



**Universidad
Europea** CANARIAS

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Módulo 10. Trabajo Fin de Máster

Incorporación de la producción eólica y de hidrógeno para el funcionamiento y refrigeración de un centro de datos en la localidad de Tineo (Asturias) con la implementación del control de temperatura

Autores:

Magdalena Trapiello, Esther

Linares Martínez, María

Domingo Almagro, Marcos

Regidor Ramírez, Mireia

Roldán Revueltas, Ernesto

Tutor: Alejandro Lara Hidalgo

Curso: 2024/2025

ÍNDICE

Resumen	6
Abstract.....	6
Introducción.....	7
Antecedentes.....	7
Marco Teórico	8
Objetivos generales y particulares	12
Hipótesis de trabajo	12
Estado de la cuestión y materiales de objeto del análisis	13
1. Datos de partida.....	14
Emplazamiento	14
2. Metodología	17
a) Recolección de datos	17
b) Herramientas de análisis y simulación	18
c) Variables consideradas	18
d) Escenarios y análisis.....	18
e) Integración del hidrógeno en la estrategia energética	18
Methodology Abstract	20
3. Estudio urbano paisajístico con justificación normativa.....	21
Estudio Geológico.....	21
Estudio Geotécnico	23
Análisis de impacto ambiental	23
4. Cálculo de las condiciones en materia de producción energética de la zona	28
a) Caracterización de la campaña de medición.....	29
b) Modelo de aerogenerador	29
c) Análisis del recurso.....	30
5. Producción estimada por los aerogeneradores	38
6. Selección del centro de datos	43
7. Dimensionamiento del sistema de hidrógeno.....	46
8. Operación y mantenimiento del sistema de control de temperatura	47
9. Evaluación económica estimada	48
10 Análisis DAFO del proyecto	51
Resultados.....	52

Comparación entre hipótesis y resultados	53
Justificación del % de transformación de energías convencionales a energías renovables conseguido.....	53
Consideraciones finales	54
Final Considerations	55
Líneas de mejora y futuras investigaciones	56
Bibliografía y referencias	58

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Área disponible.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2. Recurso eólico en la zona disponible</i>	<i>16</i>
<i>Figura 3. Esquema de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 4. Mapa geológico de la zona. Fuente: instituto geológico y minero de España</i>	<i>22</i>
<i>Figura 5. Mapa de la red natura 2000 de toda España</i>	<i>25</i>
<i>Figura 6. Red natura en la zona del proyecto</i>	<i>25</i>
<i>Figura 7. Extrapolación de la velocidad media de viento a la altura de buje mediante Windographer.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 8. Velocidades de viento a lo largo de la campaña de medición</i>	<i>31</i>
<i>Figura 9. Weibull a 105 metros de altura</i>	<i>31</i>
<i>Figura 10. Frecuencia de las distintas velocidades de viento</i>	<i>32</i>
<i>Figura 11. Velocidades de viento medias mensuales en función de la hora del día.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 12. Rosa de los vientos de frecuencias</i>	<i>33</i>
<i>Figura 13. Rosa de los vientos de desviación estándar.</i>	<i>34</i>
<i>Figura 14. Rosas de los vientos de velocidades medias y máximas.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 15. Rosa de los vientos de frecuencia de velocidades por dirección</i>	<i>35</i>
<i>Figura 16. Rosa de los vientos de velocidades medias y densidad de potencia.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 17. Función de distribución acumulativa a 105 m de altura.</i>	<i>37</i>
<i>Figura 18. Disposición de los aerogeneradores. Fuente: Google Earth.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 19. Separación perpendicular al viento</i>	<i>39</i>
<i>Figura 20. Separación en la dirección del viento</i>	<i>39</i>
<i>Figura 21. Mapa calibrado con curvas de nivel</i>	<i>41</i>
<i>Figura 22. Localización de los aerogeneradores con respecto a las curvas de nivel en Wasp. Elaboración propia.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 23. Cálculo de la energía anual de la instalación</i>	<i>43</i>
<i>Figura 24. Ubicación del centro de datos dentro del área seleccionada</i>	<i>44</i>
<i>Figura 25. Sistema de refrigeración con intercambiador de calor y bypass</i>	<i>44</i>
<i>Figura 26. Temperatura media de Tineo a lo largo de los últimos 30 años.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 27. Esquema de flujos de energía y datos gestionados por Jetson Nano. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>47</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Coordenadas del área disponible</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 2. Especificaciones técnicas V136-4,2 MW</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 3. Velocidad de referencia a un periodo de retorno de 50 por distintos métodos (elaboración propia)</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 4. Localización de los aerogeneradores con elevaciones. Elaboración propia ..</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 5. Localización de los puntos de calibración. Elaboración propia</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 6. Generación de cada aerogenerador</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 7. Estadísticas del parque eólico completo</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 8. Características del centro de datos</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 9. Datos de partida en materia de viabilidad económica</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 10. Costes totales de inversión del proyecto</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 11. Costes de O&M</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 12. Precio de la instalación para los próximos 20 años. Fuente OMIP</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 13. Ahorro proyectado a 20 años</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 14. Estudio de sensibilidad del proyecto</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 15. Análisis DAFO</i>	<i>51</i>

Resumen

El presente proyecto combina Energía eólica y producción y almacenamiento de hidrógeno verde para abastecer un centro de datos en Tineo (Asturias), tanto para su funcionamiento normal como para la refrigeración necesaria en el mismo.

El estudio incorpora análisis del recurso eólico, selección de los aerogeneradores, dimensionamiento de la instalación, producción y almacenamiento de hidrógeno, sistemas de control de temperatura y viabilidad económica.

Se plantea instalar un parque eólico de 8 aerogeneradores Vestas V136-4,2 MW, cuya producción cubriría tanto el consumo eléctrico directo en el centro de datos como la generación de hidrógeno mediante electrólisis. Este hidrógeno serviría de almacenamiento energético, garantizando un suministro estable para el funcionamiento y la refrigeración, crítica del centro de datos.

Se estima una producción anual de 73,5 GWh, frente a una demanda del centro de datos de 52,6 GWh, con excedentes destinados a hidrógeno. A 20 años, el proyecto permitiría un ahorro cercano a 7 millones de euros y evitar la emisión de unas 2.500 t de CO₂ anuales.

En conclusión, la integración de eólica e hidrógeno constituye una alternativa sostenible y económicamente beneficiosa para el funcionamiento y la refrigeración del centro de datos en cuestión, con potencial de replicarse en otras localizaciones.

Palabras clave: Hidrógeno verde; Centro de datos; Refrigeración; Eólica; Energía renovable.

Abstract

This project combines wind energy and green hydrogen production and storage to supply a data center in Tineo (Asturias) both for its regular operation and for the necessary cooling, which is a critical point.

The study includes an analysis of the wind resource of the location, selection of the wind turbines, sizing of the installation, hydrogen production and storage, temperature control systems, and economic feasibility.

It is planned to install a wind farm with 8 Vestar V136-4.2MW turbines, whose production would cover both the direct electricity consumption of the data center and the hydrogen generation through electrolysis. This hydrogen will be the energy storage solutions to ensure the a stable supply of energy to the operation and cooling of the data center.

Annual production is estimated at 73.5 GWh, with a demand of the data center estimated at 52,6 GWh, with the rest apply to the electrolysis. Over 20 years, the project would enable savings of nearly 7 million of euros and avoid the emission of approximately 2500 tons of CO₂ per year.

In conclusion, the integration of wind energy and green hydrogen represent a sustainable and economically beneficial alternative for powering and cooling the data center, with the potential to be replicated in other locations.

Key words: Green Hydrogen; Data center; Refrigeration; Eolic; Renewable Energy.

Introducción

A lo largo de este trabajo fin de máster, se implementará un sistema de control de temperatura para la refrigeración de un centro de datos. Se planteará realizar la implementación de un parque eólico en la zona de Tineo, en el Principado de Asturias, que permita mediante la electricidad generada, producir hidrógeno verde mediante la electrólisis del agua. Con dicho hidrógeno verde utilizado a modo de vector energético se aportará un flujo constante de electricidad para la refrigeración y funcionamiento constante del centro, que se logrará por medio de ventiladores y bombas.

Los centros de datos son cada vez más necesarios en el desarrollo de la sociedad actual, debido al alto volumen de información que se requiere en la computación moderna. Ello, plantea la necesidad de implementarlos, pero ese alto volumen de computación plantea una importante desventaja con el alto calentamiento que llegan a sufrir los equipos. Todo ello, requiere una refrigeración constante que requiere de una gran demanda eléctrica, siendo el autoconsumo de estas instalaciones un paso clave para poder avanzar hacia un futuro sostenible.

Todo ello se realizará en el marco de la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/UE, y posterior ampliación en la Directiva de Eficiencia Energética 2018/2022, en las que se recoge la creciente necesidad de autosuficiencia de Europa, desde un punto de vista geopolítico y climático. Todo ello, se encuentra recogido a nivel nacional en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030.

Antecedentes

En este apartado se revisan los antecedentes que justifican el presente proyecto, atendiendo tanto a la evolución del sector energético como al desarrollo del hidrógeno en España y Europa. Se busca enmarcar la propuesta dentro de las estrategias actuales de transición energética y digitalización.

En las últimas décadas, el sector energético y el de las tecnologías de la información han experimentado un crecimiento sin precedentes, estrechamente vinculados entre sí. La digitalización de la economía mundial ha provocado un aumento exponencial de los centros de datos, infraestructuras críticas que concentran la capacidad de almacenamiento y procesamiento de información. Según la International Energy Agency (IEA), “los centros de datos y las redes de transmisión representan ya alrededor del 1,5 % de la demanda global de electricidad” (IEA, 2023), con previsiones de crecimiento sostenido en los próximos años. Este fenómeno, unido a los compromisos internacionales de descarbonización, plantea la necesidad de integrar energías renovables en la operación de dichas infraestructuras.

España, y en particular regiones como Asturias, dispone de un potencial renovable significativo, principalmente eólico e hidráulico, que favorece la implantación de proyectos piloto e iniciativas de demostración tecnológica. El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) destaca que “el almacenamiento

energético constituye un elemento esencial para garantizar la seguridad de suministro y la integración eficiente de renovables” (IDAE, 2022). Asimismo, el marco regulatorio nacional, mediante normativas como el Real Decreto 244/2019, posibilita la participación activa de instalaciones de autoconsumo con almacenamiento y el vertido de excedentes a la red si fuera rentable, lo que amplía las oportunidades de integración.

En este contexto, el hidrógeno se consolida como un vector energético clave para la transición energética. Su producción mediante electrólisis del agua, a partir de electricidad renovable, permite almacenar energía en forma química y utilizarla posteriormente en procesos industriales, movilidad o generación eléctrica mediante pilas de combustible. La Hoja de Ruta del Hidrógeno en España (MITECO, 2020) establece objetivos concretos de despliegue, incluyendo alcanzar 4 GW de electrolizadores instalados en 2030 y el desarrollo de proyectos demostrativos en sectores estratégicos. A nivel europeo, la estrategia comunitaria Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe (CE, 2020) refuerza esta apuesta, subrayando el papel del hidrógeno verde para garantizar la seguridad energética y reducir emisiones en línea con el Pacto Verde Europeo.

La integración de hidrógeno en centros de datos constituye una innovación especialmente relevante: por un lado, permite almacenar excedentes de generación renovable y, por otro, ofrece respaldo eléctrico en situaciones de baja disponibilidad de viento o alta demanda. Además, su utilización en sistemas críticos como la refrigeración asegura la continuidad operativa del centro de datos, minimizando riesgos de interrupción del servicio. El desarrollo de estas soluciones se alinea con las estrategias nacionales y europeas de digitalización y descarbonización, posicionando este tipo de proyectos como laboratorios de innovación tecnológica aplicados a sectores clave de la economía.

Particularizando el caso de estudio, en la zona de Tineo se dispone de una gran cantidad de tierra agrícola en desuso, lo que supone grandes espacios desaprovechados que la administración asturiana busca emplear para la construcción de proyectos renovables. Así mismo, el crecimiento industrial en Asturias realza la necesidad de implantar centros de datos en la zona para abastecer la demanda de las empresas locales.

Marco Teórico

A continuación, se plasman las normativas, antecedentes y conceptos claves para la comprensión y realización de este trabajo: (International Energy Agency, 2023; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, s.f.)

1. Centros de datos

Un centro de datos es una infraestructura que alberga equipos informáticos que almacenan, procesan y distribuyen un gran volumen de datos. Son fundamentales para el almacenaje de grandes volúmenes de datos que posibilitan servicios en línea, aplicaciones y sistemas de seguridad, etc.

2. Contexto energético y sostenibilidad

La transición hacia un modelo energético sostenible es uno de los grandes retos actuales, impulsado por el cambio climático, la escasez de recursos fósiles y el aumento de la demanda energética.

El sector de las tecnologías de la información, especialmente los centros de datos, ha incrementado notablemente su consumo eléctrico, llegando a representar alrededor del 1% del consumo mundial de electricidad. Esta cifra tiende al alza debido al crecimiento del almacenamiento en la nube, la inteligencia artificial y el procesamiento de datos masivos.

Los centros de datos requieren una refrigeración constante para evitar el sobrecalentamiento de los servidores, así como un funcionamiento ininterrumpido de sus servidores, lo cual supone una carga energética adicional considerable. En este contexto, se vuelve imprescindible explorar soluciones de generación renovable y autoconsumo que permitan reducir el impacto ambiental, garantizando a la vez un suministro estable y eficiente.

3. Energía eólica

La energía eólica es una fuente renovable madura y ampliamente implantada en el mundo. Su principio se basa en la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica, y posteriormente en electricidad mediante un aerogenerador.

La cantidad de energía que puede producir un aerogenerador depende principalmente de la velocidad del viento, la altura del buje, el diámetro del rotor y el rendimiento del generador.

En España, y particularmente en el norte peninsular, la disponibilidad de recurso eólico es significativa. Asturias presenta ubicaciones de gran potencial, especialmente en zonas elevadas y despejadas como el concejo de Tineo.

La elección del modelo VESTAS V136-4.2 MW responde a la necesidad de aprovechar vientos de intensidad moderada mediante rotores de gran diámetro, maximizando así la producción eléctrica en entornos de viento suave o irregular.

4. Hidrógeno verde como vector energético

El hidrógeno es un vector energético que puede ser almacenado y utilizado posteriormente como combustible o para producir electricidad. El denominado hidrógeno verde se obtiene mediante electrólisis del agua, un proceso que separa el oxígeno y el hidrógeno utilizando electricidad procedente de fuentes renovables. Esta opción es clave en la descarbonización de sectores intensivos en energía.

El uso del hidrógeno como sistema de almacenamiento energético permite mitigar la intermitencia de las fuentes renovables, especialmente en proyectos donde la producción supera las necesidades inmediatas del consumo.

Además, puede utilizarse para alimentar bombas de calor o sistemas térmicos, como se propone en este trabajo, haciendo posible una refrigeración limpia y autosuficiente de instalaciones críticas como los centros de datos.

5. Refrigeración sostenible en centros de datos

Los centros de datos son infraestructuras esenciales para el almacenamiento y procesamiento de información digital. Su actividad genera una gran cantidad de calor residual, lo que exige sistemas de refrigeración eficientes, fiables y continuos. Tradicionalmente, esta refrigeración se realiza mediante ventilación forzada, aire acondicionado industrial o enfriamiento por líquido, con elevado coste energético.

Actualmente, la tendencia es migrar hacia soluciones de refrigeración sostenibles, basadas en energías renovables y tecnologías de bajo consumo como bombas de calor, intercambiadores geotérmicos o free cooling. La integración con fuentes renovables como la eólica, junto con sistemas de almacenamiento como el hidrógeno, permite reducir el coste operativo, mejorar la eficiencia energética y disminuir la huella de carbono de estas infraestructuras.

6. Automatización y control de temperatura

El control térmico automatizado es clave para optimizar la operación de sistemas de refrigeración. Mediante sensores de temperatura y presión, junto con algoritmos de control, es posible adaptar en tiempo real el funcionamiento de ventiladores, bombas o válvulas en función de la carga térmica del centro de datos.

Este tipo de gestión inteligente no solo mejora la eficiencia del sistema, sino que también garantiza la seguridad y estabilidad operativa. En este TFM, se plantea un sistema de control de temperatura que monitoriza continuamente las condiciones térmicas internas y externas, activando o desactivando los elementos de refrigeración según las necesidades detectadas.

7. Vertido de excedentes y normativa

La generación eléctrica renovable puede producir excedentes cuando la demanda de la instalación es inferior a la energía generada. En estos casos, es posible verter la energía sobrante a la red eléctrica, contribuyendo al sistema eléctrico general y generando ingresos adicionales. Esta práctica está regulada en España por el Real Decreto 244/2019, que establece el marco para el autoconsumo con compensación de excedentes.

Asimismo, la conexión a red requiere cumplir con las especificaciones técnicas y normativas de Red Eléctrica de España (REE), garantizando que el vertido no afecte a la estabilidad del sistema. En este proyecto, se contempla esta posibilidad como complemento al modelo de autoconsumo y almacenamiento, maximizando así la rentabilidad y sostenibilidad del sistema.

Se valorará la rentabilidad de dicho vertido para nuestro caso concreto.

8. Hidrógeno verde aplicado a centro de datos

El hidrógeno verde se obtiene mediante la electrólisis del agua utilizando electricidad de origen renovable. Este proceso separa el hidrógeno del oxígeno, permitiendo almacenar energía en forma de gas. Su uso como vector energético aporta dos ventajas fundamentales en el contexto de este trabajo: la posibilidad de almacenar excedentes de generación eólica y la de garantizar la continuidad del suministro eléctrico a cargas críticas como la refrigeración de un centro de datos.

El electrolizador es el equipo encargado de transformar electricidad en hidrógeno. Para proyectos descentralizados como el propuesto, los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) ofrecen mayor flexibilidad operativa frente a variaciones de potencia, así como tiempos de arranque rápidos, lo que los hace adecuados para acoplarse a la producción eólica.

El hidrógeno producido se comprime y almacena en depósitos presurizados. Posteriormente puede reconvertirse en electricidad mediante pilas de combustible (PEMFC), que permiten alimentar sistemas eléctricos con alta fiabilidad y bajas emisiones. En el caso de centros de datos, este hidrógeno puede suministrar la energía necesaria para los sistemas de refrigeración en periodos de baja producción eólica o en situaciones de emergencia, actuando como respaldo para mantener las condiciones térmicas dentro de los márgenes de seguridad (18–22 °C según ASHRAE).

En la literatura reciente, el hidrógeno se plantea como complemento a las baterías convencionales para instalaciones críticas, ya que presenta ventajas en términos de almacenamiento a medio-largo plazo, escalabilidad y reducción de la dependencia de combustibles fósiles. Su integración en el presente trabajo responde, por tanto, a tres objetivos estratégicos:

- **Aumentar la resiliencia energética** del centro de datos (alineado con el estándar Tier III).
- **Reducir emisiones de CO₂**, al desplazar consumo eléctrico de la red de origen no renovable.
- **Optimizar la rentabilidad** mediante el aprovechamiento de excedentes eólicos que, de otro modo, tendrían que verse a la red con precios variables.

Objetivos generales y particulares

A continuación, se plasman los principales objetivos generales que se persiguen con el proyecto realizado:

- Comprobar la viabilidad técnica y económica de la implantación de un centro de datos alimentado por la electricidad producida a través de turbinas eólicas y un bloque de almacenamiento de hidrógeno que actúa como reserva en caso de viento insuficiente en la zona de Tineo (Asturias), con el fin de garantizar un suministro eléctrico estable y continuo.
- Implementar un sistema de control de temperatura que en tiempo real permita saber que temperatura ambiental, y en los equipos hay, poniendo a funcionar los ventiladores y bombas refrigerantes según las necesidades térmicas de cada momento.

Como objetivos generales caben destacar:

- Analizar la posibilidad de verter excedentes a la red y la rentabilidad de esta operación en función de la relación coste beneficio ente la instalación necesaria para verterlos y los propios excedentes ocasionados.
- Verificar la adecuación del proyecto a la zona descrita y abordar las particularidades encontradas en la misma.
- Posibilidad de extrapolar el proyecto a otras ubicaciones de la geografía española con su justificación pertinente.

En la conclusión del trabajo se valorará en que medida los objetivos planteados de manera inicial se han cumplido y si hubiera margen para optimizaciones o mejoras.

Hipótesis de trabajo

Como hipótesis de trabajo se ha tenido en cuenta para el cálculo de la rentabilidad económica, que el centro de datos sería implementado con seguridad y el estudio se ha centrado en la viabilidad de alimentarlo con energías renovables en lugar de tomado la corriente eléctrica directamente de la red. Así mismo se ha planteado todo el proyecto sobre una zona agrícola en desuso con una planitud del terreno, temperaturas favorables y una ventosidad óptima.

Estado de la cuestión y materiales de objeto del análisis

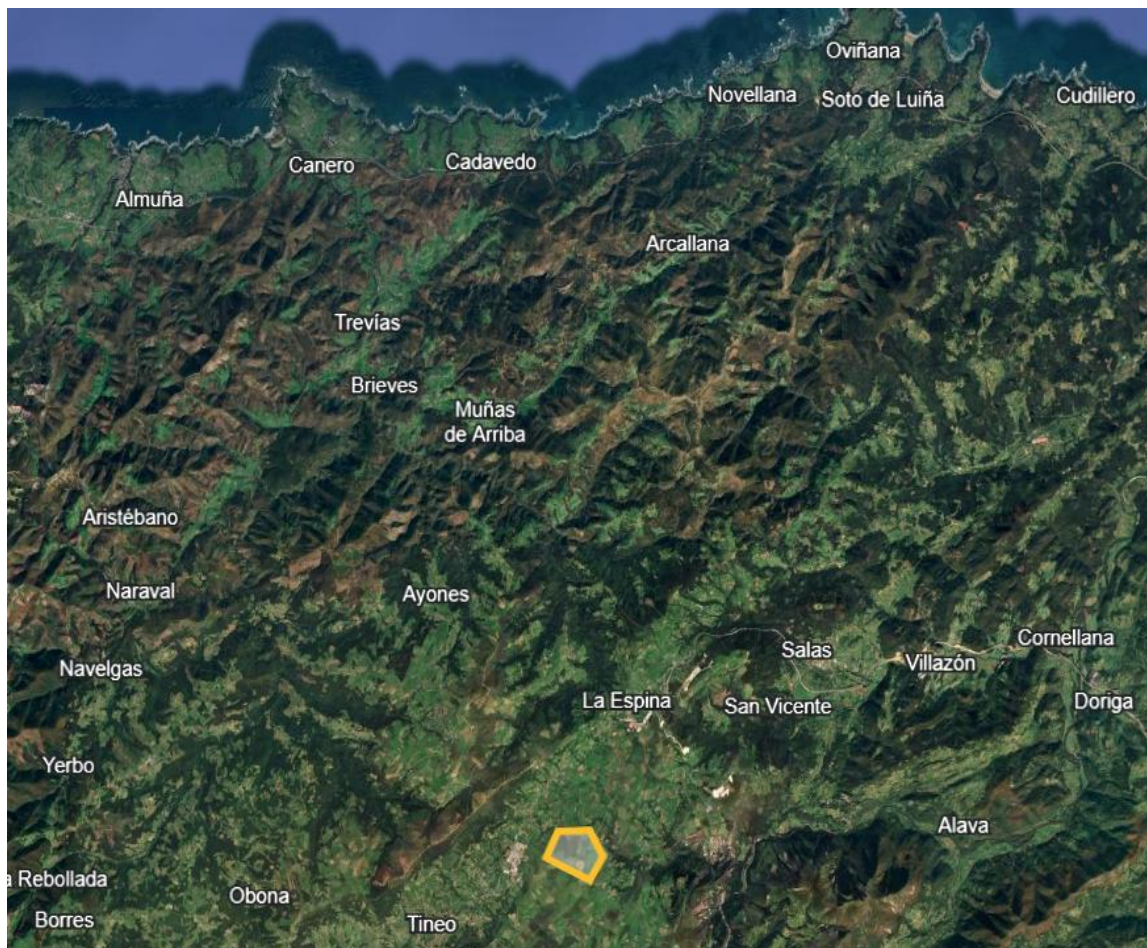
Para el presente trabajo se han consultado múltiples fuentes de información especializada, entre las que destaca la Agencia Internacional de la Energía (IEA), el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y el Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués (OMIP). Todas ellas, se encuentran descritas en el apartado de referencias presentado al final del trabajo.

1. Datos de partida

Para el desarrollo del proyecto lo primero que se plantea son los datos de los que partimos para la implementación del mismo.

Emplazamiento

El emplazamiento escogido para el desarrollo de la totalidad del proyecto se trata de un espacio agrícola, ahora en desuso, con un área total de 1,78 Km². Se planteará toda la instalación del parque eólico, así como el almacenamiento de hidrógeno y el centro de datos dentro de la misma. Véase figura 1.



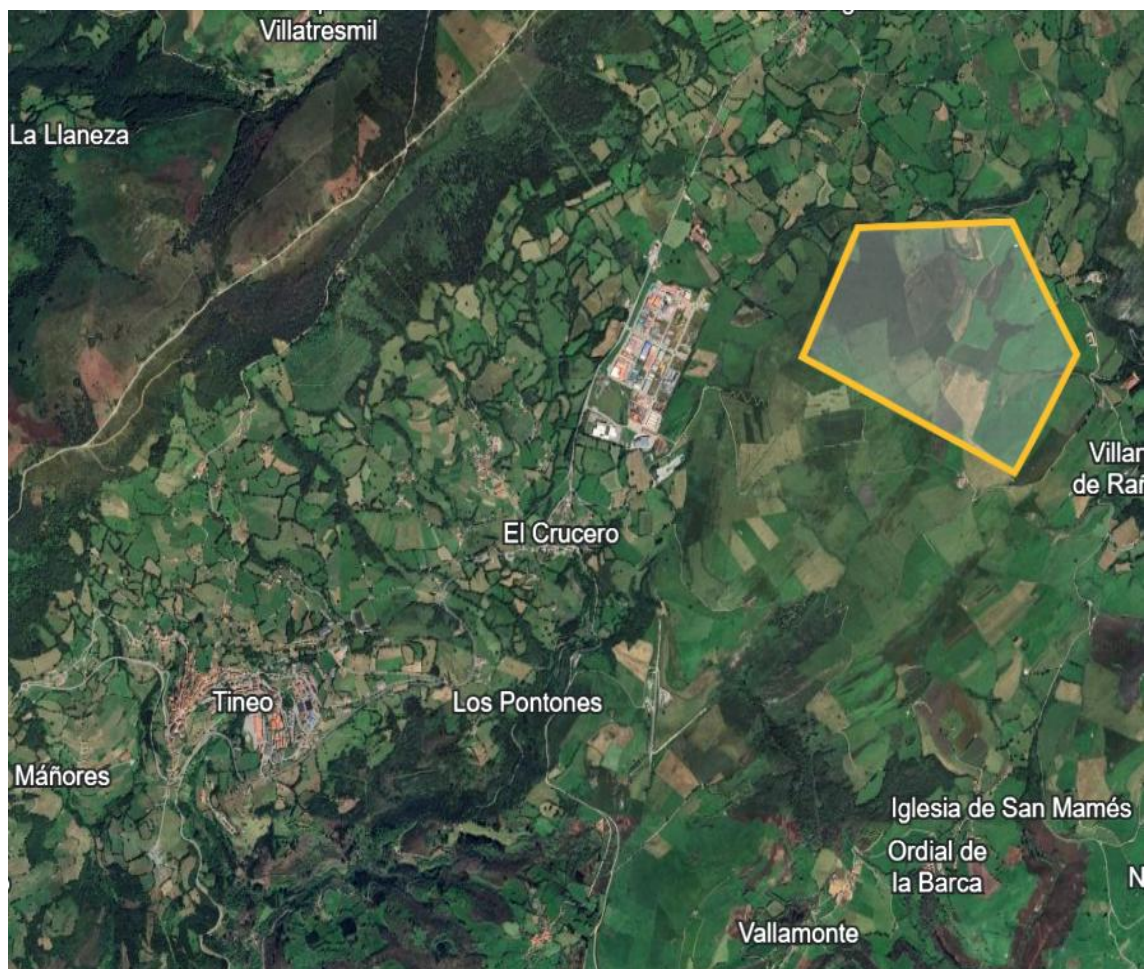


Figura 1. Área disponible

La localización geográfica del emplazamiento se muestra delimitada por las siguientes coordenadas mostradas en la Tabla 1.

Coordenadas	
43° 21' 11'' N	6° 21' 58'' W
42° 20' 49'' N	6° 20' 59'' W
43° 21' 12'' N	6° 20' 37'' W
43° 21' 38'' N	6° 20' 56'' W
43° 21' 37'' N	6° 21' 41'' W

Tabla 1. Coordenadas del área disponible

Tal y como se aprecia en la figura 2, la zona tiene unas condiciones de viento idóneas, con una media que supera los 7.4 m/s para una altura de buje de 100 metros y con picos que no superan los 10 m/s lo que protegerá a los aerogeneradores colocados frente a sobrecargas y grietas por fatiga debido al exceso de ventosidad. (Global Wind Atlas, s.f.)

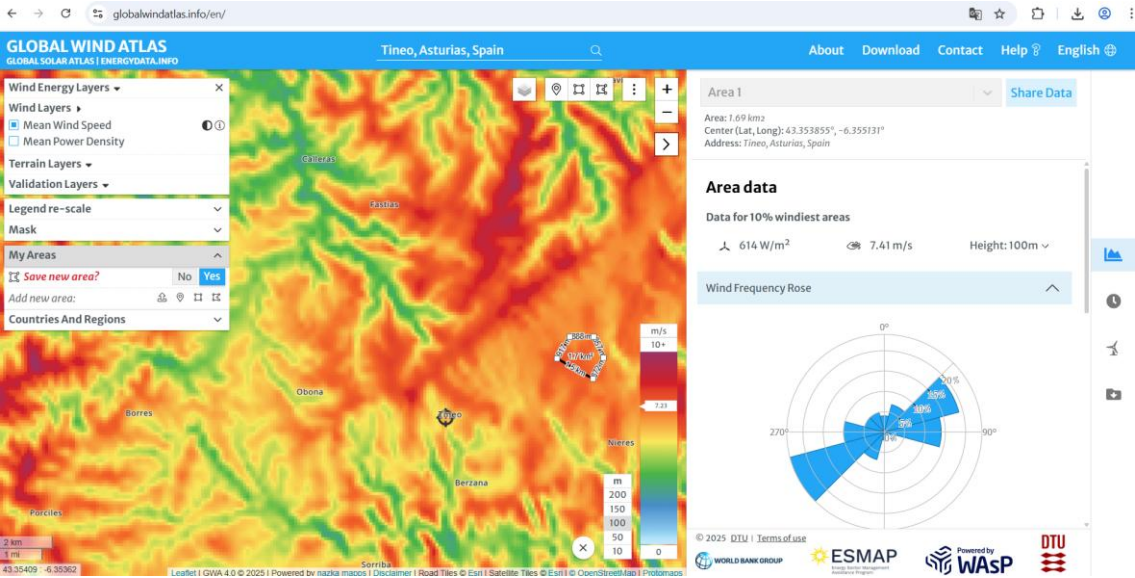


Figura 2. Recurso eólico en la zona disponible

2. Metodología

A continuación, se describe la metodología sobre la que se cimenta el grueso del trabajo, en la que se abordará la recolección de datos, así como las herramientas de análisis y simulación utilizadas. Por último, se tendrán en cuenta las variables consideradas, así como los distintos escenarios y el análisis de los mismos.

a) Recolección de datos

Se disponía de una zona agrícola en desuso en el concejo de Tineo, en Asturias, para la cuál, se ha realizado una modelación previa de la ventosidad de la zona mediante una campaña de medición, utilizando la base de datos de Global Wind Atlas (s.f.), la base de datos NASA POWER del NASA Langley Research Center (s.f.) y el Mapa Eólico Ibérico (s.f.) que fueron utilizadas como referencia para obtener información sobre los recursos eólicos. Tras ello, se determinó óptimo el recurso eólico encontrado en la zona y se procede al dimensionamiento de un parque eólico.

El sistema será modelado utilizando las herramientas de simulación de Windographer y WAsP, a partir de los datos de recurso eólico proporcionados anteriormente, y se diseñará en base al generador V136-4,2 MW para una altura de buje de 105 metros. A partir de los valores reales esperados, tomados de la base de datos del programa, se estima la producción eólica anual, y con ello la rentabilidad de una planta eólica en la zona. De los excedentes de la misma, se estima la posibilidad de alimentar un sistema de almacenamiento con hidrógeno para un centro de datos en la comarca de Tineo.

El precio medio para cada uno de los aerogeneradores, se ha estimado que ronda los 3 250 000 euros por cada uno de ellos. (Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2019)

La tarifa eléctrica para la que se calculará la rentabilidad de la instalación tiene como base los precios para la electricidad previstos por OMIP (s.f.) para los próximos años, y cuyo valor medio aproximado respecto a los próximos 10 años será de 58,76 €/MWh. Para optimizar el consumo del centro de datos, se ha utilizado un PPA, y como la comercializadora de electricidad se lleva una cantidad adicional a ese precio, consideraremos el precio 59 €/MWh, para un caso conservador, 62 €/MWh para un caso realista y 65 €/MWh para un caso optimista.

A su vez, en base a dicha productividad, se realiza la estimación del mayor centro de datos que podría refrigerar la instalación eólica descrita. Así mismo, se valorará la instalación a red para poder realizar un vertido de excedentes si fuera rentable.

El consumo del centro de datos se va a considerar como 6 MW, a una media de 0,3 kWh por servidor lo que supone 20 000 servidores, que es el consumo habitual de un centro de datos de dimensiones medias. Se considera que funcionará una media de 24 horas al día y 365 días al año, lo que implica un consumo anual de 52,56 GWh. (Basmadjian, 2025)

b) Herramientas de análisis y simulación

Se han utilizado las herramientas de simulación de Windographer y WAsP de forma que el parque eólico quede tipificado dentro de la zona anteriormente descrita para el planteamiento de la instalación, tomando como modelo de aerogenerador el V136-4,2 MW.

El principal criterio que se seguirá para el dimensionamiento será rentabilidad a medio y largo plazo con el máximo aprovechamiento del terreno disponible dentro del presupuesto propio de un proyecto de estas características.

c) Variables consideradas

Se ha considerado a la hora de establecer los precios, el precio de la electricidad para los próximos años estimado por OMIP (s.f.) y la rentabilidad en retorno de inversión de la instalación de cara a los próximos 20 años.

Se ha asumido que la vida útil media de un aerogenerador V136-4,2 MW es de 20 años, con 0,4 % de gastos derivados de mantenimiento, averías y degradación de aerogeneradores cada año, obteniendo una rentabilidad neta de esta manera. (3E, s.f.)

d) Escenarios y análisis

La colocación del sistema de hidrógeno a modo de batería permite aprovechar el recurso eólico de una manera más inteligente desde un punto de vista medioambiental. Así mismo, el determinante en la rentabilidad o no del proyecto será el precio de la electricidad vendida así como la necesaria para la refrigeración y funcionamiento del centro de datos.

En base al análisis económico realizado, por parte de indicadores como VAN, TIR y payback se establece la rentabilidad del proyecto.

Se sabe que a día de hoy el 44% de toda la electricidad proveniente del mix eléctrico peninsular español se obtiene de fuentes no renovables. Por tanto, el 44% de la electricidad que usaremos en nuestro centro de datos si se toma de la red vendrá de fuentes no renovables. Si tomamos como media 0.11 toneladas de CO₂ por cada MWh podemos tener la aproximación de la cantidad de CO₂ de la que se ha evitado su vertido a la atmósfera. (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, s.f.)

e) Integración del hidrógeno en la estrategia energética

Para complementar el sistema de generación eólica, se plantea la incorporación de un subsistema de producción, almacenamiento y uso de hidrógeno verde.

El esquema de operación responde a la cadena Power-to-Hydrogen-to-Power (P2H2P):

1. **Electrólisis:** Un electrolizador PEM de 5 MW convierte los excedentes eléctricos en hidrógeno, con un consumo específico medio de 55 kWh/kg. La producción anual esperada es alrededor de 382 t de hidrógeno a partir de los excedentes estimados.
2. **Almacenamiento:** El hidrógeno se comprime a 350 bar y se almacena en depósitos de aproximadamente 788,9 m³, equivalente a 18,4 t de H₂ aproximadamente, lo que proporciona una autonomía de 72h para la refrigeración.
3. **Reconversión a electricidad:** Una pila de combustible PEMFC de 5 MW suministra hasta 4,2 MW continuos para el sistema de refrigeración con un rendimiento eléctrico del 50%.

El sistema de gestión energética (EMS) prioriza el uso de la energía según la siguiente jerarquía:

- 1º: Alimentación directa del centro de datos con energía eólica.
- 2º: Derivación del excedente hacia el electrolizador para generar H₂, hasta alcanzar la capacidad máxima de almacenamiento.
- 3º: En periodos de baja generación eólica, activación de la pila de combustible para cubrir la refrigeración del centro.

De esta forma, se asegura la disponibilidad de energía renovable para los sistemas de refrigeración críticos, reduciendo la dependencia de la red eléctrica y mejorando la sostenibilidad del sistema. Véase figura 3.

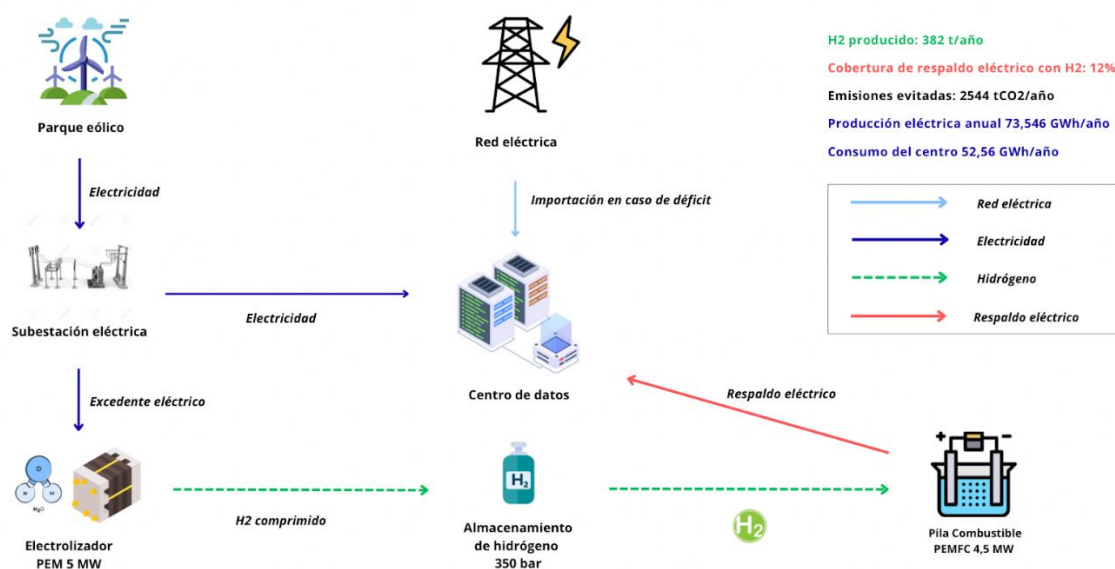


Figura 3. Esquema de la instalación. Fuente: Elaboración propia

Methodology Abstract

The methodology of this study is structured around four main phases: data collection, analytical and simulation tools, variables considered, and the definition of scenarios, including the integration of hydrogen technologies.

Data collection

The selected site is an unused agricultural area in the municipality of Tineo (Asturias, Spain). Wind resource assessment was performed through measurement campaigns and validated using the Global Wind Atlas, NASA POWER, and the Iberian Wind Map databases. Based on this analysis, the site proved suitable for the installation of a wind farm. The system was modeled using Windographer and WAsP, considering the V136–4.2 MW wind turbine model with a hub height of 105 m. The expected annual production was estimated and used as the basis for evaluating the feasibility of supplying electricity to a data center with 20,000 servers (≈ 6 MW, annual consumption 52.56 GWh). Surplus generation was considered for additional applications such as hydrogen production and grid injection.

Analytical and simulation tools

Windographer and WAsP were employed to model wind behavior and turbine performance, allowing for an estimation of annual energy yield. The project was designed prioritizing long-term profitability and efficient use of available land. Economic analysis considered power purchase agreements (PPAs) and projected market electricity prices (59–65 €/MWh depending on scenario).

Variables considered

Key parameters included future electricity prices, investment costs, operation and maintenance (O&M) expenses, and turbine degradation (0.4 % annually, 20-year lifetime). Economic indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and payback period were applied to assess project viability.

Scenarios and analysis

Three price scenarios (conservative, realistic, optimistic) were defined. Additionally, the potential effect of subsidies (e.g., IDEPA support reducing CAPEX by 20%) was considered. The share of renewable versus non-renewable electricity in the Spanish mix (56 % vs. 44 %) was also integrated to quantify avoided CO₂ emissions (0.11 tCO₂/MWh).

Integration of hydrogen

To complement wind generation, a Power-to-Hydrogen-to-Power (P2H2P) scheme was analyzed. A PEM electrolyzer (5 MW, 55 kWh/kgH₂) converts surpluses into hydrogen, producing about 382 t/year. Hydrogen is stored at 350 bar in tanks of ~788.9 m³ (≈18.14 t), enabling up to 72 hours of autonomy for refrigeration loads. A PEM fuel cell (5 MW, delivering up to 4.2 MW at 50 % efficiency) reconverts hydrogen into electricity when wind is insufficient. The Energy Management System (EMS) prioritizes: (1) direct supply of the data center with wind power; (2) electrolyzer operation for H₂ production; (3) activation of the fuel cell for refrigeration backup; (4) grid injection when storage is full. This ensures critical cooling availability while reducing dependence on non-renewable electricity

3. Estudio urbano paisajístico con justificación normativa

A continuación, se procede a detallar los estudios geológicos y geotécnicos realizados en la zona, así como el análisis de impacto ambiental.

Estudio Geológico

El objetivo que persigue este estudio es describir y analizar las características geológicas del área de implantación del proyecto propuesto, este se sitúa en el término municipal de Tineo (Asturias). Esta zona se sitúa en el sector occidental de la Cordillera Cantábrica, zona que se caracteriza por la presencia de materiales paleozoicos de naturaleza principalmente silícea, con frecuentes intercalaciones de cuarcitas, pizarras y areniscas, en lo referente a la topografía se caracteriza por cordales de elevada pendiente y valles profundos.

Lo primero que se ha hecho ha sido localizar el mapa geológico de la zona en la página web del instituto geológico y minero de España, tal y como se refleja en la figura 4. (Instituto Geológico y Minero de España, s.f.)

Si observamos exactamente en el mapa suministra anteriormente en las coordenadas 43° 21' N 6° 21' W vemos que estamos en el material 13 el cual es Cuarcitas blancas, este es un material que se caracteriza por tener una dureza 7 en la escala de Mohs (muy alta, por su contenido de cuarzo), aparte de esto tienen una porosidad muy baja inferior al 1% y una alta resistencia mecánicas frente a la abrasión compresión y desgaste.

Con esto podemos decir que la excavación en este terreno no será sencilla, pero al no tener la necesidad de hacer cimentaciones o zanjas profundas no será un problema, de hecho, la alta resistencia de este material hará que sea un terreno idóneo para transmitir las cargas de los aerogeneradores.

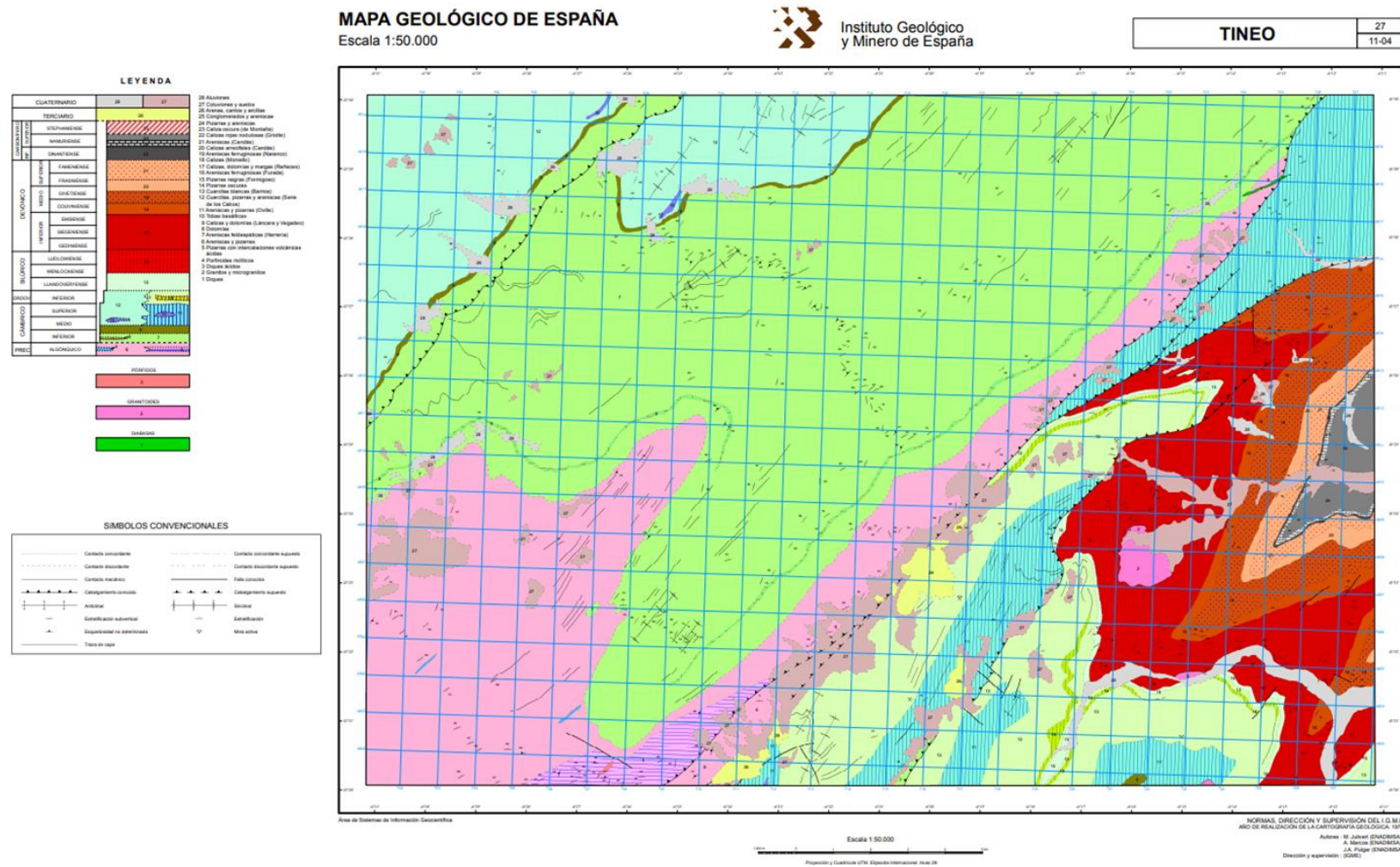


Figura 4. Mapa geológico de la zona. Fuente: instituto geológico y minero de España (Instituto Geológico y Minero de España, s.f.)

Estudio Geotécnico

El presente estudio geotécnico tiene como finalidad recopilar, analizar y presentar los resultados de la investigación geotécnica realizada en el ámbito del proyecto. Su propósito es establecer los parámetros necesarios para el diseño, dimensionamiento y ejecución de las soluciones constructivas previstas, garantizando la seguridad y la funcionalidad de la obra. Se recomienda la realización de ensayos adicionales in situ como sondeos, previos a la implantación del proyecto en el terreno.

Hidrogeología

Como hemos dicho antes las cuarcitas blandas tienen una porosidad muy baja por lo que se va a esperar una escorrentía superficial, nuestra actuación no pretende modificar el terreno de una manera significativa por lo que en principio podemos dejar que la escorrentía superficial siga el curso natural que había previo al proyecto.

Análisis sísmico

La peligrosidad sísmica del territorio nacional se define en el mapa de peligrosidad sísmica (obtenido de la norma 00-NCSE-2002), según la normativa española. Del estudio definido en detalle en el Anexo I, se define la aceleración sísmica de cálculo (ac) como 0,032. Podemos decir que este valor es una aceleración apenas perceptible por personas sensibles, y que normalmente no causa daños estructurales por lo que no tendremos que tomar medidas frente a sismos.

Análisis de impacto ambiental

A continuación, se realiza un análisis de los posibles impactos medioambientales ocasionados por el proyecto.

Objetivo

El objetivo de este anejo es evaluar los efectos ambientales del proyecto y sus infraestructuras (viales internos, plataformas de montaje, zanjas de media tensión, subestación y línea de evacuación) durante todas las fases del proyecto, construcción, explotación y desmantelamiento.

Descripción del proyecto

El proyecto está formado por los siguientes componentes principales:

- Aerogeneradores: 8 unidades con una potencia nominal 4.2 MW cada uno, el rotor consta de un diámetro de 136 m y una altura de buje de 105 m siendo el modelo: V1-136.
- Viales: También contaremos con unos viales de acceso tanto a los generadores como a la base de datos.
- Red eléctrica interna: tendremos una cantidad de zanjas para canalizar los diferentes servicios necesarios para los elementos de la obra.
- Base de datos: La construcción de un pequeño edificio para albergar la base de datos.

Por último, cabe mencionar que el proyecto está formado por tres fases diferentes donde cada una tendrá sus diferentes impactos, de construcción, de explotación y de desmantelamiento. En estas fases los diferentes recursos que se utilizaran son los siguientes:

- Movimiento de tierras: debido a excavaciones y excavaciones, acopios y vertederos controlados.
- Agua: para obra.
- Tráfico: en todas las fases ya sea maquinaria a la hora del montaje y desmontaje o tráfico normal a la hora de la explotación.

RED NATURA 2000

Lo primero que vamos a hacer es comprobar si nuestro proyecto se encuentra dentro de alguna zona de protección especial caracterizada por la red natura 2000, para ello hemos recurrido al visor Natura 2000 Viewer y hemos observado que nuestra zona no se encuentra dentro de los límites de la red natura 2000. Véanse figuras 5 y 6. (Agencia Europea de Medio Ambiente, s.f.)



Figura 5. Mapa de la red natura 2000 de toda España

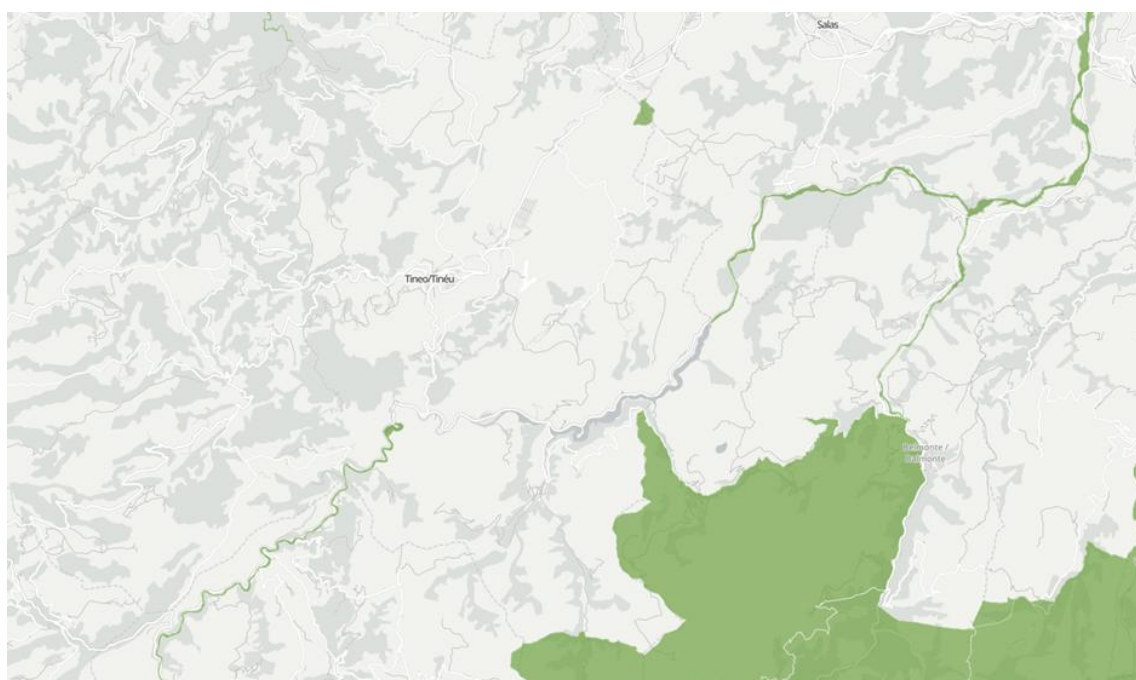


Figura 6. Red natura en la zona del proyecto

Marco normativo

A continuación, se detalla la normativa a la que se acoge nuestro proyecto.

Normativa comunitaria

- **Directiva 2011/92/UE**, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente (modificada por la Directiva 2014/52/UE).
- **Directiva 92/43/CEE (Hábitats)** y **Directiva 2009/147/CE (Aves)**, sobre conservación de hábitats naturales, fauna y flora silvestres y protección de aves silvestres.
- **Directiva Marco del Agua (2000/60/CE)**, sobre la protección y gestión sostenible de las aguas.
- Normativa europea sobre **energías renovables** (Directiva (UE) 2018/2001, RED II).

Normativa estatal (España)

- **Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental**, que regula el procedimiento de EIA de proyectos.
- **Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad**, y sus modificaciones (Ley 33/2015), que establecen el marco para la conservación de biodiversidad y Red Natura 2000.
- **Real Decreto Legislativo 1/2008**, sobre el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos (referencia histórica y derogatoria).
- **Real Decreto 1955/2000**, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1513/2005 y Real Decreto 1367/2007**, desarrollo parcial de la Ley del Ruido.
- **Real Decreto 1432/2008**, que establece medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y electrocución en líneas de alta tensión.
- Legislación estatal en materia de residuos (**Ley 7/2022, de residuos y suelos contaminados para una economía circular**).
- Legislación básica en materia de aguas (**Texto Refundido de la Ley de Aguas**, RDL 1/2001 y normativa del organismo de cuenca, Confederación Hidrográfica del Cantábrico).

Normativa autonómica (Principado de Asturias)

- **Ley 1/1991**, de 5 de marzo, de Protección de los Espacios Naturales del Principado de Asturias.
- **Decreto 38/1994**, por el que se aprueba el Reglamento de evaluación de impacto ambiental de Asturias.
- **Decreto 13/1991**, de protección de especies de la flora y la fauna silvestre.
- **Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de Asturias (PORNA)**, marco de referencia territorial y ambiental.
- Normativa autonómica sobre montes, vías pecuarias y patrimonio cultural (Catálogo de Bienes y Espacios Protegidos del Principado de Asturias).
- Planificación energética regional (Estrategia Energética del Principado de Asturias y Planes de Energías Renovables).

Figuras de protección ambiental y patrimonial

- **Red Natura 2000**: Zonas de Especial Conservación (ZEC) y Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) cercanas.
- **Inventario de Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (IBA)**.
- **Catálogo Regional de Especies Amenazadas de la Fauna Vertebrada del Principado de Asturias**.
- **Montes de Utilidad Pública**, cauces de dominio público hidráulico y vías pecuarias.
- **Catálogo del Patrimonio Cultural de Asturias**, bienes de interés cultural (BIC) y patrimonio etnográfico.

Detección de impactos y soluciones propuestas

Respecto a los impactos y soluciones que se proponen para la mitigación de los mismos, se tienen:

Fase de construcción

- **Suelo**: se realizarán desmontes, excavaciones, cimentaciones, erosión y compactación, este impacto es moderado y puede llegar a ser reversible con la restauración del terreno.
- **Aguas**: es posible que con lluvias la escorrentía arrastre residuos generados por la obra y acaben contaminando la zona, se deberán de crear silos protegidos para este problema y se podrá evitar las épocas de lluvia a la hora de la construcción.

- **Vegetación/Hábitats:** en este punto vamos a tener pérdidas en este aspecto de manera irremediable, se podrá contrarrestar con una posterior reforestación de la zona con especies autóctonas.
- **Fauna:** La fauna se verá afectada de manera temporal por ruido e invasión de su hábitat natural, lo mejor es evitar periodos críticos como los de cría o de migración.
- **Paisaje:** impacto temporal por la existencia de acopios y maquinaria.
- **Residuos:** existencia de residuos de la obra como aceites o escombros, será necesaria la realización de un estudio de gestión de residuos identificando cual es el punto de vertido más cercano a la obra.

Fase de explotación

- **Aves:** riesgo de colisión de aves con los aerogeneradores, se puede pintar una de las alas para mayor facilidad de detección de las aves y en caso de que se detecten con tiempo llegar a parar el parque en épocas de migración.
- **Ruido:** se deberá realizar un seguimiento del ruido y se deberá adaptar a las normativas existentes en este ámbito.
- **Paisaje:** este impacto será permanente se puede llegar a reducir pintando las torres de un color similar al paisaje para una integración más natural.
- **Flora/hábitats:** este impacto será permanente por la existencia de carreteras, generadores y edificios, se puede intentar compensar con una reforestación de la zona con especies autóctonas.

Fase de desmantelamiento

- Se deberán de retirar todos los equipos teniendo unos impactos similares a los de la fase de obra pero después de estos impactos temporales se puede restaurar toda la zona tanto en el ámbito de la vegetación como de la geología reduciendo así el impacto.

4. Cálculo de las condiciones en materia de producción energética de la zona

Se procede a detallar el recurso eólico disponible en el emplazamiento seleccionado.

a) Caracterización de la campaña de medición

Previo al diseño del parque eólico se ha estudiado la idoneidad del recurso a partir de una campaña de medición llevada a cabo entre el día 1 de diciembre de 2022 y el día 17 de julio de 2025, con una duración total de 2 años, 7 meses y 16 días. Dicha campaña de medición se ha obtenido a partir de la base de datos NASA Langley Research Center (s.f.) y a su vez los datos han sido contrastados con diferentes bases de datos como el Mapa Eólico Ibérico (s.f.) y el Global Wind Atlas (s.f.).

Los sensores de viento disponibles en la campaña de medición son anemómetros y veletas situados a 10 y 50 metros de altura, así como sensores de presión y temperatura. La torre de medición utilizada es de tipo celosía.

La disponibilidad de datos a lo largo de la campaña de medición es excelente, con un valor superior al 95%, por lo tanto, se considera válida para el análisis del recurso a realizar.

b) Modelo de aerogenerador

El modelo de aerogenerador escogido es el V136-4,2MW de VESTAS. Este modelo está diseñado específicamente para zonas de viento moderado como la escogida. Además, el rotor más grande de 136 metros permite aprovechar los vientos suaves o moderados y a suavizar el perfil de viento aprovechable, necesario debido al relieve accidentado del terreno.

Entre las alturas de buje disponibles se ha escogido de 105 m, por lo que a la hora de analizar el recurso disponible para el proyecto eólico nos enfocaremos en dicha altura.

A continuación, en la tabla 2 se pueden ver las características del modelo de aerogenerador.

Especificaciones técnicas V136-4,2MW	
Potencia	4,2 MW
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad de parada	25 m/s
Velocidad de arranque tras parada	23 m/s
Temperatura de operación	-20°C/45°C
Altura de buje	105 m
Diámetro del rotor	136 m
Área barrida por las palas	14,527 m ²

Tabla 2. Especificaciones técnicas V136-4,2 MW

c) Análisis del recurso

El análisis del recurso eólico se ha realizado mediante una simulación en el software comercial Windographer a partir de los datos de nuestra campaña de medición.

Los datos disponibles a partir de la campaña de medición corresponden a alturas de 10 y 50 metros de altura, por lo tanto, se han extrapolado los datos a la altura del buje de 105 metros. Véase figura 7.

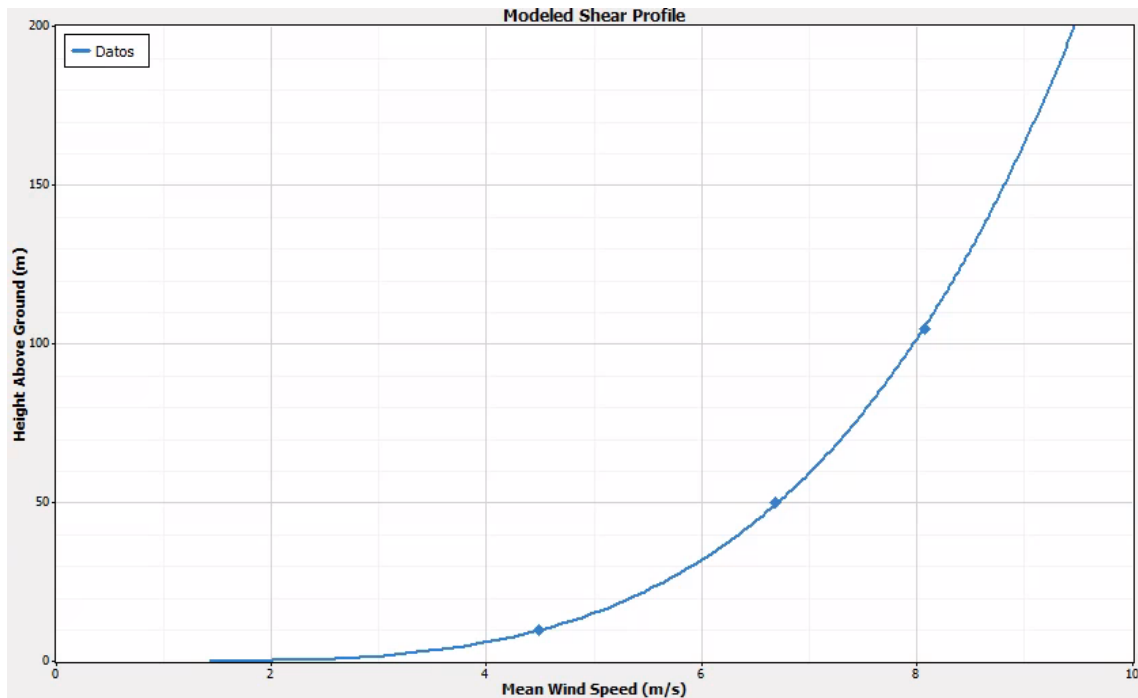


Figura 7. Extrapolación de la velocidad media de viento a la altura de buje mediante Windographer.

Previo al análisis del recurso, se ha reconstruido el dataset en aquellos momentos en los que no se obtuvieron datos debido a mantenimiento, averías, etc. A continuación, en la figura 8, se muestran las velocidades de viento a 10, 50 y 105 metros a lo largo de toda la campaña de medición una vez se ha extrapolado los datos a la altura del buje y se han reconstruido.

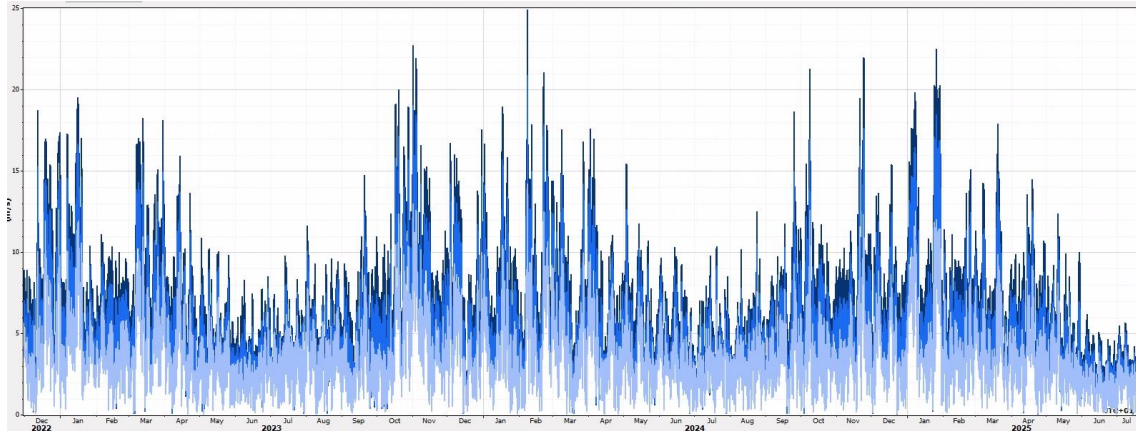


Figura 8. Velocidades de viento a lo largo de la campaña de medición

A continuación, en la figura 9 se muestra el Weibull para la altura de 105 m para toda la campaña de medición.

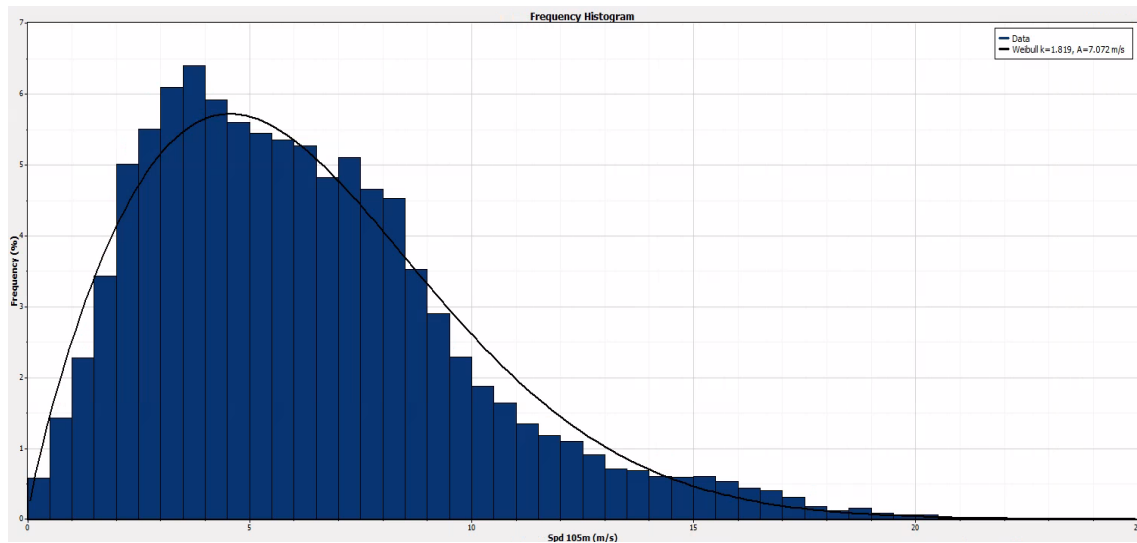


Figura 9. Weibull a 105 metros de altura

La distribución Weibull es una distribución de probabilidad que se basa en dos parámetros, k (factor de forma) y A (factor de escala), como se muestra en la expresión.

$$f(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

En este caso la distribución Weibull obtenida tiene un factor de forma $k=1,819$ y un factor de escala $A=7,072$ m/s. El ser el factor de forma inferior a 2, nos indica que el viento es moderadamente variable, pero adecuado para su aprovechamiento. Por otro lado, el valor de A nos indica que la energía del viento tiene un valor bueno, especialmente por tratarse de una localización alejada de la costa.

La velocidad media del viento se sitúa en 6,64 m/s, adecuado para la instalación de aerogeneradores modernos de gran rotor como el modelo seleccionado (V136-4,2MW).

En la figura 10 se puede observar las frecuencias de las velocidades de viento por mes. Es importante conocer la variabilidad del recurso a lo largo del año, ya que va a ser muy significativo para el nivel de producción que se va a poder obtener.

Se observa que en los meses de verano como julio, junio y agosto predominan las velocidades de viento bajas, de entre 2 y 3 m/s. En cambio, en los meses de otoño e invierno, predominan unas velocidades superiores de viento de entre 7 y 9 m/s.

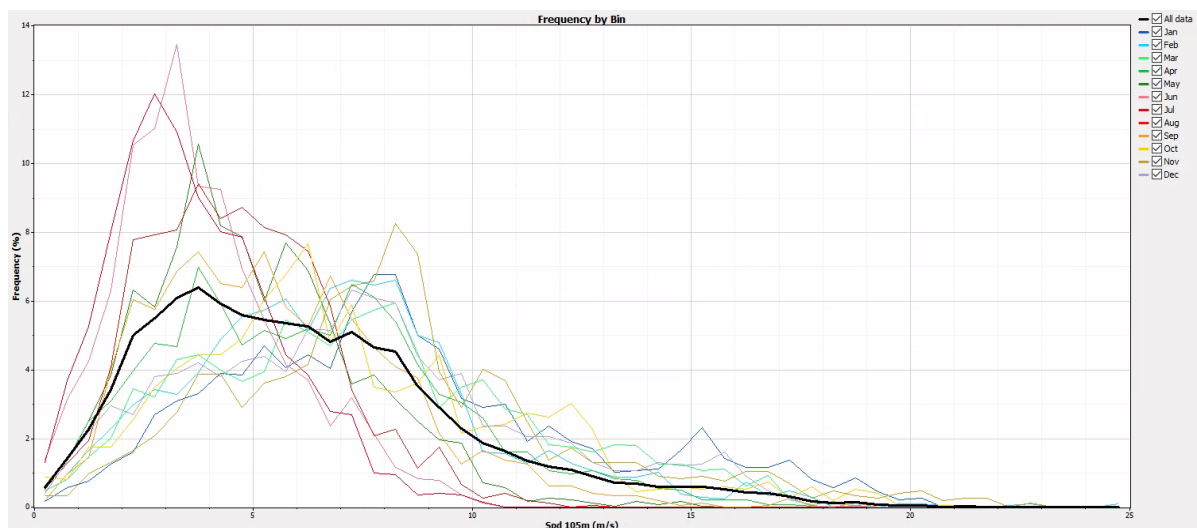


Figura 10. Frecuencia de las distintas velocidades de viento

En la figura 11, se pueden apreciar la variabilidad de la velocidad de viento de forma horaria en cada mes. A su vez, también podemos ver la tendencia de la velocidad media horaria a lo largo del año. Se puede observar que las velocidades medias de viento van disminuyendo a lo largo del año hasta los meses de junio y julio, donde empieza a aumentar de nuevo, alcanzando los máximos en los meses de diciembre y enero. Esto concuerda con las frecuencias de las velocidades estudiadas anteriormente.

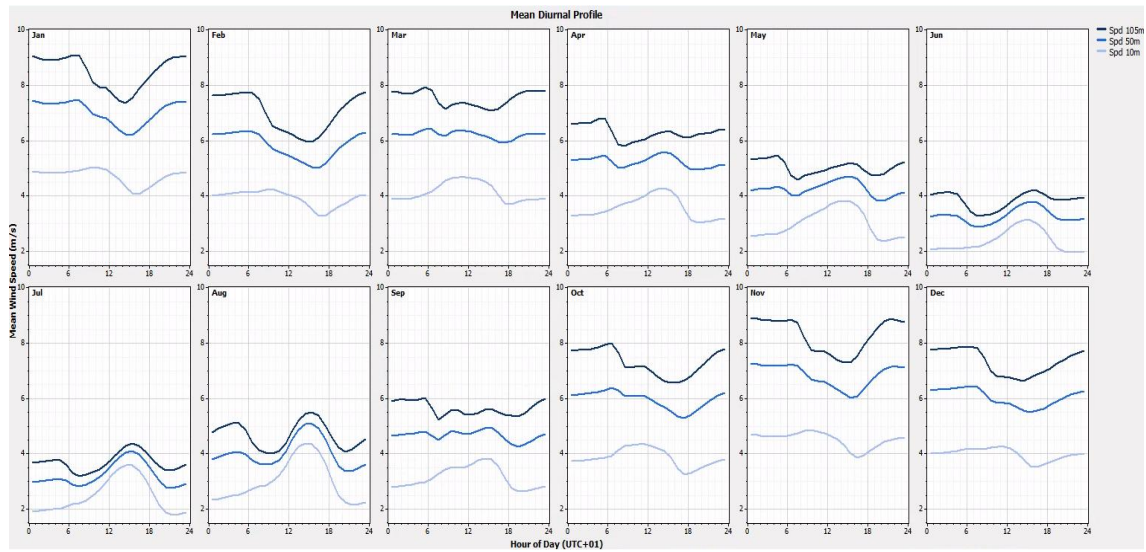


Figura 11. Velocidades de viento medias mensuales en función de la hora del día

A la hora de orientar los aerogeneradores, será necesario precisar desde qué direcciones viene el viento, con qué frecuencias, etc. Para ello haremos uso de la rosa de los vientos obtenida en Windographer mostrada en la figura 12.

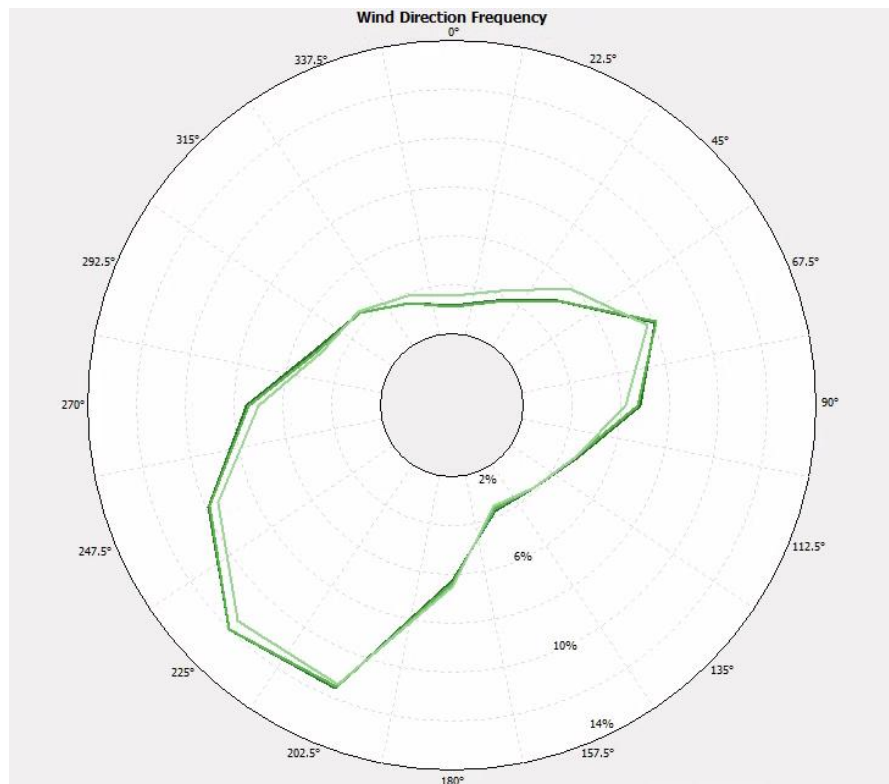


Figura 12. Rosa de los vientos de frecuencias

En la rosa de los vientos (figura 12), podemos observar que se registra una alta frecuencia de vientos provenientes del suroeste, entre los 225° y los 202,5°, por lo tanto, esta ha sido la orientación escogida para los aerogeneradores.

Por otro lado, en la figura 13, podemos observar la desviación de los datos en función de la dirección a la altura de 105 metros, que será la correspondiente al buje del aerogenerador. En este caso, vemos que se registra una desviación alta entre los 270° y los 225° de alrededor de 4,5 m/s, lo que nos indica una turbulencia considerable.

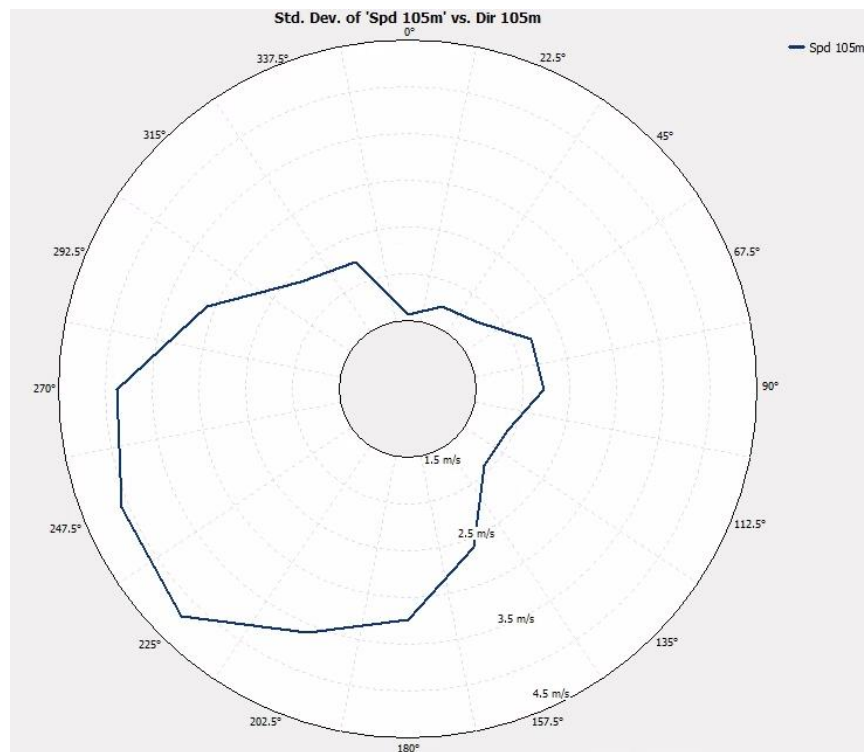


Figura 13. Rosa de los vientos de desviación estándar.

En la figura 14 se puede observar tanto la rosa de los vientos con las velocidades máximas a la izquierda, como la rosa de los vientos de las velocidades medias a la derecha. En la dirección en la que se orientarán los aerogeneradores (aproximadamente a 225°) la velocidad media es de aproximadamente 9 m/s. En cambio, la velocidad máxima para la misma dirección es de entre 20 y 25 m/s. Esto nos indica que existe rafagosidad.

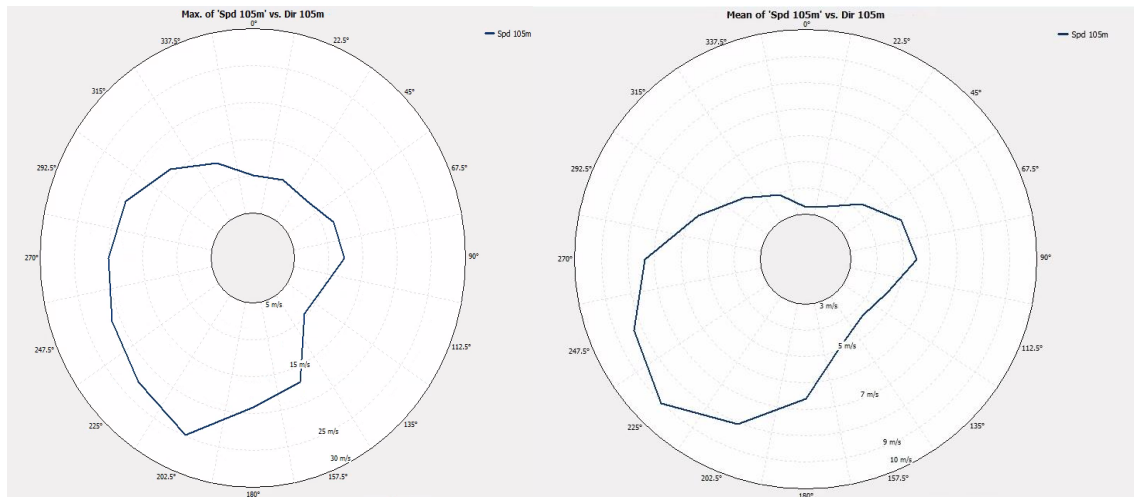


Figura 14. Rosas de los vientos de velocidades medias y máximas

En la dirección de 202.5 grados vemos que se alcanzan velocidades máximas cercanas a los 30 m/s que pudieran hacer necesario detener los aerogeneradores para evitar que se ocasionen daños en los mismos. En cambio, en la figura 15 en la que se pueden observar las frecuencias de las diferentes velocidades en cada dirección, se puede ver que la frecuencia de ese rango de velocidades en esa dirección es mínima, por lo tanto, no será un problema.

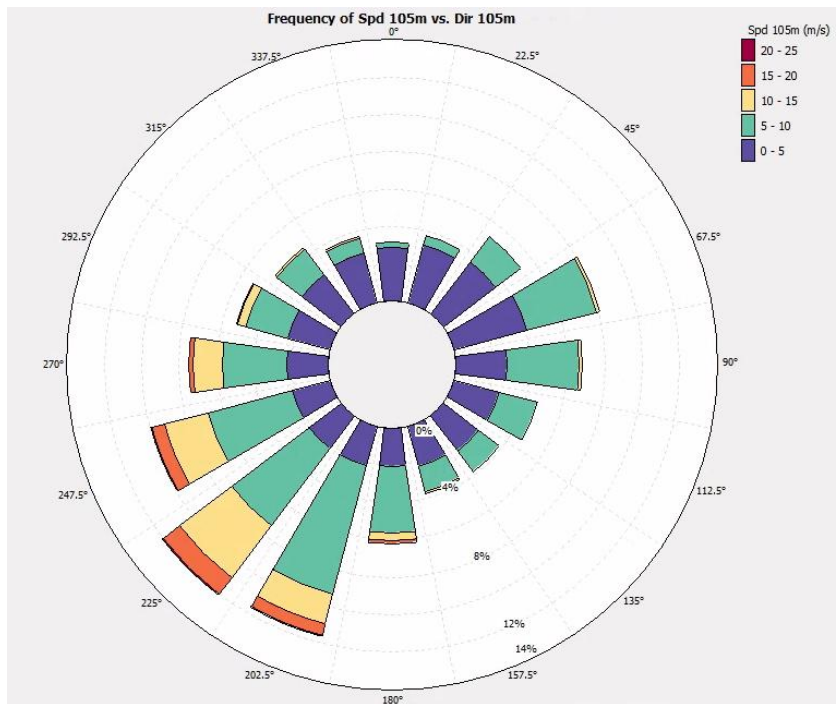


Figura 15. Rosa de los vientos de frecuencia de velocidades por dirección

En la orientación escogida para los aerogeneradores se puede observar en la figura 13 que mayormente el viento está comprendido entre 5 y 10 m/s con una frecuencia de 6% aproximadamente. Le sigue el rango de velocidades entre 10 y 15 m/s con una frecuencia de casi un 4%.

A continuación, se representa en la figura 16 la densidad de potencia del viento en relación a las velocidades medias alcanzadas en cada dirección.

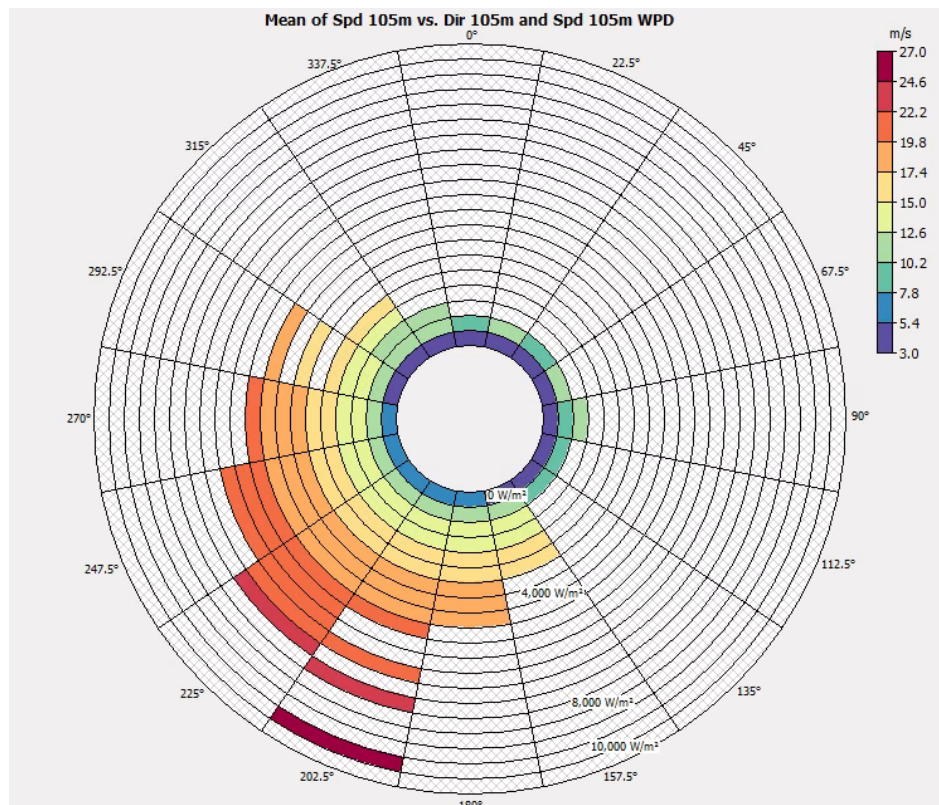


Figura 16. Rosa de los vientos de velocidades medias y densidad de potencia

A la hora de analizar nuestro recurso eólico también es de gran importancia analizar el comportamiento de los vientos en situaciones meteorológicas extremas. Esto nos viene a indicar que vientos extremos podemos esperar en nuestro emplazamiento.

Para ello en Windographer hay varios métodos disponibles que darán velocidades de referencia para igual periodo de retorno diferentes como se muestra en la tabla 3.

Método	Vref (periodo de retorno de 50 años) [m/s]
Periodicidad máxima	33,964
Tormentas independientes	28,65
EWTS II (Exacto)	30,058
EWTS II (Gumbel)	30,455
EWTS II (Davenport)	32,924

Tabla 3. Velocidad de referencia a un periodo de retorno de 50 por distintos métodos (elaboración propia)

Por último, para tener una estimación de en qué régimen estarán trabajando mayormente el aerogenerador de su curva de potencia, se ha analizado la función de distribución acumulativa mostrada en la figura 17.

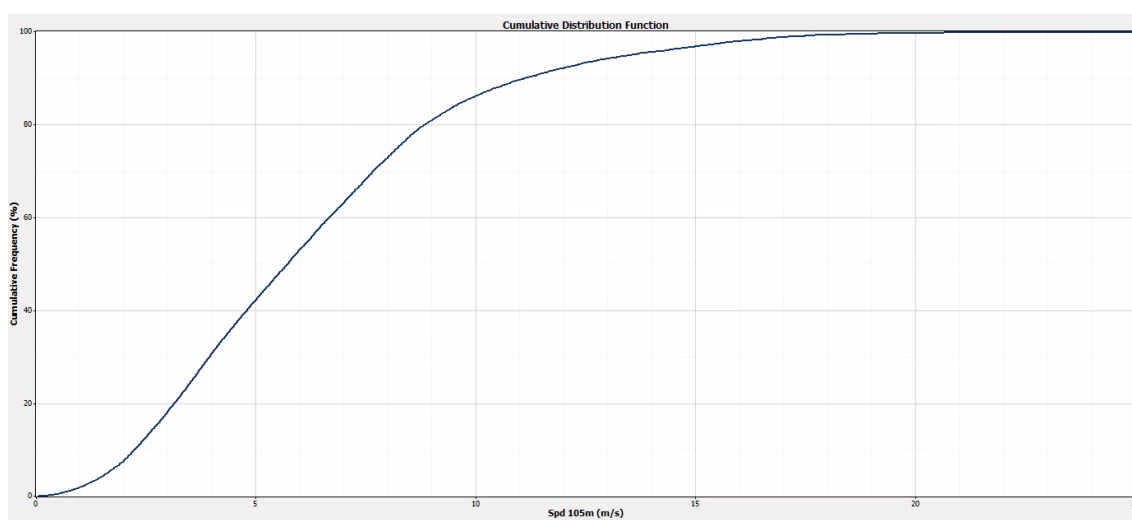


Figura 17. Función de distribución acumulativa a 105 m de altura.

Se puede observar que el 90% del tiempo el aerogenerador estará trabajando por debajo de los 11 m/s y que el 80% del tiempo estará trabajando por debajo de los 9 m/s. También es importante ver, que un 18% del tiempo el aerogenerador estaría por debajo de la velocidad de arranque de 3 m/s.

Una vez caracterizado el recurso eólico y seleccionado el modelo de aerogenerador, se podrán estimar las curvas de potencia y energía que se podría obtener.

A parte del análisis realizado es imprescindible tener en cuenta la disposición en la que se colocarán los aerogeneradores sobre todo a nivel de interferencias entre ellos.

5. Producción estimada por los aerogeneradores

En el siguiente apartado se detallarán los cálculos necesarios para la producción estimada de los aerogeneradores partiendo del análisis del recurso eólico previamente realizado en Windographer. El estudio se ha llevado a cabo en WASP.

Disposición de los aerogeneradores

Se han emplazado 8 aerogeneradores tal como se muestra en la figura 18, dentro de la zona delimitada.

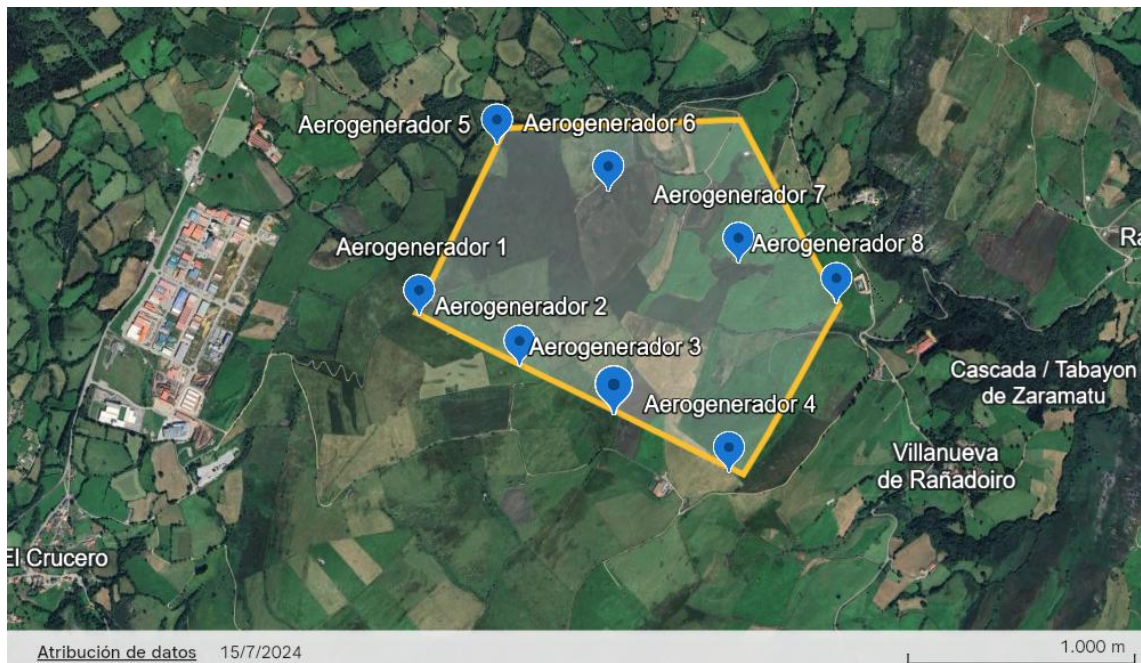


Figura 18. Disposición de los aerogeneradores. Fuente: Google Earth

La separación en la dirección perpendicular al viento es de 3,5 diámetros (un total de 476 m) y la separación en la dirección del viento es de 6 diámetros (un total de 800 m), siendo el diámetro de 136 m. Véanse figuras 19 y 20.

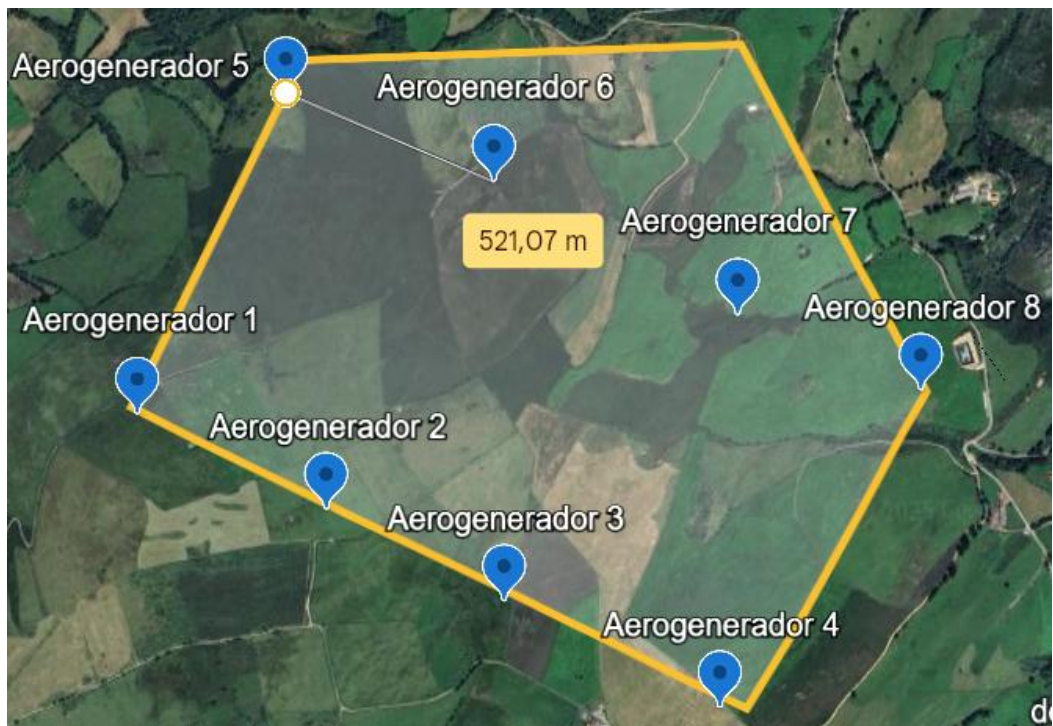


Figura 19. Separación perpendicular al viento

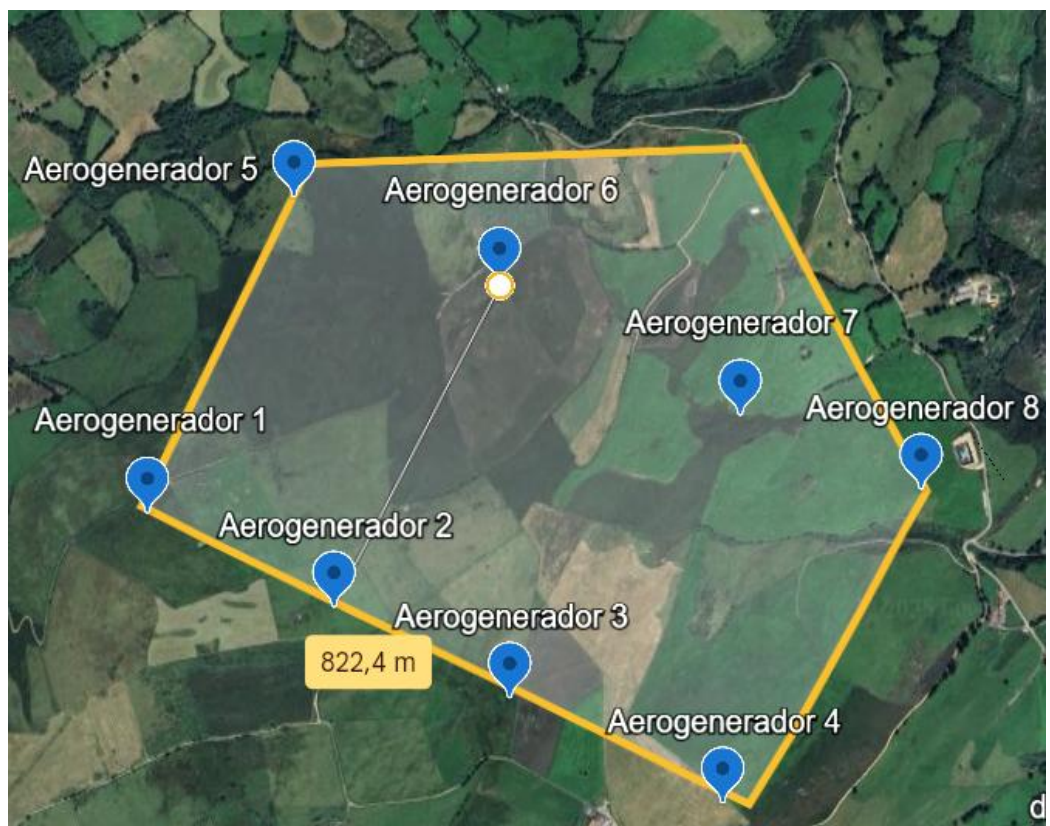


Figura 20. Separación en la dirección del viento

A continuación, en la tabla 4 se muestra la localización de cada aerogenerador con la elevación del terreno en cada posición.

	Coordenadas UTM T29	Elevación
Aerogenerador 1	UTM 29T 713455 4803392	720,9 m
Aerogenerador 2	UTM 29T 713890 4803189	776,2 m
Aerogenerador 3	UTM 29T 714302 4802986	734,3 m
Aerogenerador 4	UTM 29T 714805 4802755	720,9 m
Aerogenerador 5	UTM 29T 713745 4804204	679,2 m
Aerogenerador 6	UTM 29T 714249 4803942	704,3 m
Aerogenerador 7	UTM 29T 714822 4803651	679,1 m
Aerogenerador 8	UTM 29T 715301 4803450	664,1 m

Tabla 4. Localización de los aerogeneradores con elevaciones. Elaboración propia

Mapa con elevaciones

El mapa de elevaciones se ha obtenido con Iberpix, para posteriormente pasarlo a un formato importable a Wasp mediante la herramienta Wasp Map Editor. Cada curva de nivel se ha marcado de forma manual. Para la calibración del mapa se han utilizado los puntos cuyas coordenadas se detallan en la tabla 5.

Punto A	UTM 29T 713592 4803334	43.3525 -6.3644
Punto B	UTM 29T 715387 4803576	43.354167 -6.3422
Punto C	UTM 29T 714801 4804299	43.36083 -6.349167

Tabla 5. Localización de los puntos de calibración. Elaboración propia

A continuación, en la figura 21, se puede ver el mapa de curvas de nivel que se ha importado posteriormente en Wasp para el análisis de generación.



Figura 21. Mapa calibrado con curvas de nivel

Análisis de generación con Wasp

Una vez obtenidos todos los archivos necesarios para el análisis de generación, se han importado a Wasp. Entre estos se encuentran los siguientes archivos:

- Mapa calibrado (figura 22)
- Análisis del recurso eólico para la altura de buje de 105 m en formato .owmc
- Localizaciones de cada uno de los 8 aerogeneradores

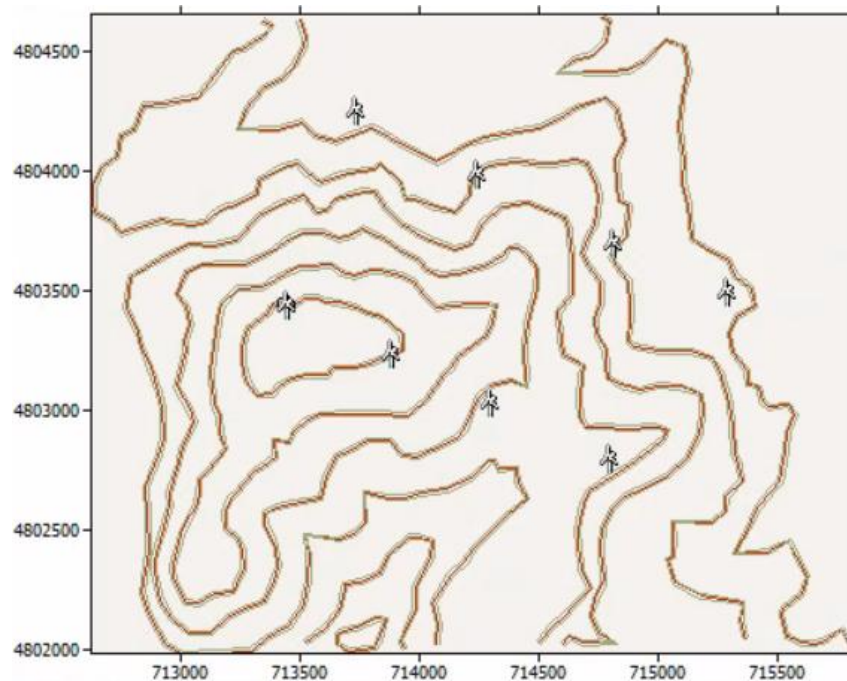


Figura 22. Localización de los aerogeneradores con respecto a las curvas de nivel en Wasp.
Elaboración propia

Del análisis se han obtenido los siguientes resultados mostrados en las tablas 6 y 7.

	Generación bruta (GWh)	Generación neta (GWh)
Aerogenerador 1	11,162	10,788
Aerogenerador 2	11,075	10,545
Aerogenerador 3	10,177	9,72
Aerogenerador 4	10,036	9,748
Aerogenerador 5	8,855	8,444
Aerogenerador 6	9,4	8,581
Aerogenerador 7	8,767	7,86
Aerogenerador 8	8,608	7,86

Tabla 6. Generación de cada aerogenerador

	Total	Medio	Mínimo	Máximo
AEP bruto total (GWh)	78,08	9,76	8,608	11,162
AEP neto total (GWh)	73,546	9,193	7,86	10,788
Pérdida proporcional (%)	5,81	-	2,87	10,34
Factor de capacidad (%)	25	-	21,3	29,3
Velocidad media (m/s)	-	5,85	5,48	6,29
Velocidad media reducida (m/s)	-	5,68	5,28	6,18
Densidad del aire (kg/m ³)	-	1,13	1,123	1.136
Densidad de potencia (W/m ²)	-	249	201	305
RIX (%)	-	-	0	0,1

Tabla 7. Estadísticas del parque eólico completo

El factor de capacidad total es de un 25%, alcanzando un máximo cercano al 30%, lo que se considera un aprovechamiento bueno, con una producción estable.

El parámetro RIX el nivel de variación de pendiente alrededor de cada aerogenerador en la orografía. Concretamente, nos indica el porcentaje de terreno alrededor de cada aerogenerador que supera la pendiente límite (valor estándar de la pendiente límite en un 30%). Esto puede suponer unas pérdidas elevadas debido al terreno. En este caso, dichas pérdidas serían despreciables.

Además, se debe tener en cuenta que Wasp no simula correctamente con orografías complejas (dRIX>10), pero en este caso el valor de dRIX es cercano a 0, por lo que el análisis sería válido.

6. Selección del centro de datos

En base a lo anterior, se ha tipificado el centro de datos, tal y como se aprecia en la tabla 8. Considerando que la producción sea la descrita en la figura 21.

$$FC = \frac{Energía\ anual}{P_n * h_{año}} \rightarrow Energía\ anual = FC * P_n * h_{año} =$$

$$= 0,25 * 4.2\ MW * 8\ aerogeneradores * 8760\ h = 73584\ MWh$$

Figura 23. Cálculo de la energía anual de la instalación

En base a la energía anual producida que es apta para su uso, es decir unos 73584 MWh, se desglosan a continuación las características del centro de datos que podremos abastecer. Véase tabla 8.

Todos los datos que se recogen en la tabla se han realizado teniendo en cuenta centros de datos ya existentes y adaptado las características de los mismos a nuestro caso concreto. Particularmente se establece la refrigeración como un 20% del consumo total del centro al encontrarnos en una zona con temperaturas favorables para la implementación de un centro de datos. (Basmadjian, R. (2025))

Características centro de datos	
Tamaño	Medio
Superficie (m²)	5 100
Consumo anual total (MWh)	52 560
Consumo anual por funcionamiento (MWh)	42 048
Consumo anual por refrigeración (MWh)	10 512
Power Usage Effectiveness (PUE)	1.2
Tipo de centro	Tier III
Número de servidores	20 000

Tabla 8. Características del centro de datos

Al tener un PUE de 1.2, el 80% de la energía consumida se destinará a la alimentación del equipamiento tecnológico del centro de datos, en contraposición con el 20% restante destinado a la refrigeración. La ubicación del centro de datos puede verse en el cuadrado que se plasma en la figura 24 en la esquina inferior derecha del pentágono.

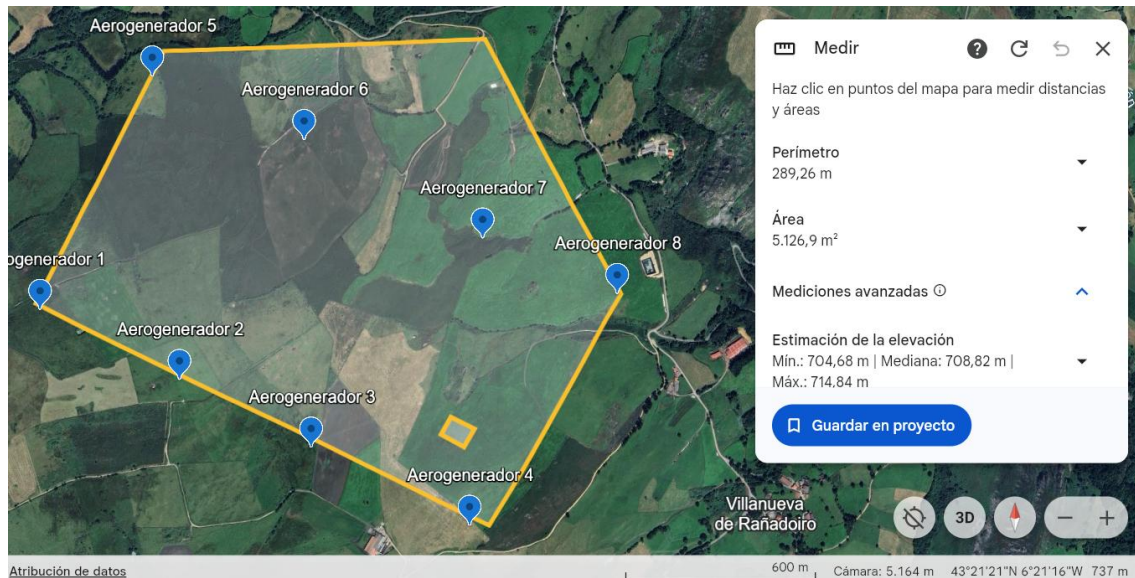


Figura 24. Ubicación del centro de datos dentro del área seleccionada

Se ha dejado un amplio margen al dimensionar el centro de datos para permitir la alimentación de la electrólisis, posibilitar el vertido de excedentes si fuera rentable, así como poder afrontar periodos más calurosos del año.

Respecto a la refrigeración, el sistema por el que nos hemos decantado es un intercambiador de calor de placas con un bypass. Tal y como se muestra en la figura 25.

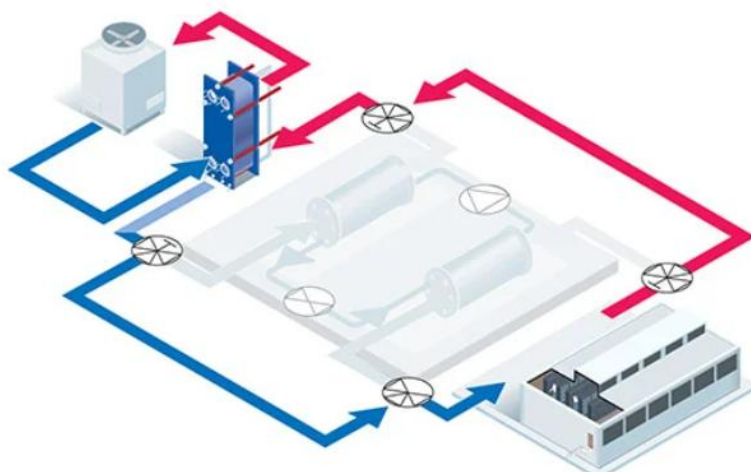


Figura 25. Sistema de refrigeración con intercambiador de calor y bypass

Este sistema tiene dos grandes ventajas debido a la ubicación del centro de datos en un clima principalmente frío, ya que permite la posibilidad de hacer enfriamiento gratuito durante periodos prolongados de temperaturas frías en el exterior. Esto implica que en invierno todo el sistema de refrigeración se puede apagar, reduciendo enormemente los costes.

La refrigeración óptima del centro de datos será de entre 18 y 27 °C para los componentes internos del mismo, según las recomendaciones de ASHRAE para centros de datos de alta densidad. Y la temperatura media de tino a lo largo de los últimos 30 años puede apreciarse en la figura 26.

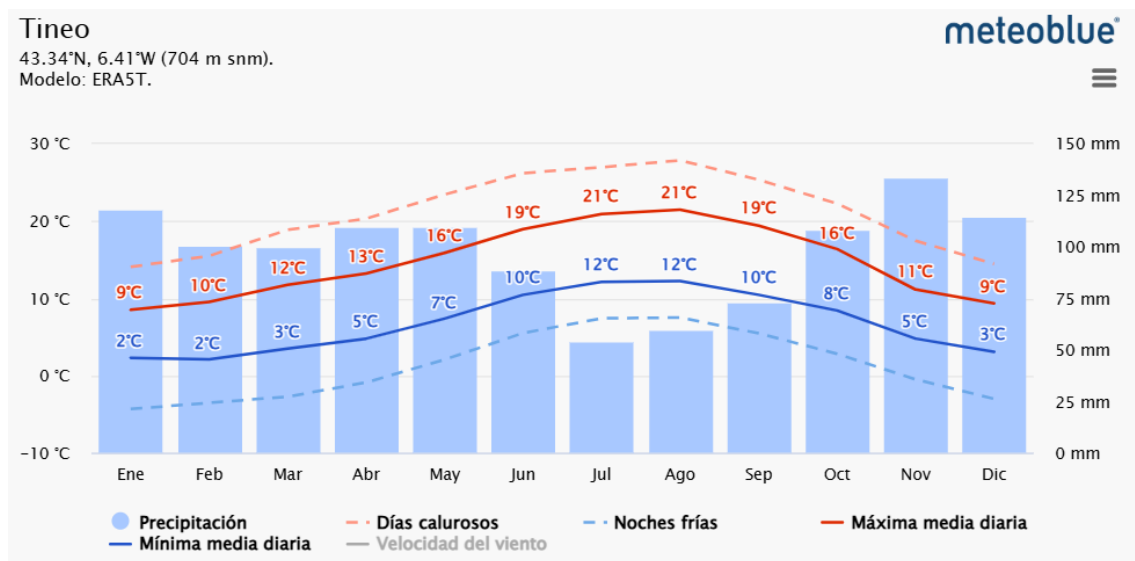


Figura 26. Temperatura media de Tineo a lo largo de los últimos 30 años

De media la temperatura exterior será muy favorable para la refrigeración del centro de datos ya que permitirá reducir los costes del sistema al ser inferior a la necesitada, a su vez solo en los días más calurosos de junio, julio, agosto y septiembre hará falta una utilización exhaustiva del sistema de refrigeración, y será en días puntuales.

Al trabajar junto a la torre de refrigeración abierta, el intercambiador de calor también protegerá al condensador de la suciedad no deseadas y la formación de carbonato de calcio en su interior, reduciendo los costes de mantenimiento. De esta manera se aumentará la efectividad del uso de energía, reduciendo el PUE hasta en un 7%.

Al tratarse de un centro de datos Tier III, tenemos un mantenimiento concurrente, con una disponibilidad de entorno al 99.982% anual y menos de 2 horas de interrupción en el funcionamiento a lo largo del año. Ya que se permiten actividades planeadas de mantenimiento, así como dispone de dos rutas de alimentación, en nuestro caso la energía producida por el parque eólico, así como el sistema de almacenamiento de hidrógeno que lo abastece cuando se requiera. Todos los equipos cuentan con una doble alimentación eléctrica y el nivel del suelo está ligeramente elevado.

Todo ello sumado al margen en la producción de energía por parte de la etapa eólica nos hace afirmar que el centro de datos puede alimentarse a lo largo del año con normalidad.

El coste estimado del centro de datos, sin tener en cuenta el terreno en el que se va a construir, será de unos 5 millones de euros basándonos en la construcción de proyectos similares.

7. Dimensionamiento del sistema de hidrógeno

El sistema de hidrógeno se plantea como un subsistema de respaldo integral para la energía del centro de datos, complementando la generación eólica en periodos de baja disponibilidad de este recurso. Su diseño se corresponde con la cadena Power-to-Hydrogen-to-Power (P2H2P), que permite transformar los excedentes eléctricos del parque eólico en hidrógeno verde y reconvertirlo posteriormente en electricidad mediante pilas de combustible.

Producción de hidrógeno

El subsistema incorpora un electrolizador de membrana de intercambio protónico (PEM) de 5 MW de potencia nominal, capaz de modular su operación en función de los excedentes renovables disponibles. Con un consumo específico medio de 55 kWh/kg H₂ y a partir de los excedentes anuales estimados del parque eólico (20,986 GWh), se obtiene una producción aproximada de 382 t H₂/año. Este hidrógeno se comprime a 350 bar y se almacena en depósitos de alta presión.

Almacenamiento

La capacidad de almacenamiento se ha dimensionado para garantizar la autonomía del centro de datos en caso de ausencia de viento para una demanda continua de 4,2 MW, la energía total requerida asciende a 302,4 MWh. Por lo tanto, considerando que el poder calor inferior del hidrógeno es de 33,33 kWh/kg y que el rendimiento de la pila de combustible es del 50%, se necesitarán 18,4 t de hidrógeno, lo que corresponde a un volumen aproximado de 788,9 m³ con una presión de 350 bar.

Reconversión a electricidad

La reconversión del hidrógeno se lleva a cabo mediante una pila de combustible de membrana de intercambio protónico (*PEMFC*, *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) de 5 MW, que suministra hasta 4,2 MW continuos para cubrir el consumo del centro de datos. La electricidad anual recuperada será de 6,36 GWh, lo que equivale al 12% del consumo eléctrico total del centro (52,56 GWh/año). Aunque esta contribución es limitada, aporta una redundancia al sistema y seguridad energética al centro, también reduce la dependencia de la red eléctrica, con ello este sistema se posiciona como una solución innovadora y sostenible para centros de datos de gran escala, cada vez más demandados. Los cálculos detallados se presentan en el Anexo II, Dimensionamiento del sistema de hidrógeno.

8. Operación y mantenimiento del sistema de control de temperatura

Se ha implementado un control de temperatura usando el sistema de control implementado en Jetson Nano, que permite una gestión integral de la energía, integrando generación eólica, almacenamiento en hidrógeno, respaldo con pila de combustible y refrigeración del CPD. El enfoque ofrece una solución más flexible, eficiente y escalable que un PLC tradicional, asegurando la continuidad de operación y maximizando el aprovechamiento de la energía renovable. Se describe toda la implementación paso a paso en el Anexo III y Anexo IV.

Justificación frente a PLC

La elección del Jetson Nano frente a un PLC convencional se fundamenta en: flexibilidad de programación, capacidad de predicción y optimización avanzada, interfaz gráfica integrada (HMI) con visualización en tiempo real, conectividad abierta (MQTT, REST, Modbus-TCP) y bajo consumo y coste, sin necesidad de módulos adicionales.

Estas características convierten al Jetson Nano en una opción más adecuada para la gestión integrada de energía en el presente proyecto. La figura 27 muestra un esquema general de los flujos de energía y datos gestionados por el Jetson Nano.

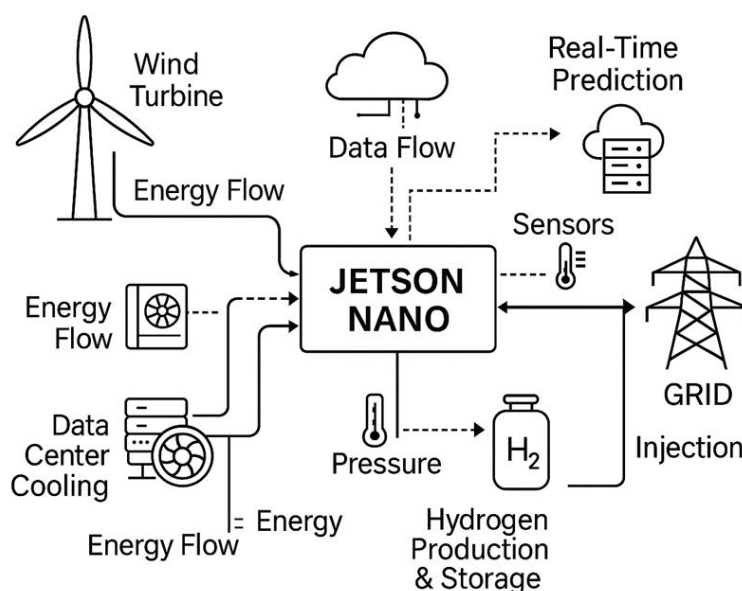


Figura 27. Esquema de flujos de energía y datos gestionados por Jetson Nano. Fuente: Elaboración propia

9. Evaluación económica estimada

Para la evaluación económica, se tiene en cuenta la curva de capacidad de los aerogeneradores, tal y como se aprecia en el Anexo V y sabiendo que para que no se requiera el funcionamiento del bloque de hidrógeno cada aerogenerador debe trabajar al menos a 750 kW. Con todo ello, realizaremos una regresión lineal para saber que velocidad de viento mínima se requiere en cada momento, siendo ésta 5,743 m/s. (The Wind Power, s.f.)

A continuación, se hará un balance de la viabilidad económica del proyecto, cuyos datos de partida para el primer año aparecen plasmados en la tabla 9.

Energía producida por el parque eólico [GWh/año]	73,546
Energía consumida por el centro de datos [GWh/año]	52,56
Energía consumida por el bloque de hidrógeno [GWh/año]	19,624
Excedentes anuales previstos [GWh/año]	1,362
Vida útil [años]	20

Tabla 9. Datos de partida en materia de viabilidad económica

Los escasos excedentes hacen que no sea rentable la instalación de la infraestructura necesaria para poder verterlos a la red. Los costes de inversión aparecen plasmados en la tabla 3. Como es habitual el coste de los aerogeneradores, el bloque de hidrógeno y el centro de datos representa el 80 % del total del proyecto siendo el 20 % restante la implementación de la obra civil y el BOP (Balance Of Project), tal y como podemos observar en los presupuestos compartidos en el módulo de gestión y desarrollo de proyectos de energías renovables. El coste del bloque de hidrógeno se establece en base a los precios de mercado actual de productos de la misma gama como estimación, ya que no hay un producto específico para nuestra aplicación concreta. (Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2019; Basmadjian, 2025)

Coste de los 8 aerogeneradores [euros]	26 000 000
Coste del centro de datos [euros]	5 000 000
Coste del bloque de hidrógeno [euros]	10 000 000
Coste de BOP [euros]	10 250 000
Costes de O&M a los 20 años [euros]	2 080 000
Inversión total [euros]	53 330 000

Tabla 10. Costes totales de inversión del proyecto

A continuación, se plasman en más detalle en la tabla 11, los costes de Operación y Mantenimiento (O&M), del sistema, entendidos como el 0,4% del coste de los aerogeneradores de manera anual. (3E, s.f.)

Costes de O&M por año [euros]	104 000
Costes de O&M a los 20 años [euros]	2 080 000

Tabla 11. Costes de O&M

El ahorro neto proyectado se plasma en la tabla 13. Considerando un precio medio de la electricidad en base a lo calculado anteriormente tal y como se plasma en la tabla 12, con un gasto de 52,56 GWh/año, se considera el gasto de tomar la energía eléctrica directamente de la red sin la implementación del sistema de producción renovable. (OMIP, s.f.)

Modelo	Precio (€/MWh)	Gasto eléctrico (€/año)	Gasto eléctrico a 20 años (€/año)
Conservador	59	3 101 040	62 020 800
Realista	62	3 258 720	65 174 400
Optimista	65	3 416 400	68 328 000

Tabla 12. Precio de la instalación para los próximos 20 años. Fuente OMIP

Si se supiera que la implantación del centro de datos es segura, y se quisiera valorar las ventajas de un abastecimiento con energías renovables respecto de tomar la energía directamente de la red eléctrica, obtendríamos los resultados plasmados en la tabla 13.

Costes totales [euros]	53 330 000
Costes totales sistema de abastecimiento eléctrico renovable (Coste total excluyendo el centro de datos) [euros]	48 330 000
Costes totales sistema de abastecimiento eléctrico renovable (Coste total excluyendo el centro de datos y excluyendo los costes de operación y mantenimiento) [euros]	46 250 000

Coste de la energía necesaria si se toma de la red eléctrica durante 20 años para abastecer el centro de datos [euros]	56 377 958
Ahorro neto proyectado a 20 años (lo que se ahorraría implementando el proyecto de abastecimiento renovable respecto a tomar la electricidad de la red eléctrica con su correspondiente coste) [euros]	8 007 958

Tabla 13. Ahorro proyectado a 20 años

A continuación, se ha realizado un “cash flow” descrito tal y como se aprecia en el Anexo V. Todo ello puede resumirse en el análisis de sensibilidad plasmado en la tabla 14. Destacar que se ha considerado el payback como el año en el que la suma de los beneficios netos obtenidos anteriormente supera a la inversión inicial.

Sin subvenciones	Conservador	Realista	Optimista
Precio energía	59	62	65
TIR	1,68%	2,22%	2,75%
Payback	17	16	16

A 62 €/MWh	Conservador	Realista	Optimista
Subvención (% de la inversión recibida en ayudas)	10%	20%	30%
TIR	3,37%	4,73%	6,38%
Payback	16	13	12

Tabla 14. Estudio de sensibilidad del proyecto

Tras el estudio de sensibilidad se puede concluir que los factores críticos que afectan a la rentabilidad del proyecto son el precio de la electricidad y la inversión inicial, es decir la presencia o ausencia de subvenciones. Para que un proyecto sea rentable lo fundamental es que el VAN sea superior a 0 y que el TIR se encuentre entre 6 y 10 %, ya que de esa manera se cubre la tasa de descuento obteniendo una rentabilidad.

En nuestro caso el único supuesto rentable contemplado es el de un precio de la electricidad realista y unas subvenciones del 30% de la inversión inicial. Particularmente, para que el VAN se iguale a 0 necesitaríamos al menos unas subvenciones del 28%. Con lo que el proyecto no sería factible a nivel de rentabilidad salvo que se contara con esas subvenciones como mínimo además de un precio de la electricidad realista.

Si se tienen en cuenta posibles subvenciones que se pudiera acoger nuestro proyecto, como la concesión de ayudas a las inversiones en transformación, comercialización y/o desarrollo que proporciona el Principado de Asturias cofinanciadas por: Fondos europeos Feder (60 %), Fondos del Principado de Asturias (28 %) y Fondos AGE (12 %), de un mínimo del 25 % del valor del proyecto, se podría obtener una rentabilidad inferior a la plasmada en el caso optimista y del que se puede ver un análisis más detallado en el Anexo V. (Gobierno del Principado de Asturias, 2025)

Con todo ello, se sabe que la inversión no será rentable salvo que se diera el escenario más optimista en materia de inversiones con un precio realista de la electricidad para los próximos 20 años. Como que se cumplan estas dos condiciones es escasamente probable se pone en cuestión toda la rentabilidad del proyecto y se considera que no es rentable la implantación del mismo.

10. Análisis DAFO del proyecto

A continuación, se plasma un breve resumen de las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades encontradas tras el estudio del proyecto. Véase tabla 15:

Debilidades	Amenazas
Dificultad técnica y logística de la implementación, así como su alta dependencia de la producción por energía eólica para el abastecimiento total del centro de datos	La inexistente rentabilidad sin subvenciones y lo frágil que es el proyecto a cambios en el valor de la electricidad a lo largo de su vida útil en materia de rentabilidad
Fortalezas	Oportunidades
La implementación novedosa de una tecnología innovadora como es la que impulsa los centros de datos de la mano de energías renovables que se plasman como el futuro y cada vez más el presente de la producción eléctrica.	Los posibles avances que se hagan en materia de eficiencia energética y producción de energías renovables en los próximos años pueden reducir el coste de nuestro proyecto si se sigue innovando en estos campos, así como la puerta abierta a la innovación que deja el control programable por temperatura presentado

Tabla 15. Análisis DAFO

Resultados

Tras el estudio, se concluye que la zona en la que se ha planteado el proyecto tiene unas condiciones óptimas a nivel geológico, geotécnico y ambiental para la implantación de un proyecto de las características propuestas.

Se determina así mismo la viabilidad física para la implantación de 8 aerogeneradores V136-4,2 MW que produzcan 73,546 GWh/año el primer año de su funcionamiento con un 0,4% de degradación anual en dicha producción para una vida útil de 20 años.

Se plantea la energía consumida por el centro de datos como 52,56 GWh/año para que dicho centro de Tier III tuviera 5100 m² y 20 000 servidores a su cargo, lo que marcaría un centro de datos de tamaño medio, y que es el que tendría más sentido en la zona por sus dimensiones y consumos.

Se han calculado como 19,624 GWh/año la energía que necesita el bloque de almacenamiento con hidrógeno para poder funcionar y abastecer como sistema de reserva al centro de datos.

Se ha implementado un control autónomo de temperatura que permite al centro de datos operar en todo momento dentro de los parámetros recomendados.

Se tienen unos excedentes de 1,362 GWh/año para el primer año que no justifican el desembolso en infraestructura para poder verterlos a la red y que a partir del sexto año de funcionamiento teniendo en cuenta la degradación anual del 0,4% para los aerogeneradores, no sólo serán inexistentes si no que se requerirá tomar electricidad de la red eléctrica.

Pese a que la zona presenta unas condiciones climáticas inmejorables a nivel de temperatura anual para la implementación de un centro de datos el gasto en electricidad para su funcionamiento y refrigeración será elevado.

Tras la realización de la viabilidad económica, se concluye que la implementación de la alimentación del centro de datos con energías renovables no es rentable salvo que se disponga de unas subvenciones del 28%. Muy por encima de las ofrecidas por el Principado de Asturias que se cifran en el 25 % de los costes y se asuma que la electricidad se mantendrá en un precio realista la totalidad de los 20 años venideros de 62 €/MWh. Ya que para que un proyecto sea rentable lo fundamental es que el VAN sea superior a 0 y que el TIR se encuentre entre 6 y 10 %, y de esa manera, se cubra la tasa de descuento obteniendo una rentabilidad.

Con todo ello, pese a que a nivel físico el proyecto es viable, el retorno económico no justifica una rentabilidad suficiente para realizarlo.

Comparación entre hipótesis y resultados

Tras el estudio realizado y partiendo de los objetivos que se pretendían lograr se ha determinado que:

- Existe una viabilidad técnica pero no económica en la implantación de un centro de datos alimentado por la electricidad producida a través de turbinas eólicas y un bloque de almacenamiento de hidrógeno que actúa como reserva en caso de viento insuficiente en la zona de Tineo (Asturias), con el fin de garantizar un suministro eléctrico estable y continuo.
- La implantación de un sistema de control de temperatura que en tiempo real permita saber que temperatura ambiental es factible, desde un punto de vista tecnológico.
- La posibilidad de verter excedentes a la red queda descartada por la inexistente rentabilidad de esta operación en función de la relación coste beneficio ente la instalación necesaria para verterlos y los propios excedentes ocasionados, ya que a partir del sexto año de funcionamiento se requerirá tomar energía de la red eléctrica.
- Se ha verificado la adecuación del proyecto a la zona descrita y aborda las particularidades encontradas en la misma. Destacando las extremadamente favorables condiciones climáticas de la zona en materia de recurso eólico y temperaturas medias.
- Se ha descartado la posibilidad de extrapolar el proyecto a otras ubicaciones de la geografía española debido a que si no hemos hallado rentabilidad con unas condiciones climáticas favorables, menos habrá en zonas más calurosas de la geografía española o con menos viento en las mismas.

Justificación del % de transformación de energías convencionales a energías renovables conseguido

El presente proyecto logra un elevado grado de penetración de energías renovables en el consumo del centro de datos ubicado en Tineo. La instalación eólica diseñada, con una producción estimada de 73,546 GWh/año, supera ampliamente la demanda anual del centro, cifrada en 52,56 GWh/año. De este modo, se puede afirmar que el 100 % de la energía consumida por el centro procede de fuentes renovables bajo condiciones normales de operación.

Adicionalmente, mediante la integración del subsistema de hidrógeno verde (electrolizador PEM de 10 MW, almacenamiento a 350 bar y pila de combustible de 6,5 MW), se consigue valorizar los excedentes de generación eólica (20,986 GWh/año), transformándolos en hidrógeno y convirtiéndolos en electricidad cuando la producción eólica es insuficiente. Este mecanismo aporta 6,36 GWh/año adicionales, equivalentes al 12 % de la demanda total, que de otro modo se cubriría con energía procedente de la red, en un 44 % no renovable.

En conjunto, el sistema propuesto permite:

- Garantizar que la demanda energética anual del centro de datos (52,56 GWh) sea cubierta íntegramente con fuentes renovables, en este caso, energía eólica e hidrógeno verde como cobertura de respaldo eléctrico en situaciones de déficit de eólica.
- Reducir las importaciones desde la red eléctrica a situaciones excepcionales, minimizando así la dependencia de energías convencionales.
- Evitar la emisión de aproximadamente 2.544 tCO₂/año, asociadas a la fracción no renovable (0,11 tCO₂/MWh).

Por lo tanto, se justifica que el proyecto alcanza una transformación del 100 % del suministro energético del centro de datos a energía renovable, consolidándose como un sistema autosuficiente y sostenible en línea con los objetivos europeos de transición energética en ese ámbito.

Consideraciones finales

A lo largo de este trabajo, se ha comprobado la viabilidad técnica y falta de viabilidad económica del proyecto propuesto para la instalación de 8 aerogeneradores respaldados con un sistema de almacenamiento impulsado por hidrógeno, que permita alimentar y refrigerar un centro de datos Tier III de manera ininterrumpida.

Se ha comprobado que la rentabilidad de la instalación si se tuvieran unas subvenciones de un 28% que posibilitaran un VAN positivo y un TIR superior a 6%, además el ROI, en el caso de una subvención del 30 % sería del 3,88% anual, lo que sí posibilitaría la rentabilidad del proyecto si se tuviera un precio mínimo de la electricidad de 62 euros /MWh y unas subvenciones de mínimo el 28 % de la inversión inicial. Pese a ello, la rentabilidad solo se lograría con unas condiciones extremadamente favorables, lo que nos hace descartar la posibilidad de una implementación real del proyecto.

Debido a nuestra implementación modular la posibilidad de escalar el proyecto con el uso de terrenos colindantes o incluso en otras ubicaciones es una opción posible, pero en futuros proyectos la temperatura ambiental será un factor clave a tener en cuenta. Sobre todo, en zonas cálidas la refrigeración requeriría un uso más intensivo, lo que requeriría un estudio adicional, y reducirá aún más la rentabilidad ya que la ubicación elegida para este proyecto es muy favorable a nivel térmico. Factor que hace desaconsejar el proyecto en otras zonas, salvo que cuenten con subvenciones más favorables que Asturias.

Así mismo, con el estudio de impacto medioambiental y de terreno se ha verificado la viabilidad de la zona de implementación del proyecto.

Con todo ello, se puede concluir que el proyecto se ha planteado con éxito de manera que pudiera ser implementado si se dispusiera de subvenciones lo suficientemente abultadas en la zona descrita obteniendo una rentabilidad óptima, pero también hace que ante la incertidumbre de recibirlas o la insuficiencia de las mismas se desaconseje su implementación. Si no se dispusiera de subvenciones el proyecto no sería lo suficientemente rentable para su implementación.

Final Considerations

Throughout our work, we demonstrated the technical feasibility and lack of economic viability of the proposed project for the installation of 8 wind turbines backed by a hydrogen-powered storage system, which would allow a Tier III data center to be powered and cooled uninterruptedly.

It has been proven that the facility's profitability would be achieved if subsidies of 28% were available, enabling a positive NPV and an IRR greater than 6%. Furthermore, the ROI, in the case of a 30% subsidy, would be 3.88% per year. This would enable the project's profitability if there were a minimum electricity price of €62/MWh and subsidies of at least 28% of the initial investment. Despite this, profitability would only be achieved under extremely favorable conditions, which rules out the possibility of actual project implementation.

Due to our modular implementation, the possibility of scaling the project by using adjacent land or even in other locations is a real option, but in future projects, ambient temperature will be a key factor to consider. Above all, in warmer areas, cooling would require more intensive use, which would need additional study and further reduce profitability, since the location chosen for this project is very environmentally favorable. This factor makes the project unsuitable for other areas, unless they have more favorable subsidies than Asturias.

Likewise, the environmental impact and site assessments have verified the viability of the project in the implementation area.

All of this leads us to conclude that the project has been successfully designed, allowing it to be implemented if sufficiently large subsidies were available in the described area, achieving optimal profitability. However, the uncertainty of receiving them, or their insufficiency, also makes its implementation inadvisable. Without subsidies, the project would not be sufficiently profitable for implementation.

Líneas de mejora y futuras investigaciones

Debido a la insuficiente rentabilidad del proyecto, a la incapacidad de encontrar una zona más favorable, o mayores subvenciones, y debido también a el escaso que control que tenemos sobre los avances tecnológicos en materia de eficiencia energética y abaratamiento de costes para la implementación de energías renovables, la línea de investigación que planteamos es con la optimización del sistema de control de temperatura, en aras de que una mejora del mismo pudiera posibilitar la rentabilidad del proyecto.

El sistema de control desarrollado sobre la plataforma Jetson Nano constituye una base sólida y funcional para la gestión integrada de generación eólica, almacenamiento en hidrógeno y consumo energético en un centro de datos. No obstante, a partir de la experiencia obtenida, se identifican diversas líneas de mejora y posibles desarrollos para futuras investigaciones:

1. Integración de modelos predictivos

La capacidad de cómputo de la GPU de la Jetson Nano permite implementar algoritmos de *machine learning* y *deep learning*. Estos modelos podrían emplearse para anticipar la producción eólica, la carga IT del CPD o las condiciones ambientales, habilitando un control proactivo y no únicamente reactivo.

2. Optimización multiobjetivo

Resulta de interés el desarrollo de algoritmos de optimización que contemplen múltiples criterios simultáneamente, tales como maximizar el autoconsumo, minimizar el coste de operación, prolongar la vida útil del almacenamiento de hidrógeno y mejorar la eficiencia térmica del CPD.

3. Extensión a otros sistemas de almacenamiento

La lógica de control puede adaptarse para considerar almacenamiento complementario, como baterías de ion-litio, sales térmicas o supercondensadores, permitiendo un análisis comparativo de desempeño frente al hidrógeno.

4. Desarrollo de gemelos digitales

Una línea de trabajo prometedora consiste en la creación de **gemelos digitales** que reproduzcan en tiempo real el comportamiento del sistema físico, facilitando la simulación de escenarios de fallo, mantenimiento preventivo o cambios en la estrategia de operación.

5. Ciberseguridad y comunicaciones

La conectividad abierta del Jetson Nano mediante protocolos como MQTT, REST o Modbus-TCP, si bien facilita la integración, requiere un análisis exhaustivo de ciberseguridad aplicada a sistemas energéticos críticos. Futuros trabajos podrían centrarse en protocolos seguros y arquitecturas de protección específicas.

6. Escalabilidad a microrredes

El presente desarrollo se ha orientado a un único centro de datos; sin embargo, la arquitectura es fácilmente extrapolable a microrredes con múltiples nodos. Esto permitiría coordinar varios centros de datos, instalaciones renovables o consumidores locales, mediante el despliegue distribuido de placas Jetson Nano o su integración en plataformas de control en la nube.

7. Evaluación económica y ambiental

Por último, resulta pertinente la comparación del coste de propiedad (CAPEX y OPEX) de esta solución frente a arquitecturas tradicionales basadas en PLC y SCADA, así como la cuantificación de la reducción de emisiones de CO₂ derivada de una gestión energética más inteligente.

Bibliografía y referencias

1. **International Energy Agency.** (2023). *Global energy review 2023*. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2023> [Accedido el 28 de julio de 2025].
2. **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.** (s.f.). *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. <https://www.idae.es/> [Accedido el 28 de julio de 2025].
3. **Global Wind Atlas.** (s.f.). *Global Wind Atlas*. <https://globalwindatlas.info/> [Accedido el 16 de julio de 2025].
4. **NASA Langley Research Center.** (s.f.). *POWER Data Access Viewer*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> [Accedido el 16 de julio de 2025].
5. **Mapa Eólico Ibérico.** (s.f.). *Mapa Eólico Ibérico*. <https://www.mapaeolicoiberico.com/> [Accedido el 16 de julio de 2025].
6. **Departamento de Energía de los Estados Unidos.** (2019). *Precio Aerogenerador "V136-4,2MW"*. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/06/f64/KSU_SitingandProjectDevelopmentReport_2019-04-21.pdf [Accedido el 25 de julio de 2025].
7. **OMIP.** (s.f.). *Precio medio de la energía para los próximos 10 años*. <https://www.omip.pt/es> [Accedido el 25 de julio de 2025].
8. **Basmadjian, R.** (2025). *Demand-Side Energy and Power Management in Data Centers: Are Data Centers Modern Societies' Double-Edged Sword?* Suiza: Springer Nature Switzerland.
9. **3E.** (s.f.). *Degradación anual media de una turbina eólica*. <https://www.3e.eu/resources/publications/report-the-hidden-cost-of-wind-why-turbine-degradation-deserves-more-attention> [Accedido el 31 de julio de 2025].
10. **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.** (s.f.). *Porcentaje de generación no renovable en España y toneladas de CO2 por cada MWh de energía producida con fuentes no renovables*. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2> [Accedido el 14 de agosto de 2025].
11. **Instituto Geológico y Minero de España.** (s.f.). *Mapa geológico de la zona*. <https://info.igme.es/cartografiadigital/geologica/Magna50.aspx> [Accedido el 2 de septiembre de 2025].

12. **Agencia Europea de Medio Ambiente.** (s.f.). *Visor Red Natura 2000*. <https://natura2000.eea.europa.eu/> [Accedido el 4 de septiembre de 2025].
13. **The Wind Power.** (s.f.). *Curva de potencia del aerogenerador V136-4.2 MW*. https://www.thewindpower.net/turbine_es_1489_vestas_v136-4000-4200.php [Accedido el 3 de septiembre de 2025].
14. **Gobierno del Principado de Asturias.** (2025). *Subvenciones a las que podría acogerse nuestro proyecto*. <https://miprincipado.asturias.es/bopa/2025/05/09/2025-03668.pdf> [Accedido el 3 de septiembre de 2025].