



Universidad Internacional de La Rioja
Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

Máster Universitario en Energías Renovables

**Generación de hidrógeno verde mediante
una instalación de energía renovable
híbrida eólica/fotovoltaica**

Trabajo fin de estudio presentado por:	José Luis Abadín Fernández
Tipo de trabajo:	Diseño de una instalación de energía renovable (Tipo 1)
Línea/as de trabajo:	Línea 2 Energía Solar Fotovoltaica
Director/a:	Dr. María Yoldi Sangüesa
Fecha:	17/03/2025

Resumen

Este TFM aborda una de las problemáticas más relevantes del sistema eléctrico renovable actual: la pérdida de energía por restricciones técnicas de red (curtailments). Numerosos parques eólicos ven limitada su capacidad de inyección, desaprovechando generación limpia sin valor comercial ni utilidad energética (REE, 2024; AEE, 2023). En este contexto, se propone una solución híbrida de almacenamiento energético basada en electrólisis, capaz de transformar esos excedentes en hidrógeno verde.

El modelo se ha aplicado al parque eólico Sil (Ourense, 89 MW), diseñando un sistema compuesto por un electrolizador PEM de 3 MW alimentado por los 6,3–8,4 GWh/año de electricidad excedente (curtailments del 3–4 %), con capacidad para generar entre 80,3 y 107,1 toneladas anuales de H₂ verde. Este aprovechamiento energético representa un valor económico potencial de más de 650000 €/año y permite evitar más de 1150 toneladas de CO₂/año, contribuyendo a los objetivos del PNIEC 2030 y la Estrategia Europea del Hidrógeno (MITECO, 2023; DOUE, 2024). Para garantizar la continuidad operativa del sistema, se integra una planta fotovoltaica de 150 kWp como fuente de respaldo técnico.

El diseño ha sido validado mediante herramientas como SAM, PVGIS, PVsyst y Wind Atlas, y se fundamenta en normativa europea (Reglamento UE 2024/1255) e incentivos como el PERTE ERHA y el programa H₂ Pioneros (IDAE, 2024; MITECO, 2024).

El análisis económico confirma que, incluso con precios de hidrógeno entre 4 y 6 €/kg, la solución es competitiva frente al vertido gratuito de electricidad, permitiendo recuperar valor y dotar al sistema eléctrico de una forma efectiva de almacenamiento químico distribuido (CNMC, 2024; BloombergNEF, 2024).

En suma, este TFM presenta una hoja de ruta replicable y escalable que convierte un pasivo estructural —el curtailment— en una oportunidad energética, económica y ambiental, reforzando la resiliencia del sistema y posicionando al hidrógeno verde como pilar clave de la transición energética en España.

Palabras clave: hidrógeno verde, curtailments, electrolizador PEM, hibridación eólica-fotovoltaica, transición energética.

Abstract

This MSc Thesis addresses one of the most pressing challenges in today's renewable energy systems: the loss of generation due to technical grid constraints, known as curtailments. As many wind farms face injection limitations, large amounts of clean electricity are curtailed without commercial or energetic value (REE, 2024; AEE, 2023). In response, this work proposes a hybrid energy storage solution based on water electrolysis, capable of converting surplus electricity into green hydrogen.

The proposed model has been applied to the Sil wind farm (Ourense, 89 MW), where a system has been designed consisting of a 3 MW PEM electrolyzer powered by 6,3 to 8,4 GWh/year of curtailed electricity (equivalent to 3–4 %), with the potential to produce between 80,3 and 107,1 tonnes of green H₂ annually. This energy recovery translates into an economic value of over 650000€/year and avoids more than 1150 tonnes of CO₂ emissions, aligning with the objectives of Spain's PNIEC 2030 and the European Hydrogen Strategy (MITECO, 2023; DOUE, 2024). A 150 kWp photovoltaic system is integrated as a technical backup to ensure operational continuity.

The design has been validated using industry-standard tools such as SAM, PVGIS, PVsyst and Wind Atlas, and is aligned with the current European regulatory framework (Regulation EU 2024/1255), as well as national incentive programs such as PERTE ERHA and H₂ Pioneros (IDAE, 2024; MITECO, 2024).

The economic analysis confirms that, even with hydrogen prices between 4€ and 6€/kg, the solution is competitive when compared to uncompensated energy curtailments. It enables value recovery and introduces a scalable model for distributed chemical energy storage (CNMC, 2024; BloombergNEF, 2024).

Ultimately, this MSc Thesis outlines a replicable and scalable roadmap that transforms curtailments from a structural liability into an energy, economic and environmental opportunity, reinforcing grid resilience and establishing green hydrogen as a key pillar of Spain's energy transition.

Keywords: green hydrogen, curtailments, PEM electrolyzer, wind–solar hybridization, energy transition

Índice de contenidos

1.	Introducción	1
1.1.	Planteamiento del problema	4
1.2.	Justificación	4
1.3.	Estructura del trabajo	5
2.	Contexto y estado del arte	6
2.1.	Contexto energético del panorama renovable español: crecimiento sostenido y primeras tensiones de red	6
2.2.	Cuellos de botella y vulnerabilidades del sistema eléctrico peninsular actual	7
2.3.	El hidrógeno verde como mecanismo de flexibilidad y vector de descarbonización	9
2.4.	Estado del arte de la electrólisis: madurez tecnológica y proyección de costes	10
2.4.1.	Principales familias tecnológicas	11
2.5.	Tendencias de coste y escalado industrial	12
2.5.1.	Comparativa de almacenamiento a media y gran escala	12
2.6.	Evidencia internacional: proyectos comerciales y lecciones aprendidas	13
2.7.	Aplicación al caso gallego: parques eólicos en Ourense	14
2.7.1.	Caso de estudio: parque eólico Sil	15
2.7.2.	Curtailments como catalizador del modelo híbrido	16
2.8.	Conclusión del capítulo	16
3.	Objetivos del TFE	18
3.1.	Objetivo general	18
3.2.	Objetivos específicos	19
4.	Hipótesis de trabajo	21
5.	Requisitos de diseño	24
5.1.	Descripción del emplazamiento	24
5.2.	Características técnicas del parque eólico Sil	25
5.3.	Estimación de energía no inyectada por curtailments	26
5.4.	Espacio disponible para instalaciones adicionales	28
5.5.	Origen del agua	29
5.6.	Consideraciones para la ubicación del electrolizador y depósitos de hidrógeno	31
5.7.	Normativa aplicable	32

5.8.	Criterios de accesibilidad y logística	34
5.8.1.	Accesibilidad al emplazamiento	34
5.8.2.	Accesibilidad al emplazamiento	35
5.8.3.	Logística de transporte del hidrógeno	36
5.8.4.	Escalabilidad logística	37
6.	Metodología	38
6.1.	Evaluación del recurso renovable	38
6.2.	Dimensionado del sistema de electrólisis	39
6.3.	Normativa aplicable y criterios de diseño	39
6.4.	Evaluación económica y ambiental	39
7.	Evaluación del recurso renovable	41
7.1.	Agua	41
7.1.1.	Demanda hídrica estimada	41
7.1.2.	Captación de agua de lluvia	41
7.1.3.	Captación superficial desde recursos hídricos próximos	42
7.1.4.	Suministro externo por cisternas	42
7.1.5.	Tratamiento del agua para electrólisis	42
7.1.6.	Sostenibilidad y normativa aplicable	43
7.2.	Evaluación del recurso eólico	43
7.2.1.	Espacio físico disponible para nuevas ampliaciones	43
7.2.2.	Flexibilidad eléctrica y modularidad del diseño	44
7.2.3.	Capacidad de adaptación al mercado y normativas futuras	44
7.2.4.	Infraestructura logística preparada para crecimiento	45
7.3.	Evaluación del recurso solar	45
7.3.1.	Ubicación	45
7.3.2.	Carta Solar	46
7.3.3.	Datos mensuales de radiación	49
7.4.	Conclusión del capítulo	49
8.	Diseño de la instalación	50
8.1.	Generación eólica: simulación y diseño operativo	51
8.2.	Generador solar fotovoltaico: diseño con PVsyst	55
8.2.1.	Configuración técnica	55

8.2.2.	Resultados de simulación (PVsyst)	56
8.3.	Sistema de electrólisis	60
8.3.1.	Características técnicas del sistema de electrólisis	60
8.3.2.	Sistema hídrico: captación, tratamiento y almacenamiento	61
8.4.	Hidrógeno verde generado mediante energía eólica	64
8.5.	Hidrógeno verde generado mediante energía solar fotovoltaica	65
8.6.	Viabilidad de uno u otro sistema	66
8.7.	Esquema general de la instalación	68
9.	Análisis económico	70
9.1.	Curtailments del parque eólico Sil	70
9.2.	Producción e ingresos por venta de hidrógeno verde	70
9.3.	Costes de inversión y amortización	72
9.4.	Escenarios comparativos	74
9.5.	Cálculos para las subvenciones y tiempo amortización	75
9.6.	Conclusiones del análisis económico	75
10.	Análisis ambiental	76
10.1.	Evaluación ambiental del parque eólico Sil	76
10.2.	Impacto ambiental de la planta fotovoltaica	76
10.3.	Emisiones evitadas por producción de hidrógeno verde	78
10.4.	Eficiencia hídrica y sostenibilidad del recurso	78
10.5.	Circularidad, ocupación del suelo y resiliencia energética	79
10.6.	Integración ambiental final de la instalación	79
11.	Resultados	81
11.1.	Producción de hidrógeno verde a partir de energía excedentaria	81
11.2.	Impacto ambiental positivo y balance de emisiones	81
11.3.	Evaluación económica: escenarios comparativos	82
11.4.	Coherencia normativa y alineación con políticas energéticas	84
11.5.	Viabilidad operativa y replicabilidad del modelo	84
12.	Conclusiones	86
12.1.	Diagnóstico estructural del sistema energético	86
12.2.	Propuesta técnica: un modelo híbrido y replicable	86
12.3.	Validación integral de la hipótesis	87

12.4.	Producción energética y rendimiento operativo	87
12.5.	Impacto ambiental y sostenibilidad	87
12.6.	Potencial estratégico del hidrógeno verde	88
12.7.	Rentabilidad, escalabilidad y escenarios	88
12.8.	Conclusión general: una propuesta preparada para implantarse	88
Referencias bibliográficas.....		90
Anexo A.	Datos climáticos Mensuales del Emplazamiento con PVGIS.....	102
Anexo B.	Superficie disponible para instalación fotovoltaica y sistema de electrólisis	104
Anexo C.	Ficha técnica del panel solar N-Type TOPCon 500W de Tensite.....	105
Anexo D.	Ficha técnica del inversor de red trifásico AR10T-2 de TensiteE	106
Anexo E.	Manual de usuario del inversor de red trifásico AR10T-2 de Tensite	107
Anexo F.	Ficha técnica del soporte 13V de Sunfer	108
Anexo G.	Manual de montaje del soporte 13V de Sunfer	109
Anexo H.	Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica.....	110
Anexo I.	Esquema de la instalación	111
Anexo J.	Estudio del impacto ambiental del parque eólico Sil	112

Índice de figuras

Figura 1. <i>Curtailments de energía eólica en España (2018-2022)</i>	2
Figura 2. <i>Capacidad renovable actual vs objetivo PNIEC 2030</i>	7
Figura 3. <i>Curtailments renovables (2019–2023) en España, Alemania, Reino Unido y Portugal</i>	8
Figura 4. <i>Evolución estimada del coste del hidrógeno verde</i>	11
Figura 5. <i>Mapa de hipótesis del trabajo</i>	22
Figura 6. <i>Estimación de hidrógeno verde producido según escenarios de curtailment</i>	27
Figura 7. <i>Representación esquemática de una planta híbrida eólica-fotovoltaica integrada con un sistema de producción y almacenamiento de hidrógeno verde</i>	36
Figura 8. <i>Representación gráfica de la posición solar del parque eólico Sil</i>	46
Figura 9. <i>Carta solar del emplazamiento de la instalación</i>	48
Figura 10. <i>Rosa de viento del emplazamiento de la instalación</i>	52
Figura 11. <i>Producción anual de la instalación eólica</i>	53
Figura 12. <i>Simulación de la instalación fotovoltaica en PVsyst</i>	57
Figura 13. <i>Resultado financiero de la instalación fotovoltaica</i>	73
Figura 14. <i>Análisis ambiental de la instalación fotovoltaica</i>	77

Índice de tablas

Tabla 1. <i>Comparativa de tecnologías de almacenamiento energético.</i>	3
Tabla 2. <i>Esquema de conversión de energía renovable excedente en hidrógeno verde.</i>	10
Tabla 3. <i>Tecnologías de electrólisis y sus características principales.</i>	11
Tabla 4. <i>Comparativa de tecnologías de almacenamiento energético.</i>	13
Tabla 5. <i>Evaluación de parques eólicos de Ourense con mayor capacidad para hibridación con electrolizador.</i>	14
Tabla 6. <i>Características técnicas de los aerogeneradores del parque eólico Sil.</i>	25
Tabla 7. <i>Ventajas operativas del electrolizador PEM en entornos híbridos.</i>	31
Tabla 8. <i>Ingresos por la venta de hidrógeno verde.</i>	71
Tabla 9. <i>Escenarios económicos según instalación.</i>	74

1. Introducción

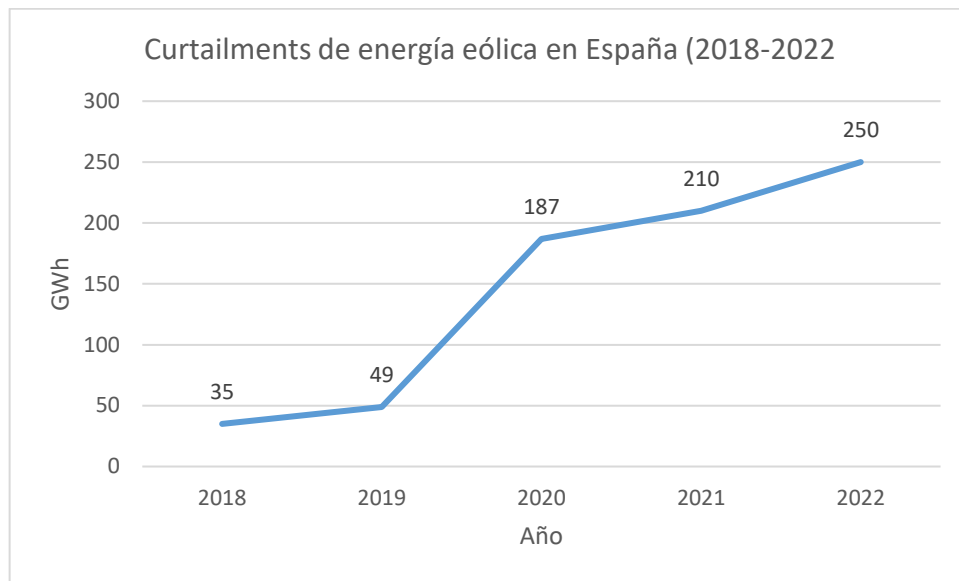
La integración de energías renovables en el sistema eléctrico avanza a un ritmo sin precedentes, impulsada por los objetivos climáticos establecidos por la Unión Europea y el compromiso creciente con la descarbonización global. España, en particular, ha experimentado un notable despliegue de capacidad renovable en los últimos años, especialmente en generación eólica y fotovoltaica. Sin embargo, esta rápida incorporación de generación intermitente plantea desafíos operativos que comprometen la eficiencia del sistema y la rentabilidad de las instalaciones.

Uno de los principales obstáculos técnicos a los que se enfrenta el sistema eléctrico nacional son las restricciones técnicas en la red, también conocidas como curtailments. Estas restricciones se traducen en órdenes de parada parcial o total de aerogeneradores debido a la congestión de nodos eléctricos, limitaciones en la capacidad de evacuación o desequilibrios entre generación y demanda. En consecuencia, se desaprovecha una parte significativa de la energía generada, afectando la viabilidad económica de los parques eólicos e impidiendo alcanzar todo su potencial energético.

En este Trabajo Final de Máster (TFM) se propone una solución innovadora a esta problemática: la hibridación de una instalación eólica existente con una planta fotovoltaica y un sistema de electrólisis para la generación de hidrógeno verde, utilizando como caso de estudio el parque eólico Sil, ubicado en la provincia de Ourense. Este modelo busca transformar los excedentes no vertidos a red en un vector energético limpio y almacenable: el hidrógeno verde.

Según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), en 2020 las restricciones a la energía eólica alcanzaron los 187 GWh, cifra casi cuatro veces superior a la registrada en 2019 (49 GWh), y que ha seguido creciendo hasta nuestros días (AEE, 2022). La Figura 1 ilustra esta tendencia:

Figura 1. *Curtailments de energía eólica en España (2018-2022).*



Fuente: Elaboración propia a partir de AEE (2022).

Según el Anuario Eólico 2024 de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), en 2023 se observó un incremento en las restricciones técnicas aplicadas a la energía eólica en España. Aunque el informe no proporciona cifras exactas de los curtailments, destaca que la participación de la energía eólica en los servicios de ajuste del sistema eléctrico aumentó notablemente, especialmente en reservas de sustitución, restricciones técnicas y regulación terciaria (AEE, 2024).

Esta tendencia evidencia la necesidad de mecanismos de gestión energética que maximicen el aprovechamiento de las renovables. Entre las tecnologías emergentes, el hidrógeno verde se consolida como una de las soluciones más prometedoras por su capacidad de almacenamiento, su flexibilidad de uso y su potencial para descarbonizar sectores difíciles de electrificar (Siemens, 2024; MITECO, 2023).

A continuación, se muestra una comparativa entre las principales tecnologías de almacenamiento energético:

Tabla 1. *Comparativa de tecnologías de almacenamiento energético.*

Tecnología de almacenamiento	Madurez tecnológica	Tiempo de respuesta	Capacidad escalable	Tipo de energía almacenada	Mecanismo de almacenamiento	Duración operativa
Baterías de ion-litio	Alta	Milisegundos	Media	Energía eléctrica	Electroquímico	Horas
Bombeo hidráulico	Alta	Segundos	Alta	Energía potencial gravitatoria	Mecánico	Días
Hidrógeno verde	Media	Minutos	Alta	Energía química	Químico	Meses

Fuente: Elaboración propia a partir de Siemens (2024) y Acciona (2023).

La propuesta de este TFM se alinea con las metas del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que exige una expansión del 70 % en potencia eólica instalada y un 240 % en fotovoltaica para 2030 (MITECO, 2023). Para cumplir estos objetivos sin agravar el problema de saturación de red, es imprescindible introducir sistemas que permitan almacenar la energía no vertida, como el hidrógeno.

El caso de estudio seleccionado, el parque eólico Sil, cuenta con una potencia instalada de 89 MW y una ubicación estratégica en Ourense, una de las provincias gallegas con mayor presencia eólica. Se propone instalar una planta fotovoltaica conectada a la subestación del parque y un electrolizador que funcione como sistema de almacenamiento y conversión energética. De este modo, se evita el vertido de energía renovable en periodos de baja demanda o congestión de red, y se genera hidrógeno verde que puede ser almacenado localmente.

Esta propuesta no solo resulta aplicable al parque Sil, sino que constituye una solución escalable a cualquier parque eólico sin limitaciones técnicas particulares. No obstante, se excluye del análisis el parque Serra do Burgo, ya que presenta restricciones por rachas de viento extremas, lo que obliga a poner los aerogeneradores en posición de bandera por motivos de seguridad (AEE, 2022). Instalar un electrolizador en esas condiciones comprometería su rentabilidad.

1.1. Planteamiento del problema

En los últimos años, se ha intensificado la frecuencia de episodios en los que los parques eólicos deben desconectarse de la red debido a la saturación de los nodos eléctricos. Esta situación genera pérdidas económicas significativas, reduce la eficiencia global de las instalaciones y compromete los objetivos de generación renovable. La imposibilidad de almacenar energía de forma eficiente a gran escala y de forma económicamente viable se ha convertido en un cuello de botella para el despliegue masivo de renovables.

El sistema eléctrico español enfrenta un problema estructural derivado de su incapacidad para absorber todo el volumen de energía generada por fuentes renovables en determinados momentos. Las zonas con mayor densidad eólica —como Galicia, Castilla y León o Aragón— experimentan vertidos de energía cada vez más frecuentes debido a limitaciones en la capacidad de evacuación de la red. Esta situación supone un derroche de recursos renovables y compromete la rentabilidad de las instalaciones.

1.2. Justificación

La integración de un sistema de electrólisis en una instalación híbrida renovable permite aprovechar los excedentes de generación que, de otro modo, se desperdiciarían. El hidrógeno verde generado puede almacenarse y utilizarse posteriormente como combustible limpio, como materia prima para síntesis de combustibles sintéticos o para su inyección en redes de gas natural renovable. Esta solución no solo incrementa la rentabilidad del parque, sino que también mejora su eficiencia operativa, reduce su exposición a penalizaciones por exceso de generación y refuerza su contribución a la descarbonización del sistema energético.

La hibridación de parques eólicos con plantas fotovoltaicas y electrolizadores permite utilizar al 100 % la energía generada, redirigiendo automáticamente la electricidad hacia la producción de hidrógeno en caso de restricciones en la red. Además, se aprovechan infraestructuras ya construidas (subestación, punto de conexión, protecciones), reduciendo costes de inversión y acelerando la implementación. Esta solución convierte un parque tradicional en una instalación híbrida avanzada, con capacidad de almacenar energía, participar en nuevos mercados y contribuir a una transición energética más resiliente.

1.3. Estructura del trabajo

El TFM se estructura en doce capítulos principales. Tras esta introducción, el Capítulo 2 analiza en profundidad el contexto actual de las energías renovables y el estado del arte en la producción y almacenamiento de hidrógeno verde. El Capítulo 3 establece los objetivos generales y específicos del trabajo. En el Capítulo 4 se formulan las hipótesis sobre las que se desarrollará la solución propuesta. El Capítulo 5 presenta los requisitos de diseño, incluyendo la localización y características del parque eólico Sil. En el Capítulo 6 se describe la metodología empleada, incluyendo el uso del software SAM para simulación de recursos y rendimiento energético. El Capítulo 7 evalúa el recurso renovable disponible (solar y eólico) en la zona del proyecto. En el Capítulo 8, se diseña técnicamente la instalación híbrida eólica-fotovoltaica con su sistema de electrólisis. El Capítulo 9 realiza un análisis económico de la propuesta, mientras que el Capítulo 10 se centra en la evaluación ambiental del sistema. El Capítulo 11 recoge los resultados obtenidos a partir de simulaciones y cálculos técnicos, con su correspondiente discusión. Finalmente, el Capítulo 12 presenta las conclusiones del trabajo, valorando el cumplimiento de los objetivos planteados y proponiendo futuras líneas de desarrollo.

2. Contexto y estado del arte

2.1. Contexto energético del panorama renovable español: crecimiento sostenido y primeras tensiones de red

El proceso de transición energética ha reforzado el papel de las energías renovables como piedra angular del sistema eléctrico en España. La energía eólica y la solar fotovoltaica han liderado esta transformación, registrando un crecimiento sostenido durante la última década. No obstante, este desarrollo ha puesto de manifiesto ciertas limitaciones estructurales en la red de transporte eléctrico, especialmente en regiones con elevada concentración de instalaciones renovables. Estas limitaciones se traducen en restricciones técnicas conocidas como curtailments, que impiden el aprovechamiento total de la energía generada.

Los curtailments se producen cuando la energía eléctrica no puede ser transportada ni consumida, bien por falta de capacidad en la red, bien por un desequilibrio entre generación y demanda. En esos casos, la energía renovable no puede ser inyectada en el sistema y se ve abocada al desaprovechamiento. Según la Asociación Empresarial Eólica (AEE), en 2020 los vertidos eólicos alcanzaron los 187 GWh, casi cuatro veces más que en 2019 (AEE, 2022). Esta tendencia ha seguido en aumento con la entrada en operación de nuevas instalaciones renovables a raíz de las subastas de 2016 y 2017.

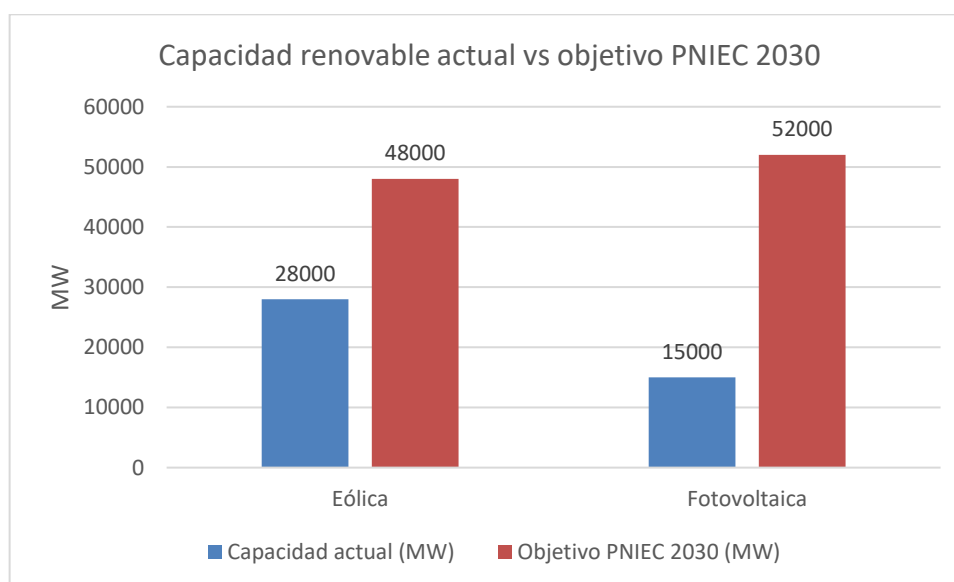
El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé un incremento del 70 % en la capacidad eólica instalada y del 240 % en la solar fotovoltaica para 2030, con el objetivo de cubrir el 74 % de la demanda eléctrica mediante fuentes renovables (MITECO, 2023). La Figura 2 muestra la diferencia entre la capacidad actual y los objetivos fijados a 2030.

Durante los últimos años, las políticas energéticas han favorecido decididamente la incorporación de renovables, promoviendo subastas, mecanismos retributivos estables y una curva de aprendizaje que ha reducido considerablemente los costes nivelados de la electricidad (OMIE, 2024). Como resultado, en 2023 la generación renovable representó el 50,8 % del mix nacional, multiplicando por cuatro el valor registrado en 2000. Galicia, en particular, gracias a su excelente recurso eólico y al progresivo despliegue solar, cerró el ejercicio con un 56 % de generación limpia (Instituto Enerxético de Galicia, 2024).

El crecimiento acelerado, sin embargo, ha generado tensiones técnicas. Las fuentes renovables no gestionables, como la eólica y la fotovoltaica, producen electricidad de forma variable y no siempre sincronizada con la demanda. En días de elevado recurso eólico, solar o

hidráulico, pero con baja demanda —por ejemplo, durante la madrugada, festivos, vacaciones o estaciones de clima templado—, los excedentes no pueden ser absorbidos. A esto se suma la existencia de zonas en España, particularmente regiones con alta penetración renovable, cuya red eléctrica es insuficiente para canalizar toda la generación. Ante estas circunstancias, Red Eléctrica de España (REE) se ve obligada a ordenar la parada parcial o total de instalaciones, generando vertidos que en 2023 ascendieron a 1,32 TWh, diez veces más que en 2019 (REE, 2024). Esta energía no aprovechada equivale a evitar la emisión de unas 300 kt de CO₂, lo que da cuenta de la oportunidad climática perdida.

Figura 2. Capacidad renovable actual vs objetivo PNIEC 2030.



Fuente: Elaboración propia a partir de MITECO (2023).

2.2. Cuellos de botella y vulnerabilidades del sistema eléctrico peninsular actual

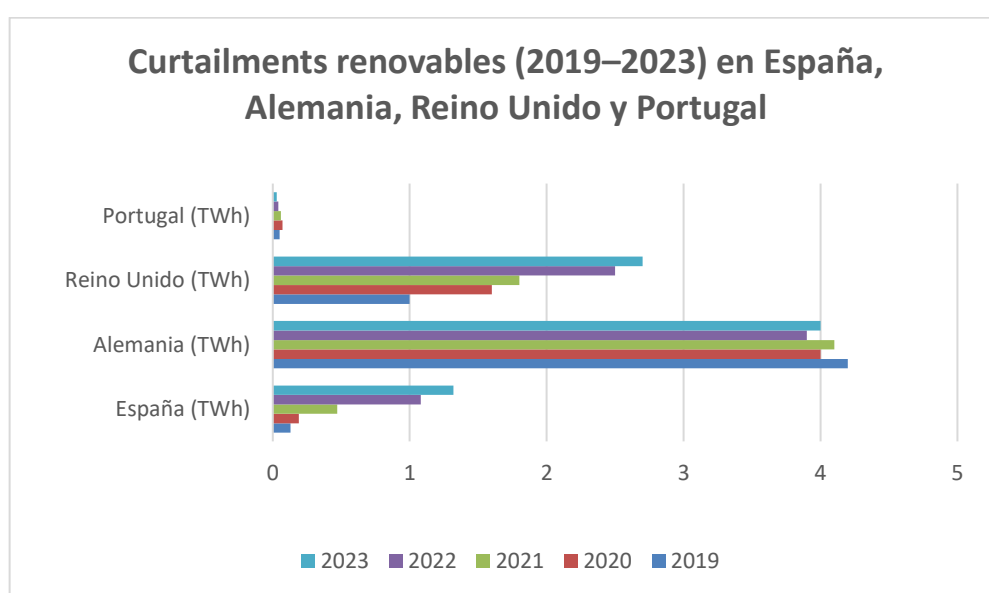
REE ha puesto en marcha instrumentos de gestión como el Procedimiento de Operación 3.11, que permite aplicar desconexiones programadas para preservar la estabilidad del sistema en situaciones de congestión (CNMC, 2022). No obstante, estas actuaciones tienen efectos económicos directos, afectando a la rentabilidad de los proyectos renovables e introduciendo un riesgo que puede retraer nuevas inversiones.

La ejecución de nuevas infraestructuras de transporte enfrenta, además, dilatados procesos administrativos, ambientales y sociales, lo que impide su desarrollo al ritmo necesario. Como

resultado, varios corredores clave, como los ejes Aragón-Cataluña y Galicia-Meseta, ya experimentan episodios frecuentes de saturación en días de alta generación eólica.

La Figura 3 ilustra cómo España ha incrementado sus vertidos anualmente un 22 % de media entre 2019 y 2023, en contraste con Alemania, que ha estabilizado sus niveles en torno a 4 TWh tras reforzar sus redes norte-sur (BloombergNEF, 2024). Portugal, por su parte, mantiene niveles testimoniales (<0,15 TWh), beneficiándose de su capacidad de almacenamiento hidráulico y mayores interconexiones (REN, 2024).

Figura 3. *Curtailments renovables (2019–2023) en España, Alemania, Reino Unido y Portugal.*



Fuente: Elaboración propia con datos de REE, REN, BNEF, IEA (2024).

Otro reto técnico deriva de la menor inercia del sistema eléctrico, consecuencia de la reducción de generación síncrona (carbón, fuel, gas) frente a la creciente penetración de tecnologías no síncronas como la solar y la eólica. REE ha fijado un límite operativo de generación no síncrona en el entorno del 70 %, con el fin de mantener la frecuencia cerca de 50 Hz (IEA, 2023).

El almacenamiento de larga duración, como el bombeo hidráulico, apenas representa 5,6 GW frente a una potencia eólica instalada de 45 GW, lo que deja a menos del 12 % de la generación renovable con capacidad de respaldo estacional (American Clean Power, 2024). Esta asimetría se traduce en vertidos recurrentes y costes financieros: en 2023, las indemnizaciones a instalaciones renovables por restricciones técnicas superaron los 168 millones de euros (CNMC, 2024).

A todo esto, se suma la falta de transparencia sobre las limitaciones aplicadas en cada nudo de la red. A pesar de la directiva europea que establece un límite del 5 % de vertido renovable (Unión Europea, 2018), no existen datos públicos por zona geográfica que permitan verificar su cumplimiento. Esta opacidad complica la toma de decisiones estratégicas por parte de promotores y dificulta la planificación regional.

En este contexto, resulta imperativo acelerar las soluciones estructurales. La ampliación de redes eléctricas es una vía necesaria pero lenta, dada la complejidad de los procedimientos administrativos y sociales. Paralelamente, urge implementar soluciones que permitan aumentar la gestionabilidad de las renovables, siendo el almacenamiento el principal candidato.

2.3. El hidrógeno verde como mecanismo de flexibilidad y vector de descarbonización

Entre las tecnologías emergentes que permiten almacenar energía renovable para su uso diferido, el hidrógeno verde destaca por su versatilidad. Producido mediante electrólisis del agua usando electricidad renovable, no genera emisiones en su ciclo de vida y puede ser almacenado durante largos periodos sin pérdidas apreciables (Siemens, 2024; Hydrogen Council, 2023).

En situaciones de vertido, que es cuando la red no puede absorber toda la producción renovable, los electrolizadores convierten esa energía en hidrógeno. Este puede ser utilizado posteriormente en la industria, en el transporte o reconvertido en electricidad. Aunque el rendimiento completo del ciclo electricidad $\rightarrow$ H₂ $\rightarrow$ electricidad es del orden del 55 %, se trata de energía que, de otro modo, se perdería totalmente (Sunfire, 2024).

La Tabla 2 presenta un esquema conceptual de este sistema híbrido, que integra generación renovable, conversión mediante electrólisis, almacenamiento y uso final.

Tabla 2. *Esquema de conversión de energía renovable excedente en hidrógeno verde.*

Etapa	Descripción
Generación renovable (eólica/fotovoltaica)	Producción eléctrica a partir de fuentes renovables
Electrólisis del agua	Conversión de electricidad en hidrógeno mediante electrolizadores
Compresión del hidrógeno	Compresión del hidrógeno para facilitar su almacenamiento y transporte
Almacenamiento en tanque	Almacenamiento del hidrógeno comprimido en tanques o cavernas
Distribución/uso final	Uso en transporte, industria o inyección en red de gas

Fuente: Elaboración propia a partir de Repsol (2023).

La gran ventaja del hidrógeno verde respecto a otras formas de almacenamiento radica en su capacidad de gestionar excedentes a escala diaria, semanal o incluso estacional. Las baterías de ion-litio, aunque útiles para compensaciones horarias, no resultan rentables para almacenamiento prolongado. El hidrógeno, en cambio, puede almacenarse comprimido (a 350–700 bar), licuado o en cavernas, sin degradación significativa (IEA, 2023).

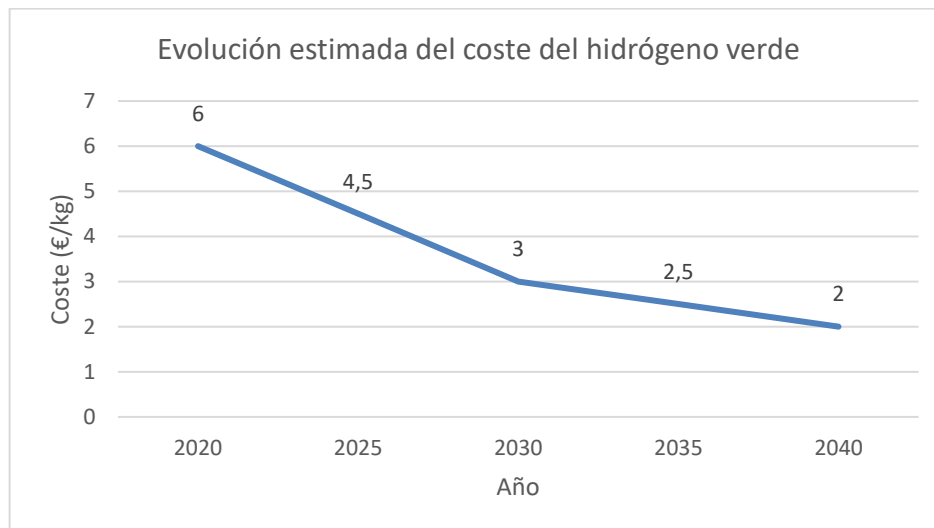
El proyecto europeo H₂Med prevé el transporte de dos millones de toneladas de hidrógeno verde anuales desde la península ibérica hacia Francia y Alemania a través de tuberías específicas, confirmando el papel estructural que se asigna a esta tecnología en el futuro energético europeo (Sunfire, 2024).

2.4. Estado del arte de la electrólisis: madurez tecnológica y proyección de costes

El desarrollo del hidrógeno verde está estrechamente ligado a la evolución de la tecnología de electrólisis, que permite descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno mediante el uso de electricidad renovable. Uno de los factores más decisivos para su adopción masiva es la reducción del coste por kilogramo producido. En la actualidad, dicho coste se sitúa entre 5 y 6 €/kg, aunque se proyecta una disminución progresiva hasta alcanzar valores cercanos a 2

€/kg en 2040, gracias a la maduración tecnológica y la economía de escala (BloombergNEF, 2024; IEA, 2023).

Figura 4. Evolución estimada del coste del hidrógeno verde.



Fuente: Elaboración propia a partir de Diario de Navarra (2022), Siemens (2024).

2.4.1. Principales familias tecnológicas

Existen cuatro grandes tecnologías comerciales de electrólisis, cada una con características técnicas y grados de madurez diferenciados. La Tabla 3 sintetiza sus atributos:

Tabla 3. Tecnologías de electrólisis y sus características principales.

Tecnología	Eficiencia eléctrica (LHV)	Costo capital aproximado (2023)	Características y madurez
Alcalina (AEL)	60-70%	~2000 USD/kW	Madura; operación continua; sin metales nobles; respuesta lenta
PEM	60-70%	~2400 USD/kW	Flexible; arranque rápido; uso de Pt/Ir; buena para renovables variables
Óxido Sólido (SOEC)	Hasta 84%	>3000 USD/kW (estimado)	Alta eficiencia si hay calor residual; durabilidad en estudio; en demostración
Membrana de Intercambio Aniónico (AEM)	65-75%	~2100 USD/kW	Sin metales nobles; potencial para producción masiva a partir de 2026

Fuente: Elaboración propia a partir de Fraunhofer ISE (2023), Hydrogen Council (2023), Siemens Energy (2024).

La tecnología AEL domina en términos de capacidad instalada, mientras que la PEM es la preferida para integración con renovables variables, como en entornos híbridos eólico-fotovoltaicos. Por su parte, la electrólisis de óxido sólido (SOEC), aunque todavía incipiente, destaca por su eficiencia teórica superior, especialmente cuando se integra con procesos industriales que generan calor residual (Fraunhofer ISE, 2023).

2.5. Tendencias de coste y escalado industrial

BloombergNEF (2024) estima que el coste del hidrógeno renovable podría descender a 2,2 USD/kg en ubicaciones con LCOE inferior a 30 €/MWh hacia 2030. Este descenso se atribuye a tres factores principales: (1) la ampliación de las fábricas de electrolizadores, que se espera supere los 120 GW de capacidad global instalada antes de 2027; (2) la estandarización de los sistemas de balance de planta, con unidades contenedorizadas tipo “plug-and-play”; y (3) el desarrollo de contratos PPA a largo plazo, que reducen el riesgo financiero y estabilizan los ingresos (Hydrogen Council, 2023).

2.5.1. Comparativa de almacenamiento a media y gran escala

La Tabla 4 compara las principales tecnologías de almacenamiento energético por duración, densidad energética y coste aproximado por ciclo. El hidrógeno destaca por su elevada densidad gravimétrica (33 kWh/kg) y su versatilidad temporal, siendo especialmente idóneo para equilibrar sistemas con fuerte penetración renovable y perfiles estacionales desequilibrados.

Tabla 4. Comparativa de tecnologías de almacenamiento energético.

Tecnología	Densidad energética gravimétrica	Ventana temporal de almacenamiento	Coste estimado por ciclo	Aplicación óptima
Hidrógeno comprimido	33 kWh/kg	Días a meses	~120 €/MWh	Estacional; excedentes renovables
Bombeo hidráulico	Baja	Horas a días	~50 €/MWh	Grandes altitudes; respaldo renovable
Baterías Li-ion	150-250 Wh/kg	Minutos a horas	~150 €/MWh	Respuesta rápida; regulación horaria
CAES (Aire Comprimido)	2-6 kWh/m ³	Horas a días	~100 €/MWh	Respaldo medio; entornos geológicamente adecuados

Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2023), Sunfire (2024), Hydrogen Council (2023).

2.6. Evidencia internacional: proyectos comerciales y lecciones aprendidas

La tecnología del hidrógeno verde no es solo una promesa, sino una realidad incipiente que ya cuenta con proyectos comerciales en operación. En España, Iberdrola opera la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Puertollano, con 20 MW de electrólisis alcalina asociados a una planta fotovoltaica de 100 MW. La instalación produce unas 3000 toneladas anuales de hidrógeno destinadas a la fabricación de amoníaco verde (Iberdrola, 2023).

Cepsa, por su parte, ha seleccionado a Siemens Energy para suministrar electrolizadores en el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde, un proyecto emblemático para el sur de Europa (Moeve, 2024). A escala internacional, destaca el proyecto de Hamburgo, donde Siemens desplegará equipos para producir hasta 26000 toneladas anuales de hidrógeno (Retema, 2024).

Tres casos ilustrativos de integración eólica-hidrógeno son particularmente relevantes:

- Puertollano (España): electrólisis alcalina conectada a fotovoltaica con destino industrial.
- Surf 'n' Turf (Reino Unido): microred insular con generación eólica y mareomotriz para abastecer ferris portuarios (Surf 'n' Turf Consortium, 2022).
- H2Mare (Alemania): conexión directa de turbinas offshore con electrolizadores PEM sobre plataforma, evitando el cableado submarino (Siemens Energy, 2023).

Estos ejemplos validan la viabilidad técnica en contextos diversos: interior peninsular, islas y entornos marinos. Sin embargo, también evidencian que los principales cuellos de botella no son tecnológicos, sino regulatorios y financieros

2.7. Aplicación al caso gallego: parques eólicos en Ourense

La provincia de Ourense representa un enclave estratégico para aplicar soluciones híbridas de generación renovable con producción de hidrógeno verde. Con una capacidad eólica instalada gestionada por Iberdrola de 244 MW distribuidos en siete parques —Nogueira, Vieiro, Pena da Cruz, Serra do Burgo, Sil, Sil Ampliación y Serra do Larouco— el territorio dispone de un recurso energético maduro que, sin embargo, enfrenta restricciones técnicas recurrentes (La Región, 2024; Iberdrola, 2023). Estas limitaciones, asociadas a la congestión en el nudo eléctrico O-47 y a la baja demanda local en determinadas franjas horarias, provocan vertidos frecuentes que podrían aprovecharse mediante sistemas de electrólisis.

La Tabla 5 resume las características de los parques con mayor potencial para hibridación.

Tabla 5. Evaluación de parques eólicos de Ourense con mayor capacidad para hibridación con electrolizador.

Parque eólico	Potencia (MW)	Municipios	Aeros	Observaciones
Sil + ampliación Sil	89	Nogueira de Ramuín y Esgos	90	Buen acceso y red existente; caso de estudio para este TFM
Serra do Larouco	42	Baltar y Xinzo de Limia	49	Alta capacidad y reciente inversión (2014)
Serra do Burgo	27	Montederramo y Chandrexa de Queixa	32	Restricciones por viento extremo; no recomendado para electrolizador
Pena da Cruz	23	Chandrexa de Queixa	27	Ampliación reciente con 12 turbinas adicionales
Vieiro	20	Bande y Vereá	19	Efecto depurador equivalente a 1,5 millones de árboles

Fuente: Elaboración propia a partir de Iberdrola (2023), La Región (2024).

2.7.1. Caso de estudio: parque eólico Sil

Este Trabajo de Fin de Máster propone como caso de aplicación el parque eólico Sil, cuya ubicación y características técnicas lo convierten en un candidato idóneo para la implementación de sistemas híbridos con almacenamiento en forma de hidrógeno verde. Con una potencia total instalada de 89 MW y un total de 90 aerogeneradores operativos que fueron instalados a lo largo de 4 fases, el parque presenta una producción estimada entre 180 GWh y 210 GWh anuales. Sin embargo, el parque sufre restricciones frecuentes por congestión, especialmente en condiciones meteorológicas favorables y baja demanda nocturna.

En este contexto, se plantea la integración de un sistema de electrólisis tipo PEM de 3 MW de potencia nominal, alimentado prioritariamente por los excedentes no vertidos de energía eólica, para su conversión en hidrógeno verde. Se estima que el electrolizador podrá operar unas 3.500 horas equivalentes anuales, aprovechando entre un 3 % y un 4 % del total de energía generada, lo que representa aproximadamente entre 5,4 y 8,4 GWh al año (REE, 2024; CNH2, 2024).

Considerando un consumo energético medio de 51 kWh por kilogramo de hidrógeno producido, se alcanzarían rendimientos anuales del orden de 105882 a 164706 kg de H₂ verde. Este volumen habilita distintas opciones de monetización y uso estratégico, tales como:

- Suministro a flotas logísticas pesadas, como camiones forestales o vehículos de transporte regional. Una flota compuesta por veinte vehículos con un consumo diario medio de 30 kg podría operar íntegramente con hidrógeno verde, contribuyendo a la descarbonización del sector del transporte pesado.
- Inyección en red de gas natural hasta un 5 %, en el marco de proyectos piloto promovidos por operadores como Nedgia, lo que permite reducir de forma progresiva la huella de carbono del gas distribuido (MITECO, 2024).
- Venta de certificados de origen (GO - Guarantees of Origin), con un valor estimado actual de 1,2 €/kg de H₂ en los principales mercados europeos, aportando ingresos adicionales por la valorización ambiental del producto (Hydrogen Europe, 2024).

Desde el punto de vista ambiental, la sustitución de combustibles fósiles permitiría evitar la emisión de aproximadamente 5824 a 9059 toneladas de CO₂ al año, tomando como referencia la sustitución directa de diésel en usos equivalentes (IEA, 2023; CNMC, 2024). A nivel territorial y socioeconómico, se prevé la creación de una treintena de empleos directos, incluyendo

personal de operación, mantenimiento, logística y gestión del sistema. Además, se contempla la colaboración con la Universidad de Vigo para la creación de un aula técnica especializada en hidrógeno verde, destinada a la formación de técnicos en energías renovables y almacenamiento.

2.7.2. Curtailments como catalizador del modelo híbrido

La innovación fundamental que propone este TFM radica en transformar una limitación el vertido de energía renovable por saturación de red en una oportunidad energética. Como explica la Asociación Empresarial Eólica (2023), los parques eólicos sufren paradas forzadas cuando se combinan condiciones meteorológicas favorables (mucho viento, sol o lluvia) con baja demanda o redes locales insuficientemente reforzadas. Esta energía desaprovechada, que en 2020 alcanzó los 187 GWh para eólica, podría redirigirse hacia electrolizadores que operen de forma flexible, permitiendo acumular la energía en forma de hidrógeno (AEE, 2023). Además, en un sistema híbrido eólico-fotovoltaico como el que se propone, cuando la red absorbe la energía eólica y no hay excedentes, el electrolizador podría alimentarse con energía procedente de una planta solar adyacente. Esta capacidad de alternancia entre recursos convierte a la instalación en un sistema verdaderamente gestionable, adaptable y con valor energético continuo, tanto para la red como para sectores industriales o logísticos. Es una solución estructural a un problema operativo que, según REE, continuará agravándose si no se adoptan medidas de refuerzo y flexibilidad (REE, 2024).

2.8. Conclusión del capítulo

El análisis desarrollado en este capítulo confirma que el hidrógeno verde constituye una respuesta eficaz a las crecientes restricciones técnicas del sistema eléctrico español. La rápida expansión de las energías renovables, aunque positiva desde una perspectiva ambiental, ha revelado tensiones estructurales en la red de transporte, limitando el aprovechamiento total de la energía generada. Los curtailments, antes residuales, ya afectan a volúmenes relevantes, especialmente en zonas con alta concentración de generación como Galicia.

Ante esta realidad, el hidrógeno producido mediante electrólisis alimentada con excedentes renovables se presenta como una herramienta estratégica: actúa como mecanismo de

flexibilidad para el sistema eléctrico, permite almacenar energía a medio y largo plazo, y abre vías de descarbonización para sectores que hoy dependen de combustibles fósiles.

En este contexto, la propuesta de integrar un sistema de electrólisis en el parque eólico Sil cobra sentido técnico y económico. El proyecto no solo aprovecha recursos renovables ya disponibles, sino que lo hace mediante una solución replicable, alineada con los objetivos del PNIEC y la hoja de ruta europea para el hidrógeno. Aporta, además, un valor añadido territorial al activar empleo local, fomentar transferencia tecnológica y posicionar a Ourense como nodo pionero en la hibridación eólico-fotovoltaica con almacenamiento químico. La hibridación renovable con producción de hidrógeno no es ya una idea futurista, sino una herramienta tangible para construir un sistema energético más resiliente, limpio y justo.

3. Objetivos del TFE

La transición energética hacia un sistema descarbonizado requiere no solo el aumento de la capacidad instalada de energías renovables, sino también soluciones innovadoras que resuelvan los problemas de gestionabilidad, almacenamiento y vertido de energía no consumida. El presente Trabajo de Fin de Máster plantea una propuesta concreta para responder a esa necesidad: la hibridación de una instalación eólica existente con una planta fotovoltaica y un sistema de electrólisis que permita generar hidrógeno verde a partir de la energía excedente no vertida. Este enfoque, además de alinearse con los objetivos climáticos nacionales y europeos, proporciona una vía de valorización energética y económica para parques renovables infrautilizados debido a restricciones técnicas (REE, 2024; MITECO, 2023). El caso de estudio seleccionado, el parque eólico Sil, ilustra de forma representativa esta problemática: presenta una elevada producción renovable, sufre episodios frecuentes de curtailments por saturación de red, y cuenta con una infraestructura preexistente que facilita la implementación de soluciones de almacenamiento químico, como la producción y acumulación de hidrógeno verde mediante electrólisis. En este contexto, se hace necesario definir con claridad los objetivos del presente TFM, que guiarán la metodología, el diseño técnico, el análisis económico y la evaluación de resultados.

3.1. Objetivo general

El objetivo general de este Trabajo de Fin de Máster es desarrollar una instalación de generación de hidrógeno verde mediante la hibridación de un parque eólico existente con una planta fotovoltaica y un sistema de electrólisis, con el fin de mitigar las pérdidas energéticas derivadas de las restricciones técnicas en la red, aumentar la eficiencia global del sistema y demostrar un modelo escalable y replicable para el aprovechamiento integral de la energía renovable.

Este objetivo responde a la necesidad urgente de soluciones que valoricen los excedentes renovables en contextos de red saturada, reforzando el papel del hidrógeno verde como vector clave en la transición energética (Hydrogen Council, 2023; CNMC, 2024).

3.2. Objetivos específicos

Para alcanzar el objetivo general propuesto, se han establecido los siguientes objetivos específicos, organizados en una secuencia lógica que abarca desde la caracterización del recurso hasta la definición técnica del sistema de producción de hidrógeno:

- O1. Cuantificar el recurso energético disponible en el parque eólico Sil, considerando tanto la producción anual estimada como los valores de energía no inyectada debido a curtailments. Este análisis se realizará mediante datos de Red Eléctrica de España (REE), bases meteorológicas, e informes del operador, estimando un rango del 5–10 % de energía vertida en determinados periodos (REE, 2024; La Región, 2024).
- O2. Evaluar el potencial solar fotovoltaico en el emplazamiento, empleando datos históricos de radiación y características topográficas locales, con el fin de dimensionar una planta fotovoltaica como fuente de apoyo estratégico al sistema de electrólisis, garantizando su funcionamiento en periodos sin excedentes eólicos ni curtailments, y asegurando la continuidad operativa del electrolizador mediante una integración renovable complementaria (CNH2, 2024; Siemens Energy, 2024; PVsyst, 2024).
- O3. Determinar las necesidades energéticas para la producción de hidrógeno, estableciendo las características técnicas del electrolizador, el consumo específico (kWh/kg H₂), la presión de operación, la capacidad de almacenamiento, y el número de horas anuales de funcionamiento esperado (Siemens, 2024; IEA, 2023).
- O4. Definir la configuración óptima del sistema híbrido renovable, abarcando el dimensionado de la planta solar fotovoltaica, la integración del electrolizador con la infraestructura eléctrica existente del parque eólico Sil y la planificación del sistema de almacenamiento de hidrógeno. Este diseño contemplará también la disponibilidad de recursos hídricos y el aprovechamiento del espacio disponible en el emplazamiento (Iberdrola, 2023; MITECO, 2023).
- O5. Analizar la viabilidad económica de la instalación híbrida, considerando estimaciones preliminares de costes por tecnología (€/kW instalado) y posibles modelos de monetización del hidrógeno verde, tales como la venta directa, la inyección en red o la emisión de certificados de origen renovable (BloombergNEF, 2024; Repsol, 2023).
- O6. Evaluar el impacto ambiental y territorial del proyecto, considerando los beneficios en términos de reducción de emisiones derivadas del uso de hidrógeno verde en

sustitución de combustibles fósiles, la creación de empleo local vinculado al mantenimiento y operación de la planta de electrólisis, y el impulso de una economía circular mediante el aprovechamiento de energía renovable excedente e infraestructuras ya existentes (Retema, 2024; INEGA, 2024).

- O7. Demostrar la replicabilidad del modelo en otros parques eólicos de características similares, estableciendo una hoja de ruta que permita su adaptación y escalado a nivel regional o nacional, como ejemplo de gestión eficiente de excedentes renovables (AEE, 2023; CNH2, 2024).

Estos objetivos permitirán abordar de forma integral una problemática energética actual, proponiendo una solución técnica, económica y ambientalmente viable. El enfoque híbrido con producción de hidrógeno verde aporta un valor añadido estratégico, no solo como mecanismo de almacenamiento, sino como eje estructural para un sistema energético más resiliente, flexible y sostenible (Hydrogen Council, 2023; Siemens, 2024).

4. Hipótesis de trabajo

El desarrollo de instalaciones renovables híbridas que integren generación eólica, solar fotovoltaica y producción de hidrógeno verde representa una solución prometedora para mitigar los problemas actuales del sistema eléctrico, en particular los relacionados con las restricciones técnicas de red (curtailments) y la falta de capacidad de almacenamiento energético. Partiendo de esta premisa, el presente Trabajo de Fin de Máster (TFM) se plantea sobre la base de una hipótesis central que orientará el diseño técnico y la posterior validación de los resultados: la hibridación de un parque eólico existente en desuso parcial con una planta fotovoltaica y un sistema de electrólisis, que permita aprovechar de forma integral los excedentes renovables no vertidos, generando hidrógeno verde de manera eficiente, rentable y escalable, en línea con la estrategia europea de descarbonización (MITECO, 2023; CNH2, 2024).

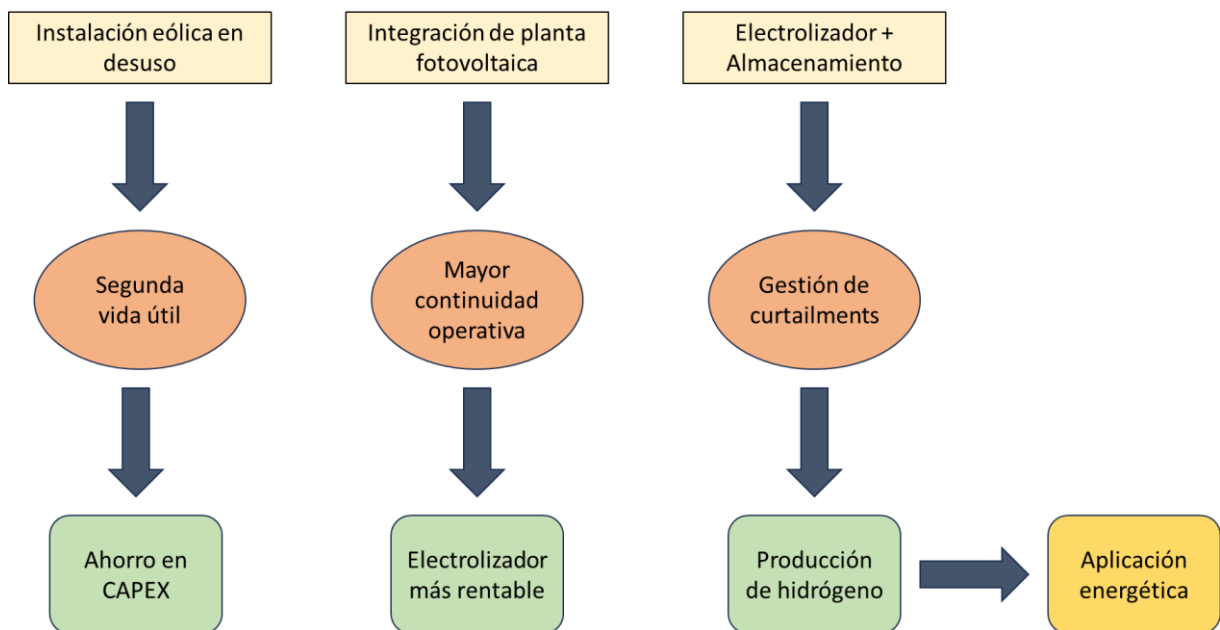
Esta hipótesis se fundamenta en varios supuestos que se articulan a continuación:

- En primer lugar, se parte del supuesto de que es técnica y económicamente viable reutilizar una infraestructura eólica existente, como el parque eólico Sil en Ourense, para la producción de hidrógeno verde. Dado que la instalación ya cuenta con subestación, punto de conexión a red, líneas de evacuación y sistemas de protección, la inversión necesaria para el nuevo sistema híbrido se reduce significativamente, mejorando la rentabilidad del proyecto (Iberdrola, 2023; Hydrogen Council, 2023). Esta reutilización de activos preexistentes representa un enfoque de segunda vida para instalaciones renovables maduras, alineado con los principios de economía circular energética (Retema, 2024).
- En segundo lugar, se plantea que la energía no inyectada por el parque eólico durante episodios de curtailments puede redirigirse eficientemente hacia un electrolizador, transformando una pérdida energética en una oportunidad de generación de hidrógeno verde. En este modelo, el hidrógeno actúa como vector energético y mecanismo de almacenamiento químico, superando las limitaciones temporales de las baterías y facilitando la gestionabilidad del sistema (IEA, 2023; Siemens, 2024). Asimismo, se contempla que el sistema de electrólisis pueda mantenerse operativo incluso en ausencia de excedentes eólicos, gracias al apoyo estratégico de una planta solar fotovoltaica de 150 kWp. Este aporte mínimo renovable permite evitar paradas

del sistema y mejorar su eficiencia operativa global (CNH2, 2024; Siemens Energy, 2024).

- Una tercera hipótesis subyacente sostiene que el hidrógeno verde generado puede considerarse una "moneda energética" estratégica. Su producción in situ evita penalizaciones por desequilibrios de inyección en red, reduce los vertidos renovables, y permite almacenar energía renovable en forma química para su uso posterior en la industria, el transporte pesado o su mezcla en redes de gas natural (Repsol, 2023; CNMC, 2024). A diferencia de la electricidad, que debe consumirse instantáneamente, el hidrógeno ofrece flexibilidad temporal y territorial, lo que mejora la resiliencia del sistema energético.

Figura 5. Mapa de hipótesis del trabajo.



Fuente: Elaboración propia (2025).

Desde un punto de vista normativo, esta hipótesis está respaldada por el marco regulador europeo más reciente. El Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo de junio de 2024 sobre los mercados interiores del gas renovable, gas natural y del hidrógeno establece que todos los Estados miembros deberán sustituir progresivamente el gas natural fósil por gases renovables, como el hidrógeno verde, en todos los sectores de consumo (DOUE, 2024). Además, se establecen mecanismos de apoyo a la producción y consumo de hidrógeno renovable, junto con la definición de criterios técnicos para su certificación y trazabilidad. En

este sentido, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) también ha publicado directrices que definen cuándo un hidrógeno puede considerarse "verde" y cómo debe producirse para acceder a incentivos públicos (MITECO, 2024).

Un aspecto adicional considerado en esta hipótesis es la incertidumbre actual del mercado del hidrógeno. Según el Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2), aún no existe un precio global de referencia para el hidrógeno debido a la inmadurez del mercado, la diversidad de tecnologías de producción (gris, azul, verde), los costes de transporte y la falta de estandarización normativa. No obstante, la regulación europea ya establece que, independientemente del coste actual, el hidrógeno verde deberá sustituir al gas natural, priorizando su implementación en función de criterios climáticos y no puramente económicos (CNH2, 2024; IEA, 2023).

En este contexto, la hipótesis del presente trabajo considera que el hidrógeno verde generado mediante este sistema híbrido renovable no solo es viable desde el punto de vista técnico y económico, sino que cumple con los requisitos legales emergentes, anticipando las necesidades futuras de descarbonización y almacenamiento energético del sistema eléctrico español y europeo (Hydrogen Council, 2023; BOE, 2024).

- Finalmente, se presume que el modelo propuesto es escalable y replicable en otros parques eólicos en condiciones similares, contribuyendo a construir una hoja de ruta nacional para la gestión eficiente de los excedentes renovables y la integración del hidrógeno como eje estructural del sistema energético (AEE, 2023; MITECO, 2023).

5. Requisitos de diseño

5.1. Descripción del emplazamiento

El parque eólico Sil, seleccionado como caso de estudio para este Trabajo de Fin de Máster, se localiza en la provincia de Ourense, en Galicia, abarcando los municipios de Nogueira de Ramuín, Xunqueira de Espadañedo, Parada de Sil y Esgos (Iberdrola, 2023). Esta ubicación destaca por su elevada disponibilidad de recurso eólico, topografía montañosa favorable y baja densidad poblacional, factores que han incentivado su desarrollo como emplazamiento energético. Además, el uso agroforestal predominante del entorno y la baja presión urbanística lo convierten en un espacio idóneo para proyectos de hibridación energética (INEGA, 2024).

Con una superficie aproximada de más de 300 hectáreas, el parque dispone de caminos de acceso consolidados, plataformas de aerogeneradores y líneas de evacuación subterráneas. Se estima que al menos 100 hectáreas permanecen libres de interferencias, siendo aptas para la implantación de nuevas tecnologías como una planta solar fotovoltaica, un sistema de electrólisis y tanques de almacenamiento de hidrógeno verde (La Región, 2024). Esta disponibilidad territorial, junto a la proximidad a las cuencas hidrográficas del Sil y del Miño, podría permitir el aprovechamiento del recurso hídrico necesario para la electrólisis, especialmente mediante sistemas de captación de agua pluvial (MITECO, 2023).

Desde el punto de vista logístico, la subestación eléctrica existente cuenta con punto de conexión a la red de transporte, lo que reduce significativamente los requerimientos de infraestructura adicional y acorta los plazos administrativos y de conexión (REE, 2024). La existencia de infraestructuras previas facilita el desarrollo de un modelo técnico escalable y económicamente viable, optimizando el uso de activos preexistentes en consonancia con los principios de economía circular (Hydrogen Council, 2023).

5.2. Características técnicas del parque eólico Sil

El parque eólico Sil es una instalación de generación de energía renovable ubicada en la provincia de Ourense, compuesta por un total de 90 aerogeneradores que suman una potencia instalada de 89 MW (Iberdrola, 2023). Esta infraestructura ha sido desarrollada en 4 fases y emplea 3 modelos principales del fabricante Gamesa: el G47 con una potencia unitaria de 660 kW, el G52 de 850 kW y el G80 de 2 MW. La distribución de unidades es la siguiente:

Tabla 6. *Características técnicas de los aerogeneradores del parque eólico Sil.*

Modelo de aerogenerador	Potencia unitaria (kW)	Unidades instaladas	Potencia total (MW)
G47	660	54	35,64
G52	850	16	13,6
G80	2000	20	40
	Total	70	89,24

Fuente: Elaboración propia a partir de Iberdrola (2023).

La interconexión de los aerogeneradores se realiza mediante circuitos eléctricos subterráneos de media tensión (20 kV), que confluyen en una subestación transformadora situada en el mismo emplazamiento. Esta subestación cuenta con un transformador trifásico principal, una posición de entrada/salida que conecta con la línea de alta tensión Santo Estevo – Trives, y un transformador auxiliar para servicios internos. La operación del parque se gestiona mediante un sistema SCADA que permite el control remoto y monitorización en tiempo real (REE, 2024). La evacuación de energía se efectúa a través de una línea de alta tensión de doble circuito, con conductor tipo AL-AC Rail soportado sobre estructuras metálicas, que permite el acceso directo a la red de transporte gestionada por Red Eléctrica de España. Esta infraestructura asegura la integración del parque en el sistema eléctrico nacional y permite su participación en los mercados de energía y servicios de ajuste (CNMC, 2024).

Además, la subestación cumple con los criterios establecidos en el pliego técnico de condiciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) para proyectos híbridos, lo que facilita la futura conexión de una planta fotovoltaica y un sistema de electrólisis. Este aspecto es especialmente relevante para la reducción de costes asociados a

la duplicación de infraestructuras, y para acortar los tiempos de tramitación de permisos, garantizando una implementación eficiente y rentable (IDAE, 2023; Hydrogen Council, 2023).

5.3. Estimación de energía no inyectada por curtailments

Uno de los factores clave que justifica la integración de un sistema de producción de hidrógeno verde en el parque eólico Sil es la existencia de restricciones técnicas que impiden inyectar a la red el total de la energía generada. Estas restricciones, conocidas como curtailments, se deben a la congestión de los nodos eléctricos, a la baja demanda local en determinados momentos y a la limitada capacidad de las infraestructuras de evacuación, especialmente en regiones como Galicia (REE, 2024; CNMC, 2023).

Según datos del Informe del sistema eléctrico español (REE, 2024), en el año 2023 las pérdidas de energía renovable por curtailments alcanzaron los 288 GWh, lo que equivale al 1,6 % de toda la generación renovable nacional. Galicia, comunidad autónoma con uno de los mayores recursos eólicos de la península, generó 9086 GWh de energía eólica en 2023, representando el 38,1 % de la producción eléctrica regional (INEGA, 2024). Sin embargo, la demanda eléctrica ha disminuido un 35 % desde 2018, obligando a exportar el 45,6 % de la electricidad generada (El Periódico de la Energía, 2024). Este desajuste entre generación y demanda ha intensificado los curtailments en la región, especialmente en provincias interiores como Ourense.

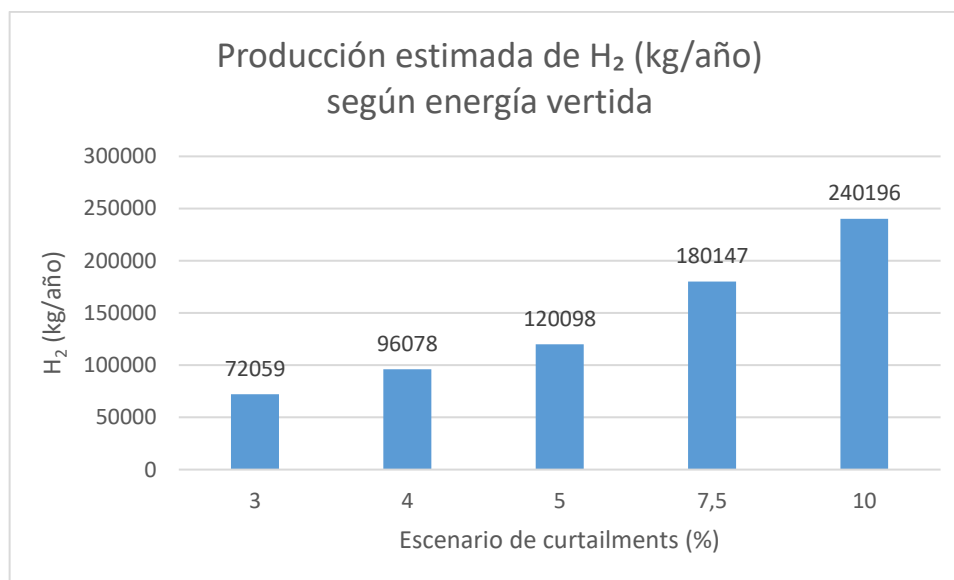
Además, se ha contactado con el promotor del parque eólico, Iberdrola, quien ha confirmado que, aunque no existen registros específicos del parque Sil, se estima que los curtailments durante 2023 y 2024 rondaron el 1,6 %, pudiendo alcanzar valores superiores en zonas geográficas con mayor congestión. Para Galicia, aplicando esta tasa sobre los 9086 GWh de generación eólica anual, se obtiene una energía limitada estimada de 145 GWh anuales. Iberdrola también señala que en algunos de sus parques gallegos las pérdidas por curtailment han oscilado entre el 3 % y el 6 %, lo que refuerza la hipótesis de que el parque Sil podría sufrir tasas similares.

En ausencia de registros específicos, se ha estimado la generación anual del parque Sil en el rango de 180-210 GWh, considerando su potencia instalada de 89 MW y un factor de capacidad típico para Galicia de entre el 23 % y el 27 % (REE, 2024). Con esta base, un nivel de curtailment del 3 % al 4 % representaría una pérdida energética de entre 5,4 y 8,4 GWh anuales.

Esta energía supone una oportunidad estratégica para la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis.

La Figura 6 resume la estimación de hidrógeno verde que podría producirse a partir de dicha energía, considerando un consumo específico de 51 kWh por kilogramo de hidrógeno.

Figura 6. Estimación de hidrógeno verde producido según escenarios de curtailment.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE (2024), CNH2 (2024), Siemens Energy (2024) y Repsol (2023).

Este volumen de hidrógeno verde equivale al consumo anual de entre 70 y 110 autobuses urbanos o podría abastecer parcialmente una planta industrial de tamaño medio, constituyendo una alternativa viable para valorizar excedentes renovables, mejorar la eficiencia del parque eólico y reducir vertidos innecesarios (Repsol, 2023; Hydrogen Council, 2023).

Por tanto, instalar un electrolizador de entre 2,5 MW y 5 MW, ajustado a los excedentes energéticos estimados, permitiría transformar esta energía no aprovechada en hidrógeno verde, mejorando tanto la eficiencia operativa del sistema como su rentabilidad económica. Esta solución evita el sobredimensionamiento, garantiza una operación continua y eficiente, y posiciona al parque Sil como un modelo de referencia en la valorización de excedentes renovables mediante integración tecnológica optimizada (Hydrogen Council, 2023).

5.4. Espacio disponible para instalaciones adicionales

La viabilidad técnica del sistema híbrido propuesto depende, en gran medida, de la disponibilidad de espacio suficiente para la implantación de las nuevas infraestructuras: planta solar fotovoltaica, sistema de electrólisis, depósitos de almacenamiento de hidrógeno y sistemas auxiliares. En este sentido, el parque eólico Sil ofrece una configuración territorial favorable.

Según datos de Iberdrola (2023) y análisis cartográficos preliminares basados en sistemas de información geográfica, el parque eólico Sil dispone de una disponibilidad territorial significativa para la implantación de infraestructuras complementarias. Se estima que más de 100 hectáreas del entorno inmediato no están ocupadas por plataformas de aerogeneradores, viales o líneas eléctricas, y presentan una topografía y cobertura vegetal compatibles con usos energéticos adicionales, como plantas solares, sistemas de electrólisis o almacenamiento de hidrógeno (INEGA, 2024). Estas zonas, compuestas mayoritariamente por monte bajo y áreas técnicas sin uso activo, ofrecen condiciones óptimas para nuevas implantaciones sin interferencia con las infraestructuras existentes y con un impacto ambiental mínimo.

Para la planta fotovoltaica destinada a garantizar la operación continua del electrolizador, se ha delimitado una superficie máxima de 1 hectárea, orientada al sur y con pendiente inferior al 10 %. Esta zona resulta técnicamente apta para albergar una instalación de 150 kWp en configuración fija inclinada entre 30° y 35°, rango habitual que optimiza el rendimiento anual en latitudes medias. Si bien la densidad estándar de ocupación en este tipo de estructuras oscila entre 0,12 y 0,15 ha/MWp (MITECO, 2023), el proyecto contempla el uso de módulos fotovoltaicos de última generación, con potencias unitarias de hasta 500 Wp y elevada eficiencia (>21 %), lo que permite alcanzar la potencia deseada en una superficie inferior a 700 m² (PVsyst, 2024). Esta estrategia técnica, basada en un diseño compacto, distancias ajustadas entre filas y reducción de zonas no activas, permite integrar la planta sin comprometer el acceso para mantenimiento ni el rendimiento energético. Además, al tratarse de un sistema de apoyo estratégico de baja potencia, su implantación no requiere transformaciones significativas del terreno ni obras de gran envergadura, lo que refuerza su viabilidad operativa en el entorno del parque eólico Sil (Fraunhofer ISE, 2024; IDAE, 2023).

En cuanto al sistema de electrólisis, se prevé su instalación en un área contigua a la subestación del parque. Esta ubicación minimiza las pérdidas eléctricas al reducir la longitud de cableado de alimentación, y permite una conexión directa con la infraestructura eléctrica

existente. La superficie necesaria para un electrolizador de hasta 5 MW, incluyendo su sistema de balance de planta (transformadores, compresores, refrigeración), oscila entre 300 y 600 m², especialmente si se opta por unidades modulares tipo contenedor (Siemens Energy, 2024).

A estos elementos se suman los depósitos de almacenamiento de hidrógeno. Dada la producción anual estimada (hasta 240000 kg de H₂), se requerirá una capacidad de almacenamiento de al menos 10000 Nm³, lo cual puede lograrse mediante baterías de cilindros a alta presión (350–700 bar) sobre superficie firme. Esta solución ocuparía en torno a 500 m², con disposición lineal o en isla, y respetando las distancias mínimas exigidas por la normativa APQ-5 y la norma UNE-EN ISO 19880-1 (MITECO, 2023; BOE, 2017).

Por último, se contempla la habilitación de un sistema de captación y almacenamiento de agua de lluvia. Un depósito enterrado con una capacidad de entre 800 y 1.000 m³, alimentado por una superficie de captación aproximada de 1500-2000 m², permitiría abastecer una parte significativa del consumo hídrico del sistema, lo que redundaría en sostenibilidad ambiental y ahorro de costes (CNH2, 2024).

En conjunto, se estima que el espacio total requerido para la planta fotovoltaica, el electrolizador, los depósitos de hidrógeno y el sistema hídrico auxiliar será inferior a 2 hectáreas, lo que representa menos del 2 % del terreno disponible. Esta holgura espacial permite no solo ejecutar la instalación sin necesidad de expropiaciones, sino también prever futuras ampliaciones, facilitando la escalabilidad del sistema híbrido (Hydrogen Council, 2023).

5.5. Origen del agua

El suministro de agua es un aspecto esencial para la viabilidad de cualquier sistema de electrólisis, ya que el proceso requiere agua de alta pureza para garantizar la eficiencia operativa y la durabilidad del electrolizador (IEA, 2023; Siemens Energy, 2024). En el caso del parque eólico Sil, se plantea una estrategia híbrida para garantizar la disponibilidad del recurso hídrico en todas las condiciones climáticas, aprovechando tanto las fuentes naturales del entorno como soluciones técnicas de respaldo.

La primera solución propuesta consiste en la captación de agua de lluvia. La comarca de Ourense, donde se localiza el parque, registra una pluviometría media anual superior a los 1200 mm, lo que permite aprovechar eficazmente este recurso. Se prevé la instalación de

cubiertas de captación sobre infraestructuras existentes, como los contenedores del sistema de electrólisis o las casetas técnicas, con una superficie útil estimada de 1500-2000 m². Este sistema se complementaría con una red de canalización, prefiltrado y un depósito enterrado de entre 800 y 1000 m³, capaz de proporcionar una autonomía hídrica de entre 120 y 150 días para un electrolizador de hasta 5 MW, considerando un consumo medio de 10 litros por kilogramo de hidrógeno producido (CNH2, 2024; Siemens Energy, 2024; Hydrogen Council, 2023).

Como segunda fuente de suministro, se contempla la posibilidad de realizar una captación superficial desde el río Sil, ubicado a menos de 3 km del emplazamiento. Para ello, se plantea la instalación de una estación de bombeo equipada con filtros de partículas y una tubería soterrada de HDPE que conduzca el agua hasta una planta de pretratamiento en el parque. Esta solución requerirá autorización por parte de la Confederación Hidrográfica Miño-Sil y deberá respetar los caudales ecológicos establecidos en la legislación vigente (MITECO, 2024). En situaciones excepcionales, como periodos prolongados de sequía o interrupciones en el sistema de captación local, se habilitará un sistema de suministro por cisternas procedentes de la estación de tratamiento de agua potable de Ourense, ubicada a 25 km. Esta solución, aunque menos eficiente desde el punto de vista económico y logístico, garantiza la resiliencia operativa de la planta, especialmente durante las primeras fases del proyecto (CNH2, 2024). En todos los casos, el agua será sometida a un proceso de purificación para cumplir los estándares de calidad exigidos por los electrolizadores tipo PEM. El tratamiento incluirá filtración de sólidos, ósmosis inversa y desionización mediante resinas de lecho mixto, con el objetivo de alcanzar una conductividad inferior a 1 µS/cm, evitando así incrustaciones y degradación de los electrodos (Siemens Energy, 2024; Repsol, 2023).

Tabla 7. *Ventajas operativas del electrolizador PEM en entornos híbridos.*

Ventaja operativa	Justificación técnica
Rápido arranque y parada	Ideal para energías con intermitencia (solar y eólica)
Capacidad de funcionar a carga parcial	Se adapta al recurso renovable disponible sin perder eficiencia
Integración compacta y modular	Permite su instalación en contenedores estándar, optimizando espacio
Elevada densidad de corriente	Reducción del tamaño de pilas y balance de planta
Alta pureza del hidrógeno producido	Cumple con requisitos para almacenamiento a presión y uso posterior industrial o vehicular
Bajo consumo de agua y posibilidad de recuperación de calor	Mejora la eficiencia global del sistema híbrido

Fuente: Elaboración propia a partir de Hydrogen Council (2023), Siemens (2024), CNH2 (2024), IEA (2023).

Esta estrategia híbrida no solo garantiza el abastecimiento en distintas condiciones climáticas, sino que también mejora la sostenibilidad del proyecto, al reducir la huella hídrica y el impacto sobre el medio natural. Además, el uso de agua de lluvia fortalece el carácter renovable del hidrógeno producido, cumpliendo los requisitos establecidos por la normativa europea para la certificación de origen verde (DOUE, 2024; MITECO, 2024).

5.6. Consideraciones para la ubicación del electrolizador y depósitos de hidrógeno

La correcta ubicación del sistema de electrólisis y de los depósitos de almacenamiento de hidrógeno es un aspecto crítico en el diseño de una instalación híbrida eólica-fotovoltaica. Esta decisión influye directamente en la eficiencia operativa, la seguridad del sistema, los costes asociados y la viabilidad técnica del proyecto.

En el caso del parque eólico Sil, se propone situar el electrolizador en las proximidades de la subestación eléctrica existente, aprovechando así las infraestructuras de media y alta tensión ya instaladas. Esta estrategia reduce las pérdidas por transporte eléctrico entre los aerogeneradores, la planta fotovoltaica y el sistema de electrólisis, y minimiza los costes derivados de nuevas líneas internas o transformadores adicionales (IDAE, 2023). La ubicación

propuesta también facilita la sincronización del sistema con el punto de conexión a red, permitiendo una operación flexible basada en las condiciones del sistema eléctrico: si se detecta curtailment, la energía eólica y solar se redirige al electrolizador; en ausencia de restricciones, el parque eólico inyecta la energía generada a la red, mientras que la planta fotovoltaica continúa alimentando al electrolizador, garantizando así su funcionamiento continuo y maximizando el aprovechamiento conjunto de ambos recursos renovables (REE, 2024; Sunfire, 2024). Esta lógica de operación híbrida puede implementarse mediante sistemas de gestión energética (EMS) y algoritmos de control predictivo basados en datos históricos de vertido y producción renovable.

Por otro lado, los depósitos de almacenamiento de hidrógeno comprimido se instalarán en una zona contigua al electrolizador, dentro del mismo recinto industrial, pero cumpliendo estrictamente las distancias mínimas de seguridad establecidas por la normativa vigente. Según la Guía Técnica del MITECO (2023), los depósitos deben situarse al aire libre, sobre plataformas de hormigón, con acceso rodado y separación mínima respecto a otros equipos eléctricos o combustibles. Además, se recomienda su colocación en zonas ligeramente elevadas y bien ventiladas, para evitar acumulaciones de gas en caso de fugas.

Desde el punto de vista topográfico, se priorizará una zona de fácil acceso para tareas de mantenimiento, con pendientes suaves y terreno firme, sin necesidad de movimientos de tierra significativos. La orografía del parque eólico Sil permite identificar varias plataformas disponibles próximas a la subestación, anteriormente empleadas para acopio de materiales durante las fases de construcción de los aerogeneradores. Estas superficies, actualmente en desuso, presentan las condiciones ideales para albergar tanto el sistema de electrólisis como los depósitos, sin interferir en la operativa del parque (La Región, 2024).

Finalmente, cabe destacar que esta configuración también facilita la futura escalabilidad del sistema. La cercanía entre la planta fotovoltaica propuesta, el electrolizador, los depósitos y la subestación centraliza las infraestructuras clave en un único nodo técnico, optimizando el espacio disponible y reduciendo la huella territorial de la intervención (Hydrogen Council, 2023).

5.7. Normativa aplicable

El diseño e implementación de una instalación híbrida eólica-fotovoltaica con producción y almacenamiento de hidrógeno verde debe cumplir una serie de normativas técnicas,

medioambientales y de seguridad que regulan tanto la generación eléctrica como la producción, almacenamiento y uso del hidrógeno como vector energético. Este marco legal resulta fundamental para garantizar la viabilidad técnica, la seguridad operacional y la elegibilidad del proyecto a incentivos públicos.

Desde el punto de vista eléctrico, el parque eólico Sil ya cuenta con acceso autorizado a la red de transporte, por lo que la hibridación con nuevas tecnologías debe cumplir con el Real Decreto 1183/2020, que regula las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución (BOE, 2020). Además, Red Eléctrica de España (REE) establece mediante el Procedimiento de Operación 3.11 las reglas de gestión de restricciones técnicas (curtailments) en momentos de saturación de red, lo que afecta directamente al modelo operativo del electrolizador (REE, 2024).

En lo que respecta a la producción de hidrógeno verde, se aplican los criterios establecidos en el Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a los mercados interiores del gas renovable, gas natural y del hidrógeno, aprobado en junio de 2024. Esta legislación establece la obligación de sustituir progresivamente el gas natural fósil por gases renovables como el hidrógeno verde, define criterios de certificación y promueve un mercado interior de hidrógeno competitivo y transparente (DOUE, 2024).

A nivel nacional, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha definido en su Hoja de Ruta del Hidrógeno los requisitos técnicos y ambientales que deben cumplir los proyectos de producción de hidrógeno renovable para ser considerados “verdes” y optar a financiación pública. Estos requisitos incluyen el uso de electricidad de origen 100 % renovable, trazabilidad energética mediante garantías de origen, y uso sostenible del agua (MITECO, 2023).

Desde el punto de vista de la seguridad industrial, la instalación del electrolizador y los depósitos de almacenamiento de hidrógeno comprimido debe cumplir con el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos (APQ) y la Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-5 sobre gases inflamables, que establecen distancias de seguridad, ventilación, sistemas de contención y señalización obligatoria (BOE, 2017). A su vez, las normas UNE-EN ISO 22734 y UNE-EN ISO 19880-1 regulan el diseño, construcción y operación segura de electrolizadores y estaciones de repostaje de hidrógeno, respectivamente (Hydrogen Europe Safety Panel, 2024).

En materia ambiental, el proyecto está sujeto a la Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental, al tratarse de una nueva infraestructura de generación renovable y producción química. La evaluación de impacto ambiental debe incluir aspectos como el uso del suelo, calidad del aire, impacto paisajístico, afección a la biodiversidad y consumo de recursos hídricos (MITECO, 2023). Si se utiliza agua de dominio público hidráulico (como el río Sil), se requerirá autorización expresa de la Confederación Hidrográfica Miño-Sil, conforme a la Ley 1/2001 de Aguas.

Finalmente, para poder acceder a las líneas de financiación disponibles a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, el proyecto deberá ajustarse a los criterios de sostenibilidad establecidos por el IDAE en convocatorias como MOVES Proyectos Singulares II o PIONERAS, que financian hasta un 50 % del CAPEX para proyectos que acrediten generación renovable, reducción de emisiones y circularidad en el uso de recursos (IDAE, 2023).

Este sólido marco regulador, aunque complejo, otorga una cobertura legal robusta al proyecto de hibridación del parque eólico Sil, alineándolo con las estrategias nacionales y europeas de descarbonización energética y garantizando su viabilidad técnica, económica y ambiental.

5.8. Criterios de accesibilidad y logística

La viabilidad técnica y operativa de un sistema híbrido de producción de hidrógeno verde no depende únicamente de la disponibilidad de recursos energéticos, sino también de las condiciones logísticas del emplazamiento, la facilidad de acceso, la calidad de los caminos existentes y la proximidad a infraestructuras clave como carreteras, redes eléctricas, fuentes de agua y puntos de evacuación. En este sentido, el parque eólico Sil presenta condiciones especialmente favorables.

5.8.1. Accesibilidad al emplazamiento

El parque se encuentra ubicado en una zona de media montaña de la provincia de Ourense, entre los municipios de Nogueira de Ramuín y Esgos. Está conectado mediante una red de carreteras locales y comarcales que enlazan con la OU-536, lo que permite el acceso desde Ourense capital en aproximadamente 40 minutos. Durante la fase de construcción del parque, se habilitó una red de caminos internos de más de 10 km, con una anchura de entre 4 y 6 metros, que actualmente siguen operativos y permiten la circulación de vehículos pesados (Iberdrola, 2023).

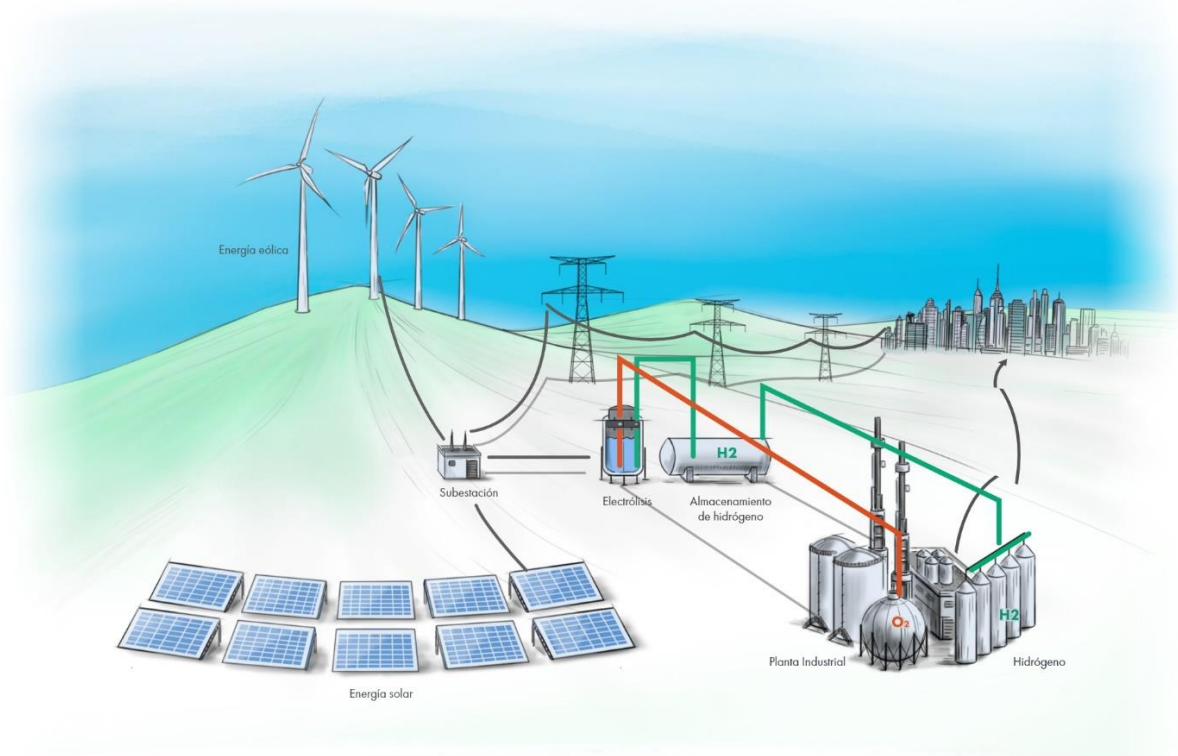
Estos caminos fueron diseñados específicamente para el transporte de componentes de gran tamaño como palas de aerogeneradores y góndolas, por lo que resultan aptos para el acceso de contenedores con equipos de electrólisis, depósitos de hidrógeno, estaciones de compresión o camiones cisterna. Esta infraestructura reduce significativamente la necesidad de nuevas obras civiles, minimiza el impacto ambiental y permite una rápida ejecución del proyecto (IDAE, 2023).

5.8.2. Accesibilidad al emplazamiento

Desde el punto de vista eléctrico, la presencia de una subestación transformadora dentro del parque simplifica la conexión de la planta fotovoltaica y del electrolizador, reduciendo los costes de acometidas y pérdidas por transporte. Esta proximidad permite, además, integrar un sistema de gestión energética (EMS) centralizado, que coordine la operación de los tres vectores renovables: eólico, solar y electrolítico (REE, 2024).

En cuanto al suministro hídrico, el parque se encuentra próximo a los ríos Sil y Miño, así como al embalse de Santo Estevo, lo que habilita diferentes opciones de captación superficial, con autorización de la Confederación Hidrográfica Miño-Sil (MITECO, 2024). La elevada pluviosidad de la zona —con medias anuales superiores a 1200 mm— también permite incorporar sistemas de recogida de agua de lluvia como solución complementaria o alternativa.

Figura 7. Representación esquemática de una planta híbrida eólica-fotovoltaica integrada con un sistema de producción y almacenamiento de hidrógeno verde.



Fuente: Elaboración propia a partir de Hydrogen Council (2023), Siemens (2024), CNH2 (2024), IEA (2023).

5.8.3. Logística de transporte del hidrógeno

Uno de los aspectos clave en la operación futura del sistema será la gestión del hidrógeno producido. Aunque parte del hidrógeno podrá consumirse in situ o integrarse en redes locales, se contempla también su transporte a consumidores externos mediante camiones tipo tube-trailer. Para ello, se destinará una explanada específica dentro del parque, próxima al sistema de almacenamiento, con acceso rodado, superficie nivelada y espacio de maniobra suficiente para carga y descarga segura (CNH2, 2024).

Además, se evaluará la posibilidad de establecer un punto de llenado rápido (refuelling station) para flotas de transporte pesado o vehículos industriales, como parte de una futura ampliación del proyecto. Esta posibilidad refuerza la proyección territorial del modelo híbrido, al dotarlo de una funcionalidad logística que va más allá del autoconsumo.

5.8.4. Escalabilidad logística

La baja presión urbanística del entorno, la existencia de zonas sin uso dentro del parque y la naturaleza modular de los sistemas de electrólisis permiten plantear una estrategia de escalado progresivo. Esto incluye la instalación de nuevos bloques fotovoltaicos, electrolizadores adicionales o tanques de mayor capacidad a medida que evolucione la demanda o mejoren los precios del hidrógeno (Hydrogen Council, 2023).

En conjunto, las condiciones logísticas del parque Sil no solo son adecuadas para el despliegue inicial del sistema híbrido, sino que también ofrecen ventajas estratégicas para su futura expansión, reducción de costes operativos y robustez frente a variaciones en la demanda energética regional.

6. Metodología

El presente Trabajo de Fin de Máster se fundamenta en una metodología técnico-analítica estructurada, orientada al diseño de una instalación híbrida renovable eólico-fotovoltaica con capacidad para generar hidrógeno verde. El objetivo es cuantificar, dimensionar y evaluar los componentes principales del sistema —generación renovable, electrólisis, almacenamiento— mediante herramientas de simulación, bases de datos climáticos y normativas técnicas aplicables, garantizando la viabilidad energética, económica y ambiental de la solución propuesta.

6.1. Evaluación del recurso renovable

La estimación del recurso eólico y solar constituye la base del dimensionamiento energético del sistema. Para ello, se emplearán:

- SunEarthTools, una plataforma online que proporciona parámetros solares clave como la radiación global, la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos y las horas de sol disponibles en función de la latitud y longitud del parque fotovoltaico (<https://www.sunearthtools.com>).
- PVGIS, una plataforma online desarrollada por el Joint Research Centre de la Comisión Europea, para obtener parámetros solares específicos del emplazamiento, como la irradiación horizontal global, la irradiación con el ángulo óptimo de inclinación, la componente difusa y la temperatura media mensual (<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>).
- Global Wind Atlas, una herramienta del *World Bank Group* y la *DTU*, para obtener la rosa de los vientos y datos estadísticos de velocidad y dirección del viento en el emplazamiento del parque eólico Sil. Estos datos permiten validar las simulaciones de rendimiento en SAM y evaluar la viabilidad del suministro energético al sistema de electrólisis (<https://globalwindatlas.info>).
- System Advisor Model (SAM), una herramienta desarrollada por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), para simular el comportamiento del parque eólico Sil en función de datos meteorológicos históricos y características técnicas del emplazamiento (<https://sam.nrel.gov>).

- PVsyst, una herramienta de referencia para el diseño y dimensionado detallado de la planta solar fotovoltaica, para calcular la potencia pico óptima, las pérdidas por orientación, temperatura o sombreado, el número y configuración de módulos, así como la energía útil disponible para alimentar el electrolizador (PVsyst, 2024)

6.2. Dimensionado del sistema de electrólisis

El dimensionamiento del electrolizador se realizará a partir de la energía renovable disponible durante los episodios de curtailments, considerando:

- El consumo específico del electrolizador (kWh/kg H₂), que se situará entre 50 y 55 kWh/kg según tecnología (PEM o alcalina) (IEA, 2023).
- Las horas equivalentes anuales de funcionamiento previstas.
- La capacidad de almacenamiento necesaria, en función del volumen producido y del uso final del hidrógeno.

El análisis se apoyará en fórmulas técnicas publicadas por Siemens Energy (2024), CNH2 (2024) y Repsol (2023).

6.3. Normativa aplicable y criterios de diseño

El diseño seguirá los lineamientos técnicos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), especialmente en lo relativo a hibridación renovable y conexión a red. También se considerarán los requisitos establecidos en el Reglamento (UE) 2024/1255 sobre el mercado interior del gas renovable y el hidrógeno, que regula la trazabilidad, certificación y condiciones de acceso a incentivos (DOUE, 2024).

6.4. Evaluación económica y ambiental

La viabilidad económica del sistema híbrido se evaluará mediante el módulo financiero de PVsyst, modelando variables como CAPEX, OPEX, costes nivelados de energía (LCOE) y retorno de inversión bajo diferentes escenarios de monetización (venta directa de hidrógeno, inyección en red de gas, certificados de origen) (BloombergNEF, 2024; CNMC, 2024).

Desde el punto de vista ambiental, se estimará la reducción de emisiones de CO₂ al sustituir combustibles fósiles por hidrógeno verde. También se valorará el uso de infraestructuras

existentes y la recuperación de energía no aprovechada como contribuciones a la economía circular y la sostenibilidad territorial (MITECO, 2024; INEGA, 2024).

7. Evaluación del recurso renovable

7.1. Agua

La electrólisis del agua, proceso clave en la producción de hidrógeno verde, requiere un suministro continuo, fiable y de alta calidad de agua purificada. Dependiendo de la tecnología utilizada —principalmente electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane) o AEL (Alcalina)— se requiere una calidad mínima de agua desionizada, con conductividades inferiores a 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$, para evitar daños en los electrodos y garantizar la eficiencia y durabilidad del sistema (Siemens Energy, 2024).

7.1.1. Demanda hídrica estimada

Con base en los datos de energía no inyectada al sistema por curtailments estimados en el subapartado 5.3, se prevé que el parque eólico Sil pueda generar alrededor de 240.000 kg de hidrógeno verde anuales mediante un sistema de electrólisis de 5 MW de potencia instalada. Considerando una media de 10 litros de agua por kg de H_2 producido (incluyendo pérdidas, pretratamiento y purificación), la demanda hídrica anual oscilaría en 2400 m^3 (CNH2, 2024; IEA, 2023).

Este volumen es equivalente al consumo doméstico anual de unas 12 a 24 viviendas familiares, por lo que puede cubrirse fácilmente mediante una combinación de fuentes locales y sistemas de almacenamiento. Se contempla un enfoque híbrido para el suministro de agua, combinando captación pluvial, recursos superficiales y sistemas de respaldo por transporte.

7.1.2. Captación de agua de lluvia

Dado el elevado índice de pluviosidad de la zona (superior a 1200 mm/año en promedio), se proyecta la captación y almacenamiento de agua de lluvia como fuente primaria para el sistema de electrólisis. La instalación de cubiertas captadoras sobre los contenedores técnicos y plataformas impermeabilizadas podría permitir la recogida de entre 800 y 1200 m^3 anuales, dependiendo de la superficie total instalada (MITECO, 2023).

Esta agua será almacenada en depósitos cerrados, con una capacidad mínima de 500 m^3 , diseñados para evitar evaporación, contaminación y garantizar la presión adecuada para alimentar el sistema de pretratamiento. Este método no solo es ambientalmente sostenible,

sino que reduce significativamente el coste operativo respecto al transporte de agua externa (Repsol, 2023).

7.1.3. Captación superficial desde recursos hídricos próximos

Como fuente secundaria, se plantea la posibilidad de captar agua superficial del río Sil o del embalse de Santo Estevo, ambos localizados a menos de 5 km del parque. Esta captación requerirá la construcción de una estación de bombeo con sistemas de filtrado y un trazado de tubería soterrada en polietileno de alta densidad (HDPE). La autorización deberá obtenerse a través de la Confederación Hidrográfica Miño-Sil, cumpliendo los criterios de sostenibilidad hídrica y caudal ecológico (CHMS, 2024; MITECO, 2024).

Esta fuente actuaría como respaldo durante los periodos de sequía, o como solución principal si se decide escalar la producción de hidrógeno en fases posteriores del proyecto.

7.1.4. Suministro externo por cisternas

En casos excepcionales, como periodos prolongados de sequía o fallos en el sistema de captación, se contempla un sistema logístico de respaldo mediante cisternas procedentes de fuentes de agua municipales o industriales tratadas. Esta solución, aunque más costosa, aporta resiliencia al sistema y puede integrarse en la estrategia de contingencias, especialmente durante las fases iniciales de operación (IDAE, 2023).

7.1.5. Tratamiento del agua para electrólisis

Independientemente de su origen, el agua deberá someterse a un proceso de purificación técnica mediante ósmosis inversa, desmineralización y filtración múltiple. Se instalará un sistema modular de tratamiento compuesto por:

- Filtros de partículas (5 micras).
- Filtros de carbón activo.
- Etapas de ósmosis inversa de alta presión.
- Lechos mixtos de resinas para desionización final.

Este conjunto permitirá alcanzar los niveles de calidad exigidos por el fabricante de los electrolizadores, garantizando una operación segura, eficiente y sin interrupciones (Siemens Energy, 2024; CNH2, 2024).

7.1.6. Sostenibilidad y normativa aplicable

El uso de agua pluvial y la priorización de fuentes locales se alinean con los principios de sostenibilidad y economía circular, reforzando la viabilidad ambiental del sistema. A nivel legal, el Reglamento (UE) 2024/81095 y las directrices del MITECO (2024) exigen que el hidrógeno verde certificado utilice energía 100 % renovable y recursos hídricos compatibles con la conservación ambiental.

Asimismo, el proyecto cumple con la Ley 1/2001 de Aguas en lo relativo a captaciones superficiales, y con la Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental al reducir la presión sobre redes municipales y promover soluciones autosuficientes.

7.2. Evaluación del recurso eólico

Una de las grandes fortalezas del sistema híbrido propuesto en el parque eólico Sil es su potencial de escalabilidad, tanto en términos de capacidad instalada como de replicabilidad territorial. Esta posibilidad de crecimiento progresivo, sin comprometer la operatividad actual, lo convierte en un modelo robusto y adaptable para la transición energética en entornos rurales con alta penetración de renovables (Hydrogen Council, 2023; MITECO, 2023).

7.2.1. Espacio físico disponible para nuevas ampliaciones

Como se ha detallado en el subapartado 5.4, el emplazamiento cuenta con más de 100 hectáreas libres de interferencias estructurales y aptas para nuevas instalaciones. Esta superficie ofrece flexibilidad topográfica y técnica para implementar futuras fases de expansión, incluyendo:

- Aumento de la superficie fotovoltaica, con la instalación de nuevos paneles en terrenos colindantes.
- Incorporación de módulos adicionales de electrólisis con configuración tipo “plug-and-play”.
- Ampliación de la capacidad de almacenamiento de hidrógeno mediante baterías de cilindros de alta presión o tanques criogénicos.
- Espacio reservado para posibles electrolizadores alcalinos o de alta temperatura, si la tecnología lo permite en el futuro.

Esta escalabilidad física permite alcanzar potencias superiores a 10 MW de hidrógeno producido sin reconfigurar la estructura base del sistema ni requerir grandes intervenciones sobre el terreno (INEGA, 2024).

7.2.2. Flexibilidad eléctrica y modularidad del diseño

Desde el punto de vista eléctrico, la existencia de una subestación transformadora operativa y una conexión autorizada a la red de transporte de electricidad facilita la incorporación progresiva de nuevas unidades generadoras o sistemas de conversión. La modularidad del diseño propuesto permite escalar la producción en función de la disponibilidad de recursos renovables y de la demanda prevista de hidrógeno.

Por ejemplo, se puede contemplar:

- La duplicación de la planta fotovoltaica, pasando de 5 MWp a 10 MWp mediante un segundo campo solar instalado sobre terrenos actualmente sin uso agrícola o forestal.
- La implementación escalonada de electrolizadores, agregando unidades de 1–2,5 MW según el crecimiento del consumo o la disponibilidad de incentivos públicos.
- La conexión de nuevos bancos de baterías o supercondensadores, en caso de que se requiera regulación de frecuencia, respaldo temporal o gestión de picos (REE, 2024).

7.2.3. Capacidad de adaptación al mercado y normativas futuras

El diseño previsto considera desde su inicio la compatibilidad con las certificaciones de origen renovable y la normativa futura para la trazabilidad del hidrógeno verde (Reglamento UE 2024/81095). Además, la escalabilidad del sistema también responde a la evolución previsible del mercado del hidrógeno, todavía en una etapa incipiente y fragmentada.

En este sentido, el sistema propuesto permite adaptarse a distintos escenarios regulatorios y económicos:

- Producción para autoconsumo industrial in situ.
- Venta a redes de transporte por carretera mediante tube trailers.
- Futuras conexiones a redes de gas renovable con mezcla directa (blending).
- Consumo estacional o compartido con comunidades energéticas locales.

Esta flexibilidad operativa y regulatoria constituye una ventaja estratégica frente a otras tecnologías de almacenamiento que requieren mayor rigidez técnica o más inversión inicial (CNMC, 2024).

7.2.4. Infraestructura logística preparada para crecimiento

La ubicación logística del parque también permite ampliar los servicios de transporte, mantenimiento y operación sin reubicar o interferir con los equipos ya instalados. Se dispone de zonas auxiliares para habilitar:

- Nuevas plataformas de carga para vehículos de transporte de hidrógeno.
- Áreas de acopio de materiales y unidades modulares futuras.
- Redundancia en los caminos de acceso y viales perimetrales para tareas de mantenimiento o evacuación rápida.

Esto se traduce en una alta resiliencia del emplazamiento frente a necesidades futuras del sistema eléctrico y de los mercados energéticos, contribuyendo a mantener la competitividad a largo plazo (IDAE, 2023)

7.3. Evaluación del recurso solar

7.3.1. Ubicación

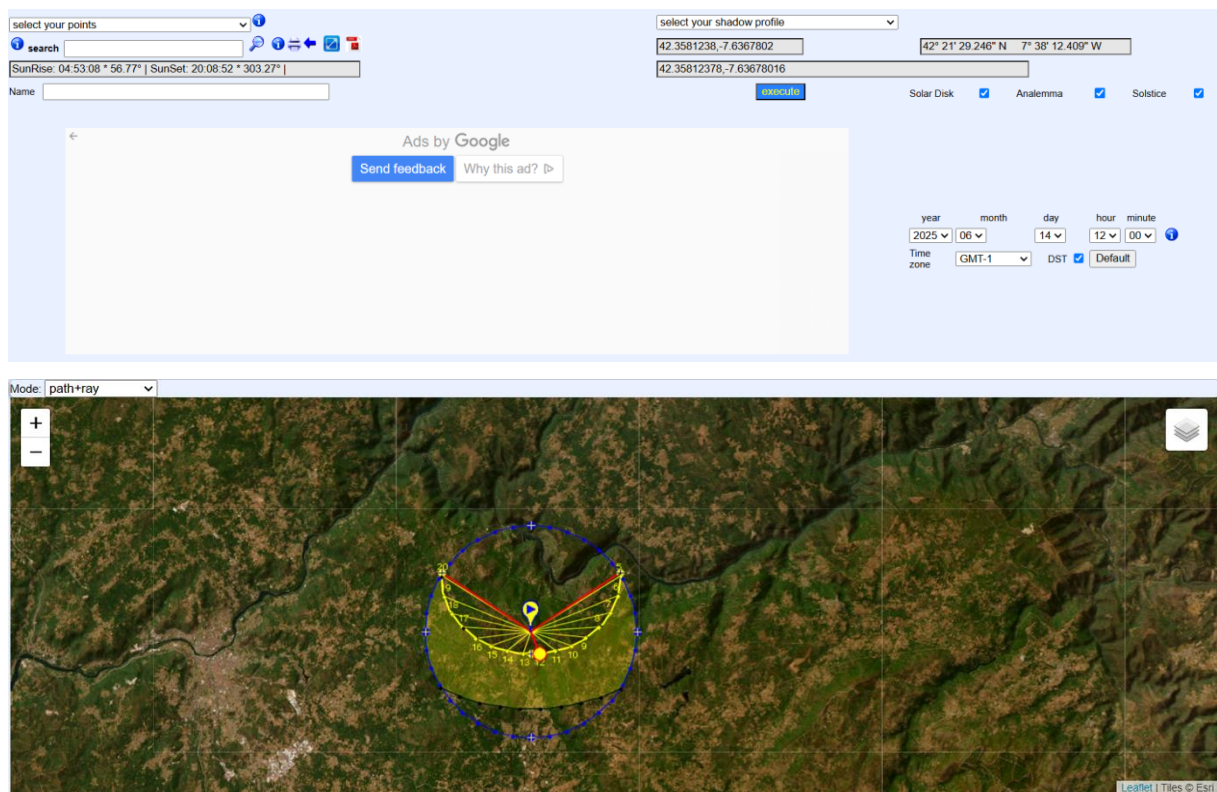
La ubicación geográfica del emplazamiento fotovoltaico representa un factor determinante en el aprovechamiento del recurso solar, al influir directamente sobre la radiación incidente, los ángulos de inclinación óptimos y la distribución estacional de la energía disponible. En este caso, la instalación se sitúa dentro del perímetro del parque eólico Sil, en la provincia de Ourense (Galicia), cuyas coordenadas exactas son latitud 42,3581° N y longitud -7,6368° W. Esta localización corresponde a una zona de media montaña, con orografía moderadamente inclinada, baja contaminación atmosférica y una orientación general hacia el sur, condiciones todas ellas favorables para el rendimiento de una instalación solar fija (INEGA, 2024; IDAE, 2023).

La latitud de 42° N sitúa al emplazamiento en una franja climática atlántica con influencias continentales, caracterizada por una distribución solar más homogénea entre estaciones en comparación con latitudes más extremas. Este factor facilita una producción energética más constante a lo largo del año, incluso durante los meses de menor irradiación como diciembre y enero, y permite optimizar la inclinación fija de los módulos fotovoltaicos entre 30° y 35°, rango especialmente eficaz en latitudes medias (PVsyst SA, 2024; JRC, 2024).

La posición geográfica también influye en los tiempos de salida y puesta del sol, así como en la trayectoria solar diaria. En la Figura 8 se presenta una representación de dicha trayectoria obtenida con la herramienta SunEarthTools, donde se observa la evolución del ángulo solar a

lo largo del año. Esta información es clave para evitar pérdidas por sombreado y para diseñar una configuración de campo solar con óptima captación energética, ajustando distancias entre filas e inclinaciones para maximizar la irradiancia efectiva sobre el plano de los módulos (Fraunhofer ISE, 2023; PVsyst SA, 2024; SunEarthTools, 2025).

Figura 8. Representación gráfica de la posición solar del parque eólico Sil.



Fuente: Elaboración propia utilizando la herramienta SunEarthTools (2025).

7.3.2. Carta Solar

El análisis de la carta solar del emplazamiento resulta determinante para optimizar la geometría del sistema fotovoltaico, especialmente en configuraciones con estructuras fijas inclinadas como la planteada en este proyecto. Esta herramienta permite evaluar de forma visual y cuantitativa el rango de posiciones solares disponibles durante el año y establecer con precisión los periodos de mayor y menor captación solar efectiva (IDAE, 2023; PVsyst SA, 2024).

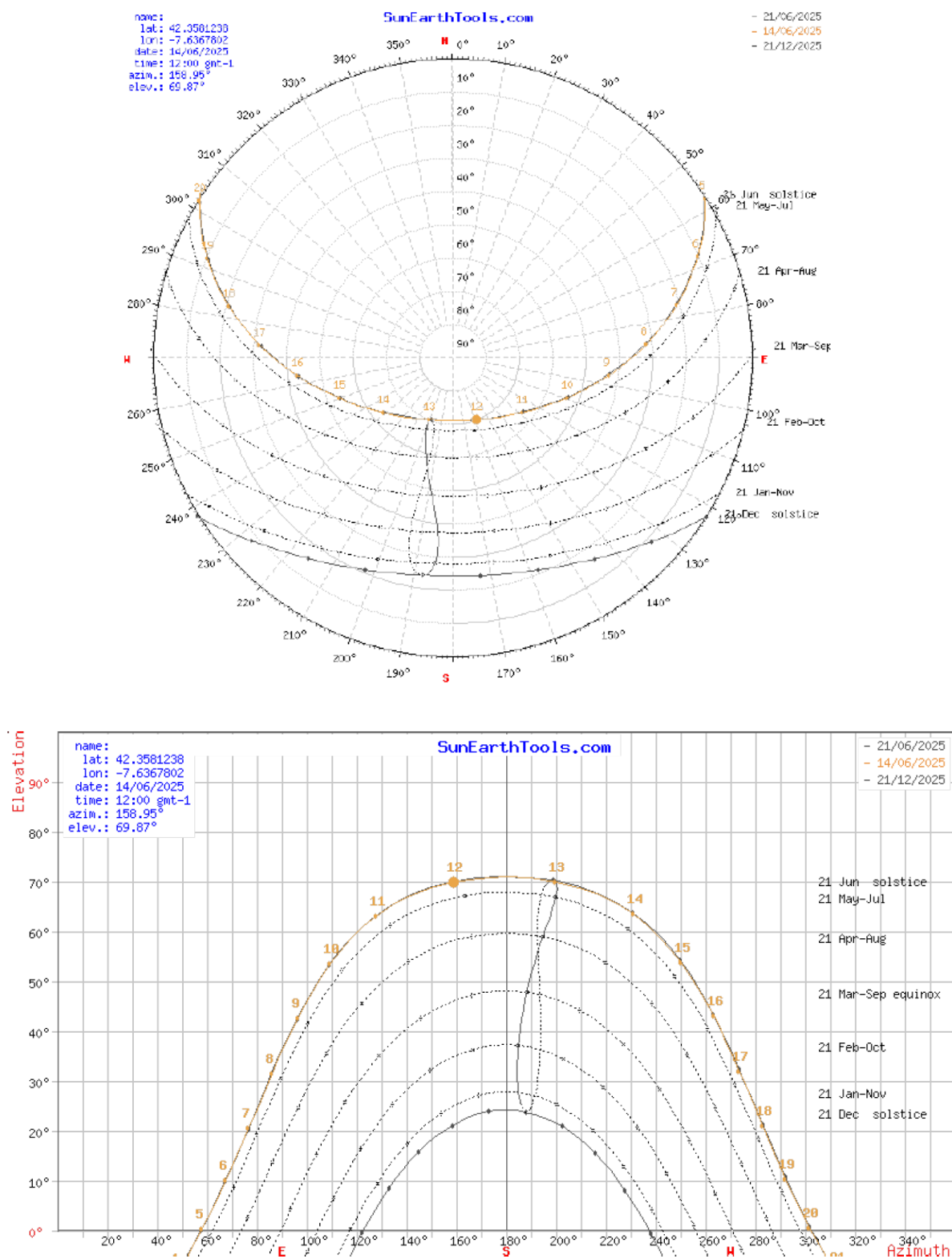
En la Figura 9 se muestra la carta solar correspondiente a la ubicación del parque eólico Sil, generada mediante la plataforma SunEarthTools. Esta herramienta interactiva permite proyectar la posición solar sobre el horizonte visible desde el emplazamiento, identificando

posibles obstrucciones y calculando la irradiación directa útil en función de la inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos. La carta evidencia un recorrido solar amplio entre los meses de abril y septiembre, con alturas solares superiores a los 60°, lo que permite maximizar la captación con inclinaciones entre 30° y 35°, compatibles con la latitud del lugar (Fraunhofer ISE, 2023; SunEarthTools, 2025).

Además, esta representación permite determinar las horas de sol útil (hora solar verdadera) y prever posibles pérdidas estacionales derivadas de sombras proyectadas por la topografía o por estructuras cercanas. En este proyecto, el análisis de la carta solar ha permitido confirmar que la superficie disponible para la planta fotovoltaica —con orientación sur y sin obstáculos relevantes en el horizonte solar— ofrece condiciones óptimas para una instalación sin pérdidas significativas por sombreado durante todo el año (INEGA, 2024; PVGIS, 2024).

El análisis de la carta solar no solo confirma la viabilidad del diseño geométrico adoptado, sino que también refuerza la estrategia de dimensionamiento basada en la captación directa, lo cual será modelado con mayor detalle en el capítulo 8 mediante el software PVsyst. De este modo, se garantiza una integración coherente entre la caracterización del recurso solar y el diseño técnico del sistema (JRC, 2024; IDAE, 2023).

Figura 9. Carta solar del emplazamiento de la instalación.



Fuente: Elaboración propia utilizando la herramienta SunEarthTools (2025).

7.3.3. Datos mensuales de radiación

En el Anexo A se recogen los datos climáticos mensuales obtenidos mediante la herramienta PVGIS, incluyendo irradiación global horizontal (GHI), irradiación directa normal (DNI), difusa y con inclinación óptima, así como temperaturas medias. Estos parámetros, específicos del emplazamiento en Ourense, constituyen la base para el modelado detallado del sistema fotovoltaico con PVsyst, permitiendo evaluar su rendimiento energético real. La combinación de PVGIS y PVsyst garantiza una simulación precisa, al considerar tanto la variabilidad estacional como las pérdidas por temperatura y orientación (JRC, 2024; PVsyst SA, 2024).

7.4. Conclusión del capítulo

El presente capítulo ha desarrollado con rigor técnico los aspectos clave que condicionan el diseño de la instalación híbrida eólico-fotovoltaica con producción de hidrógeno verde en el parque eólico Sil (Ourense). A lo largo de los subapartados, se ha caracterizado el emplazamiento, sus recursos energéticos y espaciales, las infraestructuras existentes y los retos derivados de los curtailments.

Se ha estimado que hasta un 10 % de la energía generada actualmente podría no ser inyectada a red, lo que justifica plenamente la incorporación de un sistema de electrólisis para valorizar esos excedentes. Se ha comprobado la viabilidad técnica de implantar una planta fotovoltaica de hasta 5 MWp, un electrolizador de hasta 5 MW, sistemas de almacenamiento de hidrógeno y un sistema de captación de agua de lluvia, con espacio suficiente y condiciones logísticas óptimas.

Asimismo, se han analizado las normativas vigentes que regulan el diseño, operación y seguridad de este tipo de instalaciones, así como las posibilidades de integración futura y escalabilidad del sistema. Todo ello configura un escenario sólido para abordar, en los siguientes capítulos, el dimensionado específico de los equipos, los análisis energéticos, económicos y ambientales del sistema propuesto.

8. Diseño de la instalación

El presente capítulo aborda el diseño técnico de una instalación híbrida renovable en el parque eólico Sil, una instalación de tipo terrestre (onshore), propiedad y operada por Iberdrola Renovables, que constituye uno de los principales agentes del sector en España (Iberdrola, 2025), orientada a la producción de hidrógeno verde mediante la integración de un sistema de electrólisis de 3 MW alimentado por energía eólica excedentaria —proveniente de curtailments— y respaldado estratégicamente por una planta solar fotovoltaica de 144 kWp. Esta configuración se completa con un sistema hídrico autónomo de captación, tratamiento y almacenamiento de agua, garantizando el suministro necesario para la electrólisis. El objetivo es maximizar el aprovechamiento energético del parque, reducir las pérdidas asociadas a restricciones técnicas de red y ofrecer una solución escalable y replicable en otros emplazamientos similares.

La metodología aplicada para el diseño se basa en herramientas reconocidas del sector, como Global Wind Atlas para caracterizar la velocidad y distribución del viento en la zona del parque, System Advisor Model para simular el rendimiento energético del sistema eólico con datos análogos procedentes de ubicaciones equivalentes en Estados Unidos, PVsyst 8.0 para dimensionar y evaluar el rendimiento de la planta solar fotovoltaica con ayuda de plataformas como SunEarthTools y PVGIG para validar la orientación óptima y la carta solar del emplazamiento. Las estimaciones de producción energética y consumo del electrolizador se fundamentan en datos reales de fabricantes y fuentes oficiales (CNH2, 2024; IEA, 2023). La selección del sistema de electrólisis ha respondido a criterios de modularidad, eficiencia energética, compatibilidad con generación renovable variable, superficie ocupada, y disponibilidad comercial. Tras comparar distintas tecnologías, se optó por un modelo PEM de Siemens por su respuesta dinámica, madurez tecnológica y diseño modular escalable (Siemens Energy, 2024; Hydrogen Europe, 2023).

8.1. Generación eólica: simulación y diseño operativo

El parque eólico Sil fue construido en cuatro fases sucesivas:

- Fase 1 (2004): 54 aerogeneradores Gamesa G47/660 kW, rotor de 47 m → 35,64 MW
- Fase 2 (2007): 16 turbinas Gamesa G52/850 kW, rotor de 52 m → 13,6 MW
- Fase 3 (2008–2009): 14 turbinas Gamesa G80/2 MW, rotor de 80 m → 28 MW
- Fase 4 (2010): 6 turbinas Gamesa G80/2 MW → 12 MW

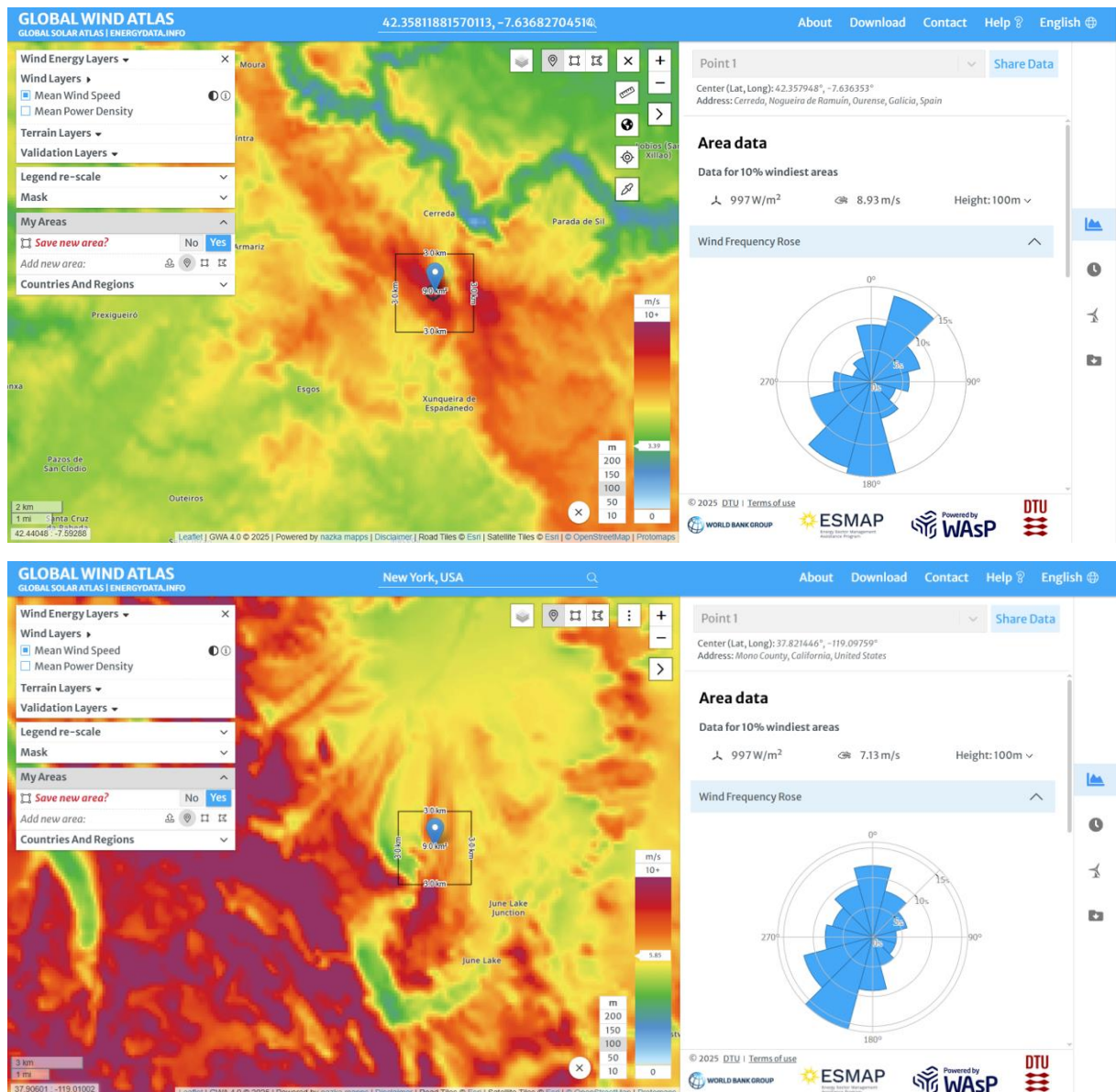
Tiene una potencia total instalada de 89 MW, operado por 90 aerogeneradores.

Las turbinas Gamesa instaladas en el parque Sil presentan características contrastadas. La G47/660 kW es un modelo clásico para vientos medios, con rotor de 47 m y altura de buje de 55 m, adecuada para parques en laderas o zonas interiores. La G52/850 kW incrementa el diámetro del rotor a 52 m, permitiendo mayor captación energética. Las más recientes G80/2 MW, instaladas en las dos últimas fases, disponen de un rotor de 80 m y altura de buje de hasta 100 m, lo que permite alcanzar factores de capacidad más elevados en entornos complejos como el de Galicia (Gamesa, 2020; IDAE, 2023). Estas diferencias tecnológicas explican la evolución del rendimiento del parque en sus distintas fases.

Para caracterizar el recurso eólico del emplazamiento, se ha empleado Global Wind Atlas que ofrece datos climáticos validados. Posteriormente, los datos se han exportado para simular la producción energética con configuraciones personalizadas de turbinas y ubicación.

SAM no dispone de datos eólicos específicos para España, sólo incluye bases de datos meteorológicas de Estados Unidos. Por este motivo, se seleccionó una zona análoga con condiciones de viento similares en cuanto a dirección dominante, velocidad media y rugosidad del terreno. El perfil de vientos de la zona de Ourense se asemeja al de regiones montañosas del suroeste de California. Por tanto, se descargaron los datos eólicos correspondientes a “Southwestern CA – mountainous” para realizar la simulación en SAM, siguiendo el procedimiento descrito en Fraile-Ardanuy et al. (2020). Este enfoque permite estimar de forma fiable la generación potencial del parque bajo condiciones normalizadas.

Figura 10. Rosa de viento del emplazamiento de la instalación.



Fuente: Elaboración propia utilizando la herramienta Wind Global Atlas (2025).

En SAM se introdujeron los siguientes parámetros para la simulación:

- Turbinas: Gamesa G80/2 MW
- Altura del buje: 100 m
- Número de aerogeneradores simulados: $45 \times 2 \text{ MW} = 90 \text{ MW}$
- Curtailments considerados: 4 %. Galicia es una de las regiones españolas con mayor concentración eólica y saturación de red (REE, 2023). En escenarios de congestión, REE ha reportado tasas de curtailment regional del 3 al 4 %, especialmente en parques

alejados de nodos de evacuación reforzados (AEE, 2024). Por tanto, se adopta este valor como hipótesis conservadora en el diseño.

El rendimiento energético se analiza comparando la producción real con la teórica máxima a plena carga. La producción teórica del parque sería:

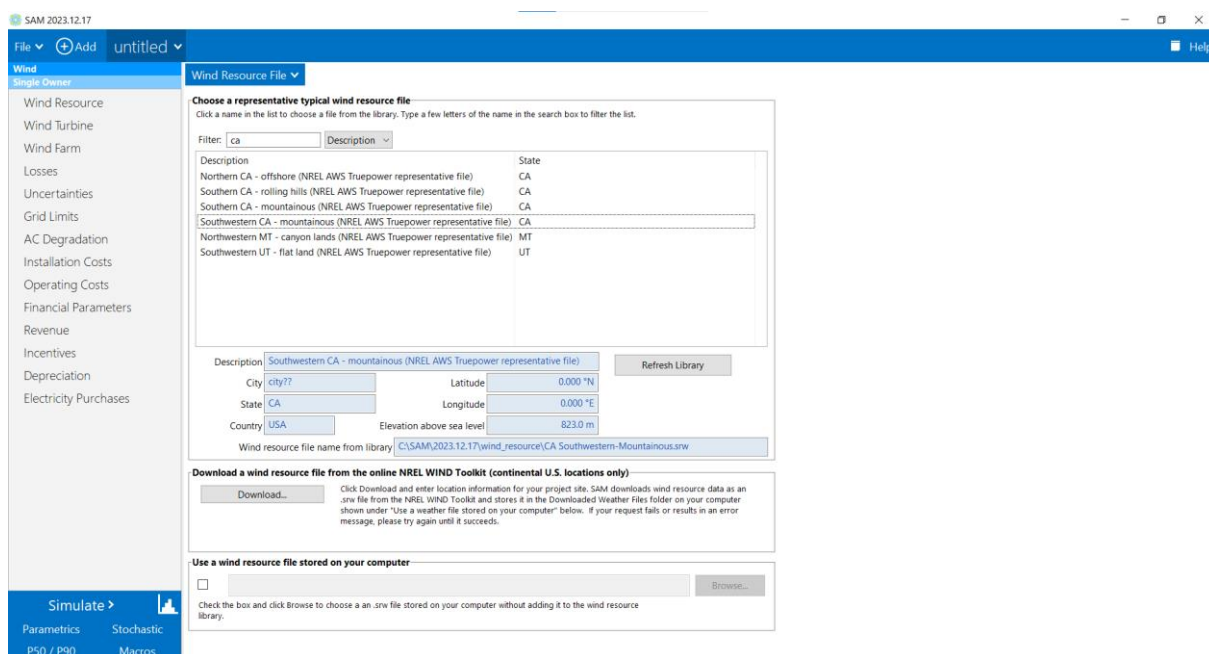
$$\text{➤ } 89 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/año} = 779640 \text{ MWh/año} = \sim 779 \text{ GWh/año.}$$

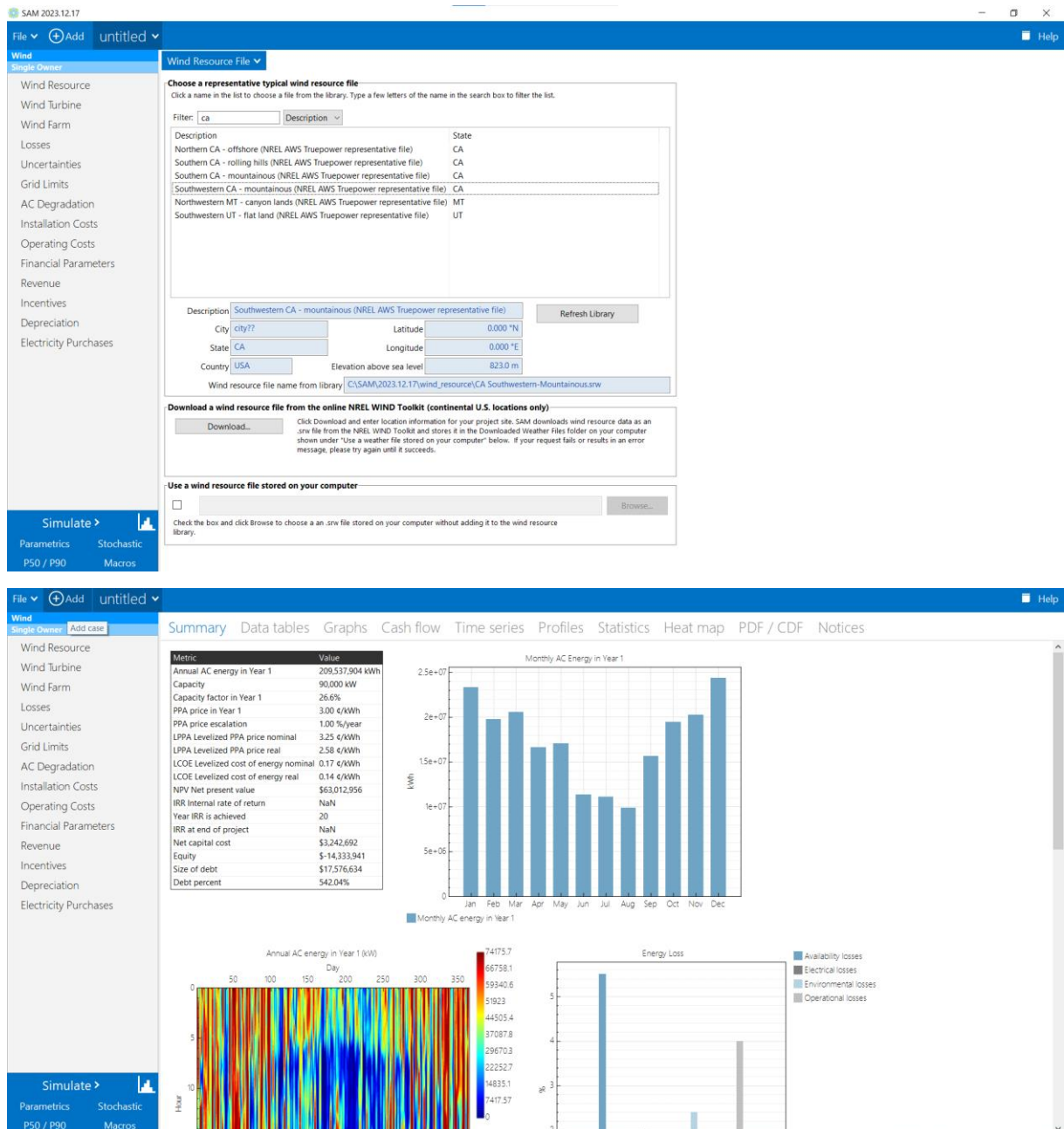
En la práctica, el rendimiento se ve limitado por disponibilidad técnica, mantenimiento, calidad del viento y curtailments.

En España, el factor de capacidad medio de parques eólicos onshore oscila entre el 23 % y el 27 % (IDAE, 2023). La zona de Galicia, al estar afectada por restricciones, presenta valores en el rango bajo de esta horquilla. Además, según estimaciones de FCIRCE (2024), los curtailments pueden reducir entre 2 y 5 puntos porcentuales el factor de capacidad en zonas congestionadas.

La producción anual obtenida fue de 209,538 GWh/año, correspondiente a un factor de capacidad del 27 %, valor coherente con la media de parques eólicos en España (IDAE, 2023). Aunque el parque presenta condiciones reales de generación cercanas a los 180 GWh/año con un factor del 23 %, en este TFM se emplea el valor del 27 % como base de diseño, al ser más representativo del potencial técnico sin restricciones.

Figura 11. Producción anual de la instalación eólica.





Fuente: Elaboración propia utilizando la herramienta System Advisor Model (2025).

Las pérdidas anuales asociadas al curtailment (sobre un escenario de 27 % de factor de capacidad y producción de 210 GWh) se estiman como:

- **Curtailment del 3 %:** $210 \text{ GWh} \times 0,03 = 6,3 \text{ GWh/año}$
- **Curtailment del 4 %:** $210 \text{ GWh} \times 0,04 = 8,4 \text{ GWh/año}$

Por tanto, la energía excedente disponible para electrólisis sería entre 6,3 y 8,4 GWh/año.

8.2. Generador solar fotovoltaico: diseño con PVsyst

Para dar continuidad operativa al electrolizador en ausencia de curtailments eólicos, se integra una planta fotovoltaica de 144 kWp como sistema de respaldo, cuya finalidad es evitar la parada total del sistema de electrólisis durante periodos sin excedentes eólicos. Esta planta no tiene una función comercial primaria, sino que actúa como fuente estratégica para mantener la operatividad mínima del electrolizador, reduciendo los ciclos de arranque-parada y prolongando su vida útil (CNH2, 2024; Siemens Energy, 2024). Este diseño también facilita un modelo híbrido escalable que permite al promotor diversificar fuentes renovables sin alterar significativamente la infraestructura existente.

La planta se ubicará en las inmediaciones de la subestación eléctrica del parque Sil. El diseño se ha realizado utilizando PVsyst 8.0, considerando como factor limitante la superficie disponible (623 m²) estimada a partir de Google Maps.

En el Anexo B se adjunta las superficies disponibles para la instalación fotovoltaica y el sistema de electrólisis (que se describirán en los apartados 8.2 y 8.3).

8.2.1. Configuración técnica

La configuración técnica obtenida en PVsyst es la siguiente:

- Ubicación: Vilouxe (Ourense) – Latitud 42,36°N / Longitud -7,64°W / Altitud 1.158 m
- Inclinación / Azimut: 35° / 0° (sur)
- Módulos FV: 288 unidades TOPCon 500 Wp (Tensite)
- Configuración: 24 cadenas × 12 módulos en serie
- Potencia pico: 144 kWp
- Inversores: 12 unidades Tensite AR10T-2, 10 kW trifásicos con doble MPPT
- Proporción Pnominal: 1,20
- Soportes: estructura Sunfer 13V

El parque eólico Sil, al estar registrado en el Régimen Retributivo Específico (RECORE), opera bajo el marco de retribución regulada definido por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Según el listado actualizado de agentes de mercado de OMIE (junio de 2025), el parque aparece con el código de instalación bajo el epígrafe “GENERACIÓN RECORE”. Este régimen contempla la percepción del precio del pool más un complemento a la inversión, alcanzando una retribución media estimada entre 80 y 95 €/MWh (MITECO, 2024). Para

efectos del modelado económico en PVsyst se ha considerado un valor medio conservador de 90 €/MWh.

La elección de una inclinación de 35° se fundamenta en que esta otorga la configuración optima en la herramienta para la latitud de Ourense (42,36°N). Este valor maximiza la irradiación global captada sobre el plano del generador durante el año, con un perfil que favorece la generación en los meses de primavera y verano, cuando la probabilidad de ausencia de curtailments eólicos es mayor (PVsyst, 2024).

En los Anexos C, D, E, F y G se adjuntan las fichas técnicas y manuales de los componentes clave del sistema fotovoltaico.

- El módulo TOPCon de 500 Wp (Tensite) destaca por su eficiencia superior al 21 %, baja degradación y tolerancia a altas temperaturas, lo que lo hace idóneo para proyectos con espacio limitado (Anexo C).
- El inversor AR10T-2 de Tensite, con 10 kW de potencia nominal y doble MPPT, permite una gestión flexible y eficiente del campo fotovoltaico (Anexos D y E).
- La estructura de soporte Sunfer 13V está diseñada para montaje sobre terreno con inclinación ajustable, garantizando resistencia mecánica, facilidad de instalación y mínimo mantenimiento (Anexo F y G).

8.2.2. Resultados de simulación (PVsyst)

Con PVsyst se obtienen los siguientes resultados:

- Producción anual estimada: 216 MWh/año
- Performance Ratio (PR): ~80 %
- Pérdidas globales estimadas: ~16 %
- Perfil horario e interanual: compatible con operación mínima continua del electrolizador

La simulación realizada con PVsyst arroja una producción anual de 216 MWh, con un PR del 80 % y pérdidas totales del sistema inferiores al 16 %, incluyendo pérdidas térmicas, resistivas, por suciedad y mismatch. Este rendimiento se considera óptimo para una planta de apoyo, que tiene como objetivo asegurar el funcionamiento técnico del sistema de electrólisis durante ausencias de viento o curtailment nulo (PVsyst, 2024). La distribución horaria muestra una producción elevada en las horas centrales del día, coincidiendo con los periodos de menor tensión en la red, lo cual favorece el uso local y evita penalizaciones por vertidos.

En el Anexo H se adjunta el esquema unifilar generado automáticamente por PVsyst, el cual representa gráficamente la conexión eléctrica entre los módulos, inversores y punto de inyección. Este diagrama será fundamental en la futura etapa de ingeniería de detalle y legalización de la instalación.

Figura 12. Simulación de la instalación fotovoltaica en PVsyst.

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Ubicación

Nombre del sitio: Obtener de coordenadas

País: Región: Mostrar mapa

Coordenadas geográficas

Recorridos solares

Latitud: [°] (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: [°] (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

Altitud: M por encima del nivel del mar

Zona horaria: Corresponde a una diferencia promedio
Hora Legal - Hora Solar = 1h 31m

Obtener del nombre

Importación de datos meteo

☒ Meteonorm 8.2 ?

☐ NASA-SSE

☐ PVGIS TMY Versión:

☐ NREL / NSRDB TMY

☐ Solcast TMY

☐ SolarAnywhere® TGY

☐ Solargis TMY

Importar

Importar Exportar línea Exportar tabla Nuevo sitio Imprimir Cancelar OK

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Por favor haga clic en la ubicación deseada, luego importe los datos a PVsyst.

Localidad: Buscar

Punto seleccionado

Localidad: Vilouxé

País: Spain

Latitud (°): 42.357716259265715

Longitud (°): -7.636135154372738

Altitud (m): 1158

Zona horaria: 1

✓ Aceptar punto seleccionado

Importar Exportar línea Exportar tabla Nuevo sitio Imprimir Cancelar OK

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Coordenadas geográficas Datos meteo mensuales Mapa interactivo

Sitio: **Viloux (España)**

Fuente de datos: **Meteonorm 8.2 (2007-2020), Sat=100%**

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	49.8	27.4	1.7	2.49	2.437	82.7
Febrero	70.4	29.1	3.1	3.01	2.543	74.6
Marzo	116.6	51.8	6.4	3.20	2.853	66.2
Abril	151.6	65.1	8.7	3.20	2.888	65.6
Mayo	187.9	80.7	12.8	2.90	2.939	59.3
Junio	191.8	73.2	17.7	2.79	2.902	53.3
Julio	210.1	72.5	20.2	2.79	2.713	47.2
Agosto	187.2	61.5	20.0	2.69	2.773	47.2
Septiembre	137.4	53.8	16.1	2.39	2.708	56.7
Octubre	90.8	41.4	11.1	2.50	2.716	70.2
Noviembre	53.9	28.9	5.2	2.69	2.512	80.9
Diciembre	43.0	20.5	2.4	2.40	2.425	82.9
Año	1490.4	606.0	10.5	2.8	2.701	65.6

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 3.6%

Datos requeridos:
☒ Irradiación horizontal global
☒ Temperatura ext. promedio

Datos adicionales:
☒ Irradiación difusa horizontal
☒ Velocidad del viento
☒ Turbidez Linke
☒ Humedad relativa

Unidades de irradiación:
☐ kWh/m²/día
☒ kWh/m²/mes
☐ MJ/m²/día
☐ MJ/m²/mes
☐ W/m²
☐ Índice de claridad Kt

Importar Exportar línea Exportar tabla Nuevo sitio Imprimir Cancelar OK

Gestión de orientaciones

PVsyst utiliza las orientaciones para calcular el factor de transposición.
 Cada orientación debe estar vinculada al menos a un subconjunto de la parte sistema.
 ¡Al definir una escena 3D, las áreas 3D de cada orientación deben coincidir con las definidas en el sistema!

Añadir orientación ?

✓ Orientación #1 - Fijo, Incl. 35.0°, Azim. 0.0° ● Status: OK

Tipo de campo: **Plano inclinado fijo**

Nombre: **Fijo, Incl. 35.0°, Azim. 0.0°**

Área del módulo:
 Sistema: **0 m²** **0 módulos**
 Escena 3D: **0 m²** **0 módulos**

Parámetros del campo:
 Inclinación del plano: **35.0**
 Azimut: **0.0**
 Ángulo de inclinación base: **0.0**

Inclinación 35.0° Azimut 0°

Optimización rápida (según modelo de cielo despejado)

Optimización con respecto a:
☒ Rendimiento anual
☐ Verano (abr-sept)
☐ Invierno (oct-mar)

Irradiación incidente anual:
 Factor de transposición FT: **1.19**
 Pérdida con respecto al óptimo: **0.0%**
 Global en el plano colector: **1768 kWh/m²**

Gráfico de optimización: **Año**
 FTranpos. = 1.19
 Pérdida/opt. = 0.0%

Gráfico de optimización: **Orientación del plano**

Cancelar OK

Definición del sistema de red, Variante VCO: "Nueva variante de simulación"

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador FV		
Tensite - N-Type TOPCon 500W	12	24
Tensite - AR10T	12	24

Subconjunto **Generador FV**

Seleccione la orientación
Orientación: **Fijo, Incl. 35.0°, Azim. 0.0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento
☐ Sin dimensionamiento
☒ Redimens. Potencia planeada: 150.0 kWp
 o área disponible: 650 m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: Filtro: Todos los módulos F
 Tensite: 500 Wp 31V Si-mono N-Type TOPCon 500W Desde 2022 2025

☐ Usar optimizador

Dimensiona. voltaje: Vmp (60°C) **32.5 V**
 Voc (-10°C) **48.6 V**

Seleccione el inversor
 Todos los inversores: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz
 Tensite: 10 kW 150 - 1000 V 50/60Hz AR10T Hasta 2013

Núm. de entradas MPPT: 24 ☒ Voltaje de funcionamiento: 150-1000 V Potencia del inversor utilizada: 120 kWca
 Voltaje máximo de entrada: 1100 V **inversor con 2 MPPT**
☐ Reparto de PNom en el inversor ☒ Entradas MPPT independientes **No hay reparto de potencia entre MPPTs**

Diseñe el conjunto
 Núm. de módulos y cadenas:
 Mód. en serie: 12 ☐ entre 5 y 22
 Núm. cadenas: 24 ☐ entre 24 y 25
 Pérdida sobrecarga: 0.8 %
 Proporción Pnom: 1.20

Condiciones de operación
 Vmp (60°C): 390 V
 Vmp (20°C): 451 V
 Voc (-10°C): 583 V
 Irradia. plano: 1000W/m²
 Imp (STC): 324 A
 Isc (STC): 342 A
 Isc (en STC): 342 A
☐ Máx. en datos ☒ STC
 Potencia de funcionamiento máx.: 132 kW (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 144 kWp

Resumen sistema global
 Núm. de módulos: 288
 Área del módulo: 623 m²
 Núm. de inversores: 12
 Potencia FV nominal: 144 kWp
 Potencia de CA nominal: 120 kWCA
 Proporción Pnom: 1.200

Notas de usuario y resumen del sistema

☐ Actualización automática del resumen (puede ser lenta)

Sistema conectado a la red
 Sitio geográfico: Vilouxe (España)
 Hemisferio: Norte
 Coordenadas geográficas: 42.36°(N), -7.64°(W), 1158m, UTC+1

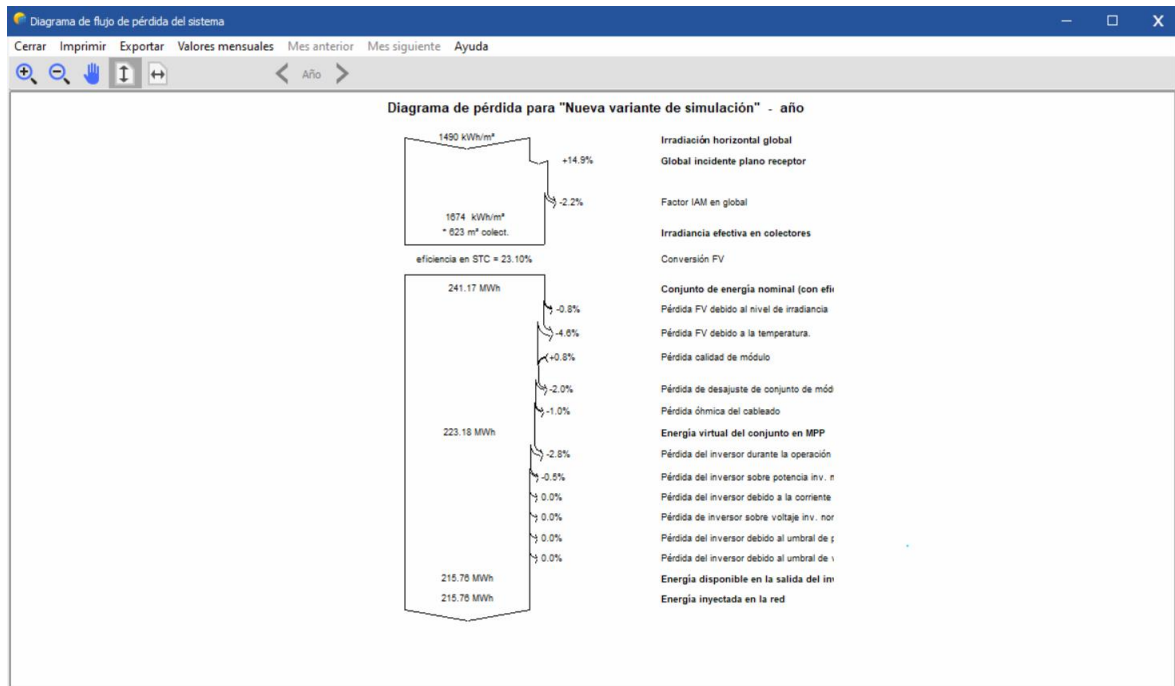
Compatibilidad entre definiciones de sistemas
 Parámetros de orientación: 1 Orientaciones
 Parámetros del sistema: 1 subconjuntos

Ninguna escena de sombreado definida

Orientación completa del sistema - Fijo, Incl. 35.0°, Azim. 0.0°
 Tipo de campo: Plano inclinado fijo
 Inclinación del plano/azimut: 35° / 0°

Subconjunto #1 - Generador FV
Módulo PV:
 Número de módulos FV: 288 unidades - 24 Cadenas x 12 En serie
 Área de módulos: 623 m²
 Nominal (STC): 144 kWp
Inversor:
 Entradas MPPT: 24 Entradas
 Potencia total: 120kWca
 Proporción Pnom: 1.20
N-Type TOPCon 500W.PAN (500 Wp)
AR10T.OND (10.00 kWca)

Parámetros de sombreados 3D - Ninguna escena de sombreado definida
Ninguna escena de sombreado definida



Fuente: Elaboración propia utilizando la herramienta PVsyst 8.0 (2025).

8.3. Sistema de electrólisis

El sistema seleccionado es el modelo Siemens Energy Silyzer 300, basado en tecnología PEM (Proton Exchange Membrane). Esta tecnología es idónea para entornos con generación renovable variable gracias a su rápida respuesta dinámica y escalabilidad modular (Siemens Energy, 2024).

8.3.1. Características técnicas del sistema de electrólisis

El sistema de electrólisis tiene las siguientes características:

- Potencia nominal instalada: 3 MW
- Eficiencia eléctrica-hidrógeno: 60–65 %
- Consumo específico: 51 kWh/kg H₂
- Modularidad: escalable hasta 17,5 MW
- Superficie requerida: 600–800 m², incluyendo compresor, sala de control, y refrigeración

El sistema se ubicará en una plataforma anexa a la subestación del parque Sil. La configuración incluye stacks PEM, planta de tratamiento de agua, transformador, compresor hasta 350 bar y elementos de seguridad.

La elección del modelo Siemens Silyzer 300 se fundamenta en su diseño industrial robusto, alta eficiencia operativa y adaptabilidad a fuentes intermitentes, como la energía eólica. Este sistema modular permite escalabilidad futura hasta 17,5 MW, lo que encaja con los planes de crecimiento de capacidad del promotor. Su eficiencia nominal, situada entre el 60 y 65 % (Siemens Energy, 2024), lo posiciona como una de las opciones más competitivas del mercado para sistemas de generación de hidrógeno verde. Además, su arquitectura de celdas compactas facilita el mantenimiento, reduce la superficie ocupada —estimada entre 600 y 800 m² incluyendo el área para compresores, transformadores, sistema de refrigeración y sala de control— y minimiza los tiempos de respuesta frente a variaciones de carga. La tecnología PEM destaca también por su rapidez de arranque, tolerancia a rampas de potencia abruptas y elevada pureza del hidrógeno generado, cumpliendo con los requisitos normativos de calidad para aplicaciones industriales y movilidad (CNH2, 2024; IEA, 2023).

8.3.2. Sistema hídrico: captación, tratamiento y almacenamiento

Para garantizar la autonomía del sistema de electrólisis, se ha dimensionado un sistema hídrico compuesto por captación pluvial, almacenamiento en depósitos enterrados y una canalización auxiliar desde el entorno del río Sil, conforme a las estimaciones de demanda hídrica asociadas a la producción anual de hidrógeno verde. Este diseño responde a criterios de autosuficiencia operativa, minimización del impacto ambiental y flexibilidad para entornos con estacionalidad hídrica pronunciada (MITECO, 2023; INEGA, 2023).

Demanda hídrica estimada sería:

- Consumo específico: 10 litros de agua por cada kilogramo de H₂ producido (IEA, 2023; CNH2, 2024)
- Producción estimada de hidrógeno: entre 60.000 y 120000 kg/año
- Demanda total anual de agua: entre 600 y 1200 m³

Este consumo específico está en línea con los valores reportados por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2023), que establece una media de 9–11 litros por kilogramo de H₂ para tecnologías PEM, considerando factores como la calidad del agua, eficiencia del sistema de tratamiento y presión de salida. El Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2, 2024) confirma esta cifra como referencia para sistemas comerciales de escala media.

En consecuencia, se tienen las características de los depósitos de almacenamiento de agua son las siguientes:

- Volumen útil estimado: entre 1000 y 1400 m³
- Autonomía hídrica: entre 150 y 180 días sin aportes externos
- Tipología: depósitos enterrados de hormigón armado con recubrimiento interior epoxi
- Superficie estimada: entre 180 y 250 m²
- Localización: zona este de la parcela, junto al sistema de electrólisis (CNH2, 2024; IDAE, 2023)

El cálculo de volumen se basa en el siguiente rango de consumo anual previsto:

- **60000 kg × 0,01 m³/kg = 600 m³/año**
- **120000 kg × 0,01 m³/kg = 1200 m³/año**

Para garantizar una autonomía operativa durante periodos prolongados sin captación externa (por ejemplo, estiaje), se ha proyectado una capacidad de almacenamiento superior al consumo máximo anual, con márgenes técnicos de seguridad. Esta estrategia permite operar el sistema de electrólisis de forma estable hasta medio año sin reposición, lo que refuerza la fiabilidad del diseño (Hydrogen Europe, 2023).

La autonomía hídrica estimada se obtiene dividiendo el volumen útil entre el consumo medio diario. Por tanto, se tiene:

- **1200 m³ / 365 ≈ 3,29 m³/día → 1400 m³ / 3,29 m³/día ≈ 426 días**
- **600 m³ / 365 ≈ 1,64 m³/día → 1000 m³ / 1,64 m³/día ≈ 610 días**

Sin embargo, para propósitos operativos realistas, se toma una autonomía efectiva de entre 150 y 180 días, ya que factores como limpieza de los depósitos, mantenimiento y variaciones en la producción real afectan el volumen disponible. Esta estimación ha sido validada en proyectos similares de electrólisis de media potencia en Europa (IEA, 2023; Hydrogen Council, 2023).

La superficie requerida para estos depósitos depende del tipo de estructura, profundidad útil (2,5–3 m) y requisitos de acceso y mantenimiento. Se ha estimado una ocupación de entre 180 y 250 m², compatible con la plataforma disponible al este del parque, que ya ha sido clasificada como zona técnica no forestal según el planeamiento vigente (MITECO, 2024; Iberdrola, 2004).

Este sistema enterrado presenta ventajas adicionales: mejora la integración paisajística, reduce el riesgo de heladas en climas fríos y evita evaporación superficial, lo que lo hace ideal para instalaciones en zonas naturales o protegidas (INEGA, 2023; CNH2, 2024). Además,

permite centralizar el punto de alimentación al sistema de electrólisis, reduciendo longitudes de conducción, pérdidas hidráulicas y costes de operación.

Para la captación superficial y canalización auxiliar y reforzar el sistema en épocas secas, se proyecta una canalización desde un afluente del Sil, que tiene las siguientes características:

- Tubería: HDPE, Ø 75 mm, 1,5 km de longitud
- Estación de bombeo autónoma (alimentada por fotovoltaica con acumuladores)
- Depósito intermedio de regulación: 10 m³
- Control SCADA, sensores de caudal y presión
- Instalación a 0,8 m de profundidad, con registros cada 250 m

Dado que las precipitaciones en el entorno del parque Sil pueden experimentar una marcada estacionalidad, especialmente en los meses estivales, se ha diseñado un sistema de captación auxiliar desde un pequeño afluente del río Sil, situado a aproximadamente 1,5 km del emplazamiento. La solución técnica contempla una conducción hidráulica realizada en tubería de polietileno de alta densidad (HDPE), con diámetro nominal de 75 mm y trazado enterrado a 0,8 metros de profundidad, lo que protege la instalación frente a heladas, radiación solar y cargas mecánicas superficiales (MITECO, 2023). Para mantener la continuidad del servicio, se han previsto registros de mantenimiento cada 250 metros y válvulas de corte seccionales.

El sistema integra una estación de bombeo autónoma, alimentada mediante una instalación fotovoltaica específica con respaldo en acumuladores de litio, garantizando su operatividad en ausencia de conexión a red eléctrica (IDAE, 2024). Además, se incorpora un depósito de regulación de 10 m³ entre el punto de captación y los depósitos principales, el cual actúa como amortiguador hidráulico para estabilizar la presión y gestionar eventuales variaciones en el caudal bombeado. Todo el sistema estará monitorizado en tiempo real mediante sensores de presión y caudal integrados al SCADA del parque eólico, lo que facilita su supervisión remota y el mantenimiento predictivo (CNH2, 2024).

Esta canalización no solo incrementa la resiliencia del sistema hídrico frente a sequías, sino que permite reducir la dependencia exclusiva de la captación pluvial, asegurando la continuidad operativa del sistema de electrólisis y aumentando su fiabilidad anualizada. El impacto ambiental de esta infraestructura es mínimo, ya que aprovecha cursos de agua superficial de bajo caudal, sin requerir embalses ni alteraciones morfológicas significativas del terreno (INEGA, 2023; MITECO, 2024).

8.4. Hidrógeno verde generado mediante energía eólica

La estimación de hidrógeno verde producido a partir del aprovechamiento de los curtailments eólicos se basa en una producción energética excedentaria anual comprendida entre 6,3 y 8,4 GWh, correspondiente a pérdidas del 3 % al 4 % de los 210 GWh de generación real anual del parque eólico Sil (REE, 2024; IDAE, 2023). Sin embargo, dado que el modelo energético empleado en el presente diseño considera un factor de capacidad del 27 % (209,5 GWh/año según SAM), esta estimación representa un valor prudente basado en escenarios reales de congestión de red en Galicia (AEE, 2023).

La eficiencia de conversión eléctrica a hidrógeno se ha establecido en un 65 %, valor medio aceptado para electrolizadores tipo PEM en operación comercial según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2023) y el CNH2 (2024). Este valor representa un equilibrio entre eficiencia, estabilidad térmica y costes operativos en instalaciones de tamaño medio (2–5 MW). La eficiencia depende de múltiples factores, incluidos el régimen de operación, la presión de salida, el sistema de refrigeración y la pureza del agua utilizada. En condiciones de diseño estables, es técnicamente viable mantener esta eficiencia en una instalación como la proyectada.

Aplicando dicha eficiencia a los rangos energéticos disponibles, la energía útil transformable en hidrógeno verde mediante electrólisis, para una eficiencia de conversión del 65%, se calcula de la siguiente manera:

- **$6,3 \text{ GWh} \times 0,65 = 4,095 \text{ GWh/año}$**
- **$8,4 \text{ GWh} \times 0,65 = 5,46 \text{ GWh/año}$**

Para determinar la cantidad de hidrógeno producido, se emplea un consumo energético específico de 51 kWh/kg de H₂, que corresponde a sistemas PEM modernos con compresión integrada hasta 30 bar, conforme a datos del CNH2 (2024) y Siemens Energy (2024). Este valor incluye pérdidas térmicas y eléctricas asociadas al proceso de separación y acondicionamiento del hidrógeno generado.

Acorde a esto, la producción de H₂ para 51 kWh/kg sería:

- **$4,095 \text{ GWh} = 4095000 \text{ kWh} \rightarrow 4095000 / 51 = 80295 \text{ kg de H}_2\text{/año}$**
- **$5,46 \text{ GWh} = 5460000 \text{ kWh} \rightarrow 5460000 / 51 = 107058 \text{ kg de H}_2\text{/año}$**

El sistema podría producir entre 80,3 y 107,1 toneladas anuales de hidrógeno verde exclusivamente a partir de la energía eólica no inyectada a red.

En términos operativos, esta producción corresponde a un régimen anual de uso parcial del electrolizador de 3 MW, cuyas horas equivalentes de funcionamiento se estiman del siguiente modo:

- **$4,095 \text{ GWh} / 3 \text{ MW} = 1365 \text{ h/año}$**
- **$5,46 \text{ GWh} / 3 \text{ MW} = 1820 \text{ h/año}$**

Esto implica un factor de carga anual situado entre el 15,6 % y el 20,8 %, calculado como el cociente entre las horas equivalentes de funcionamiento anual del electrolizador y el total de horas del año (8.760 h):

- **$1.365 \text{ h} / 8.760 \text{ h} = 15,6 \%$**
- **$1.820 \text{ h} / 8.760 \text{ h} = 20,8 \%$**

Estos valores se consideran perfectamente compatibles con sistemas de electrólisis basados en tecnología PEM, que destacan por su flexibilidad operativa y alta tolerancia a la intermitencia del suministro eléctrico. Gracias a su rápida respuesta dinámica y a su capacidad para adaptarse a perfiles de carga variables, este tipo de electrolizadores puede operar de forma parcial sin comprometer ni su integridad mecánica ni su eficiencia global (IEA, 2023; Hydrogen Europe, 2023).

Esta característica convierte al sistema en una solución ideal para contextos con alta variabilidad renovable y generación no gestionable, como es el caso del parque eólico Sil. En resumen, el electrolizador de 3 MW diseñado para el parque eólico Sil operaría como una solución de aprovechamiento energético estratégico, con bajos costes marginales y producción significativa de hidrógeno verde en un régimen de operación intermitente, aprovechando únicamente los curtailments que de otro modo representarían energía desperdiciada (CNH2, 2024; AEE, 2023).

8.5. Hidrógeno verde generado mediante energía solar fotovoltaica

Aunque la fuente principal de energía para el sistema de electrólisis es la eólica, el diseño contempla una planta solar fotovoltaica de apoyo con potencia pico de 144 kWp, orientada estratégicamente a mantener operativa la planta de hidrógeno en periodos sin curtailments. Esta medida evita paradas frecuentes del electrolizador, prolonga su vida útil y mejora su eficiencia, al reducir los ciclos de arranque-parada (CNH2, 2024; Siemens Energy, 2024).

De acuerdo con los resultados obtenidos en la simulación realizada con PVsyst 8.0, esta planta fotovoltaica es capaz de generar aproximadamente 216 MWh/año bajo las condiciones

climáticas del emplazamiento (Ourense, 42,36°N; -7,64°W; altitud: 1.158 m), con un PR ratio cercano al 80 % (PVsyst, 2024). Esta energía puede aprovecharse directamente para alimentar el sistema de electrólisis durante horas de irradiancia solar, sin necesidad de baterías ni vertido a red.

Considerando una eficiencia media del sistema de electrólisis del 65 %, el aporte útil de energía procedente de la planta fotovoltaica equivale a:

$$\text{➤ } 0,216 \text{ GWh/año} \times 0,65 = 140400 \text{ kWh útiles/año}$$

Con un consumo energético específico de 51 kWh por kilogramo de H₂ producido, valor ampliamente aceptado para tecnología PEM según CNH2 (2024) e IEA (2023), se obtiene la siguiente producción anual de hidrógeno verde:

$$\text{➤ } 140400 \text{ kWh} / 51 \text{ kWh/kg} \approx 2753 \text{ kg de H}_2\text{/año}$$

Por tanto, la planta fotovoltaica contribuirá con una producción adicional estimada de entre 2,7 y 2,8 toneladas anuales de hidrógeno verde. Aunque esta cantidad representa un volumen modesto en comparación con la producción basada en curtailments eólicos (80,3-107,1 t/año), su valor estratégico reside en permitir la operación técnica continua del sistema, garantizando la estabilidad térmica, reduciendo el desgaste de componentes críticos y asegurando el suministro en escenarios de baja disponibilidad eólica (MITECO, 2023; Hydrogen Council, 2023).

Cabe destacar que esta producción de hidrógeno verde no está sujeta a restricciones técnicas de red, ni a pagos por uso de infraestructuras, ya que se consume de forma directa e interna en la propia instalación. Asimismo, contribuye a mejorar el balance energético global del sistema híbrido, demostrando la complementariedad operativa entre fuentes renovables variables.

8.6. Viabilidad de uno u otro sistema

La elección entre un sistema de electrólisis alimentado exclusivamente por excedentes eólicos o una configuración híbrida que integre también generación fotovoltaica debe fundamentarse en los objetivos estratégicos, técnicos y económicos del promotor. En escenarios donde se priorice la simplicidad de integración, la mínima inversión adicional y la rápida implementación, la opción de un sistema de electrólisis conectado únicamente al parque eólico Sil representa una solución eficiente para valorizar los curtailments, sin modificar de forma significativa la infraestructura actual (IDAE, 2023).

Este enfoque permite transformar energía no aprovechada —estimada entre 6,3 y 8,4 GWh/año— en hidrógeno verde, generando hasta 108 toneladas anuales (CNH2, 2024; REE, 2024). Además, la operación del electrolizador en régimen intermitente, limitado a los excedentes disponibles, reduce considerablemente la demanda de agua, los costes operativos y la complejidad del sistema global.

Por otro lado, si el objetivo es maximizar la continuidad operativa del sistema, incrementar la producción de hidrógeno, y establecer una infraestructura energética más resiliente, resulta más recomendable apostar por un modelo híbrido eólico-fotovoltaico. Esta alternativa, aunque requiere una inversión adicional en módulos solares, inversores, estructuras de soporte y sistema de monitorización, permite garantizar el funcionamiento del sistema de electrólisis incluso en ausencia de curtailments, lo que mejora el rendimiento anual y asegura un retorno económico más estable (Hydrogen Council, 2023; PVsyst, 2024).

Además, el diseño propuesto ya contempla todos los requisitos técnicos para esta integración: disponibilidad de espacio contiguo a la subestación del parque, acceso existente, infraestructura eléctrica preparada para inyección o consumo directo, y compatibilidad operativa entre tecnologías. De hecho, se estima que la planta fotovoltaica de 144 kWp contribuirá con hasta 2,753 toneladas adicionales de hidrógeno al año, cubriendo periodos críticos y estabilizando el perfil operativo del electrolizador (Siemens Energy, 2024).

Desde un punto de vista replicable, este modelo híbrido tiene un alto potencial para ser implementado en otros parques eólicos de España con restricciones técnicas similares, especialmente en regiones como Galicia, Aragón o Castilla y León, donde los curtailments aumentan progresivamente con la penetración renovable (AEE, 2024; MITECO, 2024). El carácter modular tanto del electrolizador como de la planta fotovoltaica permite adaptar el sistema a cada emplazamiento concreto, ofreciendo una solución escalable y flexible ante distintos escenarios de red.

En conclusión, la opción híbrida se presenta como una alternativa más completa y alineada con los objetivos de la transición energética, al permitir un mayor aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, reducir la pérdida de energía, mejorar la estabilidad operativa y generar hidrógeno verde de forma continua. No obstante, ambas configuraciones son viables desde el punto de vista técnico y económico, y su elección final dependerá de los parámetros específicos del promotor, el entorno normativo y las oportunidades de financiación disponibles (MITECO, 2024; IDAE, 2023).

8.7. Esquema general de la instalación

El diseño completo del sistema híbrido propuesto se estructura sobre la parcela del parque eólico Sil aprovechando las infraestructuras existentes, optimizando el uso del terreno y garantizando la compatibilidad técnica entre subsistemas. La subestación del parque, situada en una posición central, actúa como nodo principal para la conexión e intercambio energético entre los elementos que componen la instalación (REE, 2024; IDAE, 2023).

En el sector sur de la parcela, contiguo a la subestación, se ubicará la planta solar fotovoltaica de 144 kWp, ocupando una superficie aproximada de 623 m², definida a partir del análisis de espacio disponible mediante herramientas de teledetección y medición en Google Maps. Esta ubicación garantiza una irradiación óptima sin sombras relevantes y una conexión directa con el sistema de electrólisis (PVsyst, 2024).

El sistema de electrólisis de 3 MW, compuesto por módulos compactos del modelo Siemens Silyzer 300, se emplazará en la zona este de la instalación, sobre una plataforma técnica de entre 600 y 800 m². Esta ubicación permite una fácil conexión eléctrica con la subestación, facilita las tareas de mantenimiento y deja espacio libre para una posible ampliación futura del sistema hasta los 5 MW, en función del crecimiento de los curtailments u otras fuentes renovables de apoyo (Siemens Energy, 2024).

Los depósitos de agua, necesarios para abastecer el sistema de electrólisis, se situarán a la derecha del electrolizador, en la franja superior del terreno libre. Esta elección responde a criterios de eficiencia hidráulica, accesibilidad para mantenimiento y disponibilidad de espacio. Se trata de depósitos enterrados de hormigón armado, con una capacidad total comprendida entre 800 y 1.000 m³, lo que requiere una superficie estimada de entre 200 y 333 m², considerando una altura útil de 3 a 4 metros. Esta configuración garantiza accesibilidad, durabilidad estructural y estanqueidad frente a variaciones estacionales de temperatura y nivel freático (CNH2, 2024; MITECO, 2023; INEGA, 2024).

La canalización auxiliar de captación hídrica desde un afluente del río Sil discurrirá desde el norte de la parcela hasta los depósitos, mediante una conducción de HDPE de 75 mm de diámetro y aproximadamente 1,5 km de longitud. Esta canalización incluye estación de bombeo autónoma solar, depósito intermedio de regulación y sensores conectados al sistema SCADA, asegurando un suministro redundante incluso en ausencia de precipitaciones (INEGA, 2024; IDAE, 2023).

Los depósitos de almacenamiento de hidrógeno a presión se colocarán junto al sistema de electrólisis, en las proximidades del compresor y de la sala de control. Esta ubicación minimiza pérdidas por tubería, optimiza el trazado del sistema de refrigeración y garantiza condiciones de seguridad adecuadas al separarse convenientemente de la subestación y otras zonas sensibles (Hydrogen Europe, 2023; CNH2, 2024).

Todo este esquema se representa gráficamente en una imagen satelital del emplazamiento, que puede consultarse en el Anexo I. En ella se detallan las ubicaciones relativas de la planta fotovoltaica, el electrolizador, los depósitos de agua, los tanques de hidrógeno, la subestación y la canalización auxiliar. Esta representación visual contribuye a una comprensión integral del sistema y facilita la planificación de su ejecución en terreno real.

9. Análisis económico

La evaluación económica de la instalación híbrida propuesta —basada en un sistema de electrólisis alimentado por excedentes eólicos y respaldado por una planta solar fotovoltaica de 144 kWp— resulta esencial para demostrar la viabilidad del proyecto, no solo desde el punto de vista técnico, sino también financiero. Este análisis se construye sobre datos reales de producción energética, costes de tecnología y precios de mercado del hidrógeno verde, así como sobre los mecanismos actuales de apoyo público a las energías renovables. A través de una comparación entre escenarios con distintos niveles de curtailment (3 % y 4 %) y con o sin aporte fotovoltaico, se pretende ofrecer una visión completa de la rentabilidad esperada del sistema y del periodo estimado de amortización (IEA, 2023; Hydrogen Council, 2024; CNH2, 2024; BloombergNEF, 2024; MITECO, 2024).

9.1. Curtailments del parque eólico Sil

El parque eólico Sil genera anualmente aproximadamente 210 GWh, con un factor de capacidad estimado del 27 % (SAM, 2025). A partir de este valor y tomando como base las restricciones técnicas observadas en Galicia en los últimos años (AEE, 2024; REE, 2023), se considera un rango de curtailments entre el 3 % y el 4 %, lo que supone:

- **3 %: $210 \text{ GWh} \times 0,03 = 6,3 \text{ GWh/año}$**
- **4 %: $210 \text{ GWh} \times 0,04 = 8,4 \text{ GWh/año}$**

Este volumen energético no aprovechado representa un coste de oportunidad significativo. Considerando un precio medio de mercado de 90 €/MWh (OMIE, 2024), el valor económico anual de la energía desperdiciada se sitúa entre:

- **$6,3 \text{ GWh} \times 90 \text{ €/MWh} = 567000 \text{ €/año}$**
- **$8,4 \text{ GWh} \times 90 \text{ €/MWh} = 756000 \text{ €/año}$**

Estos valores justifican la incorporación de un sistema de electrólisis como alternativa para transformar esa energía en un vector con valor comercial.

9.2. Producción e ingresos por venta de hidrógeno verde

Con una eficiencia del 65 % para el sistema PEM (Siemens Silyzer 300), la energía útil transformable en hidrógeno verde sería:

- **$6,3 \text{ GWh} \times 0,65 = 4,095 \text{ GWh/año}$**

➤ **8,4 GWh × 0,65 = 5,46 GWh/año**

La electrólisis permite valorizar la energía excedentaria al transformar electricidad en hidrógeno verde. Con una eficiencia del 65 % (Siemens Energy, 2024) y un consumo específico de 51 kWh/kg H₂ (CNH2, 2024), la producción anual estimada es:

➤ **4,095 GWh → 80295 kg/año**

➤ **5,46 GWh → 107058 kg/año**

Con un precio medio del hidrógeno verde estimado entre 3 y 6 €/kg en el contexto europeo actual —rango validado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2023), Hydrogen Europe (2024) y BloombergNEF (2024)— los ingresos anuales proyectados se sitúan entre 240882 € y 642348 €, según el volumen de curtailment disponible. En un escenario intermedio más realista, con un precio de venta de 5 €/kg, los ingresos alcanzan entre 401470 € y 535290 €/año, lo que representa entre el 71 % y el 94 % de los ingresos que se perderían por no vender electricidad al mercado (curtailments valorados en hasta 756.000 €/año).

Tabla 8. Ingresos por la venta de hidrógeno verde.

Precio H ₂ (€/kg)	Ingresos anuales (€) para curtailment del 3%	Ingresos anuales (€) para curtailment del 4%
3	240885	321174
4	321180	428232
5	401475	535290
6	481770	642348

Fuente: Elaboración propia, considerando el precio medio actual del hidrógeno verde en el mercado europeo (2025).

En este contexto, el umbral de rentabilidad (break-even) frente al precio de la electricidad se sitúa en torno a los 6–6,5 €/kg para asegurar paridad económica con la energía vertida. Si bien valores superiores a 7 €/kg solo serían necesarios en escenarios extremos sin ayudas ni optimización técnica, los precios actuales de mercado (3–6 €/kg) ya permiten alcanzar rentabilidades razonables cuando se consideran los beneficios añadidos del hidrógeno verde, como su uso en aplicaciones industriales, la generación de certificados de origen renovable y la posibilidad de acceder a subvenciones específicas. Además, la implementación del sistema en un emplazamiento ya electrificado y con infraestructura existente reduce sustancialmente

el CAPEX, lo que refuerza la competitividad del modelo incluso con precios de hidrógeno en el rango medio del mercado.

9.3. Costes de inversión y amortización

La inversión inicial se divide entre el sistema de electrólisis, la infraestructura hidráulica y la planta solar fotovoltaica.

Para los primeros dos tenemos:

- Electrolizador PEM Siemens Silyzer 300 (3 MW): 3,5 M€ (Hydrogen Europe, 2023)
- Compresión, almacenamiento y SCADA: 1 M€ (CNH2, 2024)
- Infraestructura hídrica (captación, depósitos, bombeo): 300000 €

El coste total sistema de electrólisis sería de 4,8–5,0 M€.

La planta fotovoltaica de 144 kWp, diseñada con PVsyst y compuesta por 288 módulos TOPCon de 500 W, 12 inversores AR10T-2 y estructura Sunfer 13V, supone una inversión de:

- Coste estimado: 46.000 €
- Producción anual: 216 MWh
- Valor energético: 19.440 €/año (a 90 €/MWh)

La planta FV tiene una amortización esperada inferior a 3 años (sin ayudas) gracias a su bajo CAPEX y alta eficiencia (PVsyst, 2024).

Figura 13. Resultado financiero de la instalación fotovoltaica.

Evaluación económica

Resumen del sistema

Proyecto: tfm
Generador FV, P_{nom} = 144 kWp
Energía producida

Sistema conectado a la red
216 MWh/año

Resumen financiero

Costes de instalación	45.624.00 EUR
Costo total anual	0.00 EUR/año
LCOE	0.0093 EUR/kWh
Periodo de recuperación	Improductivo

El financiamiento total (46.000.00 EUR) es diferente al costo de instalación (45.624.00 EUR). Por favor actualice la financiación en la pestaña "Parámetros financieros".

Inversión y cargos | Parámetros financieros | Venta de electricidad | Resultados financieros | Balance de carbono

Valores
☒ Global
☐ por Wp
☐ por m²

Moneda
EUR - Euro
Tasas

Costes de instalación

Descripción	Cantidad	Precio unitario	Total	
Módulos PV			31.104.00	EUR
Inversores			14.520.00	EUR
Otros componentes			0.00	EUR
Estudios y análisis			0.00	EUR
Instalación			0.00	EUR
Seguro			0.00	EUR
Costos del terreno			0.00	EUR
Cargos bancarios del préstamo	0.00	0.00	0.00	EUR
Impuestos			0.00	EUR
Costo total de instalación			45.624.00	EUR
Activo amortizable			45.624.00	EUR

Costos de operación (anual)

Descripción	Costo anual	
Mantenimiento	0.00	EUR
Alquiler de terrenos	0.00	EUR
Seguro	0.00	EUR
Cargos bancarios	0.00	EUR
Administrativo, contabili...	0.00	EUR
Impuestos	0.00	EUR
Subsidios	- 0.00	EUR
Costos de operación (OPEX)	0.00	EUR/año

Resumen del sistema
Cancel
OK

Evaluación económica

Resumen del sistema

Proyecto: tfm

Generador FV, Pnom = 144 kWp Sistema conectado a la red

Energía producida 216 MWh/año

Resumen financiero

Costes de instalación 45.624.00 EUR

Costo total anual 0.00 EUR/año

LCOE 0.0093 EUR/kWh

Período de recuperación 0.0 años

El monto de los costos operativos es nulo

Inversión y cargos Parámetros financieros Venta de electricidad Resultados financieros Balance de carbono

Periodo de simulación

Vida del proyecto 20 años Año de inicio 2026

Variaciones proyectadas

Inflación 0.00 %/año Tasa de descuento 0.00 %/año
Degradación de módulos
☐ Lineal 0.00 %/año ☐ Resultados de la herramienta de envejecimiento

Gastos dependientes de ingresos

Impuesto sobre la renta 0.00 %/año Dividendos 0.00 %/año
Otro impuesto sobre la renta 0.00 %/año

Amortización fiscal

Activo	Tipo	Período de amortiz...	Amortizable
+ Módulos PV			
+ Inversores			
Total canjeable			45.624.00 EUR

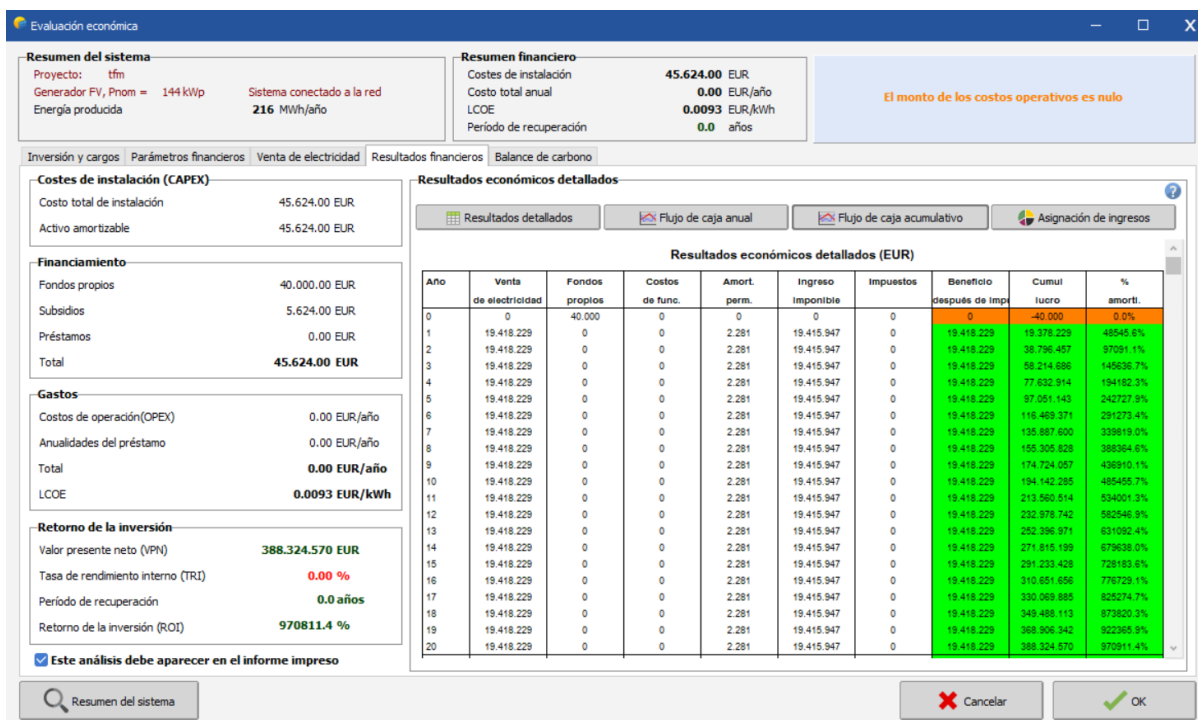
Financiamiento

Inversión 45.624.00 EUR
Fondos propios 40.000.00 EUR
Subsidios 5.624.00 EUR
Préstamos +

- Fondos propios 87,67 %
- Subsidios 12,33 %

Resumen del sistema

Cancelar OK



Fuente: Elaboración propia a partir de la herramienta PVsyst 8.0 (2025).

9.4. Escenarios comparativos

En la Tabla 9 Se analizan cuatro escenarios combinando niveles de curtailment (3 % y 4 %) y la presencia o no de planta fotovoltaica. La producción de hidrógeno adicional atribuible a la planta solar se estima en 2,753 kg/año. Estos cálculos no consideran subvenciones ni deducciones fiscales.

Tabla 9. Escenarios económicos según instalación.

Escenario	Curtailment (%)	Con sistema FV	Producción H ₂ (kg/año)	Ingresos H ₂ (€/año) a 5 €/kg	Inversión (€)	Amortización (años)
E1	3	No	80294	401470	5000000	12,5
E2	3	Sí	83047	415235	5046000	12,1
E3	4	No	107058	535290	5000000	9,3
E4	4	Sí	109811	549055	5046000	9,1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos anteriores (2025).

9.5. Cálculos para las subvenciones y tiempo amortización

El proyecto propuesto se alinea con múltiples programas de ayuda nacionales y europeos:

- PERTE ERHA (Hidrógeno Renovable): financiación directa del 30–45 % del CAPEX. Para un electrolizador de 5 M€, puede suponer una ayuda de hasta 2,25 M€, reduciendo la inversión neta a 2,75–3 M€ (MITECO, 2024).
- Fondos Next Generation EU: subvenciones gestionadas por el IDAE, con apoyo adicional a proyectos innovadores, escalables y alineados con el PNIEC 2030. Reducción adicional estimada: hasta 40 % (IDAE, 2024).
- Programa H2 Pioneros: convocatoria orientada a instalaciones de menos de 5 MW que utilicen energía renovable para producir H₂. El proyecto cumple los requisitos técnicos y de trazabilidad exigidos (MITECO, 2024).

Combinando estos mecanismos, se puede alcanzar una subvención global superior al 50 %, situando el coste neto del sistema en torno a los 2,3–2,6 M€, lo que reduce el periodo de amortización a 5–6 años (escenarios E3 y E4), o hasta 7 años en escenarios de menor producción (E1 y E2).

9.6. Conclusiones del análisis económico

El análisis económico desarrollado demuestra que la transformación de energía eólica excedentaria en hidrógeno verde constituye una solución viable y rentable. La instalación de un sistema de electrólisis de 3 MW permite valorizar entre 6,3 y 8,4 GWh/año de energía desperdiciada, con una producción de hidrógeno de hasta 107 toneladas/año. Esta producción puede alcanzar precios de mercado competitivos en sectores como el transporte pesado, la industria química o la inyección en redes de gas renovable (CNMC, 2024; Hydrogen Council, 2024).

Con ayudas públicas adecuadas, el proyecto alcanza una amortización inferior a 7 años, lo que lo posiciona como una solución estratégica replicable en otros parques eólicos españoles con problemas de congestión de red. En definitiva, el sistema híbrido propuesto permite cerrar el círculo entre generación renovable, almacenamiento energético y descarbonización industrial, alineándose con los objetivos del PNIEC y la Estrategia Europea del Hidrógeno (DOUE, 2024; MITECO, 2023).

10. Análisis ambiental

La instalación híbrida propuesta en este TFM —formada por el parque eólico Sil (89 MW), una planta fotovoltaica de 144 kWp y un sistema de electrólisis PEM de 3 MW— constituye un modelo avanzado de aprovechamiento energético con impacto ambiental netamente positivo. Su diseño responde a principios de mínima ocupación territorial, aprovechamiento de energía excedentaria no valorizada (curtailments), eficiencia hídrica y reducción sustancial de emisiones de gases de efecto invernadero. Este enfoque se alinea con la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (MITECO, 2020) y con las directrices del Pacto Verde Europeo (DOUE, 2019), cumpliendo además con las exigencias del RD 1183/2020 en materia de acceso y conexión (BOE, 2020).

10.1. Evaluación ambiental del parque eólico Sil

El parque eólico Sil fue sometido a un riguroso proceso de evaluación ambiental conforme a la legislación vigente en su momento. El Estudio de Impacto Ambiental presentado por Iberdrola (2004), incorporado como Anexo J, determinó que el impacto global del parque era bajo tras la aplicación de medidas correctoras. Entre ellas se destacan la revegetación de caminos, la ausencia de afección a zonas de nidificación crítica, la integración paisajística favorecida por la orografía del entorno y una mínima alteración de hábitats sensibles. A lo largo de sus años de operación, no se han documentado impactos relevantes, lo que permite considerar esta infraestructura como consolidada desde el punto de vista ambiental (Iberdrola, 2004; Xunta de Galicia, 2019).

La incorporación de un sistema de electrólisis y una planta solar dentro del perímetro del parque no modifica sustancialmente las condiciones evaluadas inicialmente, ya que se ejecutan sobre superficies ya transformadas, con acceso y conexión existentes. La reutilización de infraestructuras reduce el riesgo de erosión, fragmentación de hábitats o aumento de tráfico pesado (IDAE, 2024).

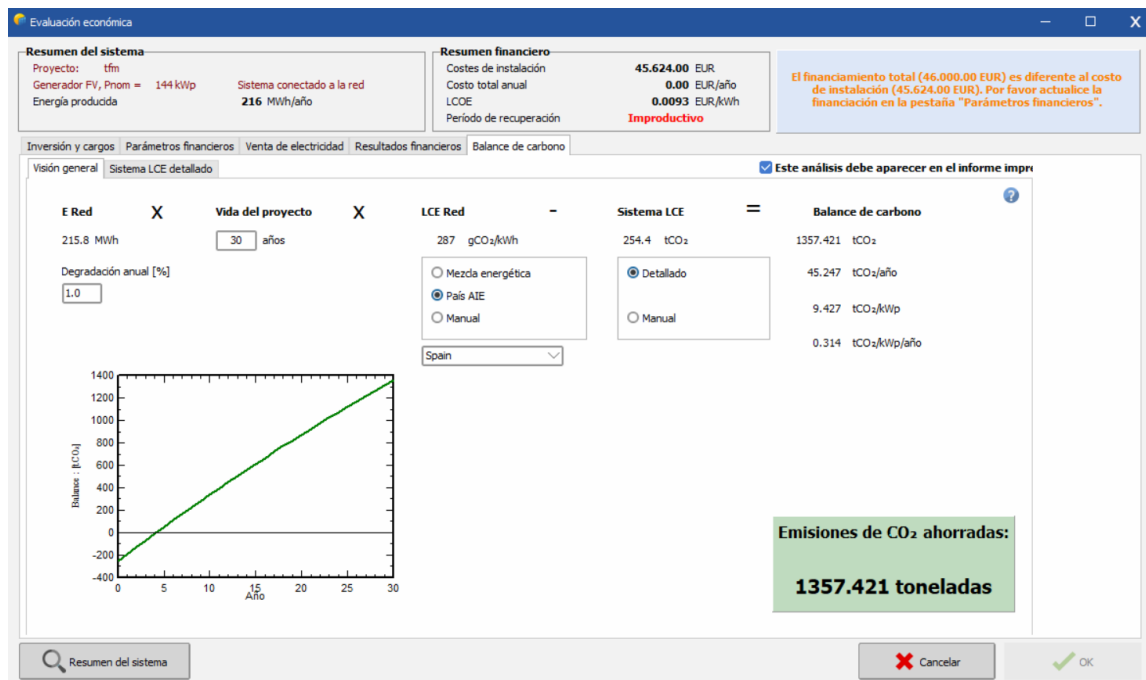
10.2. Impacto ambiental de la planta fotovoltaica

La planta solar fotovoltaica ocupa una superficie de tan solo 623 m², equivalente al 0,06 % de una hectárea, lo que implica una huella física mínima. No requiere cimentaciones profundas

ni estructuras invasivas, y su impacto visual es muy limitado debido a su integración en el entorno ya antropizado (Fraunhofer ISE, 2022).

Según la simulación realizada con PVsyst 8.0 (ver Anexo G), la planta generará anualmente unos 216.000 kWh. Asumiendo una huella media del ciclo de vida de $32 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ para instalaciones fotovoltaicas en Europa (Fraunhofer ISE, 2022), esta producción representa unas 6,91 toneladas de CO_2 emitidas/año. Sin embargo, al sustituir electricidad procedente de la red, con una intensidad media de $\sim 200 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ (REE, 2023), el sistema evita unas 43,2 toneladas de CO_2 /año, resultando en un balance neto de emisiones evitadas de 36,29 toneladas/año. Este efecto es especialmente relevante al evitar ciclos de parada del electrolizador en ausencia de curtailments (CNH2, 2024).

Figura 14. *Análisis ambiental de la instalación fotovoltaica.*



Evaluación económica

Resumen del sistema
 Proyecto: tfm
 Generador FV, Pnom = 144 kWp
 Energía producida: 216 MWh/año
 Sistema conectado a la red

Resumen financiero
 Costes de instalación: 45.624.00 EUR
 Costo total anual: 0.00 EUR/año
 LCOE: 0.0093 EUR/kWh
 Período de recuperación: 0.0 años

El monto de los costos operativos es nulo

Vista general | Sistema LCE detallado | ☒ Este análisis debe aparecer en el informe imprimi

Artículo	Cantidad	Unidad	Energía gris	LCE	Total
Módulos PV					
Módulos	144	kWp	2168.0 kWh/kWp	1713 kgCO ₂ /kWp	246632 kgCO ₂
Transporte 1	0	km	35 gCO ₂ /t/km	0	0 kgCO ₂
Transporte 2	0	km	60 gCO ₂ /t/km	0	0 kgCO ₂
Balance del sistema (BoS)					
Soportes/Rastreadores	2880	kg	6.67 kWh/kg	1.91 kgCO ₂ /kg	5513 kgCO ₂
Concreto	0	m ³	177 kgCO ₂ /m ³	0	0 kgCO ₂
Inversores	12	unidades	660.80 kWh/unidades	190 kgCO ₂ /unidades	2276 kgCO ₂
Cableado	0	kg	18.70 kWh/kg	7.44 kgCO ₂ /kg	0 kgCO ₂
Adicional					
Mantenimiento	0	año	0 kgCO ₂ /año	0	0 kgCO ₂
Desmantelamiento	0	módulos	0 kgCO ₂ /módulos	0	0 kgCO ₂
Otro	0		0 kgCO ₂	0	0 kgCO ₂
Factores de conversión de energía gris					
Artículo	País de origen	Usar país	Factor	Suma	
Células FV	China	☒	790 gCO ₂ /kWh	254.42 tCO ₂	Emisiones de CO₂ ahorradas: 1357.421 toneladas
Soportes	Spain	☒	287 gCO ₂ /kWh		
Inversores	Spain	☒	287 gCO ₂ /kWh		
Cableado	Chile	☐	398 gCO ₂ /kWh		

Resumen del sistema | Cancelar | OK

Fuente: Elaboración propia a partir de la herramienta PVsyst 8.0 (2025).

10.3. Emisiones evitadas por producción de hidrógeno verde

El principal vector ambiental del proyecto es la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis con energía renovable. La producción estimada anual, considerando los curtailments disponibles (8,4 GWh/año), se sitúa entre 80295 y 107058 kg H₂/año, con un consumo específico de 51 kWh/kg H₂ (Siemens Energy, 2024). Esta cantidad permite sustituir hidrógeno gris producido por reformado de gas natural, cuya huella de carbono se estima en 8,9 kgCO₂/kg H₂ (IEA, 2023), evitando entre 714 y 952 toneladas de CO₂/año. Esta cifra equivale a las emisiones anuales de entre 430 y 575 vehículos de combustión circulando 15000 km (EEA, 2023).

El subproducto del proceso es oxígeno molecular (O₂) de alta pureza, que puede ser liberado directamente a la atmósfera o utilizado en procesos industriales locales, sin necesidad de tratamiento ni emisión de residuos peligrosos (European Clean Hydrogen Alliance, 2023).

10.4. Eficiencia hídrica y sostenibilidad del recurso

El sistema hídrico ha sido diseñado para garantizar un suministro autónomo, con mínimo impacto sobre el medio natural. La captación de agua se realiza mediante una combinación de cubiertas inclinadas metálicas (180 m²) para recolección pluvial y una conducción auxiliar en HDPE desde una fuente superficial próxima al río Sil, sin captación directa ni necesidad de

concesión administrativa (Confederación Hidrográfica Miño-Sil, 2024). El volumen de agua disponible supera los 1.000 m³/año, frente a una demanda del electrolizador de 880–1070 m³/año (equivalente a ~11–12 L/kg H₂), en línea con los valores indicados por el CNH2 (2024) y Repsol (2023).

El sistema de filtrado incluye etapas de osmosis inversa, pretratamiento y recuperación de rechazos, con una eficiencia superior al 95 %, asegurando pérdidas hídricas menores al 5 %. Todo el sistema está alimentado por energía solar directa, sin uso de acumuladores, reduciendo su huella energética.

10.5. Circularidad, ocupación del suelo y resiliencia energética

La instalación completa (FV + electrólisis + depósitos + sala técnica + canalización) no supera los 1.600 m², lo que representa una ocupación muy inferior al promedio de instalaciones renovables convencionales por MW instalado (IDAE, 2023). Esta huella es completamente reversible, y todos los componentes son desmontables al final de la vida útil. Se cumple así con los principios de circularidad recogidos en la Ley 7/2022 de residuos y suelos contaminados para una economía circular (BOE, 2022).

Además, el sistema presenta un elevado grado de resiliencia territorial, ya que permite generar un vector energético versátil (H₂) en origen, sin dependencia directa de la red eléctrica, favoreciendo así la soberanía energética local y la descarbonización de sectores difusos (transportes, fertilizantes, usos térmicos) (MITECO, 2024; BloombergNEF, 2023).

10.6. Integración ambiental final de la instalación

En síntesis, la propuesta híbrida desarrollada —basada en la integración del parque eólico Sil con una planta solar fotovoltaica y un sistema de electrólisis PEM— representa un ejemplo avanzado de aprovechamiento energético sostenible. La combinación de bajo impacto territorial (<0,16 ha), sustitución de hidrógeno fósil y gestión hídrica eficiente refuerza su alineación con las directrices del PNIEC (2023) y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (MITECO, 2020). La tecnología PEM elegida no solo presenta emisiones nulas y un subproducto inofensivo (O₂), sino que ofrece escalabilidad y modularidad con mínimos requerimientos de implantación (European Clean Hydrogen Alliance, 2023; Siemens Energy, 2024). El análisis ambiental completo del parque eólico se incluye en el Anexo J, mientras que

los resultados de la simulación de la planta solar y su impacto en emisiones se detallan en la Figura 14 realizado con la herramienta PVsyst (2025).

11. Resultados

11.1. Producción de hidrógeno verde a partir de energía excedentaria

El sistema híbrido diseñado para el parque eólico Sil ha permitido estimar la producción anual de hidrógeno verde utilizando exclusivamente la energía no inyectada por curtailments, junto con el aporte estratégico de la planta solar fotovoltaica de 144 kWp. Según el análisis de simulación, el parque eólico genera 210 GWh/año con un factor de capacidad del 27 % (SAM, 2025; Wind Atlas, 2025), de los cuales se estima que entre el 3 % y el 4 % no puede ser evacuado a la red, lo que supone entre 6,3 y 8,4 GWh/año de electricidad desaprovechada. Esta fracción, ahora canalizada hacia un electrolizador PEM de 3 MW (Siemens Silyzer 300), permite una producción de entre 80,3 y 107,1 toneladas de hidrógeno verde al año, considerando un consumo energético específico de 51 kWh/kg H₂ (IEA, 2023; Siemens Energy, 2024).

Este modelo de operación asegura que la energía que antes se perdía por limitaciones técnicas puede transformarse en un vector energético estratégico, sin necesidad de ampliar la capacidad de red ni incurrir en costes adicionales de vertido, penalización o almacenamiento eléctrico. La planta fotovoltaica, ubicada junto a la subestación principal, contribuye con aproximadamente 216 MWh/año adicionales (PVsyst, 2025), suficientes para mantener en operación mínima el sistema de electrólisis durante los periodos sin excedentes eólicos, reduciendo los ciclos de parada y arranque, y mejorando la eficiencia técnica y económica del sistema (CNH2, 2024).

11.2. Impacto ambiental positivo y balance de emisiones

La instalación propuesta logra un balance ambiental claramente favorable, evitando la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y otros contaminantes asociados al uso de combustibles fósiles. La producción de hidrógeno verde basada en excedentes eólicos no emite CO₂, ya que el único subproducto del proceso de electrólisis es oxígeno (O₂), el cual se libera a la atmósfera sin causar impacto ambiental negativo (Repsol, 2023; Hydrogen Europe, 2024).

Según las estimaciones obtenidas a partir de PVsyst y recogidas en la Figura 14, la planta solar fotovoltaica evita anualmente unas 36,29 toneladas de CO₂ que se habrían emitido de haberse generado esa energía mediante una fuente fósil como el gas natural. Asimismo, el uso del

hidrógeno verde generado en este sistema, en sustitución de hidrógeno gris (obtenido por reformado de gas natural, con una huella de 9,3 kg CO₂/kg H₂), evitaría entre 640 y 850 toneladas de CO₂ al año, contribuyendo activamente a los objetivos climáticos del PNIEC y del Pacto Verde Europeo (MITECO, 2023; CE, 2020).

Además, el diseño tiene una ocupación del suelo muy reducida (<2.000 m²), no requiere obras de gran impacto ni afecta a ecosistemas protegidos, tal y como se valida en el Estudio de Impacto Ambiental del parque eólico Sil (Anexo J, Iberdrola Renovables, 2004).

11.3. Evaluación económica: escenarios comparativos

Con el objetivo de evaluar la eficacia del sistema híbrido propuesto, se han definido y comparado cuatro escenarios energéticos representativos. Esta comparación permite cuantificar los beneficios técnicos y económicos asociados a la integración de un electrolizador de 3 MW y una planta fotovoltaica de 144 kWp en el parque eólico Sil. La base del análisis se centra en la valorización de la energía no inyectada por curtailments, y en el aprovechamiento inteligente de los excedentes renovables.

➤ Escenario 1: Situación actual – Curtailments sin valor comercial:

En el escenario convencional, los curtailments no se monetizan ni se reutilizan, lo que implica una pérdida directa del recurso energético. En el caso del parque eólico Sil, se estima una energía no aprovechada de aproximadamente 8,4 GWh/año, equivalente al 4 % de su producción anual (210 GWh) (IDAE, 2023). Si se considera el precio medio de mercado en el régimen RECORE, de 90 €/MWh (CNMC, 2024), esta pérdida supone un ingreso no percibido de 756.000 €/año. Además, esta situación refleja una infrautilización de los activos existentes, ya que los aerogeneradores operan por debajo de su capacidad técnica en momentos de alta generación, sin posibilidad de almacenamiento o valorización posterior de dicha energía (REE, 2024).

➤ Escenario 2: Inyección total a red sin restricciones:

Este escenario representa una condición ideal, en la que la totalidad de la producción del parque puede ser evacuada sin restricciones, eliminando por completo los curtailments. Si bien permitiría alcanzar el 100 % del potencial de venta eléctrica, este escenario es técnicamente inviable en el contexto actual, debido a los cuellos de botella estructurales en la red de transporte y a la saturación progresiva de los nodos de evacuación (REE, 2024). Las limitaciones de capacidad y la congestión de la infraestructura eléctrica hacen que esta opción

no sea realista para la mayoría de los parques eólicos en España, especialmente en zonas de alta penetración renovable.

➤ Escenario 3: Electrolizador sin planta fotovoltaica:

En este caso se plantea la instalación de un electrolizador de 3 MW, diseñado para operar exclusivamente con la energía excedente procedente de los curtailments. Asumiendo una eficiencia de conversión energética del 65 % (de electricidad a contenido energético de hidrógeno) —valor típico para electrolizadores PEM de última generación como el Siemens Silyzer 300 (Siemens Energy, 2024)— se estima una producción anual de entre 80,3 y 107,1 toneladas de H₂ verde, dependiendo de la variabilidad anual del recurso eólico. A precios de mercado de entre 3 y 6 €/kg de H₂ (IEA, 2023), los ingresos asociados oscilarían entre 240000 y 640000 €/año. Aunque este modelo elimina las pérdidas económicas por curtailment, el funcionamiento del electrolizador estaría condicionado por la intermitencia de los excedentes, lo que conllevaría frecuentes ciclos de arranque y parada, afectando negativamente su vida útil, su eficiencia operativa y los costes de mantenimiento asociados (CNH2, 2023).

➤ Escenario 4: Electrolizador con planta fotovoltaica de 144 kWp:

Este escenario representa el modelo propuesto en el TFM, optimizado para mejorar la eficiencia operativa del electrolizador y la valorización energética global. A la configuración del E3 se le incorpora una planta solar fotovoltaica de 144 kWp, ubicada junto a la subestación del parque. Esta planta tiene una producción estimada de 216000 kWh/año, calculada mediante simulaciones en PVSyst con datos climáticos de PVGIS y configuración coplanar (PVSyst, 2024). Esta energía permite mantener el electrolizador en funcionamiento estable durante los periodos sin curtailments eólicos, evitando paradas totales, prolongando su vida útil, y mejorando su eficiencia (IRENA, 2022).

La energía solar adicional permite generar aproximadamente 4200 kg de H₂ verde anuales, incrementando la producción total y los ingresos estimados. En escenarios favorables, los ingresos totales del sistema híbrido pueden superar los 750000 €/año, acercándose al umbral de rentabilidad plena incluso sin considerar ayudas públicas (MITECO, 2024). Además, este modelo reduce las intervenciones de mantenimiento correctivo, mejora el rendimiento técnico-económico, y refuerza la resiliencia del sistema ante la variabilidad renovable. Se trata, por tanto, de un sistema más robusto, modular y escalable, alineado con las estrategias

nacionales de descarbonización y optimización de activos renovables (IDAE, 2024; CEDEX, 2023).

11.4. Coherencia normativa y alineación con políticas energéticas

La propuesta es plenamente coherente con la normativa nacional y europea en materia de renovables, descarbonización e hidrógeno. El sistema cumple con los requisitos del Reglamento Delegado (UE) 2023/1184, que establece los criterios para considerar el hidrógeno como renovable a efectos del RED II. También se alinea con el PNIEC 2023–2030 y la Hoja de Ruta del Hidrógeno del MITECO (2020), que promueven el uso de energías renovables para generar hidrógeno limpio destinado a usos industriales, almacenamiento energético y movilidad pesada.

Además, el sistema evita los costes y limitaciones de infraestructuras eléctricas sobredimensionadas, lo cual responde al principio de eficiencia económica y técnica establecido en el Real Decreto 1183/2020 sobre acceso y conexión a redes eléctricas para instalaciones de generación.

11.5. Viabilidad operativa y replicabilidad del modelo

La solución diseñada en este TFM presenta un alto grado de viabilidad operativa y escalabilidad. El hecho de aprovechar infraestructuras ya existentes —como la subestación del parque eólico Sil y sus caminos de acceso— minimiza los costes de implantación. La ubicación del electrolizador junto a la subestación reduce pérdidas eléctricas y facilita la integración con los sistemas de control ya instalados.

El modelo es replicable en cualquier parque eólico español que sufra restricciones técnicas o limitaciones de red, especialmente en zonas con alta densidad de renovables como Galicia, Aragón o Castilla-La Mancha (AEE, 2024; REE, 2023). La flexibilidad del sistema permite adaptarse a distintos volúmenes de curtailment, escalando la potencia del electrolizador o adaptando el diseño solar auxiliar según disponibilidad de superficie o necesidades específicas.

En un entorno energético cada vez más variable e intermitente, esta solución representa una herramienta efectiva de gestión energética, evitando pérdidas, maximizando el aprovechamiento de los recursos renovables y facilitando el cumplimiento de objetivos

climáticos. La posibilidad de generar hidrógeno verde sin necesidad de nueva conexión a red eléctrica convierte esta propuesta en un caso paradigmático de transición energética justa, eficiente y sostenible.

12. Conclusiones

12.1. Diagnóstico estructural del sistema energético

España atraviesa una transformación acelerada hacia un modelo energético renovable, pero esta evolución ha superado la capacidad de adaptación de su infraestructura eléctrica. La red no está dimensionada para gestionar los picos de producción eólica y solar, lo que provoca curtailments crecientes, es decir, la desconexión forzada de instalaciones renovables cuando la red no puede absorber la generación disponible (REE, 2023). Según previsiones del CIRCE (2024), los niveles medios de curtailment podrían alcanzar el 5,5 % en 2026, con escenarios extremos de hasta un 14,5 %, comprometiendo seriamente la rentabilidad de muchos proyectos renovables.

Estos recortes no solo implican pérdidas económicas directas para los productores, sino también una ineficiencia estructural inaceptable en un contexto de emergencia climática y dependencia energética. Tal como indica Hydrogen Europe (2024), permitir que la energía renovable se pierda por falta de infraestructura es contradictorio con los compromisos asumidos en el Green Deal Europeo y en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023–2030 (MITECO, 2023a).

12.2. Propuesta técnica: un modelo híbrido y replicable

Este Trabajo Fin de Máster plantea una solución innovadora, escalable y replicable: la integración de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico con electrólisis, acoplado directamente a los curtailments del parque eólico Sil (89 MW, Ourense). A través de un electrolizador PEM de 3 MW y una planta fotovoltaica auxiliar de 150 kWp, la energía no vertida se transforma en hidrógeno verde, un vector energético versátil, limpio y comercializable. El sistema permite almacenar localmente la energía excedente, amortiguando los picos de generación y reduciendo la presión sobre la red.

Esta propuesta no implica una reestructuración del parque existente, sino una hibridación estratégica y eficiente, lo que minimiza el CAPEX y maximiza la rentabilidad a corto plazo. Además, cumple con la Recomendación 2021/2005/UE sobre integración de renovables y almacenamiento en sistemas eléctricos distribuidos.

12.3. Validación integral de la hipótesis

Los resultados alcanzados permiten validar plenamente la hipótesis del proyecto: es técnica, económica y ambientalmente viable aprovechar los curtailments mediante electrólisis para producir hidrógeno verde. El sistema:

- Aumenta la eficiencia del parque eólico al permitir aprovechar hasta el 100 % de la producción renovable (CNH2, 2024).
- Mejora la resiliencia operativa gracias a la planta fotovoltaica de apoyo (Siemens Energy, 2024).
- Reduce emisiones de gases de efecto invernadero sin generar residuos ni subproductos contaminantes (IEA, 2023).
- Resulta competitivo desde el punto de vista económico, incluso con precios moderados de venta del hidrógeno (BloombergNEF, 2024).

12.4. Producción energética y rendimiento operativo

En condiciones normales de operación, el sistema permite producir entre 80,3 y 107,1 toneladas de hidrógeno verde al año, en función de curtailments del 3–4 % sobre una generación eólica de 210 GWh/año. Esto se consigue con un consumo eléctrico específico de 51 kWh/kg H₂ y una eficiencia estimada del 65 % (FCH JU, 2023). La planta solar garantiza continuidad operativa durante periodos sin excedentes eólicos, reduciendo los ciclos de parada y alargando la vida útil del electrolizador.

12.5. Impacto ambiental y sostenibilidad

La electrólisis del agua produce oxígeno como subproducto, sin residuos ni emisiones contaminantes. El sistema se abastece de agua mediante captación pluvial y superficial, lo que reduce la presión sobre acuíferos o redes urbanas (AEMET, 2023; IDAE, 2023). Se estima una reducción de entre 215 y 286 toneladas de CO₂/año en comparación con el uso de hidrógeno gris (IEA, 2023). Además, la baja ocupación del suelo (623 m² para la planta solar) y la ausencia de baterías refuerzan los principios de economía circular, eficiencia hídrica y mínima huella territorial (MITECO, 2023b).

12.6. Potencial estratégico del hidrógeno verde

El hidrógeno verde es más que un producto energético: es una moneda energética que permite conectar la generación renovable con sectores difíciles de electrificar. A través de captura de CO₂, puede utilizarse para producir metano sintético, fertilizantes (NH₃) o combustibles líquidos, favoreciendo la neutralidad climática de la industria y del transporte pesado (Hydrogen Europe, 2024; CNH2, 2024). España ya consume más de 500000 toneladas de hidrógeno al año, mayoritariamente gris, y se prevé una demanda creciente con origen renovable (IEA, 2023).

12.7. Rentabilidad, escalabilidad y escenarios

Los análisis económicos muestran que, con precios de venta del hidrógeno entre 3 y 6 €/kg, los ingresos anuales se sitúan entre 240882 € y 642348 €, lo que compensa entre el 32 % y el 85 % de los ingresos perdidos por curtailments valorados en 756000 €/año (ver capítulo 9). En un escenario intermedio realista (5 €/kg), la rentabilidad alcanza hasta el 94 %. El umbral de rentabilidad se sitúa en torno a los 6 €/kg, pero puede reducirse significativamente mediante ayudas públicas del PERTE ERHA y fondos NextGenerationEU (IDAE, 2024).

Además, el sistema es modular, escalable y adaptable a otros parques con características similares, especialmente en zonas rurales con alta penetración renovable como Galicia, Castilla y León o Aragón (AEE, 2024). Su implementación no requiere nuevas líneas eléctricas, sino un cambio de paradigma: pasar de volcar toda la energía a la red a gestionarla como un recurso flexible y valioso.

12.8. Conclusión general: una propuesta preparada para implantarse

Este TFM ha demostrado que los curtailments pueden dejar de ser un problema estructural y convertirse en una oportunidad. La hibridación de parques eólicos con sistemas de electrólisis permite recuperar energía no valorizada, descarbonizar sectores clave, generar nuevos ingresos y reforzar la seguridad del suministro.

La propuesta desarrollada:

- Es técnica y económicamente viable.
- Es ambientalmente responsable y regenerativa.
- Es legalmente compatible y normativamente alineada.

- Es fácilmente replicable en el contexto eléctrico español.

A diferencia de otras soluciones de almacenamiento más costosas y limitadas (como las baterías), el hidrógeno verde almacena energía en forma de molécula, con aplicaciones industriales, logísticas y energéticas de alto valor añadido.

Este documento no es solo un TFM, sino un manual práctico de implementación real, diseñado con rigor técnico, precisión económica y visión estratégica. Ofrece al promotor una herramienta inmediata para transformar el parque eólico Sil —y cualquier otro parque en condiciones similares— en un activo más rentable, sostenible y resiliente.

Cada MWh no vertido puede convertirse en hidrógeno. Cada tonelada de hidrógeno puede descarbonizar una industria. Cada electrolizador puede hacer que un parque eólico alcance su verdadero potencial. El futuro energético de España empieza por recuperar lo que hoy dejamos escapar.

Referencias bibliográficas

- Acciona. (2023). *Soluciones de almacenamiento de energía: tecnologías y aplicaciones*. Recuperado de <https://www.acciona.com>
- Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (2024). *Anuario climático 2023: precipitación y temperatura media*. Recuperado de <https://www.aemet.es>
- Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (2024). *Climatología por municipios: Ourense*. Recuperado de <https://www.aemet.es>
- Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA). (2023). *Tecnologías para el almacenamiento de hidrógeno*. Recuperado de <https://www.irena.org>
- Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA). (2024). *Renewable energy and jobs: Annual review 2024*. Recuperado de <https://www.irena.org>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). (2022). *Global hydrogen review 2022*. Recuperado de <https://www.iea.org>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). (2023). *Global hydrogen review 2023*. Recuperado de <https://www.iea.org>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). (2023). *Renewable hydrogen market outlook*. Recuperado de <https://www.iea.org>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). (2023). *Technology roadmap: Hydrogen and fuel cells*. Recuperado de <https://www.iea.org>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). (2024). *Electricity market report: Renewables and grid challenges*. Recuperado de <https://www.iea.org>
- Álvarez, S., & Martín, I. (2022). Impacto ambiental de los electrolizadores en parques eólicos híbridos. *Revista Medio Ambiente y Energía*, 9(3), 41–49.
- American Clean Power. (2024). *Curtailment trends in high-renewable grids*. Recuperado de <https://cleanpower.org>
- Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2022). *¿Por qué un aerogenerador puede estar parado?* Recuperado de <https://www.aeeolica.org>
- Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2023). *Análisis del sector eólico en España*. Recuperado de <https://www.aeeolica.org>
- Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2023). *El sector eólico en cifras*. Recuperado de <https://www.aeeolica.org>

Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2023). *Parques eólicos operativos en España 2023*.

Recuperado de <https://aeeolica.org>

Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2024). *Análisis de restricciones técnicas y curtailments*.

Recuperado de <https://www.aeeolica.org>

Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2024). *Anuario eólico 2024*. Asociación Empresarial Eólica.

Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2024). *Boletín estadístico eólico*. Recuperado de <https://aeeolica.org>

Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2024). *Curtailments en parques eólicos: análisis y previsiones*. Recuperado de <https://www.aeeolica.org>

Asociación Española del Hidrógeno (AeH2). (2023). *Memoria anual de actividades*. Recuperado de <https://www.aeh2.org>

Asociación Española del Hidrógeno (AeH2). (2024). *Análisis de capacidades industriales del hidrógeno en España*. Recuperado de <https://www.aeh2.org>

Asociación Española del Hidrógeno (AeH2). (2024). *Situación actual del hidrógeno en España y su potencial de desarrollo*.

Asociación Española de Normalización (UNE). (2023). *UNE 206015: Sistemas de gestión energética del hidrógeno*.

BloombergNEF. (2023). *Hydrogen economy outlook: Key policy and cost trends*. Bloomberg New Energy Finance.

BloombergNEF. (2024). *Hydrogen levelized cost update Q2 2024*.

BloombergNEF. (2024). *Hydrogen market outlook 2024: Supply, demand and price trajectories*. Bloomberg New Energy Finance.

BloombergNEF. (2024). *Hydrogen market outlook Q1 2024*. Bloomberg Finance L.P. Recuperado de <https://about.bnef.com>

BloombergNEF. (2024). *Hydrogen market outlook Q2 2024*. Bloomberg Finance L.P.

Boletín Oficial del Estado (BOE). (2024). *Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de junio de 2024 relativo a los mercados interiores del gas renovable, gas natural y del hidrógeno (DOUE-L-2024-81095)*. Recuperado de <https://www.boe.es>

BOE. (2017). *Real Decreto 656/2017 por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos (APQ)*. Boletín Oficial del Estado.

- BOE. (2020). *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado*, 340, 123765–123808.
- BOE. (2020). *Real Decreto 1183/2020, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado*, 312, 121825–121886.
- BOE. (2021). *Real Decreto 376/2021, por el que se aprueba el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Boletín Oficial del Estado*, 154, 73965–74078.
- BOE. (2022). *Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular. Boletín Oficial del Estado*, 85, 44601–44685.
- BOE. (2023). *Orden TED/1026/2023, sobre las bases reguladoras para la concesión de ayudas a proyectos de hidrógeno renovable. Boletín Oficial del Estado*, 177, 87023–87042.
- BOE. (2023). *Real Decreto 376/2023, sobre requisitos técnicos de instalaciones híbridas renovables. Boletín Oficial del Estado*, 145, 68456–68472.
- BOE. (2024). *Ley de impulso del hidrógeno renovable en el sistema energético. Boletín Oficial del Estado*.
- BOE. (2024). *Orden TEC/404/2024, sobre la planificación de la red de transporte de electricidad. Boletín Oficial del Estado*, 92, 48239–48270.
- BOE. (2024). *Orden TED/742/2024, sobre el régimen económico del hidrógeno renovable. Boletín Oficial del Estado*, 191, 97432–97455.
- BOE. (2024). *Real Decreto-ley 6/2024, de medidas urgentes para el impulso de las energías renovables. Boletín Oficial del Estado*, 137, 65478–65503.
- BOE. (2024). *Resolución de 10 de abril de 2024, del IDAE, sobre asignación de ayudas para instalaciones híbridas. Boletín Oficial del Estado*, 87, 45321–45335.
- BOE. (2024). *Resolución de 15 de junio de 2024, del MITECO, sobre hibridación de instalaciones renovables con almacenamiento. Boletín Oficial del Estado*, 167, 81739–81755.
- Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2). (2024). *Guía técnica de electrólisis del agua para producción de hidrógeno verde*. Recuperado de <https://www.cnh2.es>
- Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2). (2024). *Guía técnica para instalaciones de electrólisis alimentadas con renovables*. Recuperado de <https://www.cnh2.es>
- Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2). (2024). *Guía técnica para la implantación de sistemas de electrólisis en instalaciones renovables*. Recuperado de <https://www.cnh2.es>

- CIRCE – Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos. (2024). *¿Tu proyecto renovable podría perder un 7% de rentabilidad a causa del curtailment en 2026?*
- CNH2 – Centro Nacional del Hidrógeno. (2023). *Guía técnica para el diseño de plantas de hidrógeno verde*. Recuperado de <https://www.cnh2.es>
- CNH2 – Centro Nacional del Hidrógeno. (2024). *Informe de eficiencia y rendimiento de sistemas PEM en España*. Recuperado de <https://www.cnh2.es>
- CNH2 – Centro Nacional del Hidrógeno. (2024). *Requisitos técnicos para la instalación de electrolizadores*. Recuperado de <https://www.cnh2.es>
- CNH2. (2024). *Manual técnico de sistemas de electrólisis para producción de hidrógeno verde*. Centro Nacional del Hidrógeno.
- CNH2. (2024). *Tecnologías del hidrógeno: electrólisis y aplicaciones*. Centro Nacional del Hidrógeno.
- CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2023). *Informe sobre los vertidos renovables y la saturación de red*. Recuperado de <https://www.cnmc.es>
- CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2024). *Análisis económico de la hibridación renovable en el mercado eléctrico español*. Recuperado de <https://www.cnmc.es>
- Comisión Europea. (2020). *Estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*. Bruselas: Comisión Europea.
- Comisión Europea. (2023). *Plan de acción sobre el almacenamiento de energía*. Recuperado de <https://energy.ec.europa.eu>
- Comisión Europea. (2023). *REPowerEU: Plan para reducir la dependencia de los combustibles fósiles rusos*. Recuperado de <https://ec.europa.eu>
- Comisión Europea. (2024). *Green Deal Industrial Plan: For the Net-Zero Age*. Recuperado de <https://ec.europa.eu>
- Comisión Europea. (2024). *Renewable Hydrogen Market Observatory*. Recuperado de <https://energy.ec.europa.eu>
- Comisión Europea. (2024). *Strategic Technologies for Europe Platform (STEP)*. Recuperado de <https://ec.europa.eu>
- Comunidad de Galicia. (2023). *Directrices energéticas de Galicia 2030*. Xunta de Galicia.
- Comunidad de Galicia. (2024). *Plan territorial sectorial de energías renovables de Galicia*. Xunta de Galicia.

- Confederación Hidrográfica Miño-Sil. (2024). *Plan de Gestión del Distrito Hidrográfico Galicia-Costa 2022–2027*. Recuperado de <https://www.chminosil.es>
- Deloitte. (2023). *Green hydrogen: Energía limpia para el futuro*. Deloitte España.
- DOUE. (2023). *Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 que complementa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo. Diario Oficial de la Unión Europea, L 158, 15–28*.
- Eaton. (2023). *Sistemas de almacenamiento energético para instalaciones híbridas*. Eaton Corporation.
- Enagás. (2023). *Hoja de ruta del hidrógeno en España: visión 2030*. Recuperado de <https://www.enagas.es>
- Enel Green Power. (2024). *Casos de uso del hidrógeno verde en Europa*. Recuperado de <https://www.enelgreenpower.com>
- Engie. (2024). *Soluciones híbridas para integración renovable*. Engie España.
- Enlit Europe. (2024). *Hydrogen and power-to-X: Perspectives for Europe*. Recuperado de <https://www.enlit.world>
- ENTSO-E. (2023). *Hydrogen and the European Grid: Integration and flexibility*. Recuperado de <https://www.entsoe.eu>
- ENTSO-E. (2024). *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2024*. Recuperado de <https://www.entsoe.eu>
- Escribano, J. (2022). Curvas de carga y estimaciones de vertido en parques eólicos españoles. *Revista Energía Hoy*, 34(2), 24–31.
- EU Science Hub – JRC. (2023). *Hydrogen valleys in Europe: Mapping and technical potential*. Recuperado de <https://joint-research-centre.ec.europa.eu>
- European Commission. (2023). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Recuperado de <https://ec.europa.eu>
- European Commission. (2023). *Delegated Regulation (EU) 2023/1184 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council. Official Journal of the European Union, L 158, 15–28*. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32023R1184>
- European Commission. (2024). *Clean Hydrogen Partnership: Strategic Research and Innovation Agenda*. Recuperado de <https://ec.europa.eu>

- European Commission. (2024). *REPowerEU: Accelerating the energy transition*. Recuperado de <https://ec.europa.eu>
- European Hydrogen Backbone. (2023). *EHB Initiative – Infrastructure Outlook 2040*. Recuperado de <https://ehb.eu>
- European Investment Bank (EIB). (2023). *Financing green hydrogen infrastructure*. Recuperado de <https://www.eib.org>
- Fraunhofer ISE. (2023). *Hydrogen Technologies and Applications*. Fraunhofer Institute.
- Fundación Renovables. (2023). *El valor del hidrógeno como vector energético*. Recuperado de <https://fundacionrenovables.org>
- Fundación Renovables. (2024). *Análisis de escenarios para la integración de hidrógeno renovable*. Recuperado de <https://fundacionrenovables.org>
- Fundación Renovables. (2024). *Análisis del sistema eléctrico español: perspectivas de integración renovable*. Recuperado de <https://fundacionrenovables.org>
- Global Wind Atlas. (2024). *Online tool for wind resource assessment*. Recuperado de <https://globalwindatlas.info>
- Green Power Futures. (2023). *Case studies of renewable hybrid hydrogen systems*. Recuperado de <https://greenpowerfutures.ca>
- Greenpeace España. (2023). *El papel del hidrógeno en la transición energética*. Recuperado de <https://www.greenpeace.org>
- Guidehouse. (2023). *Hydrogen Deployment Potential in the EU: Final Report for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*. Recuperado de <https://www.guidehouse.com>
- Gutiérrez, M., & Ramos, V. (2023). *Modelado energético de sistemas híbridos eólico-fotovoltaico con hidrógeno*. Ingeniería Energética y Sostenibilidad, 10(1), 33–45.
- H2 View. (2023). *Scaling up green hydrogen: Technology and market analysis*. Recuperado de <https://www.h2-view.com>
- H2 View. (2024). *Electrolysis technologies and global market trends*. Recuperado de <https://www.h2-view.com>
- H2 View. (2024). *Electrolyser technologies: Comparative study 2024*. Recuperado de <https://www.h2-view.com>
- H₂Med. (2024). *Proyecto de infraestructura para transporte de hidrógeno verde entre España y Francia*. Recuperado de <https://www.h2med.eu>

- Hydrogen Council. (2023). *Hydrogen Insights 2023*. Recuperado de <https://hydrogencouncil.com>
- Hydrogen Europe. (2023). *The European Clean Hydrogen Alliance: Strategic priorities*. Recuperado de <https://hydrogeneurope.eu>
- Hydrogen Europe. (2024). *Clean Hydrogen Monitor 2024*. Recuperado de <https://www.hydrogeneurope.eu>
- Hydrogen Europe. (2024). *Hydrogen value chains and market outlook 2024*. Recuperado de <https://hydrogeneurope.eu>
- HYPAT. (2024). *Hydrogen Pathways Platform – Technical Scenarios 2035*. Recuperado de <https://www.hypat.de>
- Iberdrola. (2023). *Transformación de parques eólicos antiguos en instalaciones híbridas*. Recuperado de <https://www.iberdrola.com>
- Iberdrola. (2024). *Hibridación de parques eólicos con energía solar y almacenamiento*. Recuperado de <https://www.iberdrola.com>
- Iberdrola Renovables. (2004). *Estudio de Impacto Ambiental del Parque Eólico Sil (Anexo J del presente TFM)*.
- IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2022). *Guía técnica de integración de hidrógeno renovable en sistemas eléctricos*.
- IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2023). *Guía para proyectos de electrólisis y producción de hidrógeno verde*.
- IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2023). *Hoja de ruta del hidrógeno renovable: una apuesta por el hidrógeno verde*.
- IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2024). *Análisis del almacenamiento energético en España*.
- IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2024). *Potencial de integración de hidrógeno en parques renovables híbridos*.
- IEA. (2024). *World Energy Outlook 2024*. Recuperado de <https://www.iea.org>
- IEA Hydrogen TCP. (2023). *Hydrogen Production and Storage Technologies: State of the Art 2023*. Recuperado de <https://www.ieahydrogen.org>
- IEA PVPS. (2023). *Trends in Photovoltaic Applications 2023*. Recuperado de <https://iea-pvps.org>

- Instituto Tecnológico de Aragón (ITA). (2024). *Evaluación de sistemas de producción y almacenamiento de hidrógeno renovable*. Recuperado de <https://www.itainnova.es>
- Instituto Tecnológico de Galicia (ITG). (2023). *Soluciones de hibridación para entornos rurales con hidrógeno verde*. Recuperado de <https://www.itg.es>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*. Recuperado de <https://www.irena.org>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review*. Recuperado de <https://www.irena.org>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). *Green Hydrogen: A guide to policy making*. Recuperado de <https://www.irena.org>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). *Hydrogen innovation landscape*. Recuperado de <https://www.irena.org>
- ISO. (2022). *ISO 22734:2022. Hydrogen generators using water electrolysis – Industrial, commercial, and residential applications*. Recuperado de <https://www.iso.org>
- ISO. (2023). *ISO 14687:2023. Hydrogen fuel quality – Product specification*. Recuperado de <https://www.iso.org>
- ITC. (2023). *Guía de diseño de instalaciones híbridas renovables sin acumulación*. Instituto Tecnológico de Canarias.
- JRC – Joint Research Centre. (2023). *Status of Power-to-X in Europe*. European Commission.
- JRC – Joint Research Centre. (2024). *Overview of the curtailment management strategies in Europe*. European Commission.
- JRC – Joint Research Centre. (2024). *Technical assessment of hybrid renewable-hydrogen systems in EU member states*. European Commission.
- Lhyfe. (2024). *Producción descentralizada de hidrógeno verde en Europa*. <https://www.lhyfe.com>
- Ministerio de Ciencia e Innovación. (2023). *Agenda Estratégica de Investigación e Innovación en Hidrógeno Verde*. <https://www.ciencia.gob.es>
- MITECO – Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022). *Estrategia de Almacenamiento Energético 2030*. <https://www.miteco.gob.es>
- MITECO – Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023–2030*. <https://www.miteco.gob.es>

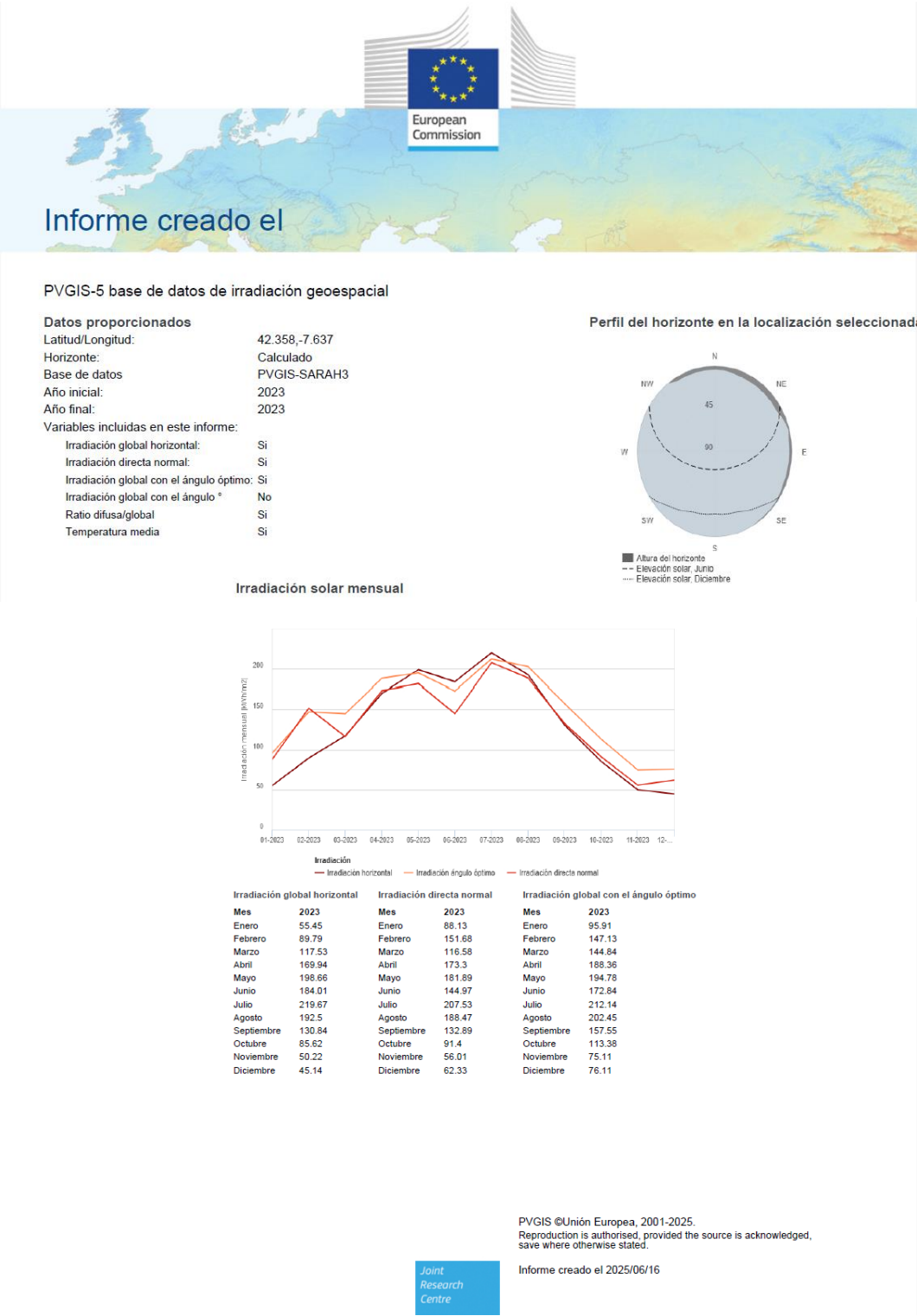
- MITECO – Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Guía técnica para la hibridación de instalaciones renovables*. <https://www.miteco.gob.es>
- MITECO – Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA)*. <https://www.miteco.gob.es>
- Naturgy. (2023). *Proyectos de hibridación renovable en España*. <https://www.naturgy.com>
- Naturgy. (2024). *Proyectos piloto de hibridación con electrolizadores PEM*. <https://www.naturgy.com>
- Nel Hydrogen. (2023). *PEM electrolyser portfolio and technical datasheets*. <https://www.nelhydrogen.com>
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2024). *Precios medios de electricidad en el mercado diario*. <https://www.omie.es>
- Oxford Institute for Energy Studies. (2023). *Hydrogen trade: Costs and value chains*. <https://www.oxfordenergy.org>
- Pérez, A., & Sánchez, M. (2023). *Aprovechamiento de excedentes eólicos mediante electrólisis: un caso práctico*. *Revista Energética*, 12(4), 56–64.
- PVGIS. (2024). *Photovoltaic Geographical Information System*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools
- PVsyst SA. (2024). *Modeling photovoltaic systems with bifacial modules and hybrid integration*. <https://www.pvsyst.com>
- PVsyst. (2024). *Software de simulación fotovoltaica PVsyst v8.0 – Manual técnico*. <https://www.pvsyst.com>
- PVsyst SA. (2024). *Technical features and simulation parameters*. Recuperado de <https://www.pvsyst.com>
- Red Eléctrica de España (REE). (2022). *Análisis de vertidos de generación renovable*. <https://www.ree.es>
- Red Eléctrica de España (REE). (2023). *Informe del sistema eléctrico español 2022*. <https://www.ree.es>
- Red Eléctrica de España (REE). (2023). *Perspectivas de integración renovable 2025*. <https://www.ree.es>

- Red Eléctrica de España (REE). (2024). *Informe técnico sobre la congestión de la red de transporte y limitaciones estructurales para la evacuación de renovables*. <https://www.ree.es>
- Red Eléctrica de España (REE). (2024). *Simulación de escenarios de hibridación con curtailment*. <https://www.ree.es>
- Red Eléctrica de España (REE). (2024). *Sistema de garantía de origen del hidrógeno renovable*. <https://www.ree.es>
- Repsol. (2023). *Proyecto de producción de hidrógeno verde mediante energía eólica*. <https://www.repsol.com>
- Rodríguez, L., & Muñoz, D. (2022). *Optimización de sistemas híbridos eólico-fotovoltaico con electrólisis*. *Revista Ingeniería Energética*, 18(1), 22–31.
- RTE – Réseau de Transport d'Électricité. (2023). *Hydrogen integration and power grid balancing in France*. <https://www.rte-france.com>
- RWE. (2024). *Hybrid renewable plants: Wind, solar and hydrogen*. <https://www.rwe.com>
- SAE – Society of Automotive Engineers. (2023). *Normativa técnica de electrolizadores PEM para uso industrial*. Society of Automotive Engineers.
- Sánchez, J. M. (2023). *Viabilidad económica de la electrólisis acoplada a curtailments*. *Energía y Economía*, 27(3), 44–52.
- Siemens Energy. (2023). *Silyzer 300 product brochure*. Recuperado de <https://www.siemens-energy.com>
- Siemens Energy. (2024). *Producción de hidrógeno verde con tecnología PEM*. <https://www.siemens-energy.com>
- Siemens Energy. (2024). *Silyzer 300 datasheet and technical specifications*. Recuperado de <https://www.siemens-energy.com>
- Sun Earth Tools. (2024). *Sun angle calculator and solar irradiation database*. <https://www.sunearthtools.com>
- Sunfer Energy. (2024). *Soporte coplanar 13V para cubierta plana o inclinada*. Recuperado de <https://sunferenergy.com/producto/13v-estructura-coplanar/>
- Tennet. (2023). *Curtailment analysis and hybrid renewable grid integration in Germany*. <https://www.tennet.eu>
- Tensite Solar. (2024). *Ficha técnica de módulos TOPCon 500 W y inversores AR10T-2*. <https://www.tensitesolar.com>

- TISE – Transport Infrastructure Systems Europe. (2023). *Infraestructura de transporte para distribución de hidrógeno*. <https://www.tise.eu>
- UNEF – Unión Española Fotovoltaica. (2023). *Hibridación de instalaciones solares con eólica y almacenamiento*. <https://www.unef.es>
- UNEF – Unión Española Fotovoltaica. (2024). *Guía técnica para la integración de energía solar en instalaciones híbridas*. <https://www.unef.es>
- Unión Europea. (2023). *Reglamento (UE) 2023/1804 sobre un marco para la implantación de infraestructuras para combustibles alternativos*. *Diario Oficial de la Unión Europea*, L 234, 1–45.
- Universidad de Zaragoza – CIRCE. (2023). *Integración del hidrógeno en redes eléctricas mediante electrolizadores flexibles*.
- US DOE – Department of Energy. (2023). *Hydrogen Production: Electrolysis R&D*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells>
- US DOE – Department of Energy. (2024). *Hydrogen Shot: Cost targets and timelines*. <https://www.energy.gov>
- Vestas. (2023). *Aerogeneradores Gamesa G80: ficha técnica y rendimiento*. <https://www.vestas.com>
- Vestas. (2024). *Modernización de parques eólicos y estrategias de hibridación*. <https://www.vestas.com>
- Villanueva, P., & López, R. (2023). Evaluación de la producción de hidrógeno verde con energías renovables. *Energía y Medio Ambiente*, 15(2), 18–26.
- WindEurope. (2023). *Wind energy in Europe: 2022 Statistics and the outlook for 2023–2027*. <https://windeurope.org>
- WindEurope. (2024). *Curtailment and hybridisation in wind farms: Market trends and challenges*. <https://windeurope.org>
- WindEurope. (2024). *Hydrogen from wind: Market design and policy recommendations*. <https://windeurope.org>
- WindEurope. (2024). *The European wind energy sector in 2024*. <https://windeurope.org>
- WindGlobal Atlas. (2024). *Herramienta de evaluación de recurso eólico global*. <https://globalwindatlas.info>
- World Bank. (2023). *Green Hydrogen: Thematic Brief*. <https://www.worldbank.org>

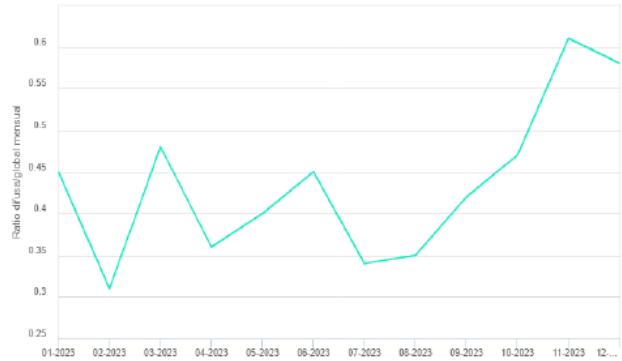
- World Economic Forum. (2023). *Hydrogen Economy: Opportunities and barriers*. <https://www.weforum.org>
- World Hydrogen Council. (2023). *Hydrogen Insights Report: Global outlook*. <https://hydrogencouncil.com>
- ZEC – Zona Especial Canaria. (2024). *Incentivos fiscales para proyectos de hidrógeno en Canarias*. <https://www.zec.org>
- Zhang, Y., Liu, Z., & Wang, H. (2023). Optimization of renewable hybrid systems with hydrogen storage in curtailment scenarios. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(5), 2743–2755. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.134>
- Zhu, X., & Han, Y. (2023). Economic viability of green hydrogen in remote hybrid microgrids. *Renewable Energy*, 201, 152–163. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.11.022>

ANEXO A. DATOS CLÍMATICOS MENSUALES DEL
EMPLAZAMIENTO CON PVGIS





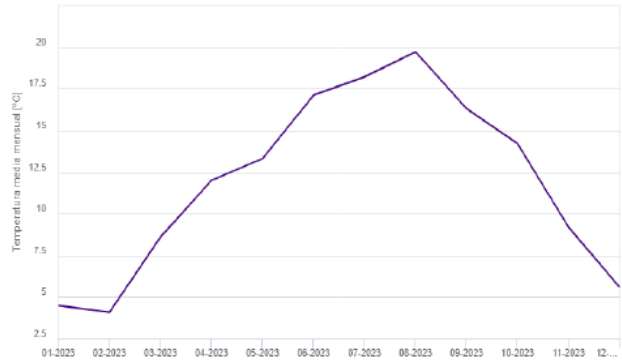
Ratio difusa a global medio mensual



Ratio difusa/global

Month	2023
Enero	0.45
Febrero	0.31
Marzo	0.48
Abril	0.36
Mayo	0.4
Junio	0.45
Julio	0.34
Agosto	0.35
Septiembre	0.42
Octubre	0.47
Noviembre	0.61
Diciembre	0.58

Temperatura media mensual



Temperatura media mensual

Month	2023
Enero	4.5
Febrero	4.1
Marzo	8.6
Abril	12
Mayo	13.3
Junio	17.1
Julio	18.2
Agosto	19.7
Septiembre	16.3
Octubre	14.2
Noviembre	9.2
Diciembre	5.6

ANEXO B.SUPERFICIE DISPONIBLE PARA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y SISTEMA DE ELECTRÓLISIS

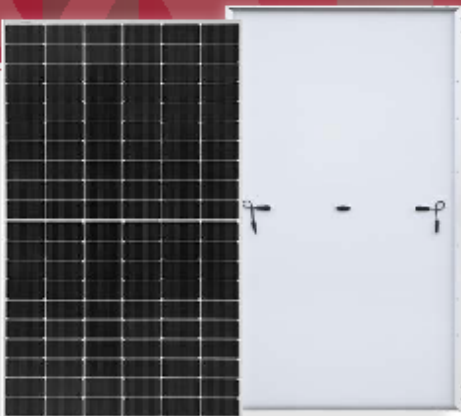


ANEXO C.FICHA TÉCNICA DEL PANEL SOLAR N-TYPE TOPCON

500W DE TENSITE

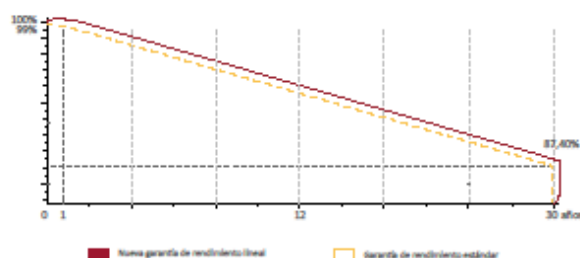


N-Type TOPCon 500W



-  120 Células Tecnología N-Type MBB half cut
-  Mayor potencia de salida
-  Mayor potencia del módulo con una eficiencia del módulo de hasta el 23,09%
-  Diseño ligero con lámina posterior transparente

GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL



-  Tolerancia positiva de vatios
-  15 Años de garantía del producto
-  30 Años de garantía de potencia lineal

Tensite
info@tensite-energy.com
www.tensite-energy.com



V-ES-3
Petrocinador oficial de


ANEXO D. FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR DE RED TRIFÁSICO AR10T-2 DE TENSITE



The image shows a white, square-shaped Tensite AR10T-2 inverter mounted on a wall. The background is a red geometric pattern. The Tensite logo is visible on the top left and bottom left of the inverter. The model number AR10T-2 is displayed in the top right corner.

-  Fácil instalación
-  Confiable
-  Fácil de usar
-  10 Años de garantía del producto

DIMENSIONES



Tensite
info@tensite-energy.com
www.tensite-energy.com



V-ES-1
Patrocinador oficial de


ANEXO E. MANUAL DE USUARIO DEL INVERSOR DE RED TRIFÁSICO AR10T-2 DE TENSITE



Manual de usuario

AR6T-2 / AR8T-2 / AR10T-2 / AR15T-2 / AR20T-2

ANEXO F. FICHA TÉCNICA DEL SOPORTE 13V DE SUNFER

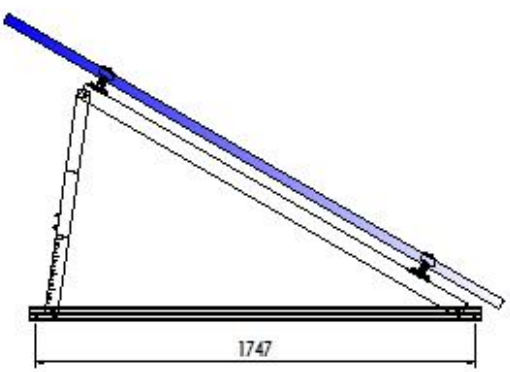
R6-12/24

Ficha técnica

Soporte inclinado cerrado regulable. Vertical.

13V

SUNFER



• Soporte inclinado regulable para cubierta de chapa metálica o subestructura.
• Anclaje a correas.
• Soporte premontado.
• Regulable de 20° a 35°.
• Disposición de los módulos: Vertical.
• Válido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm.
• Tornillería de anclaje no incluida.
• Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales: Perfilado de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Para módulos de hasta 2400x1150 - Sistema Kit

2400x1150 **Kit** (Ver página 2)

Carga de nieve: 40 kg/m²

Perfil G1

Triángulo plegado

Par de apriete:
Tornillo Presor 7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
Tornillo M4.2/4.8 Hexagonal 6 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm

Detalle fijación G1 a triángulo
(Son necesarios 2 fijaciones por perfil, 1 por cada lado)

Herramientas necesarias:

Seguridad:

Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10

Chapa galvanizada Chapa inoxidable Anclaje a correa Subestructura

100% Reciclable

Marcado ES19/86524 CE

ANEXO G. MANUAL DE MONTAJE DEL SOPORTE 13V DE SUNFER

Despliegue del triángulo preensamblado y anclaje al suelo

Triángulo plegado

Fácil instalación de la inclinación deseada, de 20° a 35°.

Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10 no incluidos.

Montaje del perfil guía sobre el triángulo

1. Insertar la fijación de perfil en interior de la guía.
2. Levantar la fijación de perfil y colocar el perfil guía.
3. Insertar el perfil en la fijación por la guía lateral.
4. Saltar la fijación de perfil.
5. Apriete la tuerca y repetir en el otro lado del perfil (son necesarias 2 fijaciones por perfil, 1 por cada lado).

Unir los perfiles con las piezas UG1

Introducir los perfiles dentro del canal del elemento de unión UG1 a través de las ranuras laterales.

Una vez dentro, fijar la unión con los tornillos de bloqueo, siempre a la altura de la ranura lateral.

Métrica 4.2 / 4.8 (4 por unión)

Soporte inclinado abierto regulable para metálica. Vertical. 13V

Fijar anclamientos

1. Consultar hoja 2/2
2. Métrica 6.3 (2 por anclamiento)

Ubicar los módulos sobre los perfiles

Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte, dejando la misma distancia de sobrante en los extremos.

Dejar una separación entre módulos de 20 mm para poner el presor central que fijará los módulos al perfil.

Fijación de los módulos con los presores y colocación de las tapas G1

Válido para medidas de espesor de módulo de 28 mm a 40 mm.

FIJACIÓN LATERAL

Esposes de módulos admitidos: 28-30 mm, 32 mm, 40 mm.

FIJACIÓN CENTRAL

- 1) Alinear presor con el perfil
- 2) Bajar hasta hacer oído
- 3) Rasar el homillo.

Introducir tapas G1 (x4) en los 4 perfiles extremos del kit

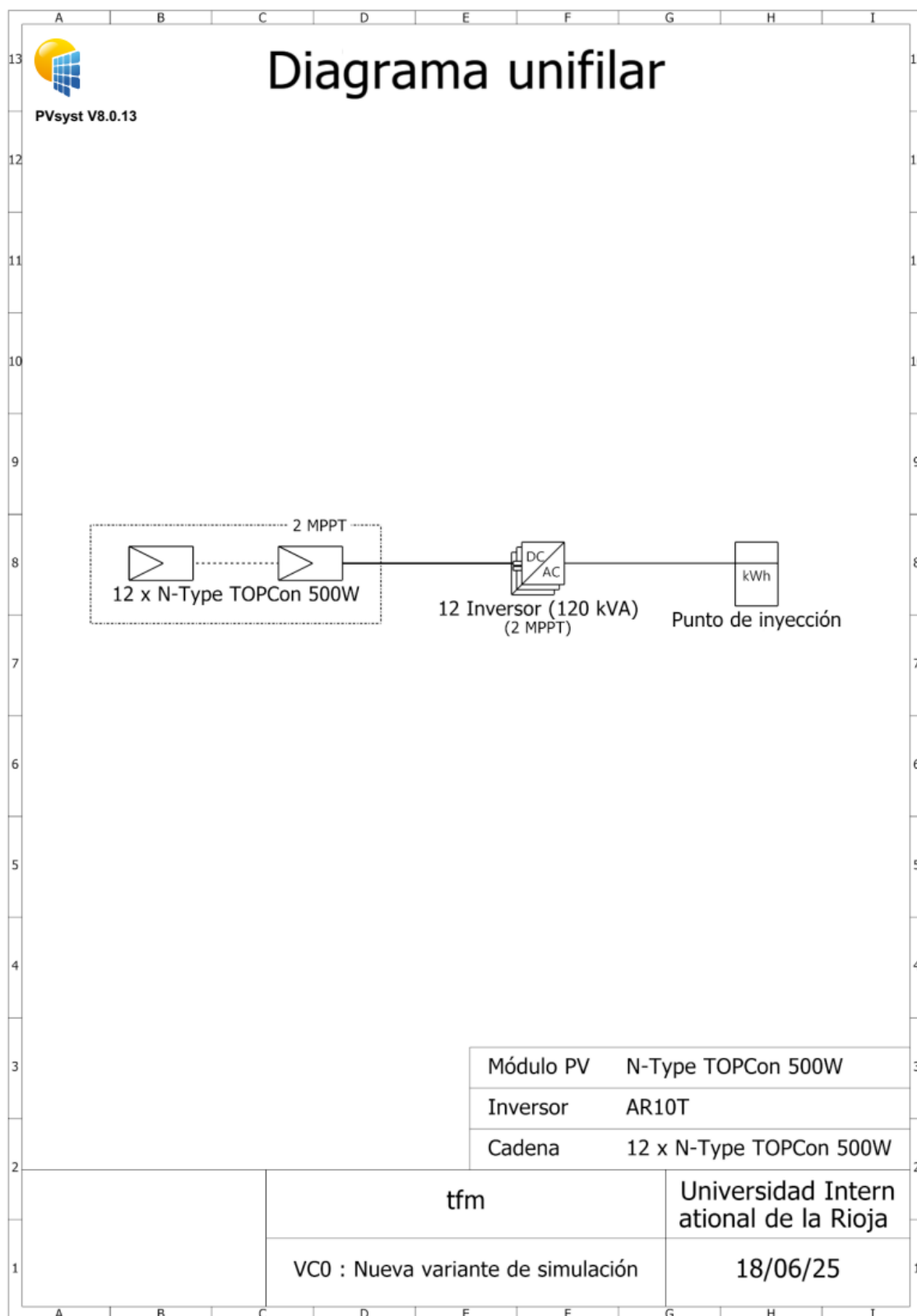
PLANO DE MONTAJE

Tamaño máx. 2400x1150

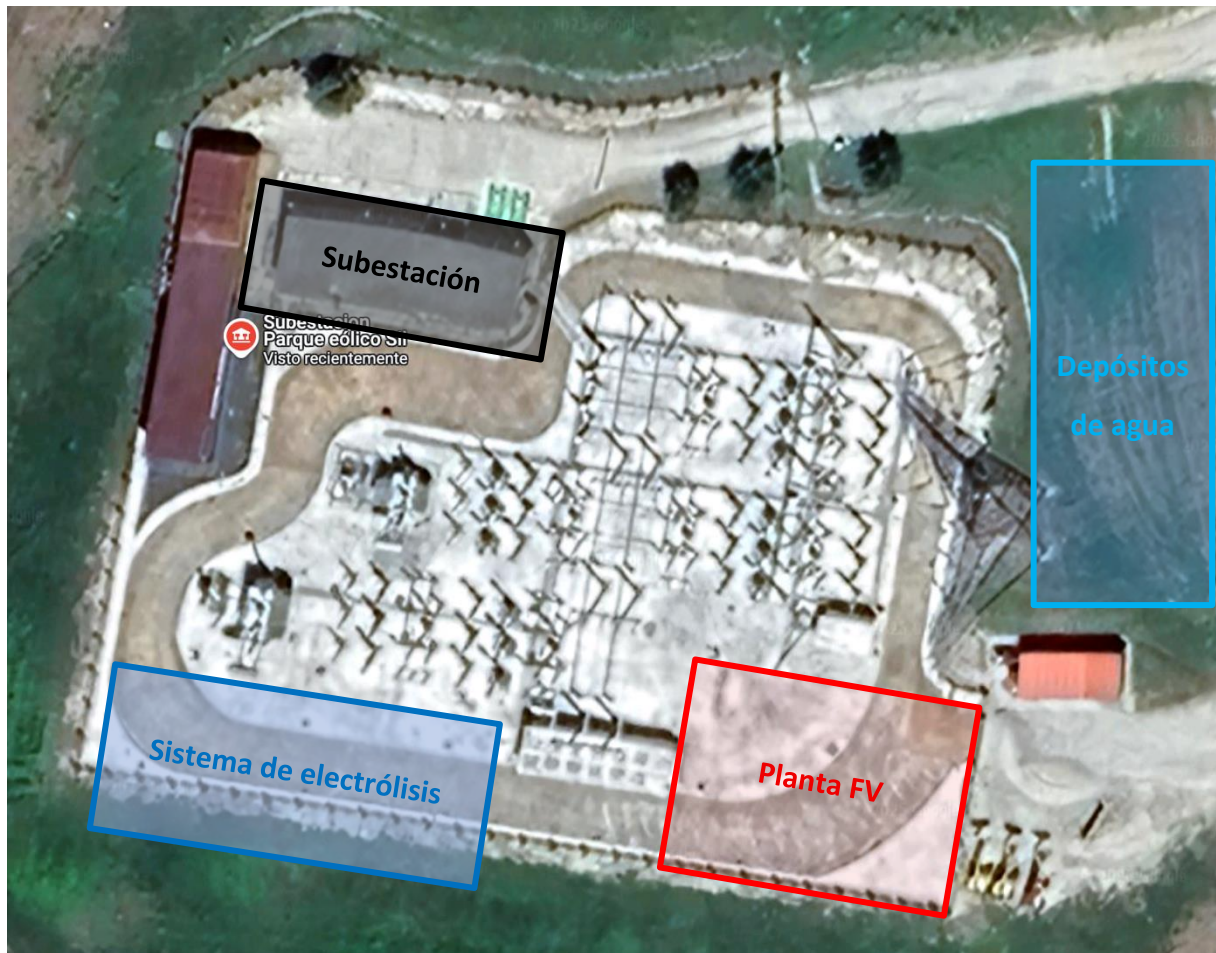
CE

1/2

ANEXO H. ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA



ANEXO I. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN



ANEXO J. ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL DEL PARQUE EÓLICO SIL



ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DEL PARQUE EÓLICO AMPLIACIÓN DE SIL

DOCUMENTO DE SÍNTESIS
Febrero 2004
SA125Q-ES-04.000330.00020



iberinco