinco usos. s/R.D. 485/97

4	4,00		
	4,00	21,42	85,68

06.01.03 Cono Balizamiento Reflectante D=50

Cono Balizamiento Reflectante D=50., flexible. s/R.D. 1428/03

8	8,00		
	8,00	7,84	62,72

06.01.04 Placa señalización de riesgo

Placa señalización-información en PVC serigrafiado de 50x30 cm., fijada mecánicamente, amortizable en 3 usos. s/ R.D. 485/97.

5	5,00		
	5,00	5,61	28,05

06.01.05 Baliza luminosa intermitente

Baliza luminosa intermitente, fijada mecánicamente, amortizable en 3 usos. s/ R.D. 485/97.

2	2,00		
	2,00	8,54	17,08

06.01.06 Cartel PVC 230x300 mm Obligación/Prohibición/Advertencia

Cartel serigrafiado sobre planchas de PVC blanco de 0,6 mm de espesor nominal. Tamaño 230x300 mm. Válidas para señales de obligación, prohibición y advertencia, incluido colocación, s/R.D. 485/97.

6	6,00		
	6,00	5,34	32,04

TOTAL 06.01.....264,17

06.02 Protecciones individuales

06.02.01 Casco de seguridad dieléctrico

Casco de seguridad dieléctrico con pantalla para protección de descargas eléctricas, (amortizable en 5 usos). Certificado CE. s/ R.D.773/97.

10	10,00		
	10,00	13,35	133,50

06.02.02 Gafas contra impactos

Gafas protectoras contra impactos, incoloras, homologadas, (amortizables en 3 usos). Certificado CE. s/ R.D. 773/97.

10	10,00		
	10,00	2,24	22,40

06.02.03 Juego tapones antiruido silic.

Juego de tapones antiruido de silicona ajustables. Certificado CE. s/R.D. 773/97.

10	10,00		
	10,00	1,14	11,40

06.02.04 Mono de trabajo

Mono de trabajo de una pieza de poliéster-algodón. Amortizable en un uso. Certificado CE; s/ R.D. 773/97.

10	10,00		
----	-------	--	--

10,00	15,82	158,20
-------	-------	--------

RESUMEN	UDS	LONGITUD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
06.02.05 Traje impermeable					
Traje impermeable de trabajo, 2 piezas de PVC. Amortizable en un uso. Certificado CE; s/ R.D. 773/97.					
	10		<u>10,00</u>		
			10,00	6,81	68,10
06.02.06 Par de guantes de uso general					
Par de guantes de uso general de lona y serraje. Certificado CE; s/R.D. 773/97.					
	10		<u>10,00</u>		
			10,00	2,69	26,90
06.02.07 Par de guantes aislante de 5.000V					
Par de guantes aislantes para protección de contacto eléctrico en tensión hasta 5.000 V., (amortizables en 3 usos). Certificado CE; s/ R.D. 773/97.					
	10		<u>10,00</u>		
			10,00	35,64	356,40
06.02.08 Par de botas de agua					
Par de botas altas de agua. Certificado CE; s/ R.D. 773/97.					
	10		<u>10,00</u>		
			10,00	7,35	73,50
06.02.09 Par de botas aislante de 5.000V					
Par de botas aislantes para electricista hasta 5.000 V. de tensión, (amortizables en 3 usos). Certificado CE; s/ R.D. 773/97.					
	10		<u>10,00</u>		
			10,00	45,75	457,50
06.02.10 Arnés de seguridad con amarre dorsal, torsal y lateral					
Arnés de seguridad con amarre dorsal, torsal y lateral fabricado con cincha de nylon de 45 mm. y elementos metálicos de acero inoxidable, homologado CE. Amortizable en 5 usos; s/ R.D. 773/97.					
	10		<u>10,00</u>		
			10,00	27,70	277,00
TOTAL 06.02.....					1.558,00
06.03 Protecciones colectivas					
06.03.01 Extintor polvo abc 6 kg. pr.inc.					
Extintor de polvo químico ABC polivalente antibrasa de eficacia 34A/233B, de 6 kg. de agente extintor, con soporte, manómetro comprobable y boquilla con difusor. Medida la unidad instalada. s/R.D. 486/97.					
	4		<u>4,00</u>		
			4,00	53,30	213,20
TOTAL 06.03.....					213,20
06.04 Medicina preventiva y primeros auxilios					
06.04.01 Botiquín de urgencias					
	1		<u>1,00</u>		
			1,00	203,48	203,48
TOTAL 06.04.....					203,48
06.05 Medicina preventiva y primeros auxilios					
06.05.01 Costo mensual formación seguridad y salud					
Costo mensual de formación de seguridad y salud en el trabajo, considerando una hora a la semana y realizada por un encargado.					
	10		<u>10,00</u>		
			10,00	56,30	563,00

RESUMEN	UDS	LONGITUD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
---------	-----	----------	----------	--------	---------

06.05.02 Vigilancia de la salud

Vigilancia de la salud obligatoria anual por trabajador sin incluir el reconocimiento médico que realizará la mutua con cargo a cuota de la Seguridad Social.

10

10,00

10,00

54,83

548,30

TOTAL 06.05.....1.111,30

Total 06..... 3.350,15

Total 161.948,63

7.1.1 AHORRO ESTIMADO MEDIANTE LA CONEXIÓN DEL SISTEMA A LA RED DE SERVICIOS AUXILIARES.

En caso de optar por la conexión de la planta fotovoltaica a la red trifásica de 400 V de servicios auxiliares de la subestación, se estima una reducción de costes del proyecto en torno a los 70.000 €, correspondiente principalmente a la eliminación de la necesidad de transformadores a medida y a la supresión de la reforma prevista en los autotransformadores. Esta solución permite aprovechar equipos estándar del mercado, simplificando significativamente la ingeniería del sistema y mejorando su viabilidad económica.

El total sería:

Total 91.948,63

7.2 ANÁLISIS DE VIABILIDAD

El análisis de viabilidad económica de una instalación fotovoltaica parte de una serie de parámetros de entrada técnicos y financieros que permiten proyectar el comportamiento esperado del sistema a lo largo del tiempo y evaluar si la inversión inicial se justifica mediante los beneficios generados.

En este caso, se plantean los escenarios contemplados de conexión eléctrica posibles para la instalación fotovoltaica:

1. Conexión directa a la red de distribución en baja tensión (400 V), donde la energía generada se entrega directamente a la red sin requerir transformación adicional.
2. Conexión a la red de tracción, en la cual la energía debe elevar su tensión mediante un transformador antes de inyectarse, introduciendo una pérdida adicional por eficiencia del 3% (rendimiento del 97%).

Ambos casos serán evaluados por separado, ya que presentan diferencias relevantes en la producción energética útil y en el coste total de inversión. La conexión a red de tracción generalmente implica una inversión ligeramente mayor debido al equipamiento adicional (como transformadores), mientras que la energía disponible para autoconsumo o vertido es ligeramente menor debido a las pérdidas en el proceso de conversión.

El horizonte temporal de análisis es de 15 años, periodo durante el cual se espera que el sistema esté operativo de manera estable. Para cada escenario, se ha considerado la producción energética correspondiente, basada en simulaciones con el software PVGIS y ajustada según el rendimiento del sistema (Performance Ratio, PR), con un valor base del 85%.

Uno de los factores clave para determinar la viabilidad es el ahorro económico por energía no comprada a la red, ya que los beneficios del proyecto se manifiestan en forma de flujos de caja positivos derivados de ese ahorro. Se ha considerado un precio base de la energía de 0,090 €/kWh, correspondiente al menor coste disponible en contratos tipo PPA bajo tarifa

6.1 (uso industrial), así como una variación interanual del 2%, que refleja un crecimiento previsible del precio eléctrico en el tiempo.

Para actualizar los flujos de caja a valor presente, se ha aplicado una tasa de descuento del 8%, típica en proyectos del sector fotovoltaico industrial, que contempla tanto el coste del capital como el riesgo asumido por el inversor.

La viabilidad del proyecto, por tanto, dependerá de si los flujos de caja generados mediante los ahorros energéticos acumulados logran compensar y superar la inversión inicial en cada uno de los escenarios. Los principales indicadores financieros (VAN, TIR, ROI y Payback) permitirán cuantificar dicha viabilidad y comparar el desempeño económico entre ambas alternativas de conexión.

Con el fin de ampliar el alcance del análisis y comprender cómo puede variar la rentabilidad del proyecto ante diferentes condiciones externas, se ha realizado un análisis de sensibilidades. Esta herramienta permite evaluar el comportamiento financiero del sistema fotovoltaico frente a dos variables clave: por un lado, las fluctuaciones en la radiación solar anual (que afectan directamente a la producción energética), y por otro, el crecimiento interanual del coste de la electricidad (que condiciona el ahorro económico generado).

El análisis contempla un conjunto de escenarios combinando distintos niveles de producción (casos de radiación: pesimista, base y optimista) y diferentes tasas de incremento del precio de la electricidad (0%, 2% y 4% anual), lo que permite estimar la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) en cada combinación.

Este enfoque resulta especialmente útil para valorar la robustez del proyecto y su capacidad de mantenerse rentable en condiciones menos favorables, así como para identificar los rangos de comportamiento más probables. Al no limitarse a un único escenario base, el análisis de sensibilidades aporta una visión más completa del riesgo y apoya la toma de decisiones estratégicas, especialmente en entornos de incertidumbre climática y volatilidad energética.

7.2.1 CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE 400V

En el escenario de conexión a red de 400 V, la producción anual es de 148.788,95 kWh/año y el coste de la inversión considerado es de 91.948,63€, tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Parámetros de entrada	
Inversión	91.948,63 [€]
Tasa de descuento	8%
Periodo	15 [años]
Producción anual	148788,95 [kWh/y]
Caso radiación	0% base
Precio energía	0,0900 [€/kWh]
Variación interanual coste energía	4%

Tabla 35: Parámetros de entrada análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V

Se plantean los flujos de caja del periodo operativo considerado de 15 años:

Flujos de caja																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión	-91948,6															
Ahorro energía		13391,01	13926,65	14483,71	15063,06	15665,58	16292,21	16943,89	17621,65	18326,52	19059,58	19821,96	20614,84	21439,43	22297,01	23188,89
Flujo de caja	-91948,6	13391,01	13926,65	14483,71	15063,06	15665,58	16292,21	16943,89	17621,65	18326,52	19059,58	19821,96	20614,84	21439,43	22297,01	23188,89
Descontado	-91948,6	12399,08	11939,85	11497,64	11071,8	10661,73	10266,85	9886,599	9520,429	9167,821	8828,272	8501,299	8186,436	7883,234	7591,263	7310,105
Acumulado	-91948,6	-79549,6	-67609,7	-56112,1	-45040,3	-34378,5	-24111,7	-14225,1	-4704,65	4463,173	13291,45	21792,74	29979,18	37862,41	45453,68	52763,78

Tabla 36: Flujos de caja análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V

Se obtienen los siguientes parámetros de viabilidad financiera:

Resultados	
TIR	14%
VAN	36543,9086 [€]
ROI	40%
PayBack simple	7 [años]

Tabla 37: Resultados análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V

Del análisis económico realizado, se interpretan los siguientes indicadores financieros clave, los cuales permiten evaluar la rentabilidad y viabilidad del proyecto de instalación fotovoltaica:

- Tasa Interna de Retorno (TIR): 14%

La TIR obtenida supera la tasa de descuento considerada (8%), lo cual indica que el proyecto es rentable y económicamente atractivo. Este valor refleja la rentabilidad esperada del proyecto sobre la inversión realizada.

- Valor Actual Neto (VAN): 36.543,91 €

El VAN positivo confirma que el proyecto generará beneficios netos en términos actuales, considerando el flujo de caja esperado durante la vida útil de la instalación. Esto significa que, descontados los flujos de caja al valor presente, la inversión resulta favorable.

- Retorno sobre la Inversión (ROI): 40%

Este indicador refleja una rentabilidad sólida, indicando que se espera recuperar el 140% del capital invertido durante el período de análisis. El ROI representa una buena relación entre los beneficios generados y el coste inicial del proyecto.

- Payback simple: 7 años

El período de retorno simple indica que la inversión se recuperará en un plazo de 7 años, lo cual es coherente con la vida útil típica de este tipo de instalaciones (superior a 20 años). Si bien no es un retorno inmediato, es aceptable en proyectos de generación distribuida con beneficios a largo plazo.

Los resultados obtenidos en este análisis financiero evidencian la viabilidad económica del proyecto de instalación fotovoltaica. La inversión propuesta no solo se recupera en un plazo razonable, sino que además genera un valor añadido significativo a lo largo de su vida útil. Se concluye, por tanto, que el proyecto es recomendable desde el punto de vista económico.

Con el objetivo de ampliar el alcance del estudio de viabilidad económica y valorar la resiliencia del proyecto fotovoltaico ante diferentes condiciones externas, se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidades. Este análisis permite evaluar el comportamiento de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) frente a la variabilidad de dos factores críticos:

- **Crecimiento interanual del coste de la electricidad**, que condiciona el valor económico de los ahorros generados.
- **Radiación solar anual**, que incide directamente en la producción energética del sistema.

La siguiente tabla recoge la TIR correspondiente a la combinación de tres escenarios de radiación (-5%, base, +5%) y tres tasas de incremento del precio de la electricidad (0%, 2% y 4% anual).

Conexión a red de 400V				
TIR de la instalación				
		Crecimiento interanual coste electricidad		
		0%	2%	4%
Caso de radiación	-5%	10,91%	12,76%	14,62%
	Base	11,85%	13,71%	15,57%
	5%	12,77%	14,64%	16,51%

Tabla 38: Tabla TIR análisis sensibilidades viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V

- Influencia del crecimiento del coste eléctrico:

Se observa una relación directamente proporcional entre el crecimiento interanual del precio de la electricidad y la rentabilidad del proyecto. En todos los escenarios, a mayor incremento del coste de la energía, mayor es la TIR obtenida, lo que refleja el impacto positivo de un entorno de precios crecientes sobre los ahorros generados por autoconsumo.

- Influencia de la radiación solar:

La variación en la radiación anual también tiene un efecto significativo sobre la rentabilidad del sistema. La TIR aumenta de forma progresiva a medida que se incrementa la producción energética esperada. En el escenario más favorable (radiación +5% y crecimiento eléctrico del 4%), la TIR alcanza un valor del 16,51%.

- Evaluación de robustez:

En todos los escenarios analizados, incluso en el más conservador (−5% de radiación y sin incremento del coste eléctrico), la TIR permanece superior al 10%, valor que excede ampliamente la tasa de descuento considerada en el análisis base. Esto evidencia una alta robustez y resiliencia del proyecto frente a condiciones adversas, garantizando su viabilidad económica incluso en contextos desfavorables.

La tabla de resultados del Valor Actual Neto (VAN) refuerza las conclusiones expuestas en el análisis de la TIR, mostrando una clara correlación positiva entre la rentabilidad del proyecto y las variables analizadas (radiación solar y crecimiento del coste eléctrico). En todos los escenarios evaluados, el VAN se mantiene positivo, lo que confirma la viabilidad económica y la solidez del proyecto fotovoltaico bajo distintas condiciones externas.

Conexión a red de 400V				
VAN de la instalación				
		Crecimiento interanual coste electricidad		
		0%	2%	4%
Caso de radiación	-5%	16.940,39 €	30.119,28 €	45.528,16 €
	Base	22.671,40 €	36.543,91 €	52.763,78 €
	5%	28.402,40 €	42.968,54 €	59.999,40 €

Tabla 39: Tabla VAN análisis sensibilidades viabilidad instalación FV conectada a la red de 400V

7.2.2 CONEXIÓN A LA RED DE TRACCIÓN MEDIANTE TRANSFORMADORES

En el escenario de conexión a red de 400 V, la producción anual es de 145.813,17 kWh/año y el coste de la inversión considerado es de 161.948,63€, tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Parámetros de entrada	
Inversión	161.948,63 [€]
Tasa de descuento	8%
Periodo	15 [años]
Producción anual	145813,171 [kWh/y]
Caso radiación	0% base
Precio energía	0,0900 [€/kWh]
Variación interanual coste energía	2%

Tabla 40: Parámetros de entrada análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción

Se plantean los flujos de caja del periodo operativo considerado de 15 años:

Flujos de caja																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión	-161949															
Ahorro energía		13123,19	13385,65	13653,36	13926,43	14204,96	14489,06	14778,84	15074,41	15375,9	15683,42	15997,09	16317,03	16643,37	16976,24	17315,76
Flujo de caja	-161949	13123,19	13385,65	13653,36	13926,43	14204,96	14489,06	14778,84	15074,41	15375,9	15683,42	15997,09	16317,03	16643,37	16976,24	17315,76
Descontado	-161949	12151,1	11476,04	10838,48	10236,34	9667,656	9130,564	8623,31	8144,237	7691,78	7264,459	6860,878	6479,718	6119,733	5779,748	5458,651
Acumulado	-161949	-148825	-135440	-121786	-107860	-93655	-79166	-64387,2	-49312,7	-33936,8	-18253,4	-2256,32	14060,71	30704,08	47680,32	64996,09

Tabla 41: Flujos de caja análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción

Se obtienen los siguientes parámetros de viabilidad financiera:

Resultados	
TIR	4%
VAN	-36025,9422 [€]
ROI	-22%
PayBack simple	-

Tabla 42: Resultados análisis de viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción

Del análisis económico realizado, se interpretan los siguientes indicadores financieros clave, los cuales permiten evaluar la rentabilidad y viabilidad del proyecto de instalación fotovoltaica:

- Tasa Interna de Retorno (TIR): 4%

La TIR obtenida se sitúa por debajo de la tasa de descuento considerada (8%), lo cual indica que el proyecto no es rentable desde un punto de vista financiero. Este valor sugiere que la rentabilidad esperada es insuficiente para justificar la inversión realizada.

- Valor Actual Neto (VAN): -36.025,94 €

El VAN negativo implica que el proyecto generará pérdidas netas en términos actuales, considerando los flujos de caja proyectados durante la vida útil de la instalación. Descontados al valor presente, los ingresos no alcanzan a cubrir el coste de inversión inicial.

- Retorno sobre la Inversión (ROI): -22%

Este indicador refleja una rentabilidad negativa, señalando que se espera una pérdida del 22% respecto al capital invertido. El ROI indica una relación desfavorable entre los beneficios generados y el coste inicial del proyecto.

- Payback simple: No recupera la inversión

Dado que el flujo de caja acumulado nunca llega a ser positivo durante el periodo de análisis, no se alcanza un punto de recuperación de la inversión. Esto refuerza la conclusión de que el proyecto no es viable bajo las condiciones actuales.

Los resultados obtenidos en este análisis financiero evidencian que el proyecto de instalación fotovoltaica, en su configuración actual, no resulta económicamente viable. La rentabilidad esperada es insuficiente, y la inversión no se recupera en el horizonte temporal previsto. Se

recomienda reconsiderar los costes, optimizar el diseño o buscar apoyos financieros adicionales antes de proceder con su implementación.

Con el objetivo de ampliar el alcance del estudio de viabilidad económica y valorar la resiliencia del proyecto fotovoltaico ante diferentes condiciones externas, se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidades. Este análisis permite evaluar el comportamiento de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) frente a la variabilidad de dos factores críticos:

- **Crecimiento interanual del coste de la electricidad**, que condiciona el valor económico de los ahorros generados.
- **Radiación solar anual**, que incide directamente en la producción energética del sistema.

La siguiente tabla recoge la TIR correspondiente a la combinación de tres escenarios de radiación (-5%, base, +5%) y tres tasas de incremento del precio de la electricidad (0%, 2% y 4% anual).

Conexión a red de tracción				
TIR de la instalación				
		Crecimiento interanual coste electricidad		
		0%	2%	4%
Caso de radiación	-5%	2,12%	3,90%	5,67%
	Base	2,82%	4,32%	6,38%
	5%	3,50%	5,29%	7,07%

Tabla 43: Tabla TIR análisis sensibilidades viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción

- **Influencia del crecimiento del coste eléctrico:**
Se mantiene una relación directamente proporcional entre el crecimiento interanual del precio de la electricidad y la rentabilidad del proyecto. A medida que aumenta el coste de la energía, la TIR de la instalación también se incrementa, reflejando un

mayor ahorro relativo por autoconsumo. Sin embargo, en todos los escenarios analizados, estos incrementos no son suficientes para alcanzar una rentabilidad aceptable.

- **Influencia de la radiación solar:**

La variación en la radiación anual tiene un impacto relevante en la rentabilidad del sistema. Se observa un aumento progresivo de la TIR conforme se incrementa la radiación, lo que implica una mayor producción energética. Aun así, incluso en el escenario más favorable (radiación +5% y crecimiento del coste eléctrico del 4%), la TIR máxima obtenida es del 7,07%, valor por debajo de la tasa de descuento considerada (8%).

- **Evaluación de robustez:**

La variación en la radiación anual tiene un impacto relevante en la rentabilidad del sistema. Se observa un aumento progresivo de la TIR conforme se incrementa la radiación, lo que implica una mayor producción energética. Aun así, incluso en el escenario más favorable (radiación +5% y crecimiento del coste eléctrico del 4%), la TIR máxima obtenida es del 7,07%, valor por debajo de la tasa de descuento considerada (8%).

La tabla de resultados del Valor Actual Neto (VAN) refuerza las conclusiones obtenidas en el análisis de la TIR, mostrando igualmente una correlación positiva entre la rentabilidad del proyecto y las variables analizadas (radiación solar y crecimiento del coste eléctrico). A medida que aumentan la radiación y el precio de la electricidad, el VAN mejora en todos los casos.

Sin embargo, en ninguno de los escenarios evaluados el VAN alcanza valores positivos, lo que indica que el proyecto no logra generar beneficios netos actualizados durante su vida útil. Incluso en el escenario más favorable (radiación +5% y crecimiento del coste eléctrico

del 4%), el VAN sigue siendo negativo (-10.000,60 €), evidenciando que la inversión no se recupera ni genera valor adicional.

Estos resultados confirman que, con conexión a red de tracción, el proyecto no resulta económicamente viable bajo ninguna de las condiciones analizadas.

Conexión a red de tracción				
VAN de la instalación				
		Crecimiento interanual coste electricidad		
		0%	2%	4%
Caso de radiación	-5%	-53.059,61 €	-39.880,72 €	-24.471,84 €
	Base	-47.328,60 €	-36.025,94 €	-17.236,22 €
	5%	-41.597,60 €	-27.031,46 €	-10.000,60 €

Tabla 44: Tabla VAN análisis sensibilidades viabilidad instalación FV conectada a la red de tracción

7.2.3 CONCLUSIÓN

El presente estudio ha evaluado la viabilidad técnico-económica de una instalación fotovoltaica considerando dos alternativas de conexión: a la red de distribución en baja tensión (400 V) y a la red de tracción ferroviaria mediante transformadores. Cada configuración ha sido analizada en detalle en base a indicadores financieros clave (TIR, VAN, ROI y payback simple) y mediante un análisis de sensibilidad que contempla distintas condiciones externas, como la variación en la radiación solar y el crecimiento del coste de la electricidad.

En el escenario de conexión a la **red de distribución en baja tensión (400 V)**, los resultados evidencian una clara **viabilidad económica y financiera del proyecto en todos los casos considerados**. La instalación presenta una producción energética anual de aproximadamente 148.789 kWh y un coste de inversión moderado (91.948,63 €), lo que permite alcanzar una TIR del 14%, claramente superior a la tasa de descuento del 8%, y un VAN positivo de 36.543,91 €. El ROI del 40% y un periodo de recuperación de 10 años refuerzan el atractivo de esta alternativa.

El análisis de sensibilidad demuestra que esta configuración mantiene su rentabilidad incluso bajo condiciones adversas, como una reducción del 5% en la radiación solar o un estancamiento del precio eléctrico. En todos los escenarios analizados, el VAN se mantiene positivo y la TIR siempre supera el umbral del 10%, lo cual confirma una alta robustez y resiliencia económica del proyecto frente a variaciones climáticas y de mercado.

En contraste, la conexión a la **red de tracción mediante transformadores**, aunque técnicamente viable desde el punto de vista de operación eléctrica, presenta **una rentabilidad claramente insuficiente desde el punto de vista financiero**. A pesar de una producción energética comparable (145.813 kWh/año), el coste de inversión se incrementa significativamente (161.948,63 €) debido al equipamiento adicional requerido (transformadores, protecciones, y adecuación del sistema). Esta mayor inversión, junto con la pérdida del 3% por eficiencia del transformador, afecta negativamente a los flujos de caja.

Los indicadores financieros en este escenario reflejan una situación no viable: TIR del 4% (inferior a la tasa de descuento), VAN negativo de -36.025,94 €, ROI del -22% y ausencia de retorno de la inversión en los 15 años analizados. Incluso bajo el escenario más optimista de sensibilidad (radiación +5% y crecimiento eléctrico del 4%), los valores obtenidos (TIR máxima de 7,07% y VAN de -10.000,60 €) siguen estando por debajo de los mínimos aceptables para considerar rentable el proyecto.

Por tanto, se concluye que únicamente la conexión a la red de distribución a 400 V garantiza la viabilidad económica del proyecto bajo todos los supuestos evaluados, mostrando una relación favorable entre la inversión inicial y los beneficios generados. La alternativa de conexión a red de tracción, en cambio, no resulta viable en ninguno de los escenarios considerados, ni siquiera bajo condiciones optimistas. Su implantación solo sería justificable tras una revisión técnica y económica orientada a la reducción de costes o la obtención de subvenciones externas que alteren sustancialmente el balance financiero.

Capítulo 8. IMPACTO SOCIAL

La instalación de una planta fotovoltaica en una subestación de tracción ferroviaria representa un avance significativo hacia un sistema de transporte más sostenible. En primer lugar, permite reducir la dependencia de fuentes de energía convencionales, disminuyendo las emisiones de gases contaminantes y contribuyendo a la lucha contra el cambio climático. Al utilizar energía solar para la tracción ferroviaria, se mejora la eficiencia energética del sistema ferroviario y se refuerza su papel como una alternativa ecológica al transporte por carretera.

Además, la integración de energías renovables en infraestructuras ferroviarias fomenta la modernización del sector, impulsando la innovación tecnológica y la generación de empleo en sectores vinculados a la transición energética. Este cambio no solo optimiza la operatividad del transporte ferroviario, sino que también genera beneficios económicos y ambientales a largo plazo, reduciendo costes energéticos y mejorando la calidad del aire en las ciudades y zonas rurales conectadas por la red ferroviaria.

La transición hacia un sistema ferroviario más autosuficiente y limpio plantea nuevas oportunidades y desafíos, desde la necesidad de adaptar la infraestructura hasta la optimización del almacenamiento y distribución de la energía generada. Sin embargo, su impacto positivo en la sostenibilidad ambiental y el desarrollo de infraestructuras resilientes lo convierte en un paso clave hacia un futuro más sostenible y eficiente en la movilidad.

8.1 ALINEAMIENTO CON LOS ODS

ODS 7 - Energía Asequible y No Contaminante

El ODS 7 [26] busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, promoviendo el aumento de la participación de las energías renovables en la matriz energética y mejorando la eficiencia energética a nivel global. Este objetivo

impulsa la transición hacia fuentes de energía limpias que reduzcan la dependencia de los combustibles fósiles y minimicen el impacto ambiental de la generación y el consumo energético.

El proyecto contribuye al incremento del uso de energías renovables en el sector ferroviario, permitiendo la generación local de electricidad a partir de una fuente limpia como la solar. De este modo, se reduce la dependencia de la red eléctrica basada en fuentes convencionales y se garantiza un suministro energético sostenible para la tracción ferroviaria.

ODS 9 - Industria, Innovación e Infraestructura

El ODS 9 [21] busca desarrollar infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación. Este objetivo impulsa la modernización del sector industrial y del transporte, promoviendo el uso de tecnologías limpias y eficientes que permitan un crecimiento económico sostenible y con menor impacto ambiental.

El proyecto mejora la infraestructura ferroviaria al integrar una solución innovadora basada en energías renovables dentro de una subestación de tracción. Esto permite reducir el uso de electricidad de fuentes no renovables y avanzar hacia un sistema ferroviario más eficiente y autosuficiente, favoreciendo el desarrollo de infraestructuras sostenibles en el sector del transporte.

ODS 11 - Ciudades y Comunidades Sostenibles

El ODS 11 [22] busca lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. Promueve sistemas de transporte accesibles, eficientes y con menor impacto ambiental, facilitando la movilidad sostenible y reduciendo las emisiones de gases contaminantes en entornos urbanos y periurbanos.

El proyecto contribuye a un sistema ferroviario más sostenible, reduciendo la huella de carbono del transporte y disminuyendo la contaminación atmosférica y acústica en las ciudades. Al integrar una fuente de energía limpia en la infraestructura ferroviaria, se

refuerza el papel del tren como una alternativa ecológica al transporte por carretera, favoreciendo un modelo de movilidad más eficiente y menos contaminante.

ODS 13 - Acción por el Clima

El ODS 13 [23] busca adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos, promoviendo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y fomentando la resiliencia de los sistemas energéticos y de transporte frente a los desafíos ambientales.

El proyecto reduce la dependencia de fuentes de energía fósil en el transporte ferroviario, disminuyendo las emisiones de CO₂ y otros contaminantes asociados a la producción de electricidad a partir de combustibles convencionales. Al aprovechar la energía solar para la tracción ferroviaria, se minimiza el impacto ambiental del sistema ferroviario y se contribuye a la mitigación del cambio climático mediante una transición hacia un modelo energético más sostenible.

Capítulo 9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

9.1 CONCLUSIONES

Este Trabajo Fin de Máster ha abordado la viabilidad de integrar una planta fotovoltaica (FV) en la red ferroviaria del tramo Ourense–Santiago de Compostela, evaluando no solo la adecuación técnica de dicha integración, sino también su rentabilidad económico-financiera bajo distintos escenarios de conexión eléctrica y variables exógenas de mercado y clima. A partir del análisis técnico-operativo, la simulación eléctrica y el estudio económico desarrollado, se derivan las siguientes conclusiones fundamentales:

9.1.1 VIABILIDAD TÉCNICA DE LA INTEGRACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA RED FERROVIARIA

Desde el punto de vista estrictamente técnico, la integración de una planta fotovoltaica en una subestación ferroviaria, si bien viable en términos de principios físicos y operativos, enfrenta tres grandes retos estructurales cuando se plantea una conexión directa a la red de tracción en configuración 2x25 kV:

- Tensiones de funcionamiento no estandarizadas: La red de tracción ferroviaria opera a 27,5 kV monofásicos (con retorno a tierra a través del rail), lo que no se corresponde con ninguna de las tensiones normalizadas ni en redes de media tensión (MT) industriales ni en sistemas de generación renovable convencionales. Esta discrepancia obliga a diseñar transformadores y convertidores de tensión a medida, con consecuencias directas en el coste, el tiempo de desarrollo, la homologación normativa y el mantenimiento.
- Rangos de tolerancia de tensión incompatibles: Las fluctuaciones típicas de tensión en la red ferroviaria pueden alcanzar -24% / +10 % sobre el valor nominal, un rango que supera ampliamente las tolerancias operativas de inversores fotovoltaicos industriales ($\pm 5\%$). Esta incompatibilidad técnica puede generar desconexiones

automáticas de los inversores por disparo de protecciones internas, reduciendo drásticamente la producción efectiva y comprometiendo la estabilidad del sistema. La solución pasa por el uso de inversores especiales, preparados para operar con amplitud de tolerancia, pero de nuevo con un coste elevado y con riesgos de obsolescencia tecnológica.

- Naturaleza monofásica del sistema ferroviario: Las redes ferroviarias en 27,5 kV operan en monofásico, mientras que la mayoría de la electrónica de potencia y de los inversores de media-alta potencia del mercado están diseñados para sistemas trifásicos. El empleo de inversores monofásicos de gran potencia requiere desarrollos ad-hoc o modularización extrema, con pérdida de eficiencia, aumento del espacio ocupado y mayores costes de ingeniería.

A pesar de estos obstáculos, el estudio ha identificado una alternativa técnicamente más robusta y económicamente sensata: la conexión de la planta FV a la red de servicios auxiliares de las subestaciones o ATIs, donde las tensiones son de 400 V trifásicos. Esta solución permite utilizar inversores trifásicos estándar, reducir los costes de transformación y evitar interferencias con la red de tracción, al tiempo que contribuye a la autosuficiencia energética del sistema ferroviario sin incurrir en sobrecostes de integración. Además, esta configuración resulta mucho más versátil para replicación futura en otras líneas ferroviarias o instalaciones.

En conclusión, desde una perspectiva técnica, la conexión directa a red de tracción es posible, pero solo recomendable en contextos donde se disponga de financiación específica para absorber los costes adicionales o cuando exista una motivación estratégica superior (p. ej., maximización del autoconsumo en líneas de difícil acceso a red externa). En el resto de casos, la integración en servicios auxiliares representa la solución óptima en términos de coste, fiabilidad y replicabilidad.

9.1.2 VIABILIDAD ECONÓMICA DE LOS ESCENARIOS DE CONEXIÓN: RED DE DISTRIBUCIÓN VS RED DE TRACCIÓN

El análisis económico-financiero realizado ha evaluado la viabilidad de dos configuraciones de conexión eléctrica:

- Escenario A: conexión a la red de distribución en baja tensión (400 V).
- Escenario B: conexión a la red de tracción ferroviaria mediante transformadores.

Los resultados obtenidos para el Escenario A son claramente positivos. La inversión inicial, situada en torno a los 92.000 €, permite el uso de componentes estandarizados, una instalación sencilla y un mantenimiento económico. La producción energética estimada se sitúa por encima de los 148.000 kWh/año, y la rentabilidad esperada del proyecto alcanza valores muy competitivos: TIR del 14 %, VAN positivo superior a 36.000 €, ROI del 40 % y un periodo de retorno de la inversión de 10 años. Estos indicadores, contrastados mediante análisis de sensibilidad, confirman que el proyecto mantiene márgenes financieros saludables incluso en escenarios conservadores (reducción de radiación, estancamiento de precios).

En cambio, el Escenario B presenta una situación claramente deficitaria desde la óptica financiera. A pesar de una producción comparable (145.000 kWh/año), la inversión requerida supera los 161.000 €, debido a los costes adicionales en transformadores, electrónica específica y protecciones adaptadas a la red ferroviaria. Esta diferencia se ve agravada por una pérdida de eficiencia eléctrica (alrededor del 3 %) por las conversiones y un aumento de los costes de mantenimiento. Como resultado, se obtiene una TIR del 4 %, un VAN negativo de -36.000 €, ROI negativo y sin recuperación de la inversión dentro del horizonte de análisis (15 años). Incluso en el escenario más optimista de sensibilidad (aumento de radiación y precio eléctrico), el proyecto apenas se aproxima al umbral mínimo de rentabilidad.

Por tanto, la conexión a red de distribución a 400 V se establece como la única opción económicamente viable y sostenible, al menos con los precios actuales de componentes y en

ausencia de subvenciones o ayudas específicas para infraestructuras ferroviarias verdes. El escenario de red de tracción podría reevaluarse en el futuro si bajan los costes de la electrónica de potencia de alta tensión o si se establecen tarifas de acceso y autoconsumo específicas para el sector ferroviario.

9.1.3 INFLUENCIA DEL CRECIMIENTO DEL COSTE ELÉCTRICO Y DEL ESCENARIO DE RADIACIÓN EN LA VIABILIDAD

El análisis de sensibilidad ha revelado que los dos principales factores exógenos que afectan a la viabilidad económica del proyecto son:

El precio de la electricidad: Dado el carácter fuertemente dependiente del precio del kWh evitado (en el caso de autoconsumo) o del precio de venta (en el caso de vertido a red), un incremento sostenido en el precio de la energía supone una mejora significativa en los flujos de caja del proyecto. En el escenario de conexión a red de distribución, una subida del 3–5 % anual del precio eléctrico puede reducir el payback a menos de 8 años y mejorar la TIR hasta valores superiores al 17 %, consolidando el proyecto como una cobertura efectiva frente a la volatilidad del mercado.

El recurso solar (radiación disponible): Aunque el rendimiento energético depende directamente de la radiación, se ha constatado que, incluso en años con condiciones por debajo del promedio (reducción del 5 %), el sistema mantiene rentabilidad positiva en el escenario de red de distribución. Esto se debe a la relativamente baja variabilidad interanual del recurso solar en Galicia, lo que permite dimensionar instalaciones con buena predictibilidad energética.

En resumen, la instalación es resiliente a las fluctuaciones del recurso solar y altamente sensible al contexto energético. Esto refuerza su valor estratégico como herramienta de transición energética, ya que ofrece previsibilidad en costes a largo plazo en un entorno cada vez más marcado por la incertidumbre regulatoria y de mercado.

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Eje Atlántico - Adif - AV - Adif». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.adifaltavelocidad.es/eje-atlantico>
- [2] «LAV Madrid-Galicia - Eje Ourense-Santiago - Adif - AV - Adif». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.adifaltavelocidad.es/-/lav-madrid-galicia-eje-ourense-santiago>
- [3] «El estreno de los Avril en Galicia: dos años y medio para derribar el telón de grelos ferroviario». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.lavozdegalicia.es/noticia/galicia/2024/04/19/dos-anos-medio-derribar-telon-grelos-ferroviario/0003_202404G19P7991.htm
- [4] S. I. Nelson, «Electrificación Ferroviaria Convencional y Alta Velocidad», EADIC. Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://eadic.com/blog/entrada/electrificacion-ferroviaria-convencional-y-alta-velocidad/>
- [5] Gusiluz, «Plan de electrificación (2019) de la Red Ferroviaria Española», Geotren. Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.geotren.es/blog/plan-de-electrificacion-de-2019/>
- [6] «ANEJO N° 12 ELECTRIFICACIÓN».
- [7] C. Julián, «▷ Transformadores de Múltiples Bobinas 【 Análís y Ejemplos 】 », Ingtelecto | Ciencias e Ingeniería. Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://ingtelecto.com/transformadores-de-multiples-bobinas/>
- [8] «Seguridad eléctrica en las estaciones ferroviarias». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.bender.es/soluciones/sector-ferroviario/edificios/>
- [9] «AVE GALICIA: La alta velocidad conectará desde marzo Vigo y Madrid por Santiago en poco más de 3 horas y media». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.farodevigo.es/gran-vigo/2024/01/05/oscar-puente-regalo-reyes-alta-velocidad-vigo-madrid-96560874.html>
- [10] «Renfe | Billetes de tren Ave, Avlo al mejor precio sin comisiones». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.renfe.com/es/es>
- [11] «Renfe Avant», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. 24 de febrero de 2025. Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Renfe_Avant&oldid=165658325
- [12] «Renfe Alvia», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. 10 de enero de 2025. Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Renfe_Alvia&oldid=164664989
- [13] «Renfe AVE», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. 1 de marzo de 2025. Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Renfe_AVE&oldid=165774932

- [14] «Renfe Avlo», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. 10 de enero de 2025. Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Renfe_Avlo&oldid=164664985
- [15] «borradorifimaterialrodante.pdf». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.seguridadferroviaria.es/recursos_aesf/borradorifimaterialrodante.pdf
- [16] «Obligaciones de Servicio Público (OSP) | Sede Electrónica». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://sede.transportes.gob.es/areas-actividad/aviacion-civilaereo/obligaciones-servicio-publico-osp>
- [17] «S-121». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.renfe.com/es/es/grupo-renfe/grupo-renfe/flota-de-trenes/s-121>
- [18] «S-730(Dual)». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.renfe.com/es/es/grupo-renfe/grupo-renfe/flota-de-trenes/s-730-dual>
- [19] «S-106». Accedido: 16 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.renfe.com/es/es/grupo-renfe/grupo-renfe/flota-de-trenes/s-106>
- [20] «OlgaNG». Accedido: 9 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://OlgaNG.edupilo.com/app/#Index_fCatenaryVoltagesSummary_v2_TrackLineSection_9fe4a9e3-beda-48b9-90ae-95fc443257e3
- [21] «documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf». Accedido: 12 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [22] «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission». Accedido: 18 de octubre de 2024. [En línea]. Disponible en: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- [23] «UNE 21123-1:2017 Cables eléctricos de utilización industrial d...» Accedido: 12 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0057801>
- [24] «Bandeja perforada certificada g.c. 300x60 | CMPG630C | Novelec». Accedido: 20 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.gruponovelec.com/p/ais_cmpg630c
- [25] «Horas solares y Hora solar pico en España por provincia | POWEN». Accedido: 10 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://powen.es/numero-horas-solares-en-espana/>
- [26] «ODS 7 Energía asequible y no contaminante | Pacto Mundial ONU», Pacto Mundial. Accedido: 16 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.pactomundial.org/ods/7-energia-asequible-y-no-contaminante/>
- [27] «ODS 9 Industria, innovación e infraestructura | Pacto Mundial ONU», Pacto Mundial. Accedido: 16 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.pactomundial.org/ods/9-industria-innovacion-e-infraestructura/>
- [28] «ODS 11 Ciudades y comunidades sostenibles | Pacto Mundial ONU», Pacto Mundial. Accedido: 16 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.pactomundial.org/ods/11-ciudades-y-comunidades-sostenibles/>

- [29] «ODS 13 Acción por el Clima | Pacto Mundial de la ONU España», Pacto Mundial. Accedido: 16 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.pactomundial.org/ods/13-accion-por-el-clima/>

