



ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE DE 42 MW LOCALIZADO EN QUINTANILLA VIVAR, BURGOS

Autor: Sergio Clemente Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre de 42 MW localizado en Quintanilla
Vivar, Burgos

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/2024 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Sergio Clemente Martín

Fecha: 29/08/2024



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 29/08/2024



ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE DE 42 MW LOCALIZADO EN QUINTANILLA VIVAR, BURGOS

Autor: Sergio Clemente Martín

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2024

Agradecimientos

Con este trabajo de fin de máster pongo fin a seis años de carrera que perdurarán en mí toda la vida.

Quiero agradecer a mi madre, a mi padre y a mi hermano, pues sin ellos no estaría entregando este trabajo. Su esfuerzo y amor hacia mi persona han sido vitales para poder hacer de mis estudios una etapa que nunca olvidaré. Muchas gracias, mamá, por no fallar nunca. Muchas gracias, papá, por ser ejemplo de constancia y dedicación. Muchas gracias, hermano, por guiarme y ser los pasos que seguir.

Gracias también a mi tutora, Consolación, por haberme acompañado en este proceso y a la empresa Vortex por haberme proporcionado los datos necesarios para el desarrollo del proyecto.

Por último, gracias, a todo aquel que me ha enseñado en estos seis años. Sin vosotros no habría sido lo mismo. Profesores, compañeros y amigos. Gracias.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE DE 42 MW LOCALIZADO EN QUINTANILLA VIVAR, BURGOS

Autor: Clemente Martín, Sergio.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente estudio desarrolla el proyecto de un parque eólico terrestre de 42 MW. Se encuentra situado en Quintanilla Vivar, Burgos y dota de los resultados necesarios para su ejecución e interconexión a red.

Palabras clave: Parque eólico, recurso eólico, potencia instalada, aerogeneradores, energía renovable.

1. Introducción

La generación eléctrica en España produce más de 32 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Mundialmente, el 1% de la población con mayores recursos económicos es responsable de la emisión de más gases de efecto invernadero que el 50% de la población más desfavorecida [1]. Por ello y de cara a cumplir los objetivos del PNIEC, se plantea el proyecto de ejecución de un parque eólico que genere energía renovable totalmente limpia.

El consiguiente trabajo elabora el proyecto de ejecución de un parque eólico de 42 MW con la vista en cumplir los objetivos del Acuerdo de París. El parque estará conformado por siete aerogeneradores de 6 MW del proveedor Siemens Gamesa. Estos estarán situados en Quintanilla Vivar, Burgos, cercanos a la subestación de MT/AT de Villimar.

Se realiza el desarrollo para constituir la viabilidad de reflejar en la realidad semejante proyecto.

2. Definición del proyecto

El Proyecto se fundamenta en relación a cuatro etapas.

1. Selección del emplazamiento

Tres lugares de la península ibérica con alto recurso eólico se han comparado para obtener un óptimo aprovechamiento del viento. Además, se han comparado sus orografías, distancia a subestaciones y respecto a reservas naturales. Se ha escogido un lugar cercano a Quintanilla Vivar, que cumple con todos los requisitos.

2. Recurso eólico

Mediante el uso del programa Windographer y con el previo estudio gracias al Global Wind Atlas, se ha analizado el recurso eólico a tres diferentes alturas de buje. Los datos de viento de velocidad, temperatura y dirección son proporcionados por la empresa Vortex y son estudiados a 119, 125 y 135 metros. Se obtiene la velocidad diaria y por estación, la distribución de Weibull y la rosa de frecuencias a fin de estudiar el recurso.

3. Energía producida del parque

Con el recurso eólico se realizan simulaciones con el programa WAsP. De dicho programa se obtiene la energía bruta y neta procedente del parque. Además, se obtienen también el factor de capacidad y las horas que estará produciendo.

4. Viabilidad económica

Se lleva a cabo un estudio de viabilidad económica del proyecto asumiendo tres escenarios: que se siga una estrategia de ir completamente al mercado mayorista, que se cierre un PPA *as produced* de precio fijo o que se cierre un PPA *fixed shape* de precio fijo.

3. Descripción del parque eólico

El parque eólico constará de siete aerogeneradores de Siemens Gamesa SG 6 -170. Todos ellos de una potencia de 6 MW, acumulando una capacidad total del parque de 42 MW. La altura de buje de estos es de 135 metros y tienen un diámetro de rotor de 170 metros.

El parque consta con una subestación propia de 30/220 kV, que vierte la energía a la subestación de I-De/REE de 45/220 kV.

La instalación en su conjunto genera una producción neta de 196.255 GWh/año, que descontando pérdidas resulta ser 175.42 GWh/año. Esto se traduce en un factor de capacidad del 47.68% y un tiempo a plena carga de 4176.75 horas.

4. Viabilidad Económica

El presupuesto asciende a un total de 63,407,079.31€, siendo el CapEx 61,937,079.31€ y el OpEx 35.000 €/MW. El LCOE resultante es de 43.63€/MWh. De cara a prevenir la volatilidad del mercado eléctrico, se plantea como óptima la estrategia de firmar un PPA de perfil y precio fijo a 50 €/MWh. Con todo ello, se prevé una TIR del 12.09%, siendo el WACC un 8%. El periodo de retorno es de 8 años en el caso más optimista. Para un caso más conservador con un análisis de precios y de volúmenes al 80% de los esperados, se obtiene una TIR de 11.2% y un periodo de retorno de 9 años.

5. Contaminación evitada y ODS

Gracias a la instalación del parque eólico se consiguen evitar 4,166,308.125 tCO₂ equivalente durante la vida útil del proyecto (25 años). Además, el proyecto se encuentra alineado con tres Objetivos de Desarrollo Sostenible. En primer lugar, apoya el impulso de la energía asequible y no contaminante (ODS 7) al bajar el precio medio capturado y producir energía limpia. En segundo lugar, impulsa el trabajo decente y el crecimiento económico (ODS 8) tanto en la construcción del proyecto como en el O&M del mismo. Finalmente actúa por el clima (ODS 13) generando neutralidad de carbono para el futuro.

6. Conclusiones

La ejecución del parque es viable desde el punto de vista económico a la par que interesante. La instalación del parque proporcionará rentabilidad y acercamiento a los objetivos de desarrollo sostenible. Además, estimularía la economía, bajaría los precios de la electricidad y pondría a España a la vanguardia de Europa en términos energéticos.

7. Referencias

- [1]. Naciones Unidas 16-02-2022. “Cambio climático y medioambiente”. [La contaminación mata nueve millones de personas al año, el doble que el COVID-19 | Noticias ONU \(un.org\)](#)

EXECUTION PROJECT OF A 42 MW ONSHORE WIND FARM LOCATED IN QUINTANILLA VIVAR, BURGOS

Author: Clemente Martín, Sergio.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This study develops the project of a 42 MW onshore wind farm. It is located in Quintanilla Vivar, Burgos, and provides the necessary results for its execution and grid interconnection.

Keywords: Wind farm, wind resource, installed capacity, wind turbines, renewable energy.

1. Introduction

Electricity generation in Spain produces more than 32 million tons of CO₂ equivalent. Globally, the wealthiest 1% of the population is responsible for emitting more greenhouse gases than the poorest 50% of the population [1]. Therefore, and in order to meet the objectives of the PNIEC, the project for the execution of a wind farm that generates completely clean renewable energy is proposed.

This work elaborates the project for the execution of a 42 MW wind farm with a view to meeting the goals of the Paris Agreement. The park will consist of seven 6 MW wind turbines from the supplier Siemens Gamesa. These will be located in Quintanilla Vivar, Burgos, near the Villimar MT/AT substation.

The development is conducted to establish the feasibility of reflecting such a project in reality.

2. Project Definition

The Project is based on four stages.

1. Site Selection

Three locations on the Iberian Peninsula with high wind resources have been compared to obtain optimal wind utilization. Additionally, their orographies, distance to substations, and proximity to natural reserves have been compared. A location near Quintanilla Vivar that meets all the requirements has been chosen.

2. Wind Resource

Using the Windographer program and the previous study thanks to the Global Wind Atlas, the wind resource at three different hub heights has been analysed. Wind data on speed, temperature, and direction are provided by the company Vortex and studied at 119, 125, and 135 meters. Daily and seasonal wind speeds, the Weibull distribution, and the wind rose are obtained to study the resource.

3. Energy Produced by the wind farm

Simulations are conducted with the WAsP program using the wind resource. The program provides the gross and net energy from the park. Additionally, the capacity factor and production hours are obtained.

4. Economic Viability

An economic feasibility study of the project is carried out assuming three scenarios: following a strategy of going completely to the wholesale market, closing a fixed-price "as produced" PPA, or closing a fixed-shape PPA with a fixed price.

3. Wind Farm Description

The wind farm will consist of seven Siemens Gamesa SG 6-170 wind turbines. Each with a capacity of 6 MW, accumulating a total park capacity of 42 MW. The hub height of these turbines is 135 meters, and they have a rotor diameter of 170 meters.

The park has its own 30/220 kV substation that feeds energy into the I-De/REE 45/220 kV substation.

The installation as a whole generates a net production of 196.255 GWh/year, which, after accounting for losses, results in 175.42 GWh/year. This translates into a capacity factor of 47.68% and a full load time of 4176.75 hours.

4. Economic Feasibility

The total budget amounts to €63,407,079.31, with the Capex being €61,937,079.31 and the OpenX being €35,000/MW. The resulting LCOE is €43.63/MWh. To prevent electricity market volatility, the optimal strategy is to sign a fixed profile and price PPA at €50/MWh. With all this, an IRR of 12.09% is forecast, with the WACC being 8%. The payback period is 8 years in the most optimistic scenario. For a more conservative scenario, with an analysis of prices and volumes at 80% of the expected, an IRR of 13.1% is obtained, and the payback period is 9 years.

5. Avoided Pollution and SDGs

Thanks to the installation of the wind farm, 4,166,308.125 tCO₂ equivalent will be avoided during the project's lifespan (25 years). Additionally, the project is aligned with three Sustainable Development Goals. First, it supports the promotion of affordable and clean energy (SDG 7) by lowering the average captured price and producing clean energy. Second, it promotes decent work and economic growth (SDG 8) both during the construction of the project and in its operation and maintenance (O&M). Finally, it acts for climate (SDG 13) by generating carbon neutrality for the future.

6. Conclusions

The execution of the park is economically viable and interesting. The installation of the park will provide profitability and alignment with sustainable development goals. It would also stimulate the economy, lower electricity prices, and position Spain at the forefront of Europe in energy terms.

7. References

[1]. United Nations 16-02-2022. "Climate Change and Environment." Pollution kills nine million people a year, double that of COVID-19 | UN News (un.org)

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

Documento I. Memoria Descriptiva

Documento II. Presupuesto

Documento III. Planos

Documento IV: Anexos

Anexo 1. Selección del emplazamiento

Anexo 2. Cálculos eléctricos

Anexo 3. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Anexo 4. Viabilidad económica

ÍNDICE DE LA MEMORIA DESCRIPTIVA

Capítulo 1. Introducción	26
1.1 Motivación del Proyecto	27
1.2 Estado de la Cuestión	29
1.3 Objetivos del proyecto.....	35
1.4 Metodología de trabajo.....	37
1.5 Objetivos de desarrollo sostenible.....	38
Capítulo 2. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA	39
2.1 Historia de la energía eólica	39
2.2 El viento	41
2.3 Potencial Eólico.....	44
2.4 Frecuencia, dirección y velocidad del viento	47
2.4.1 Distribución de Weibull.....	47
2.4.2 Rosa de los vientos	49
Capítulo 3. Tecnologías de aerogeneradores.....	50
3.1 Palas	50
3.2 Buje	52
3.3 Caja Multiplicadora.....	52
3.4 Generador	53
3.5 Góndola	53
Capítulo 4. Selección del emplazamiento	54
4.1 Quintanilla Vivar, Burgos.	54
Capítulo 5. Recurso Eólico.....	59
5.1 Recurso eólico a 119 metros.	61
5.1.1 Velocidad de viento	61
5.1.2 Rosa de los vientos	64
5.1.3 Función de distribución de Weibull.....	67
5.2 Recurso eólico a 125 metros.	68
5.2.1 Velocidad de viento	68
5.2.2 Rosa de los vientos	71
5.2.3 Función de distribución de Weibull.....	73

5.3	Recurso eólico a 135 metros	73
5.3.1	<i>Velocidad de viento</i>	74
5.3.2	<i>Rosa de los vientos</i>	76
5.3.3	<i>Función de distribución de Weibull</i>	77
5.4	Comparación entre las diferentes alturas.....	78
Capítulo 6. Recurso Energético		79
6.1	WAsP Climate Analyst	79
6.2	WAsP Map Editor	80
6.3	WAsP	82
6.3.1.	<i>Aerogenerador Vestas V162 – 6</i>	83
6.3.2.	<i>Aerogenerador Vestas V162 – 6.2</i>	85
6.3.3.	<i>Aerogenerador Siemens Gamesa SG 6 – 170</i>	87
Capítulo 7. Instalación Eléctrica		91
7.1	Tramo de MT entre aerogeneradores y subestación del parque eólico	91
7.2	Celdas de Línea y de Protección	92
7.2.1	<i>Celda de línea</i>	92
7.2.2	<i>Celda de protección</i>	92
7.3	Tramo de MT entre la subestación del parque eólico y la subestación de I-DE & REE.....	93
7.4	Subestación del parque eólico.	94
7.4.1	<i>Transformador de potencia</i>	94
7.4.2	<i>Bobina de bloqueo</i>	95
7.4.3	<i>Interruptor Automático</i>	95
7.4.4	<i>Autoválvula</i>	95
7.4.5	<i>Seccionador</i>	96
7.4.6	<i>Transformador de intensidad</i>	96
7.4.7	<i>Transformador de tensión</i>	97
7.5	Sistemas de comunicaciones del parque eólico.....	97
Capítulo 8. Obra Civil.....		98
8.1	Introducción.....	98
8.2	Viales del parque eólico	98
8.2.1	<i>Definición y Función</i>	98
8.2.2	<i>Diseño de los viales</i>	98

8.3	Cimentación y Plataforma de Montaje de los Aerogeneradores	99
8.3.1	Cimentación.....	99
8.3.2	Plataforma de montaje	100
8.4	Zanjas para cableado	100
8.4.1	Función y requerimientos.....	100
8.4.2	Diseño y construcción	100
8.5	Edificio de control	102
8.5.1	Función del edificio de control.....	102
8.5.2	Diseño y construcción	102
Capítulo 9. Presupuesto de Ejecución		103
Capítulo 10. Viabilidad económica del proyecto		104
10.1	Costes del proyecto	104
10.2	Ingresos del proyecto.....	105
10.2.1	Venta de la energía al mercado mayorista.....	105
10.2.2	Power Purchase Agreement As Produced con precio fijo.....	106
10.2.3	Power Purchase Agreement Fixed Shape con precio fijo	107
10.3	Flujos de caja.....	107
10.3.1	Flujos de caja con venta al mercado mayorista.....	109
10.3.2	Flujos de caja con PPA As Produced y precio fijo	111
10.3.3	Flujos de caja con PPA Fixed Shape y precio fijo.....	113
10.4	Análisis de las diferentes alternativas.....	115
10.5	Conclusión.....	116
Capítulo 11. Planificación del proyecto.....		117
Capítulo 12. Contaminación evitada.....		118
Capítulo 13. CONCLUSIONES.....		120
Capítulo 14. BIBLIOGRAFÍA.....		121

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Evolución de la potencia eólica instalada en España [6].....	29
Ilustración 2. Evolución de la potencia eólica instalada 2016-2023. Elaboración propia... 30	
Ilustración 3. Incremento de la potencia eólica instalada en España 2017-2023. Elaboración propia.	31
Ilustración 4. Potencia Instalada nacional. Octubre 2023. Elaboración propia.	31
Ilustración 5. Evolución de la nueva potencia eólica instalada en el mundo hasta 2023 [8].	33
Ilustración 6. Potencia total acumulada eólica en el mundo hasta 2023 [8].....	33
Ilustración 7. Desglose de las nuevas instalaciones y del total de instalaciones terrestres y marítimas en el mundo [8].....	34
Ilustración 8. Previsión de potencia eólica instalada anual mundial tanto terrestre como marina [8].	34
Ilustración 9. Objetivos de Desarrollo Sostenible.	38
Ilustración 10. Primera turbina eólica de Charles Francis Brush.	40
Ilustración 11. Rugosidades según el tipo de terreno. Elaboración propia.....	42
Ilustración 12. Velocidad del viento en función de la altura. [15].	44
Ilustración 13. Volumen de aire que le llega al aerogenerador. [16].....	45
Ilustración 14. Curva de potencia y coeficientes de empuje y potencia para un aerogenerador [18].....	47
Ilustración 15. Distribución de Weibull con velocidad del viento. Elaboración propia.....	48
Ilustración 16. Rosa de los vientos.	49
Ilustración 17. Partes de un aerogenerador.....	53
Ilustración 18. Densidad media de potencia y velocidad de viento a 150 metros en Quintanilla Vivar, Burgos.	55
Ilustración 19. Disposición preliminar del parque eólico en Quintanilla Vivar, Burgos. ...	56
Ilustración 20. Media del Perfil Diario de Velocidad de Viento a 119 metros.	61
Ilustración 21. Perfil Diario Mensual de Velocidad de Viento a 119 metros.....	62
Ilustración 22. Perfil Medio Estacional de Velocidad de Viento a 119 metros.....	63

Ilustración 23. Promedio de Velocidad por Mes y Año a 119 metros. Elaboración propia.	63
Ilustración 24. Rosa de Viento de Frecuencia a 119 metros.	64
Ilustración 25. Rosa de Viento de Frecuencia Mensual a 119 metros.....	65
Ilustración 26. Rosa de Viento de Velocidad a 119 metros.....	65
Ilustración 27. Rosa de Viento de Velocidad Mensual a 119 metros.....	66
Ilustración 28. Rosa de Viento de Energía a 119 metros.....	66
Ilustración 29. Rosa de Viento de Energía Mensual a 119 metros.....	67
Ilustración 30. Función de distribución de Weibull a 119 metros.....	67
Ilustración 31. Función de distribución de Weibull Mensual a 119 metros.....	68
Ilustración 32. Perfil Diario de Velocidad de Viento a 125 metros.	69
Ilustración 33. Perfil Estacional de Velocidad de Viento a 125 metros.	69
Ilustración 34. Promedio de Velocidad por Mes y Año a 125metros. Elaboración propia.	70
Ilustración 35. Rosa de Viento de Frecuencia a 125 metros.	71
Ilustración 36. Rosa de Viento de Velocidad a 125 metros.....	71
Ilustración 37. Rosa de Viento de Energía a 125 metros.....	72
Ilustración 38. Función de Distribución de Weibull a 125 metros.....	73
Ilustración 39. Perfil. Diario de Viento a 135 metros.....	74
Ilustración 40. Perfil Estacional de Velocidad de Viento a 135 metros.....	74
Ilustración 41. Promedio de Velocidad por Mes y Año a 135 metros.	75
Ilustración 42. Rosa de viento de frecuencia a 135 metros.	76
Ilustración 43. Rosa de viento de velocidad a 135 metros.	76
Ilustración 44. Rosa de viento de energía a 135 metros.	77
Ilustración 45. Función de distribución de Weibull a 135 metros.....	77
Ilustración 46. Velocidad media del viento a distintas alturas.	78
Ilustración 47. Resultados del recurso eólico con WAsP Climate Analyst para 125 metro de altura de buje.	80
Ilustración 48. Topografía y rugosidad del terreno digitalizada.....	81
Ilustración 49. Topografía con los aerogeneradores y la estación de medida.	81
Ilustración 50. Curva de Potencia y Coeficiente de Empuje del V162-6.....	84
Ilustración 51. Curva de potencia y coeficiente de empuje para la turbina V162-6.2.....	86

Ilustración 52. Curva de potencia y coeficiente de empuje para la turbina SG 6-170	88
Ilustración 53. Características técnicas del aerogenerador Siemens Gamesa 6-170	90
Ilustración 54. Factores de emisión de CO2 equivalente por tecnología [23].....	118
Ilustración 55. evolución de las emisiones de CO2 equivalente [24].....	119
Ilustración 56. Velocidad del viento a una altura de 100 metros en la Península Ibérica.	133
Ilustración 57. Velocidad media del viento y densidad media de potencia en Frescano, Zaragoza.	133
Ilustración 58. Rosa de los vientos de frecuencia y de energía respectivamente.	134
Ilustración 59. Curvas de nivel en Frescano, Zaragoza [21]	134
Ilustración 60. Vista satelital de Frescano, Zaragoza.	135
Ilustración 61. Pendiente y distancia del parque a la subestación de Magallón.....	136
Ilustración 62. Espacios Naturales Protegidos en España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.....	137
Ilustración 63. Ampliación del mapa de Espacios Naturales Protegidos para el caso de Zaragoza.	138
Ilustración 64. Velocidad del viento a una altura de 100 metros en la Península Ibérica.	139
Ilustración 65. Velocidad media del viento y densidad media de potencia en Quintanilla Villar, Burgos.	139
Ilustración 66. Rosa de los vientos de frecuencia y de energía respectivamente.	140
Ilustración 67. Curvas de nivel en Quintanilla Vivar, Burgos [21].....	140
Ilustración 68. Vista satelital de Quintanilla Villar, Burgos.....	141
Ilustración 69. Pendiente y distancia del parque a la subestación de Villimar.....	142
Ilustración 70. Velocidad del viento a una altura de 100 metros en la Península Ibérica..	143
Ilustración 71. Velocidad media del viento y densidad media de potencia en Quintanilla Villar, Burgos.	144
Ilustración 72. Rosa de los vientos de frecuencia y de energía respectivamente.	144
Ilustración 73. Curvas de nivel en Castellanos de Villiquera, Salamanca [21].....	145
Ilustración 74. Vista satelital de Castellanos de Villiquera, Salamanca.....	145
Ilustración 75. Pendiente y distancia del parque a la subestación de Villamayor.	146

Ilustración 76. Unifilar simplificado del aerogenerador y su salida al transformador de BT/MT.....	149
Ilustración 77. Distancia de los aerogeneradores a la subestación del parque eólico.	154
Ilustración 78. Hoja de características de la celda de línea cgm.3-l.....	156
Ilustración 79. Hoja de características de la celda de línea cgm.3-v.....	157
Ilustración 80. Distancia entre subestaciones.....	160

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas UTM de los aerogeneradores.....	58
Tabla 2. Estadísticos de la velocidad de viento a 119 metros.	64
Tabla 3. Estadísticos de la velocidad de viento a 125 metros.	70
Tabla 4. Estadísticos de Velocidad de Viento a 135 metros.	75
Tabla 5. Comparativa estadísticos a diferentes alturas.....	78
Tabla 6. Altura de Buje, Temperatura y Densidad del Aire.	82
Tabla 7. Resultados del recurso eólico obtenidos mediante WAsP.	84
Tabla 8. Cálculos derivados de WAsP.	85
Tabla 9. Resultados del recurso eólico obtenidos mediante WAsP.	86
Tabla 10. Cálculos derivados de WAsP.	87
Tabla 11. Resultados del recurso eólico obtenidos mediante WAsP	88
Tabla 12. Cálculos derivados de WAsP.	89
Tabla 13. Distancia a SE y características eléctricas de los aerogeneradores.	91
Tabla 14. Distancia entre subestaciones y características eléctricas de SE-Parque	93
Tabla 15. Características del transformador Minera - MP.	95
Tabla 16. Descripción de la zanja.....	101
Tabla 17. Precios del mercado eléctrico de 2025 a 2049.	105
Tabla 18. Variables del modelo de viabilidad económica.....	108
Tabla 19. TIR según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado. .	109
Tabla 20. TIR según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado. .	110
Tabla 21. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado.....	110
Tabla 22. TIR según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado con MC.....	110
Tabla 23. VAN según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado con MC.....	111
Tabla 24. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado con MC.....	111

Tabla 25. TIR según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced.	111
Tabla 26. VAN según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced.	112
Tabla 27. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced.....	112
Tabla 28. TIR según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced con MC.	112
Tabla 29. VAN según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced con MC.	112
Tabla 30. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced con MC.....	113
Tabla 31. TIR según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape.	113
Tabla 32. VAN según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape.	113
Tabla 33. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape.	114
Tabla 34. TIR según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape con MC.	114
Tabla 35. VAN según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape con MC.	114
Tabla 36. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape con MC.	114
Tabla 37. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares.....	151
Tabla 38. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV.....	151
Tabla 39. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm ² , para conductores de aluminio.....	155
Tabla 40. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados.....	159
Tabla 41. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm ² , para conductores de aluminio.....	161

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Longitud de rugosidad.	42
Ecuación 2. Variación del viento con la altura.	43
Ecuación 3. Energía cinética del viento.	45
Ecuación 4. Potencia eólica disponible en un aerogenerador.	45
Ecuación 5. Potencia aprovechable.	46
Ecuación 6. Energía vertida a la red.	84
Ecuación 7. Ingresos obtenidos mediante un PPA financiero "As Produced"	106
Ecuación 8. LCOE	107
Ecuación 9. Ingresos obtenidos con un PPA financiero "Fixed Shape"	107
Ecuación 10. Fórmula del Valor Actual Neto.	108
Ecuación 11. Fórmula de la Tasa Interna de Retorno.	109
Ecuación 12. Fórmula del WACC.	109
Ecuación 13. Intensidad trifásica por los conductores.	150
Ecuación 14. Intensidad admisible dados los factores de corrección.	151
Ecuación 15. Caída de tensión.	152
Ecuación 16. Ecuación de la conductancia.	153
Ecuación 17. Intensidad de cortocircuito.	154

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ONU – Organización de las Naciones Unidas

GEI – Gases de Efecto Invernadero

ODS – Objetivos de Desarrollo Sostenible

PNIEC – Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

GWEC – Global Wind Energy Council

AIS – Air Insulated Switchgear

PPA – Power Purchase Agreement

MC – Mercado de Capacidad

BT – Baja Tensión

MT – Media Tensión

CapEx – Capital Expenditure

OpEx – Operational Expenditure

WACC – Weighted Average Cost of Capital

ITC – LAT – Instrucciones Técnicas Complementarias Líneas Alta Tensión

Documento I. MEMORIA DESCRIPTIVA

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La ejecución del consiguiente proyecto consiste en el desarrollo, diseño y ejecución de un parque eólico terrestre en España. Se realizará un análisis de viabilidad económica para garantizar la rentabilidad de una instalación eólica en el suelo español. Para desarrollar el trabajo primero se abordarán las causas y motivos que hacen que este proyecto sea de gran utilidad para el planeta. Se dará un contexto ligado a datos, se explicarán las tecnologías y se profundizará en la historia de los parques eólicos. Una vez realizado un estudio general, se abordará la selección del emplazamiento, analizando los recursos disponibles tanto de terreno como de viento en España. Posteriormente se deberán de estudiar las tecnologías disponibles e implantables en materia eólica, así como el estudio energético para obtener los aerogeneradores necesarios. Para ello, se usarán programas como WasP o Windographer que nos ayuden con el estudio estadístico y las tecnologías. Después, se procederá a diseñar la red de media y de alta tensión con sus conexiones para finalmente estimar un presupuesto que nos de la viabilidad económica del proyecto.

La perspectiva del trabajo se abordará de manera alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por las Naciones Unidas de cara a plantear un futuro próspero y sostenible para los tiempos venideros.

En este capítulo se describirá la motivación del proyecto, el estado de la cuestión, los objetivos y la metodología de trabajo.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

“La contaminación mata nueve millones de personas al año” afirma la ONU en el año 2022 [1]. Gran parte de dicha contaminación viene de la generación de electricidad mediante los métodos convencionales. Concretamente en España, en el año 2022, dicha producción eléctrica produjo 44 millones de toneladas de CO₂ equivalente [2]. En el año 23, se ha reducido a poco más de 32 millones de toneladas de CO₂ equivalente. El 1% de la población con mayores recursos económicos es responsable de la emisión de más gases de efecto invernadero que el 50% más pobre. Este dato revela que los países más pudientes tienen que realizar un esfuerzo mayor. La realidad es que, haciendo un uso más sostenible de los recursos que disponemos e invirtiendo desde la ingeniería en soluciones libres de emisiones se puede cambiar el paradigma actual.

El sector energético, es el que más contribuye al calentamiento global aumentando los GEI que se dirigen a la atmósfera. Concretamente, la producción de la electricidad y de calefacción son dos de los usos más contaminantes. Aproximadamente, este sector cuenta con una contribución del 35% del total de las emisiones [3]. La importancia de esto es tal ya que el futuro se dirige hacia una demanda creciente y sobre todo eléctrica.

España está en el buen camino y, sin embargo, todavía queda mucho por recorrer. La Unión Europea ha tomado la dirección de la movilidad sostenible, lo que indica que en el año 2035 todos los vehículos nuevos deberán ser neutros en carbono. A nivel nacional, España cuenta con más de 200.000 vehículos eléctricos, todavía muy lejos de los 5 millones de vehículos eléctricos con los que debería contar el parque móvil español para 2030 [4]. Además, la neutralidad en carbono gira en torno a la capacidad que tengan los futuros hogares para instalar dispositivos de climatización eléctricos. Por ejemplificar, Francia que tiene una capacidad instalada similar a la nuestra (150 GW en Francia con respecto a los 123 GW en España) y, sin embargo, su generación es dos veces la nuestra (540 TWh con respecto a 260 TWh). Esto es debido a la cantidad de dispositivos de calefacción eléctrica con los que ellos cuentan y a los que los españoles se deberán sumar en los siguientes años. España no cuenta

con el respaldo de la nuclear pero sí con la ambición de crear una flota de renovables que lidere la generación limpia en Europa. Además, cuenta también con mucha hidráulica, lo que dota al país de la flexibilidad necesaria para obtener un gran parque renovable.

Para afrontar lo recientemente comentado, se necesita nueva generación renovable y es por ello por lo que realizar un parque eólico que se ajuste con los objetivos expuestos es el objetivo de este proyecto. España es un país en la vanguardia de esta tecnología y es de elevado interés explotarla.

De acuerdo con los objetivos climáticos, España lanzó el PNIEC, el cual es un plan ambicioso para alcanzar ciertos objetivos de cara a 2030. La Unión Europea en el Acuerdo de París impuso que para 2030 se deben reducir las emisiones en un 55% con respecto a 1990, un 32% de la generación de energía ha de ser renovable, al menos se debe obtener un 32,5% de mejora de eficiencia energética y se han de obtener unas interconexiones de al menos el 15%. En el borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, se establece que para el año 2030 se deben alcanzar 62 GW de eólica instalada, 76 GW de fotovoltaica, 4,8 GW de termoeléctrica, 1,4 GW de biomasa y se deben de tener instalados 22 GW de almacenamiento [5].

Si bien esto es un plan ambicioso, la motivación del consiguiente proyecto es ayudar a cumplir el objetivo de llegar a una potencia instalada de energía eólica de 62 GW para dentro de 7 años. Además de la neutralidad climática y de alcanzar dichos objetivos, el interés del proyecto también se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible mostrados en el Anexo 3.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

La energía eólica se ha usado a lo largo de la historia, no solo de manera reciente. Ya en el antiguo Egipto se usaba para mover los barcos. En China, allá por el 200 a.C. se usaba para bombear agua. Esta fuente de energía fue utilizada hasta la revolución industrial, en la que fue sustituida por el vapor y el carbón. Sin embargo, a día de hoy, los “molinos” vuelven a cubrir la mayoría de la energía renovable alrededor del mundo. En el siglo XIX aparece en Estados Unidos el modelo multipala para bombear agua. No obstante, no sería hasta 1887 que Charles F. Brush desarrolló la primera turbina eólica capaz de generar electricidad.

En España, el primer aerogenerador fue desarrollado en 1984, contando con una potencia de 15 kW. A pesar de un inicio prematuro, es a finales de la década de los 90 cuando verdaderamente empiezan a instalarse de manera continuada los aerogeneradores de la actualidad. El mayor crecimiento surgió en los primeros doce años del siglo XXI. Esto se aprecia en la ilustración 1. Cabe destacar que, a día de hoy, en la Península Ibérica, solo se desarrollan modelos onshore. Las turbinas actuales terrestres tienen una potencia de entre 3 y 5 MW, unas 250 veces más que aquella con la que se comenzó hace 40 años.



Ilustración 1. Evolución de la potencia eólica instalada en España [6].

Como se puede observar, la primera década de los años 2000 tuvo un fuerte crecimiento. Sin embargo, del año 2013 al año 2016 hubo un estancamiento, en el que incluso la potencia instalada pasó de los 23,009 GW instalados a 22,971 GW. Desde entonces, la tecnología ha seguido creciendo hasta alcanzar los 30.388 MW actuales.



Ilustración 2. Evolución de la potencia eólica instalada 2016-2023. Elaboración propia.

En la siguiente ilustración se observan los incrementos anuales de la potencia instalada de la energía eólica en España.

Incrementos Potencia Instalada Energía Eólica



Ilustración 3. Incremento de la potencia eólica instalada en España 2017-2023. Elaboración propia.

A pesar de que el año 2023 ha sido escaso en lo que a instalación de eólica se refiere (solo un 0,77% de incremento con respecto al año anterior), esta tecnología es líder en potencia instalada en España. Sus 30.388 MW la declaran como la opción más instalada en el país por delante de los ciclos combinados (26.250 MW) o la solar fotovoltaica (22.922 MW).

Potencia Instalada Nacional

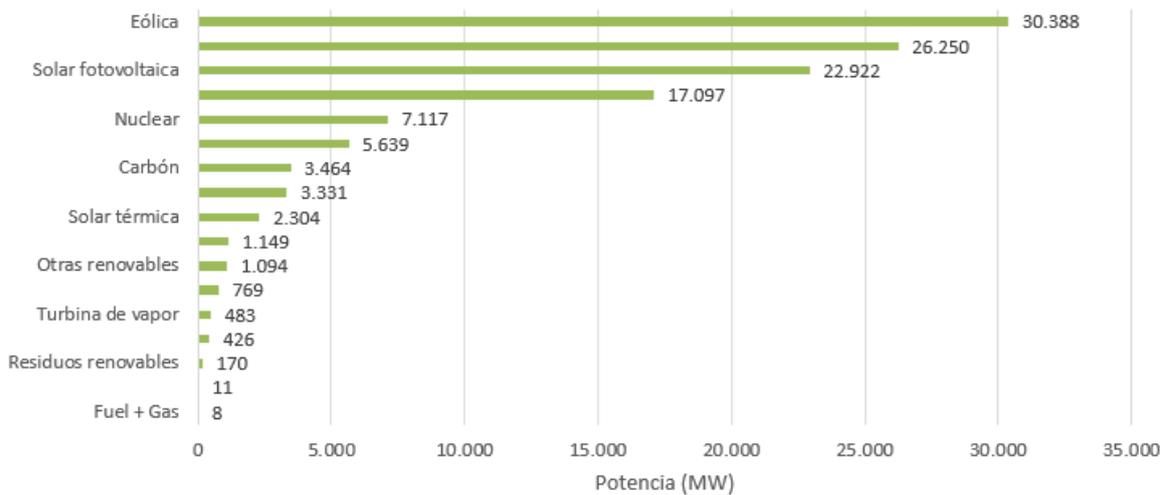


Ilustración 4. Potencia Instalada nacional. Octubre 2023. Elaboración propia.

De la ilustración 4 deducimos que, si bien es la tecnología con mayor potencia instalada en España, para cumplir con los objetivos del PNIEC tenemos que aumentar en más de un 100% la capacidad instalada en tan solo siete años. Esto implicaría aumentar una media de 4.3 GW anuales de potencia. Esto es, de acuerdo con la ilustración 2, aproximadamente lo que se aumentó del año 2016 a 2020.

Si bien la energía eólica es la más instalada, también es la que más energía produce. En 2021 superó por primera vez a la nuclear como primera fuente de generación eléctrica durante el año. La producción eólica alcanzó en 2021 los 59,175 TWh generados, por delante de los 54,040 TWh de la nuclear. Esto hizo que superara la cobertura del 23% de la demanda eléctrica en España [7].

De manera global, en el año 2023 se instalaron cerca de 117 GW de potencia eólica. Dicho aumento de capacidad conectada a la red supuso un incremento del 11.3% respecto al total, alcanzando una potencia total instalada mundial de 1021 GW. De los 117 GW, 106 fueron terrestres. En general, 946 GW son onshore mientras que 75 son offshore. De esta potencia total acumulada, España es el quinto país del mundo que más alberga. La reina de la potencia eólica instalada es China, sobrepasando en 2022 a Europa en eólica marina. Históricamente, este es el estado de la potencia instalada a lo largo de los años. Se puede apreciar algo similar al caso español, donde en la primera década de los dos mil hay un crecimiento pronunciado para después estancarse de 2015 a 2019. Posteriormente, ha crecido hasta los 116.6 GW actuales, donde el 9% es offshore y el 91% restante es terrestre.

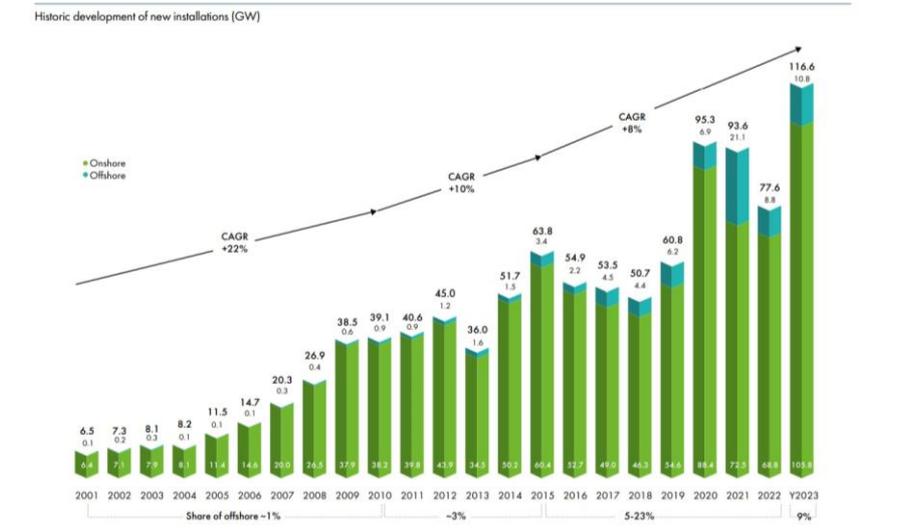


Ilustración 5. Evolución de la nueva potencia eólica instalada en el mundo hasta 2023 [8].

De manera acumulada, podemos ver como en 2023 se superó mundialmente el terawatio de potencia instalada:



Ilustración 6. Potencia total acumulada eólica en el mundo hasta 2023 [8].

Además, el desglose por países es diverso. Si bien China se lleva la palma de nuevas instalaciones y de instalaciones totales, el resto del mundo la sigue, aunque muy por detrás, pero aportando año a año para seguir aumentando la capacidad eólica. Cabe destacar que España tiene el 3% del total de instalaciones terrestres.



Ilustración 7. Desglose de las nuevas instalaciones y del total de instalaciones terrestres y marítimas en el mundo [8].

Aunque en 2022 el incremento de instalación de eólica mundial descendió, los años venideros tienen buena previsión. De acuerdo con la GWEC, se prevé que el incremento de la potencia instalada crezca año a año, llegando a poder darse un incremento de 182 GW instalados anuales en 2028. Se espera que la eólica terrestre siga siendo la opción más elegida, siendo la marina una opción secundaria pero muy creciente con el avance de los años. En la ilustración 5 se muestra la previsión de potencia instalada anual hasta 2028.

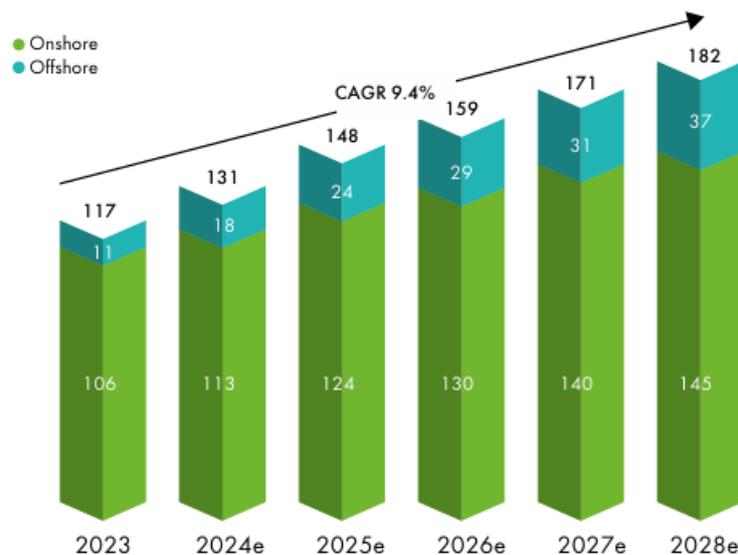


Ilustración 8. Previsión de potencia eólica instalada anual mundial tanto terrestre como marina [8].

Ante esta creciente previsión de potencia instalada de cara a cumplir con los objetivos climáticos, en el proyecto se pretende contribuir a que esto suceda. España es un país muy cerca de alcanzar el 50% de producción anual de energía limpia, pero lejos queda el objetivo del 100%. De cara a que esto suceda, se deberán cumplir las previsiones y se tendrá que instalar mucha eólica mundialmente. Finalmente, el caso que ocupará a este proyecto es el de la comunidad autónoma de Castilla y León. En esta CCAA hay 272 parques, de una capacidad total de 6.517 MW [6]. Con el siguiente proyecto se participará en ampliar la flota eólica terrestre en 42 MW.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El proyecto persigue estudiar la viabilidad de realizar un parque eólico terrestre de 42 MW de potencia. Para ello, se deberán de realizar estudios tanto técnicos como económicos de cara a ver si es posible llevar a cabo el proyecto. Los objetivos a cumplir durante el consiguiente proyecto son los siguientes:

1. Selección del emplazamiento

Se realizará un estudio de tres emplazamientos diferentes donde poder realizar el proyecto de un parque eólico. Se estudiarán sus características en base a unos requisitos y se seleccionará el más adecuado y el que mayor recurso eólico represente. Los requisitos que se estudiarán son los siguientes:

- **Recurso eólico:** Se analizarán los datos de viento en función de la velocidad y de la dirección. Cuanto mejor sea este estudio, más potencia extraeremos de los aerogeneradores.
- **Orografía:** Las elevaciones del terreno habrán de ser tenidas en cuenta para posicionar los aerogeneradores. Cuanto menos abrupto sea, más adecuado será el terreno para llevar a cabo el proyecto.
- **Tipo de terreno:** Se analizará la consistencia del terreno. Se buscará que el terreno sea lo menos rocoso posible.
- **Vegetación**

- Interconexión eléctrica: Se deberá de seleccionar un emplazamiento que no quede muy distante de una subestación eléctrica donde verter la potencia generada.
- Accesibilidad: De cara a la selección del emplazamiento, se escogerá un lugar donde se puedan transportar los aerogeneradores debido a su gran tamaño.
- Medio ambiente: Se deberá de estudiar un emplazamiento que quede fuera de espacios protegidos.

2. Análisis del recurso eólico

De cara a estudiar el recurso eólico, existen tres factores fundamentales que se deben evaluar. Estos son la velocidad media, la variabilidad y la propia dirección del viento. La velocidad deberá de ser alta, siempre superior a 6 m/s para una altura de 100 metros. Cuanto mayor sea la velocidad del viento, mayor será la potencia obtenida. El viento no deberá de ser muy variable y su rango de acción deberá ser estudiado. En una primera instancia se observarán los lugares adecuados en lo que a recurso eólico se refiere mediante la página *Global Wind Atlas*, donde se encontrarán diferentes velocidades de viento según los diferentes emplazamientos de la península ibérica. Con los datos de viento recogidos, se analizará cómo varían mediante el programa *Windographer*. Se realizarán cálculos estadísticos para obtener la velocidad media y detectar datos que pudieran perjudicar el desempeño de la planta. También se analizará la rosa de los vientos de cara a saber en qué dirección colocar los aerogeneradores. Finalmente, se realizarán simulaciones con el programa *WAsP* para obtener los datos de rendimiento y eficiencia de la planta.

3. Instalación eléctrica

Una vez seleccionado el emplazamiento y los generadores, se deberá realizar la obra eléctrica. Los aerogeneradores deberán de ser conectados a la red mediante una subestación que transmita la potencia y la vierta a la red de transporte. Se estudiará la obra civil, así como el cableado y lo necesario para verter la potencia generada en el parque a la red.

4. Viabilidad económica

Cuando el proyecto “técnico” esté cumplimentado, se evaluará si verdaderamente realizarlo es una opción viable de manera económica. Se analizarán los flujos de caja, el VAN, el TIR y el periodo de retorno de la inversión de cara a ver la rentabilidad del proyecto.

1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

De cara al desarrollo del proyecto, en primer lugar, se establecerá el emplazamiento en el que se situará el parque eólico. Se hará un análisis entre tres emplazamientos diferentes, teniendo en cuenta el recurso eólico, así como el terreno, orografía, distancia a la subestación y cercanía a espacios protegidos.

Una vez sea elegido el emplazamiento definitivo, se contactará con la empresa Vortex, la cual proveerá de datos de viento (velocidad, temperatura, dirección) de granularidad horaria durante diez años en el punto en el que se vayan a instalar los aerogeneradores. Dichos datos se introducirán en el programa Windographer para obtener el recurso eólico y sacar ciertas métricas que sirvan para verificar que el emplazamiento escogido es óptimo para la producción de energía. Se obtendrán las velocidades de viento anuales y estacionales, la distribución de Weibull y la rosa de los vientos de frecuencia y energía. Todo ello se realizará a diferentes alturas.

Posteriormente, se escogerán tres modelos de turbina que serán simulados con los datos de viento en el programa WAsP. Para el uso de este programa, además, será necesario digitalizar el terreno. De WAsP se obtiene la energía producida. Se seleccionará la turbina de entre las tres que mejores características muestre en las simulaciones.

Finalmente, se realizarán los cálculos eléctricos del parque, así como el diseño de la subestación y de la obra civil con su presupuesto. Se realizará también el análisis de la viabilidad económica del proyecto, que saldrá de comparar la venta de energía en el mercado spot o mediante la firma de dos PPAs diversos.

1.5 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El proyecto, además de tener la motivación buscada en el apartado 1.1, este debe de estar alineado con los Objetivos y Metas de Desarrollo Sostenible fijados por las Naciones Unidas. En 2015, las naciones mundiales establecieron una serie de objetivos de cara a terminar con la pobreza, proteger el planeta y propiciar la prosperidad [9]. En este proyecto se persigue alinearse, principalmente, con los objetivos 7, energía asequible y no contaminante y 13, acción por el clima. En un segundo plano quedaría el objetivo 8, trabajo decente y crecimiento económico.



Ilustración 9. Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Capítulo 2. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA

En este capítulo se revisará la historia de la energía eólica hasta nuestros días. Se describirán los conceptos meteorológicos necesarios para comprender cómo seleccionar los aerogeneradores necesarios. Además, se estudiará la caracterización del potencial eólico y del viento. Este capítulo servirá de preludeo para el estudio de las tecnologías que se verá en el capítulo siguiente.

2.1 HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA

Si echamos la vista atrás, los primeros indicios de la transformación del viento en energía se remontan al año 3000 a.C. En el antiguo Egipto, se usaba el viento para navegar, pues este movía los primeros barcos de vela. Los siguientes usos industriales que se le empezó a dar al viento, era moler el grano y bombear agua. Para ello, se crearon molinos compuestos por palas que eran movidas por el viento y podían rotar para realizar las actividades previamente mencionadas. Fue en el siglo XVII a.C. en Babilonia, donde se comenzó a usar un sistema de riego promovido por molinos de viento que eran capaces de bombear agua. Posteriormente a ello, el molino usado era de eje vertical y era más conocido en las regiones asiáticas.

Avanzando hasta la Edad Media, se pasa a un movimiento horizontal, donde el uso era principalmente el mismo, bombear agua y moler grano. Desde España hasta los Países Bajos, el viento era una de las principales fuentes de energía usadas en el continente europeo [10].

Posteriormente, la llegada de la primera revolución industrial sustituyó el poder del viento como principal fuente de energía por el carbón.

No sería hasta 1887 cuando se construiría la primera turbina eólica para generar electricidad. Esta se construyó en Cleveland, Ohio, y su desarrollador fue Charles F. Brush. La turbina

contaba con un rotor de 17 metros y 144 palas de madera, lo que hacía de la máquina un elemento gigantesco. Todo ello sirvió para generar una potencia de 12 kW. A día de hoy, una turbina de semejantes proporciones podría entregar 100 kW de potencia.

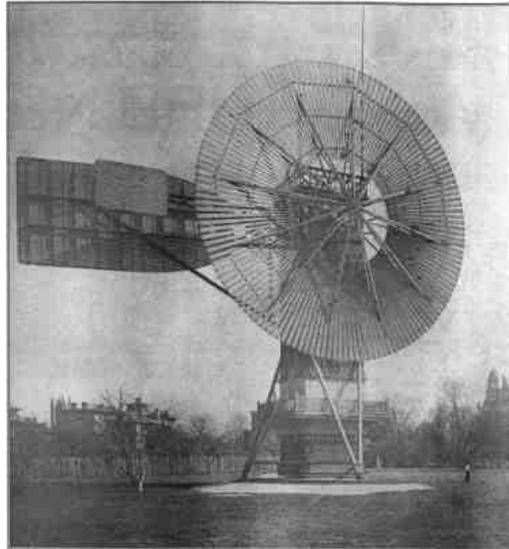


Ilustración 10. Primera turbina eólica de Charles Francis Brush.

Tras semejante descubrimiento, en 1899, el danés Paul la Cour crea el primer aerogenerador eólico moderno, que contaba con muchas menos palas, aumentando así la eficiencia. Desde entonces, la potencia eólica no deja de crecer en Europa, principalmente en Dinamarca. En 1941, Palmer Cosslett Putnam diseña en Estados Unidos la primera turbina cuya potencia superaba el MW de potencia. Sin embargo, era todavía muy prematura y no tardó en fallar. Posteriormente, también en Dinamarca, Johaness Juul en 1957 dio con el actual modelo de aerogenerador. Este contaba con tres palas y generaba en corriente alterna, contando con altos principios aerodinámicos. La potencia era de 200 kW [11], [12].

Acontecimientos como la crisis del petróleo de los años 70 impulsaron la expectación por la energía eólica y desde entonces, hasta el día de hoy, los aerogeneradores no pararían de evolucionar. Desde los 200 kW de Johaness Juul hasta la actualidad, donde contamos generalmente con turbinas de 3-4 MW (aunque los más grandes superan los 5 MW) en tierra y 8-12 MW (siendo los más grandes de hasta 15 MW) si consideramos la eólica marina.

Además, los aerogeneradores actuales suelen ser de entre 100 y 150 metros de alto, siendo el más alto de 280 metros, estando situado en China.

2.2 EL VIENTO

El principio fundamental de los aerogeneradores es la capacidad que tienen para mover las máquinas síncronas que generan la electricidad. En las plantas de potencia convencionales, generalmente, se mueve una turbina gracias a un gas. Esta moverá el rotor del motor que hará que se genere corriente alterna gracias al principio de las máquinas eléctricas de Galileo Ferrari. En los parques eólicos, los rotores se mueven mediante el uso del viento.

El viento es el flujo de aire que se mueve en relación a la superficie de la tierra. Este se produce como transformación de la energía térmica del Sol en energía cinética, la cual es la culpable de trasladar diferentes masas de aire entre distintos puntos de la Tierra. Debido a que el planeta se calienta de manera no uniforme, se producen variaciones de temperatura en diferentes zonas del planeta y en diferentes puntos de la atmósfera, lo cual da lugar a diferentes presiones atmosféricas. Las diferentes presiones atmosféricas provocan el movimiento del flujo del aire que conocemos como viento [13].

Los fenómenos meteorológicos se pueden estudiar a diferentes escalas en función de la altura con respecto al plano terrestre. Existen cuatro escalas diferenciadas: global, macro, meso y microescalas. Además, existen vientos planetarios, periódicos, regionales y locales.

De cara a realizar un proyecto de un parque eólico, como se comentó en el apartado 1.3., conocer la orografía es esencial. Dicha orografía, sumada a las distintas rugosidades que podamos encontrar en el terreno dan lugar a alteraciones en el flujo del viento. En colinas, acantilados o lugares con desnivel del terreno tenemos un viento más acelerado en ciertos puntos. El relieve produce algunos efectos como el de barrera, donde el viento choca contra montañas, el de encauzamiento, donde el viento circula de manera paralela a la orografía o el de esquina, donde el viento fluye en la dirección de la topografía orientada al mar [14].

El parámetro más importante a tener en cuenta en relación al viento es la altura a la que lo estamos midiendo. Del párrafo anterior sabemos que la rugosidad afecta a la velocidad del viento. La tierra tiene un impacto sobre la velocidad y flujo del viento. A altas alturas (1-2 km), el viento no se ve afectado por el terreno. Sin embargo, según la altura disminuye, el perfil del viento es mucho más turbulento. En definitiva, el viento es más elevado y aprovechable cuanto mayor es la altura. El parámetro que define la rugosidad del viento es el siguiente:

$$Z_0 = 0,5 * \frac{h * S}{A_H}$$

Ecuación 1. Longitud de rugosidad.

Donde:

h – Altura

S – Sección cara al viento de los elementos de rugosidad

A_H – Área horizontal media

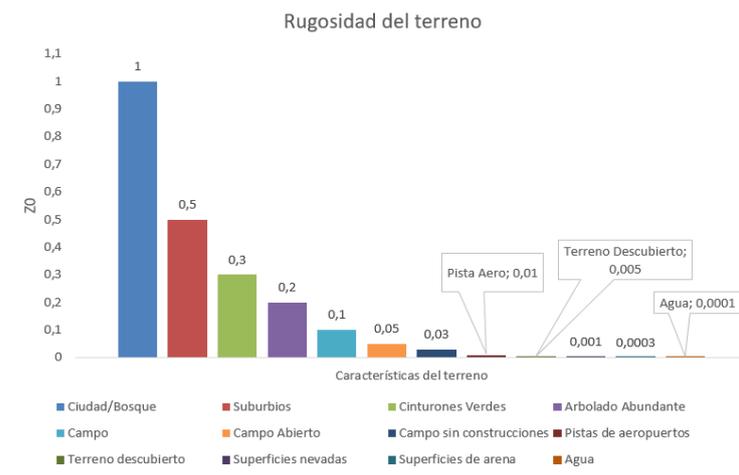


Ilustración 11. Rugosidades según el tipo de terreno. Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la ilustración anterior, la mayor rugosidad se da en la ciudad o en bosques muy arbolados, mientras que la menor se da en el agua. Cuanto menor sea la longitud de rugosidad, menos se verá afectado el viento por el terreno.

La capa límite terrestre es la que impone donde el viento quedará libre de rozamiento, esto es, donde las fuerzas de Coriolis y presión se verán igualadas. El viento varía con la altura según la siguiente ecuación:

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha$$

Ecuación 2. Variación del viento con la altura.

Donde:

$U(z_2)$ – Velocidad del viento a altura 2 en m/s

$U(z_1)$ – Velocidad del viento a altura 1 en m/s

Z_2 – Altura 2 en metros

Z_1 – Altura 1 en metros

α – Parámetro que depende de la rugosidad del terreno, de la velocidad del viento, de la hora del día y de la estabilidad atmosférica.

Si lo representamos gráficamente:

Perfil vertical de la velocidad
del viento

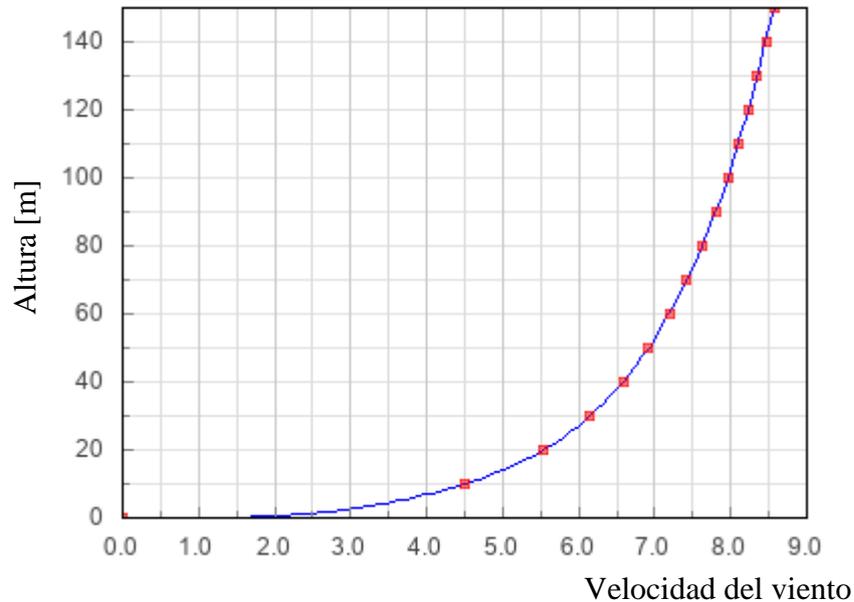


Ilustración 12. Velocidad del viento en función de la altura. [15].

Se aprecia que, desde los 100 metros de altura, la variación de velocidad del viento es muy pequeña (0,5 m/s cada 40 metros). Es por ello por lo que en la actualidad los aerogeneradores tienen una altura estándar de entre 100 y 140 metros.

2.3 POTENCIAL EÓLICO

Los aerogeneradores utilizan la fuerza del viento para mover sus palas y hacer rotar un generador que producirá electricidad. Es decir, existe una transformación de energía cinética en potencia eléctrica. Sin embargo, no toda esa energía del viento se puede transformar en corriente.

La potencia eólica disponible se puede calcular derivando la energía cinética, que parte de la masa del aire y de su velocidad según la siguiente fórmula:

$$E = \frac{1}{2} * m * v^2$$

Ecuación 3. Energía cinética del viento.

La masa se puede expresar en función de la densidad del aire $\rho=m/V$ y, el volumen en un determinado tiempo t es $V = A \cdot v \cdot t$ donde A es el área de aire que le llega al aerogenerador

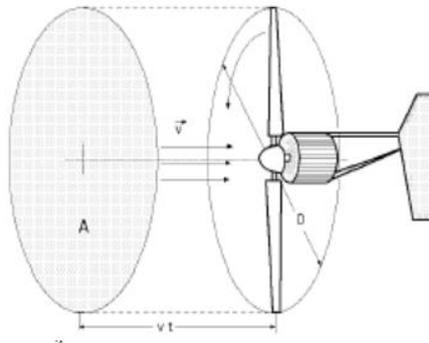


Ilustración 13. Volumen de aire que le llega al aerogenerador. [16]

Por lo tanto, derivando la energía cinética con respecto al tiempo y sustituyendo la masa por las expresiones anteriores obtenemos:

$$P_d = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3$$

Ecuación 4. Potencia eólica disponible en un aerogenerador.

Donde la potencia se mide en vatios, el área en m^2 y la velocidad en kg/m^3 .

El potencial eólico aprovechable es menor que el disponible. En 1920 Albert Betz publicó su artículo “Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren” donde demostró que solo el 59% de la energía cinética del viento puede ser convertida en energía mecánica. Esto se conoce como el límite de Betz. Lo hizo asumiendo que el aire es considerado como un fluido ideal sin viscosidad e incompresible y en flujo estacionario. También consideró que no había pérdidas debido a la rotación ni discontinuidades en el rotor.

Actualmente, los aerogeneradores se encuentran en una eficiencia del 42-44%. La potencia disponible se relaciona con la verdaderamente aprovechable mediante el coeficiente de potencia “Cp”. Este indica cuánta potencia es convertible de la potencia del viento y depende de cada aerogenerador. Los actuales Cp quedan cerca del límite de Betz.

$$P_a = C_p * P_d$$

Ecuación 5. Potencia aprovechable.

Además de un coeficiente de potencia, existe un coeficiente de empuje C_T . Este determina cómo se comporta el aire a su paso por las palas. El viento, a bajas velocidades, se dispersa mucho por lo que su coeficiente de empuje será alto. Lo contrario pasa a altas velocidades. A menor dispersión, mayor aprovechamiento energético tendrá el aerogenerador. Es decir, se busca una elevada velocidad del viento.

Por último, también existe una curva de potencia que evalúa la salida de la potencia en función de la velocidad del viento. Como hemos visto en las ecuaciones anteriores, la potencia y la velocidad son proporcionales. Sin embargo, existe una velocidad inicial a la que las máquinas empiezan a trabajar conocida como “*velocidad de conexión*” y una velocidad a la que se alcanza el régimen permanente a potencia nominal. También existe una velocidad a la que se ha de parar la turbinación, conocida como “*velocidad de desconexión*” [17].

La curva de potencia, así como el coeficiente de empuje y de potencia se puede ver en la siguiente imagen:

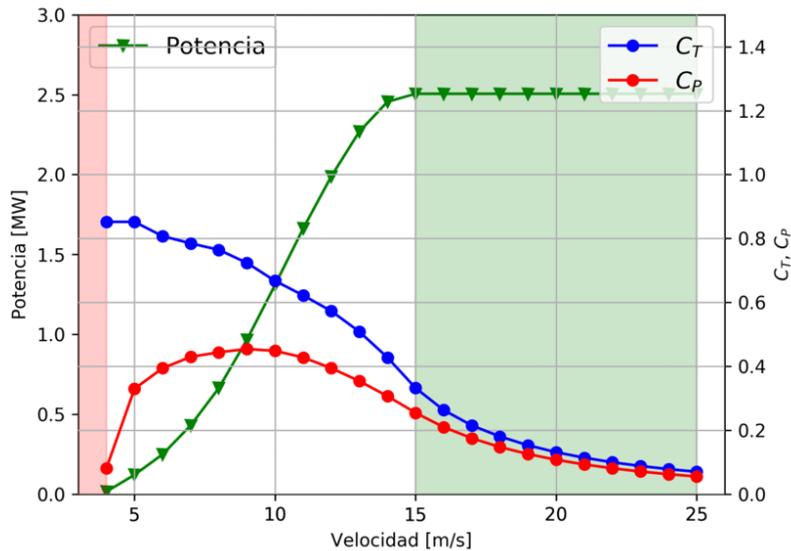


Ilustración 14. Curva de potencia y coeficientes de empuje y potencia para un aerogenerador [18].

2.4 FRECUENCIA, DIRECCIÓN Y VELOCIDAD DEL VIENTO

De cara a analizar la frecuencia del viento en relación a su velocidad se puede utilizar la distribución de Weibull. Para analizar la frecuencia en consonancia con la dirección y con la energía se puede hacer uso de la rosa de los vientos.

2.4.1 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull es una función de densidad de probabilidad. Su uso, principalmente se da en estudios de meteorología, así como en ingeniería y ciencia de materiales. En el caso del estudio de un parque eólico, es una distribución que puede usarse para analizar la duración de un evento en relación con la velocidad del viento, esto es, la frecuencia de una determinada velocidad de viento en distintos instantes.

La distribución de Weibull viene definida por la siguiente fórmula:

$$f(x) = \frac{c}{\lambda} * \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{c-1} * e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^c}$$

Donde x es la variable aleatoria (viento), c es el parámetro de escala y λ el parámetro de forma. Los parámetros c y λ dependerán de la ubicación. C suele estar entre 1 y 3, siendo el número más elevado la mayor probabilidad de velocidades alta. Respecto a λ , es un parámetro muy variable, desde pocos m/s hasta más de 10 m/s.

A modo de ejemplo (los datos reales se verán más adelante en el proyecto), se detalla una gráfica en la que se muestra la distribución de Weibull con datos de viento orientativos y semejantes a los que nos podemos encontrar en los parques eólicos españoles.

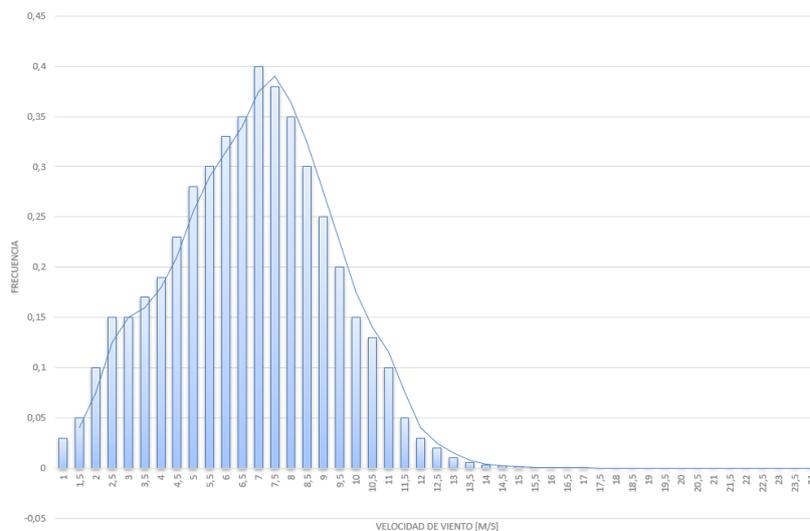


Ilustración 15. Distribución de Weibull con velocidad del viento. Elaboración propia.

Como se puede apreciar, los valores de velocidad de viento que más se repiten están entre 6,5 m/s y 8,5 m/s valores razonables y que en los siguientes apartados podremos comprobar. Es importante conocer la función para saber en qué rango de valores de velocidad de viento se encuentra el emplazamiento en el que situaremos el parque eólico.

Si de la función de densidad de probabilidad obtuviésemos la acumulada, multiplicando por 8.760 h (número de horas anuales) obtendríamos la cantidad de horas que se registran de

cierta velocidad de viento. Con ese dato se podrían obtener estimaciones del factor de capacidad y, por lo tanto, estimar la energía que podría ser producida en un año. El factor de capacidad de la energía eólica suele estar rondando el 30-35%, y un muy buen parque se acercará al 40%.

2.4.2 ROSA DE LOS VIENTOS

La rosa de los vientos es un diagrama circular que muestra la dirección del viento, su frecuencia y su velocidad. Esto es, al igual que la distribución de Weibull mostraba la velocidad del viento y cómo de frecuente era que cierta velocidad se repitiese, la rosa de los vientos muestra cómo de común es que el viento sople en cierta dirección. Existen rosas de velocidad, las cuales muestran la velocidad del viento más repetida en cierta dirección y también rosas de frecuencia, que muestran lo común que es obtener cierta dirección de viento. Mezclando ambas dos, se puede obtener la rosa de los vientos de la energía, la cual muestra la energía obtenida y en qué dirección se obtiene más. Los aerogeneradores se situarán perpendiculares a la dirección de energía predominante. Se muestra una imagen a modo de ejemplo:

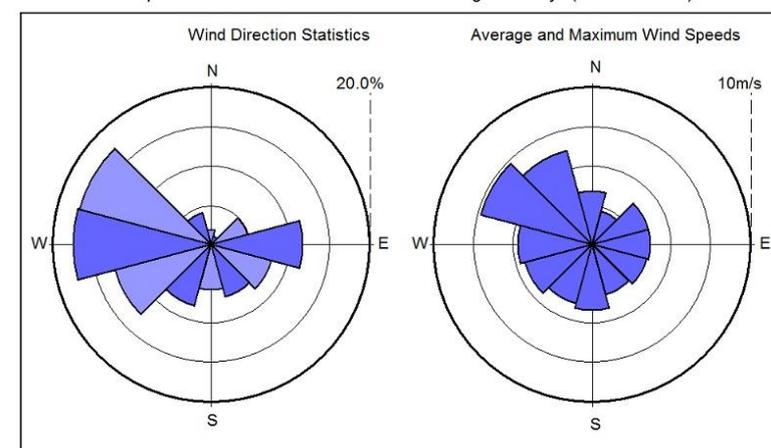


Ilustración 16. Rosa de los vientos.

Capítulo 3. TECNOLOGÍAS DE AEROGENERADORES

Se van a describir en el consiguiente capítulo las partes que componen a un aerogenerador moderno tripala. Si bien existen muchas tecnologías, los aerogeneradores de tres palas destacan en el mercado debido a las características que veremos posteriormente. Son aerogeneradores de rotor horizontal con tres palas unidas al buje.

A modo introductorio, se debe mencionar qué es un aerogenerador. Un aerogenerador es un convertidor de energía mecánica en eléctrica a través de la rotación de un eje favorecido por la fuerza del viento. Para obtener electricidad, simplemente se debe situar el aerogenerador de tal manera que el viento sea capaz de mover el rotor mediante diferentes mecanismos. Para ello, existen distintas tecnologías y disposiciones. Se pueden clasificar según la disposición del rotor (vertical u horizontal), según el número de palas (de una, dos o tres palas) o según la velocidad que estos alcancen. Además, dependiendo de la dirección del eje de rotación, los aerogeneradores se dispondrán de diferentes maneras en relación al viento.

Los aerogeneradores se componen, principalmente, de las palas, el buje, el generador y de la caja multiplicadora. Además, otros equipos necesarios son la góndola y su sistema de orientación y la torre y los elementos que en ella se sitúan.

Los tratados a continuación se componen de tres palas y su disposición de rotor es horizontal. Se disponen de manera perpendicular y de cara al viento. También son dotados de sistemas de orientación para mantenerse en dicha posición.

3.1 PALAS

Las palas son los elementos finos y alargados que, conectados al rotor, hacen que este gire gracias a su diseño aerodinámico y a la fuerza del viento.

El motivo por el que estas giran no es otro que por la sustentación (fuerza perpendicular al viento) que el viento provoca en ellas gracias su forma aerodinámica. Al igual que en las

alas de un avión y gracias al principio de Bernoulli, el aire de alta presión se sitúa debajo de las palas, quedando el de baja presión por encima. Esto genera una diferencia de presiones que hace que las palas roten. Además, las palas se ven afectadas por las fuerzas de arrastre (paralela al viento). Estas deberán de considerarse en los esfuerzos mecánicos que la torre deberá soportar.

El objetivo de los aerogeneradores es obtener la máxima eficiencia posible de la velocidad del viento que haya en cada momento. Por ello, estos siempre se orientan en la misma dirección y las palas están dotadas de un sistema de control activo del ángulo de ataque que permite optimizar la captación del viento. Este ángulo depende del diseño, pero suele situarse entre 5° y 20° . Este control no solo podrá usarse para aumentar la sustentación, sino también para disminuirla. Generalmente, la máxima producción de la energía se obtiene con la mitad de la velocidad del viento que el aerogenerador puede resistir [20]. Por ello, con el sistema de cambio de pitch se orienta la pala para no capturar toda la energía de viento sino la mitad.

Las palas de los aerogeneradores se fabrican actualmente con resina epoxi y fibra de vidrio. Estos compuestos dotan a la pala de la resistencia necesaria. Sin embargo, es un compuesto difícilmente reciclable y es por ello por lo que se están estudiando nuevos materiales con los que fabricar las palas.

En cuanto al número de palas, lo más eficiente es usar tres. Idealmente se podría usar el número de palas que se quisiese, teniendo en cuenta que, a menor número de palas, más grandes deberán ser y mayor velocidad de giro deberán tener. En un diseño con muchas palas existen varios problemas principales como son el peso de estas y el transporte. Por ello se deberían de hacer finas y de materiales ligeros, lo cual es difícilmente sostenible y muy caro. Además, la longitud de las palas de los generadores onshore suele estar comprendida entre los 60 y los 80 metros, lo que las hace difícilmente transportables. Por lo tanto, se decide usar pocas palas. La razón por la que no se usa solo una pala es porque existen desequilibrios que tendrían que ser balanceados con contrapesos, disminuyendo la eficiencia. Tampoco se usan dos palas porque se generan vibraciones en la estructura y se compromete la estabilidad.

3.2 BUJE

El buje es el componente que conecta las palas con el eje del aerogenerador. Es un elemento de soporte estructural necesario para que las palas puedan transmitir su energía cinética al rotor y convertirla en energía eléctrica. Se sitúa en la parte delantera de la góndola y, generalmente es rígida. También los hay basculantes. Estos últimos no necesitan caja multiplicadora.

3.3 CAJA MULTIPLICADORA

Este elemento es un convertidor mecánico que convierte las bajas revoluciones por minuto a las que giran las palas en una relación más elevada de cara a obtener las vueltas necesarias para que el generador funcione a frecuencia industrial. El buje se conecta a un eje de baja velocidad, el cual irá directamente conectado a la multiplicadora, que dotará al motor de velocidad angular suficiente como para producir a frecuencia industrial.

La relación de la caja multiplicadora dependerá del número de polos del generador. Generalmente, el generador es una máquina síncrona formada por un par de polos, por lo que se requerirá que funcione a 1500 rpm. El eje del rotor de baja velocidad gira, habitualmente, a 5-15 rpm, por lo que una relación de multiplicación habitual es x100.

Son un elemento crítico y sometido a mucho desgaste mecánico. Además, se requiere que su sistema de engranajes esté bien diseñado para obtener una eficiencia óptima en la transmisión del eje de baja al de alta velocidad.

A su salida, se encuentra el freno de disco (generalmente accionado de manera hidráulica) que permite parar el movimiento del aerogenerador cuando se requiera, tanto por mantenimiento como por altas velocidades.

3.4 GENERADOR

Como se ha comentado, el generador es el elemento que, mediante su giro, genera energía eléctrica. Este puede ser de inducción o síncrono. Independientemente de cuál se use, la tensión en bornes del alternador suele estar entre los 400 y los 600 V, por lo que se tendrá que elevar su tensión mediante transformadores que irán a la subestación propia del parque para elevar aún más la tensión e ir a las subestaciones distribuidoras.

3.5 GÓNDOLA

La góndola o nacelle es el componente que está unido al buje y en el que se alojan el generador, la caja multiplicadora y el freno de disco. Lleva conectado un sistema de orientación que le permite girar (arrastrando con ella al buje y, por tanto, a las palas) para captar siempre de manera óptima la energía del viento.

A modo de resumen, se muestra una ilustración con los elementos más relevantes:

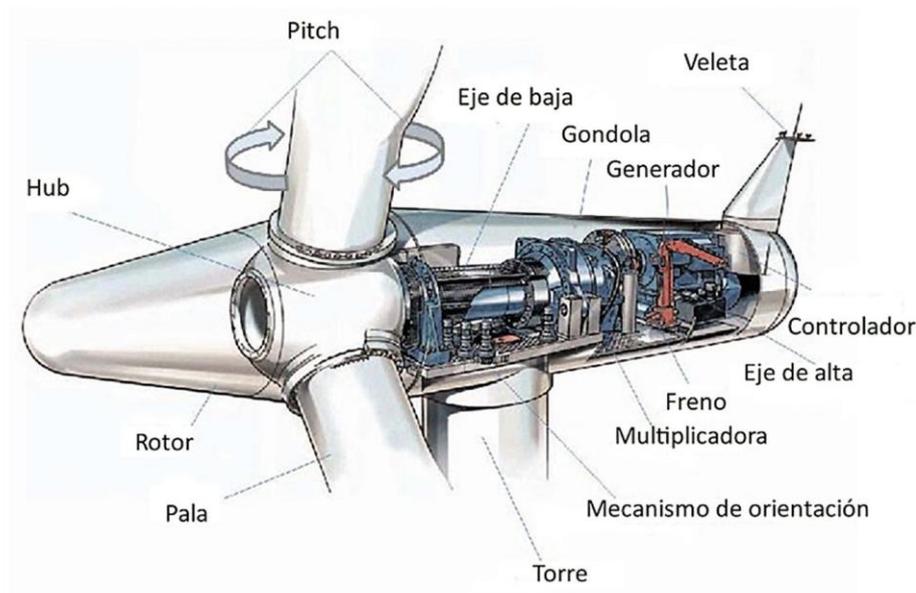


Ilustración 17. Partes de un aerogenerador.

Capítulo 4. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Una vez comprendido cómo funcionan los parques eólicos, se pretende realizar el proyecto de ejecución de uno de ellos. El primer paso debe ser seleccionar el lugar en el que este parque será ubicado. Para ello, en este capítulo se indicarán las razones principales de la selección del emplazamiento escogido. En el anexo 1 se puede apreciar la comparativa entre tres emplazamientos diferentes.

Los parques eólicos no pueden situarse en cualquier lugar. Estos deben seguir ciertos criterios tal que, por un lado, sea económicamente interesante situarlos en ese sitio y, por otro, cumpla con las regulaciones administrativas y ambientales.

De cara a la selección, primeramente, se analizará el recurso eólico. En este capítulo se hará un análisis preliminar. El recurso eólico ha de ser medido siempre. Con lo cual, en los análisis de los posteriores capítulos se requerirán medidas certeras del emplazamiento donde se situarán los aerogeneradores. En esta primera estancia se hará un barrido inicial en el que se usarán datos generales de la zona para conocer la velocidad, la dirección del viento y su desviación a lo largo de 25 años.

Por otro lado, se va a estudiar la orografía y el tipo de terreno, el impacto ambiental, la accesibilidad al terreno y la cercanía de una interconexión eléctrica.

4.1 QUINTANILLA VIVAR, BURGOS.

El emplazamiento escogido se sitúa en el municipio de Quintanilla Vivar, en la provincia de Burgos. El centro geométrico de las coordenadas del parque es el siguiente: 42°24'43.50"N, 3°40'26.80"O.

En el anexo 1 se pueden encontrar el recurso eólico preliminar, los detalles de la orografía, la interconexión eléctrica, los accesos y las reservas de espacios naturales protegidos. A

continuación, se muestran los aspectos más relevantes que hacen del emplazamiento un lugar óptimo para la obtención de energía eólica.

La velocidad del viento a una altura de 100 metros está por encima de 7,15 m/s el 10% de las veces. Esto entra dentro de lo estándar. Véase la Ilustración 12. Velocidad del viento en función de la altura... Para una altura de buje de 150 metros, estos datos mejoran, siendo la velocidad media del viento superior a 8 m/s el 10% de las veces y en torno a 7.93 m/s el 100% del tiempo.

Datos para el 10 % de las áreas con más viento

474 W/m²

8.03 m/s

Altura: 150m ▾

Densidad media de potencia @Altura 150m

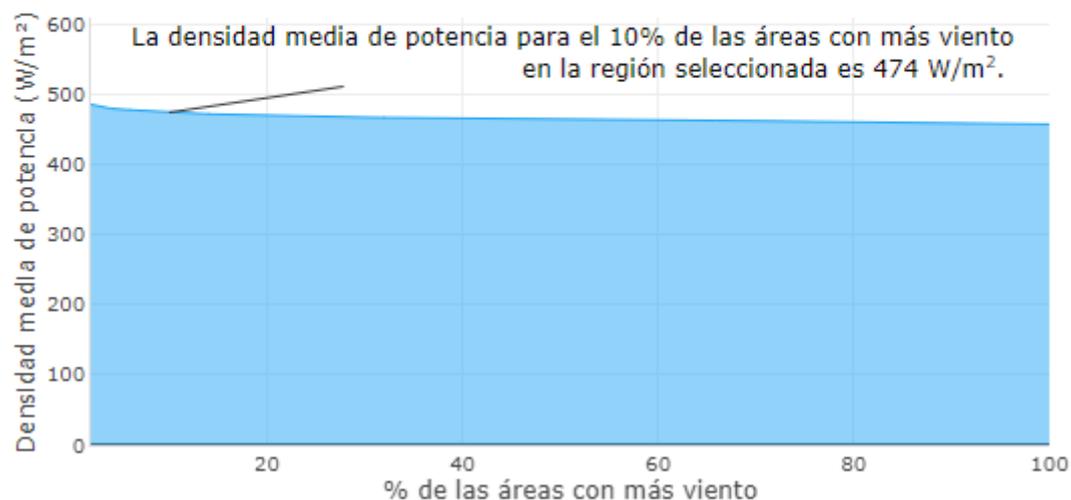


Ilustración 18. Densidad media de potencia y velocidad de viento a 150 metros en Quintanilla Vivar, Burgos.

El terreno es apto para la implantación del parque. Es una zona plana, de consistencia normal y arcillosa, donde predomina el uso agrario. Además, se sitúa a una altura entre 850 y 900 metros de altura, lo que optimiza el recurso eólico. Las curvas de nivel y su vista satelital se pueden encontrar en la Ilustración 67. Curvas de nivel en Quintanilla Vivar, Burgos [21] y en la Ilustración 68. Vista satelital de Quintanilla Villar, Burgos del anexo 1.

Por otro lado, se encuentra a 8 km, de media, de la “Subestación Eléctrica Villimar”, propiedad de Iberdrola I-De, de 45-220 kV, donde podría interconectar en distribución.

Las carreteras que rodean a los terrenos facilitan el acceso y el transporte de los aerogeneradores. A la localización se puede llegar tanto por la carretera A-73 como por la N-627. Otra alternativa es ir por la carretera de Burgos BU-30. Además, para llegar al terreno, al ser plano y no montañoso, existen caminos que facilitarían el depósito de los elementos a transportar.

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Quintanilla Villar no cuenta con espacios ni paisajes protegidos, de tal forma que el parque eólico puede situarse en dicha zona. Por último, de acuerdo con el artículo 8 del Decreto-ley 16/2019, de 26 de noviembre, se cumple que los aerogeneradores se sitúan a más de 500 metros entre ellos y los núcleos de población. La distancia entre estos será entre 2 y 4 veces la del diámetro de las palas. La disposición de los aerogeneradores será la siguiente los aerogeneradores están situados en una recta a una distancia de 3 veces el diámetro del rotor; si estuvieran en líneas paralelas tendrían que estar entre 7 y 10 veces su diámetro:

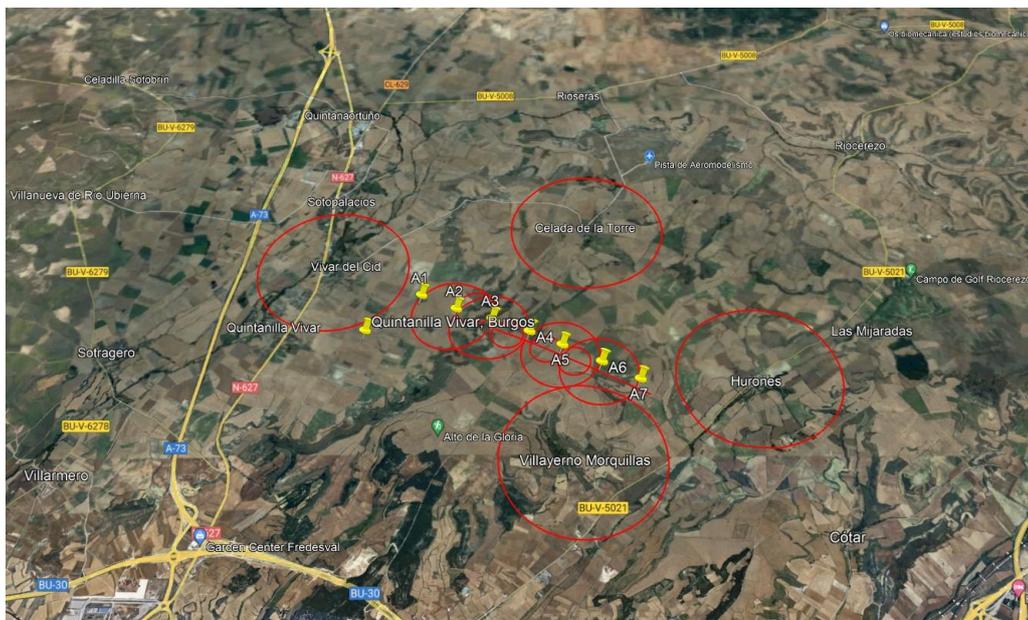


Ilustración 19. Disposición preliminar del parque eólico en Quintanilla Viver, Burgos.

De acuerdo con la ilustración anterior, el parque constará de siete aerogeneradores de 6 MW cada uno. Las circunferencias realizadas muestran la separación entre los propios aerogeneradores y entre los productores de energía y caminos y pueblos. Los aerogeneradores se sitúan a una distancia de 500 metros en una misma alineación entre ellos. Además, la distancia entre aerogeneradores y caminos es de 250 metros y entre aerogeneradores y pueblos es de 1000 metros.

Por otro lado, se sitúan en posición perpendicular a la dirección predominante del viento de acuerdo con la rosa de energía. La dirección predominante del viento está situada a 45°, como marca la Ilustración 66. Rosa de los vientos de frecuencia y de energía respectivamente. Por lo tanto, los aerogeneradores se situarán de manera que formen 90° con esa dirección del viento. Esto se aprecia en la recta que une desde el aerogenerador A1 hasta el A7 en la Ilustración 19. Disposición preliminar del parque eólico en Quintanilla Vivar, Burgos.

Se ha de comentar también que la cota menor a la que se sitúan los aerogeneradores (A1) es de 873 metros. La mayor cota (A5) es de 985 metros. Estas son las mayores de la zona para hacer un mejor uso del recurso eólico.

Las coordenadas UTM de los aerogeneradores son las siguientes:

<i>Aerogenerador</i>	<i>X UTM</i>	<i>Y UTM</i>	<i>Altitud [m]</i>
A1	445218.64 m E	4696312.89 m N	873
A2	445687.45 m E	4696064.37 m N	899
A3	446163.85 m E	4695841.39 m N	981
A4	446642.53 m E	4695640.76 m N	986
A5	447055.11 m E	4695425.81 m N	985

A6	447542.69 m E	4695179.23 m N	975
A7	448013.58 m E	4694945.08 m N	932

Tabla 1. Coordenadas UTM de los aerogeneradores.

Capítulo 5. RECURSO EÓLICO

El recurso eólico es fundamental para decidir donde situar el parque eólico. Por ello, en una primera instancia, se tomaron datos de viento de la web de Global Wind Atlas, que es una base de datos que proporciona el recurso eólico en todo el mundo de una manera superficial pero válida para la selección del emplazamiento. Sin embargo, es necesario tomar más nivel de detalle para definir el parque y para posteriormente realizar las simulaciones energéticas con WAsP.

El estudio del recurso eólico se ha llevado a cabo con el programa Windographer. Este es un software que analiza los datos de viento importados y devuelve el recurso eólico de la localización donde se tomaron los datos. Windographer, desarrollado por la empresa UL Solutions, permite analizar distintas series de datos para crear series temporales, rosas de frecuencia, analizar las medias de viento o mostrar la distribución de Weibull. En definitiva, en base a los datos importados por el usuario, se es capaz de extraer un análisis completo del recurso eólico.

Por lo tanto, para usar el programa previamente descrito, es necesario contar con una gran base de datos de viento que nos permita analizar la calidad del recurso en el emplazamiento seleccionado. La empresa Vortex ha sido capaz de proporcionar los datos en las coordenadas del emplazamiento seleccionado. Vortex FDC es una empresa española, fundada en Barcelona en el año 2005 con la idea de la modelización atmosférica remota. En otras palabras, Vortex FDC modeliza datos de viento y crea una previsión del recurso allá donde se vaya a instalar un parque eólico. De esta manera, se reduce la incertidumbre y el riesgo y ayuda a los promotores a tomar decisiones.

Estos estudios son fundamentales. Para medir el recurso eólico, es necesario montar una estación anemométrica que mida el viento. El viento es tan variable que no hay una fuente extrapolable que mida todos los lugares del mundo y por ello, para cada nuevo emplazamiento, se ha de medir. Además de por tener un análisis certero, tener los datos de

viento es fundamental para posteriormente recibir financiación de los bancos o de otros inversores. Son necesarias torres de medición que midan la velocidad (veletas), la dirección, la temperatura o la presión. Además, se mide a varias alturas por la ley potencial y la ley logarítmica, por la que luego se puede extrapolar. Para obtener datos certeros, se ha de estar al menos un año midiendo datos.

Gracias a Vortex, se han obtenido datos de viento en el siguiente punto: Latitud: 42.41122, Longitud: -3.648499, que es donde se ha situado el parque eólico a desarrollar en este proyecto. Esta serie de datos consta de velocidad de viento, temperatura, presión y dirección del viento desde 2014 hasta 2024, con datos tomados cada hora. Es decir, se tiene una serie de 87600 datos de viento que nos proporcionan mucha fiabilidad del dato a introducir en Windographer.

Los datos de viento que a continuación serán analizados son para alturas de buje de 119 metros, 125 metros y 135 metros. Las razones principales son porque 119 metros es una altura estándar para los parques eólicos españoles.. El fabricante Vestas proporciona soluciones a 125 metros, por lo que parece interesante analizar el viento a esta altura. Finalmente, se analiza a 135 metros porque Siemens Gamesa también ofrece soluciones a esa altura de buje. En España, es menos habitual ver parques onshore de tanta altura, pero no es una altura descabellada. La realidad no es que no se puedan instalar aerogeneradores de mayor tamaño, sino que a día de hoy son muy caros. Las soluciones en España están en torno a los 120 metros actualmente.

5.1 RECURSO EÓLICO A 119 METROS.

Primeramente, se han introducido los datos de viento proporcionados por Vortex a una altura de buje de 119 metros. Los resultados obtenidos son los siguientes:

5.1.1 VELOCIDAD DE VIENTO

Primeramente, se analiza la velocidad de viento. Dentro de las alternativas ofrecidas por UL Solutions, se han extraído perfiles diarios de velocidad y perfiles estacionales, así como la comparación mensual en base a las horas del día.

A continuación, se muestra el perfil diario de velocidad de viento.

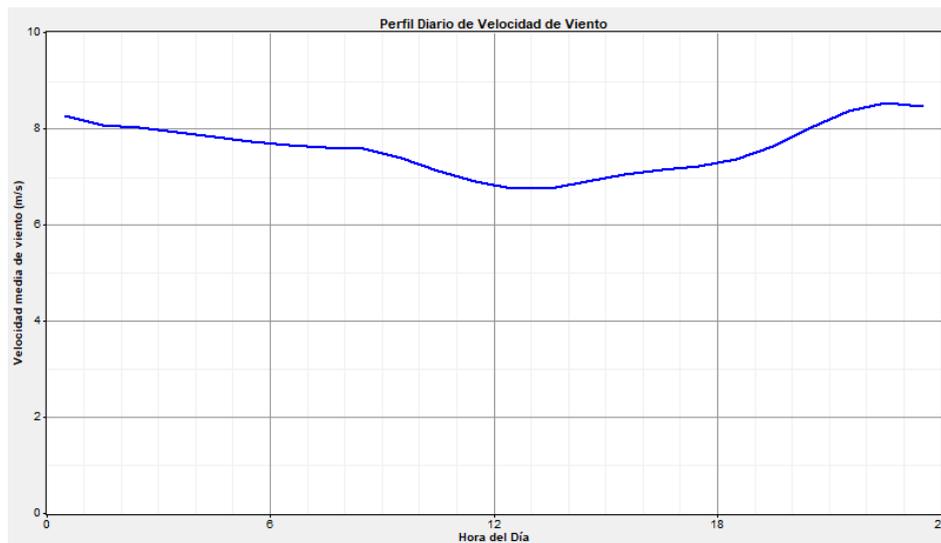


Ilustración 20. Media del Perfil Diario de Velocidad de Viento a 119 metros.

Se aprecia que la velocidad media del emplazamiento se debe de encontrar algo por debajo de los 8 m/s, pero debe ser mayor de 7 m/s. Entre las 22.00 h y las 00.00 h se obtiene la mayor velocidad de viento en el emplazamiento.

Si se muestra la media del perfil diario mes a mes:

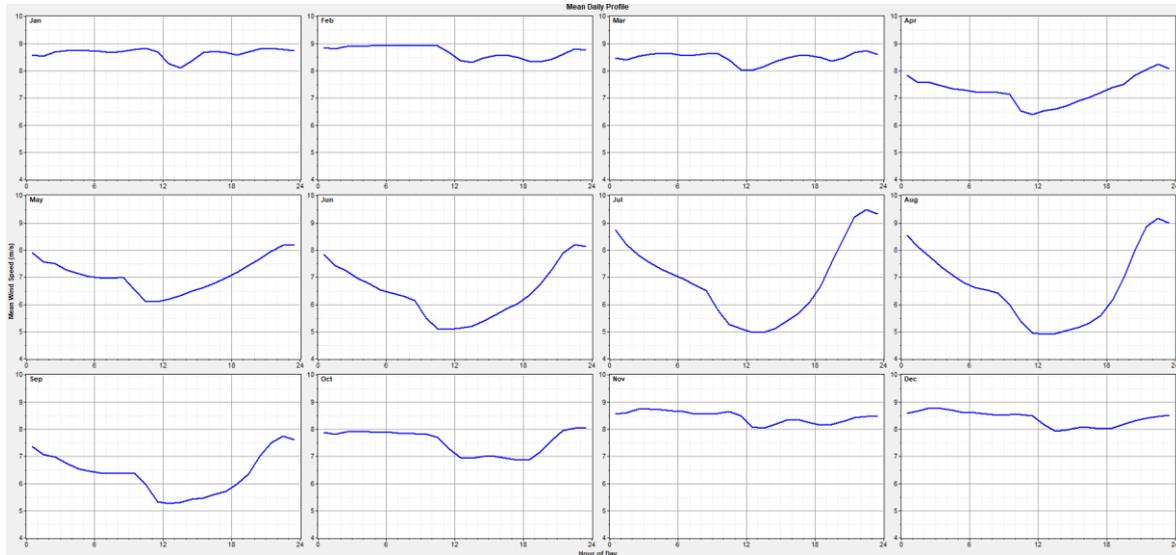


Ilustración 21. Perfil Diario Mensual de Velocidad de Viento a 119 metros.

Una primera observación que se obtiene de todos los meses, y que se acentúa más en los meses de verano, es la ahora famosa curva de pato. Esta curva nació en California debido a los bajos precios de la electricidad en las horas centrales del día, en las que hay mucho sol y, por tanto, mucha generación fotovoltaica, provocando que los precios se hundan debido a la baja demanda en dichas horas. Sin embargo, y en lo que concierne a este trabajo, lo importante son las horas extremas del día, esto es, las horas finales del día y las iniciales de la mañana. Es en esos momentos donde más velocidad del viento hay. En todos los meses, el valor medio más elevado se encuentra en la hora 24 del día. En los meses de invierno, la velocidad media del viento es prácticamente constante a todas horas, decayendo un poco entorno a las doce horas del mediodía. Esto se acentúa mucho en los meses de verano, volviendo a una forma más constante en otoño. Además, los valores son más elevados en los meses de invierno que de verano, como se mostrará en la siguiente ilustración.

El perfil estacional es el siguiente:

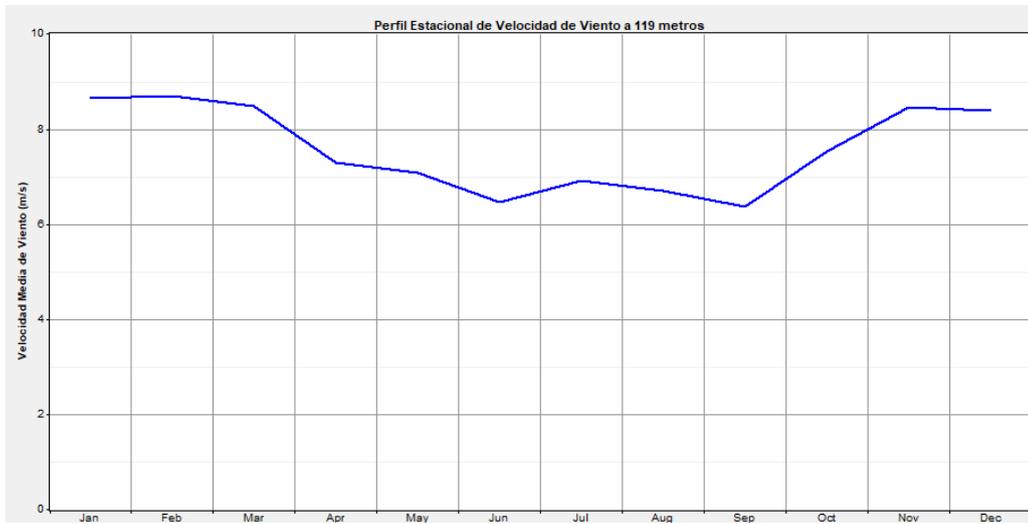


Ilustración 22. Perfil Medio Estacional de Velocidad de Viento a 119 metros.

Como se podía esperar de la ilustración anterior, enero, febrero y diciembre son los meses cuya velocidad alcanza un punto más alto, estando por encima de los 8 m/s. los meses de junio y septiembre alcanzan velocidades medias mensuales cercanas a los 6 m/s. Los estadísticos rescatados de los datos son los siguientes:

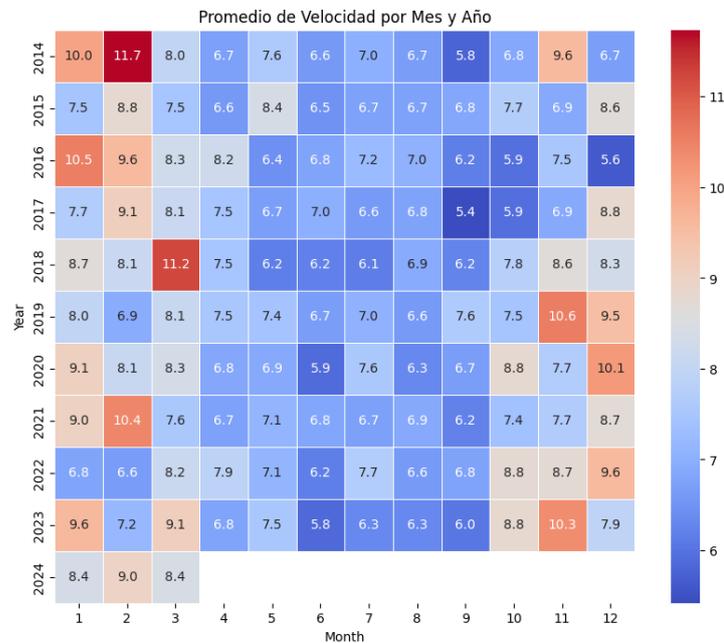


Ilustración 23. Promedio de Velocidad por Mes y Año a 119 metros. Elaboración propia.

<i>Estadísticos</i>	<i>Valores</i>
Media (m/s)	7.602
Desviación Estándar	3.633
Velocidad Máxima (m/s)	25.4
Velocidad Mínima (m/s)	0.00

Tabla 2. Estadísticos de la velocidad de viento a 119 metros.

5.1.2 ROSA DE LOS VIENTOS

Del apartado 2.4.2 se conoce ya lo que es una rosa de los vientos. En Windographer se han extraído las rosas de los vientos de frecuencia, velocidad y energía tanto como media como por meses. Se muestran a continuación.

5.1.2.1 Rosa de los vientos de frecuencia

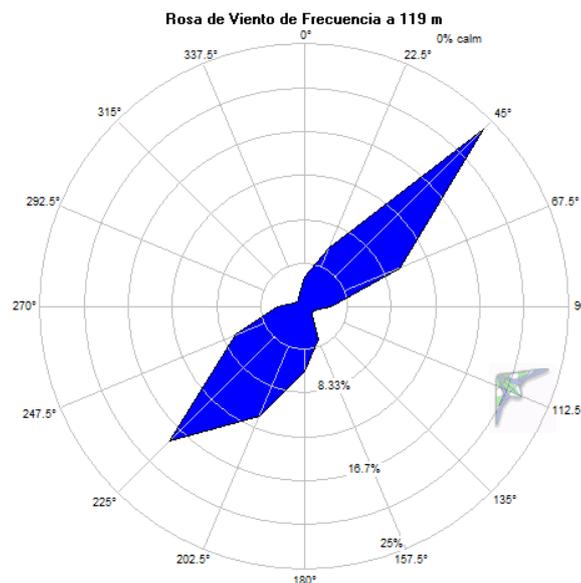


Ilustración 24. Rosa de Viento de Frecuencia a 119 metros.

Se aprecia, como se había mencionado en el capítulo anterior, que la dirección predominante de frecuencia del viento es a 45°, teniendo una fuerte incidencia también en 225°.

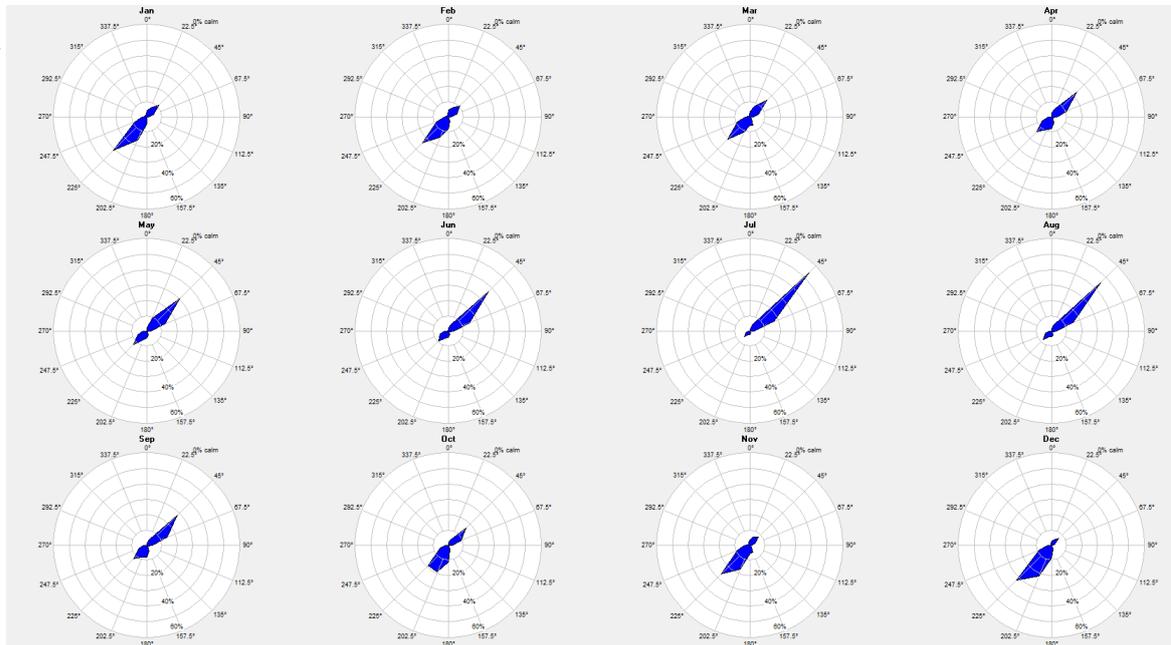


Ilustración 25. Rosa de Viento de Frecuencia Mensual a 119 metros.

Sin embargo, en los meses donde la velocidad es más alta, se aprecia una mayor tendencia hacia 225°, por lo que esperamos, y se comprobará posteriormente, una mayor energía en esta dirección.

5.1.2.2 Rosa de los vientos de velocidad

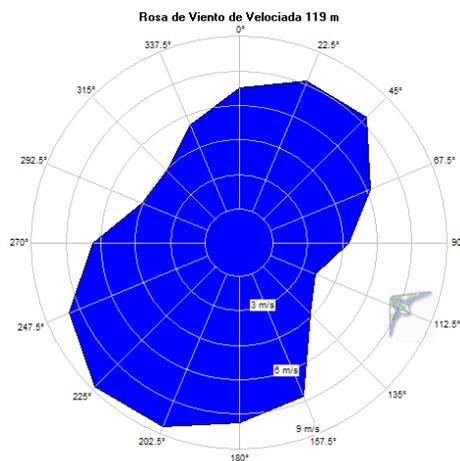


Ilustración 26. Rosa de Viento de Velocidad a 119 metros.

Como se quería demostrar, es en el sector de los 225°, donde más velocidad se aprecia, juntado con una alta frecuencia, harán que la energía sea la más alta. Por tanto, se deberán de colocar los aerogeneradores a 90 grados de esta dirección (rotando 180° de los 45° inicialmente mencionados en el capítulo 4).

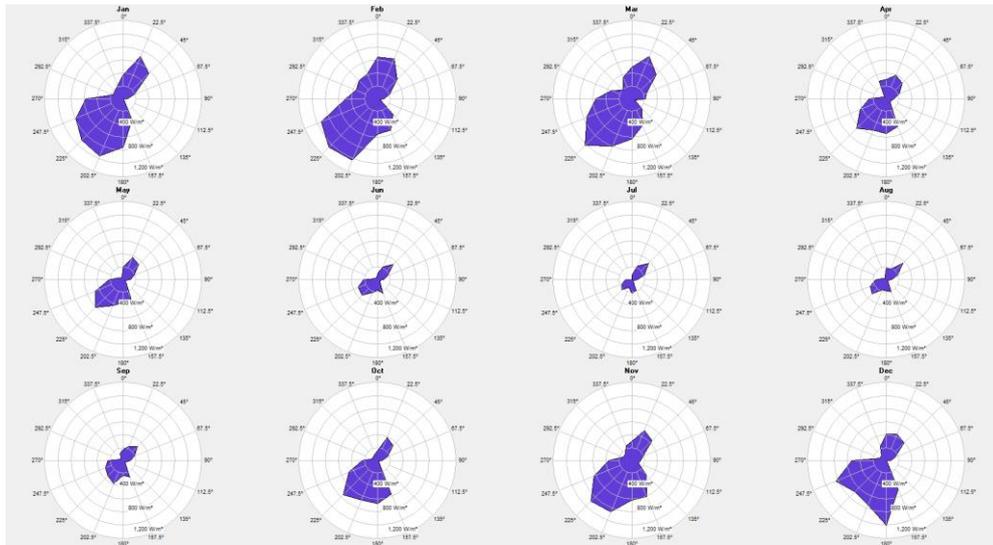


Ilustración 27. Rosa de Viento de Velocidad Mensual a 119 metros.

En los meses finales e iniciales es donde más velocidad se encuentra.

5.1.2.3 Rosa de los vientos de energía

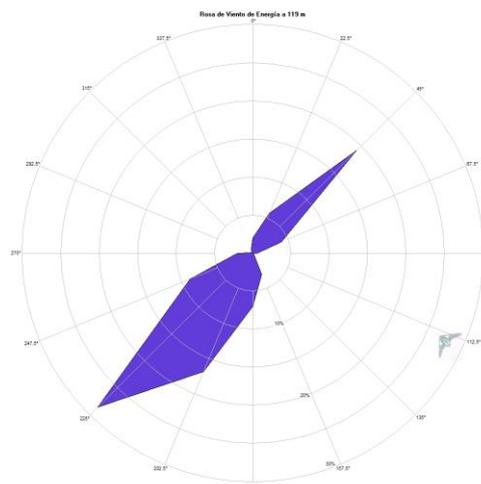


Ilustración 28. Rosa de Viento de Energía a 119 metros.

Como se quería demostrar, donde más energía hay es en el sector de los 225°.

Y de forma mensualizada:

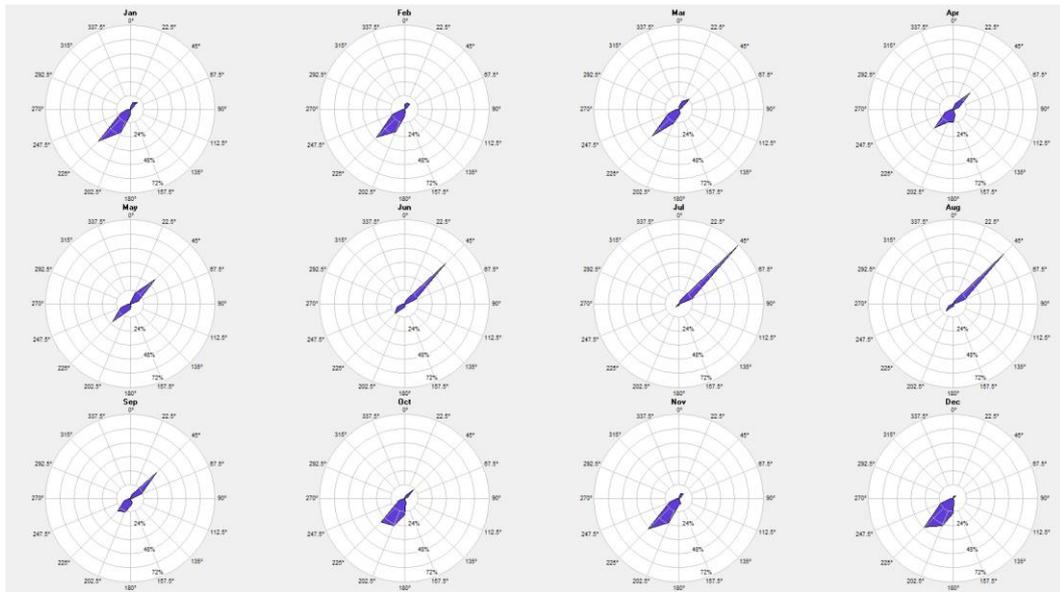


Ilustración 29. Rosa de Viento de Energía Mensual a 119 metros.

5.1.3 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

En el apartado 2.4.1 se describe lo que es esta función de distribución. A continuación, se muestran los resultados obtenidos.

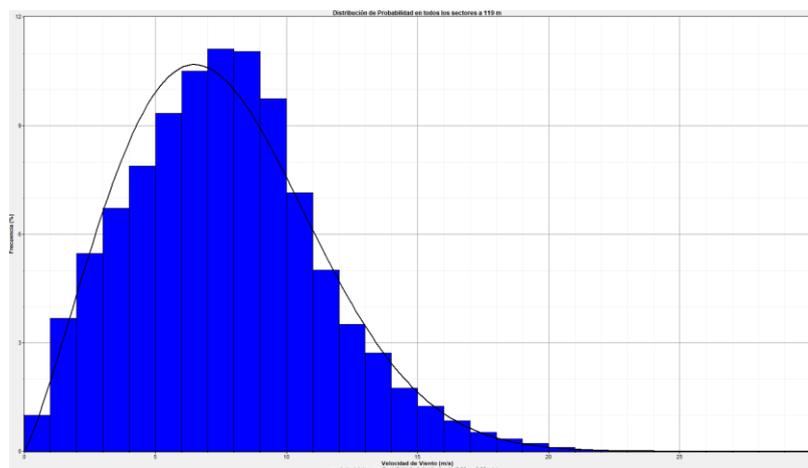


Ilustración 30. Función de distribución de Weibull a 119 metros.

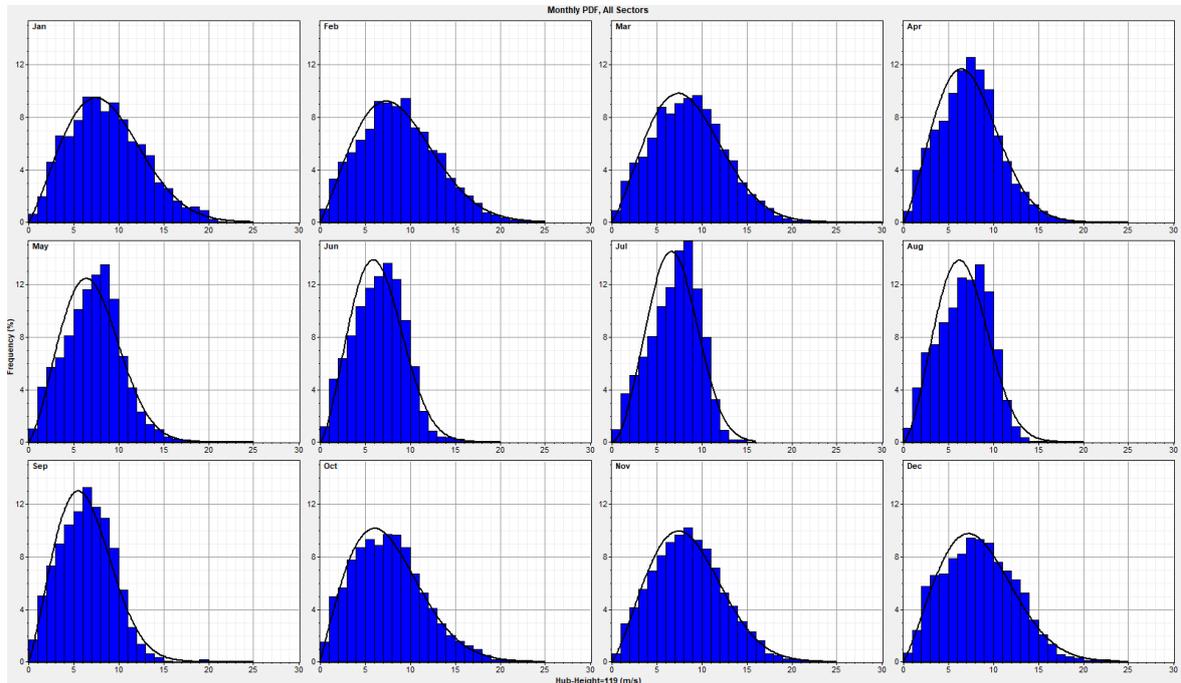


Ilustración 31. Función de distribución de Weibull Mensual a 119 metros.

En los meses estivales se muestran distribuciones más picudas porque la velocidad se repite entorno a los 6-7 m/s mientras que, en los meses invernales, las distribuciones son más achatadas y con mayores colas ya que hay mayores velocidades, aunque estas son menos frecuentes.

5.2 RECURSO EÓLICO A 125 METROS.

El objetivo de este apartado es mostrar los resultados equivalentes al apartado anterior, pero con una altura de buje 6 metros mayor. La velocidad de viento será mayor, pero las frecuencias y distribuciones deberían de ser similares. Los análisis realizados en el apartado 5.1. se pueden extrapolar a este apartado también.

5.2.1 VELOCIDAD DE VIENTO

Los perfiles tanto diarios como estacionales, siguen la misma dinámica que con un buje a 119 metros. La tónica apreciable es que suben de manera paralela al eje horizontal, pues la

velocidad de viento es mayor. Se aprecia que tanto los valores más altos, como para los más bajos, son superiores a los mostrados previamente.

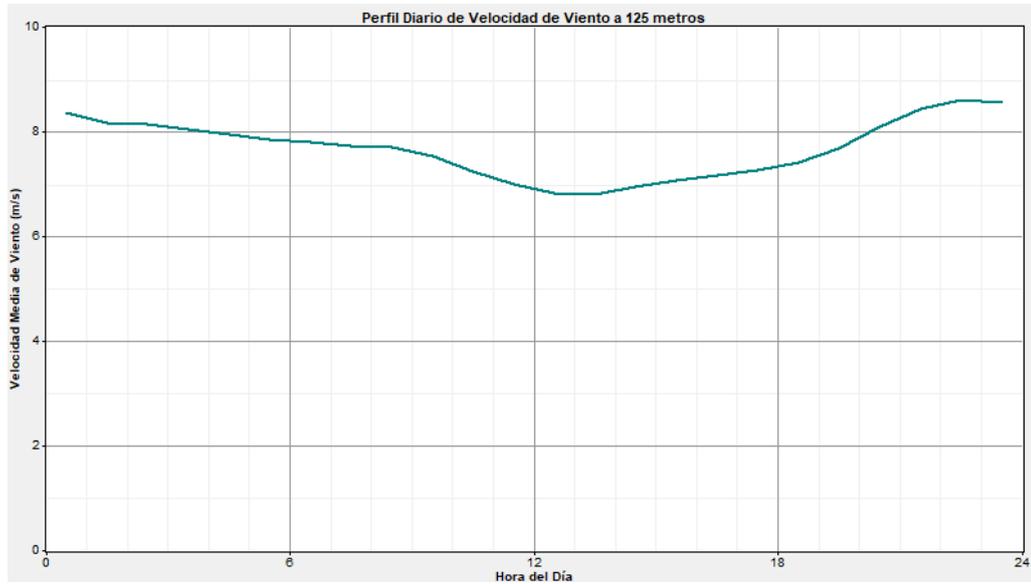


Ilustración 32. Perfil Diario de Velocidad de Viento a 125 metros.

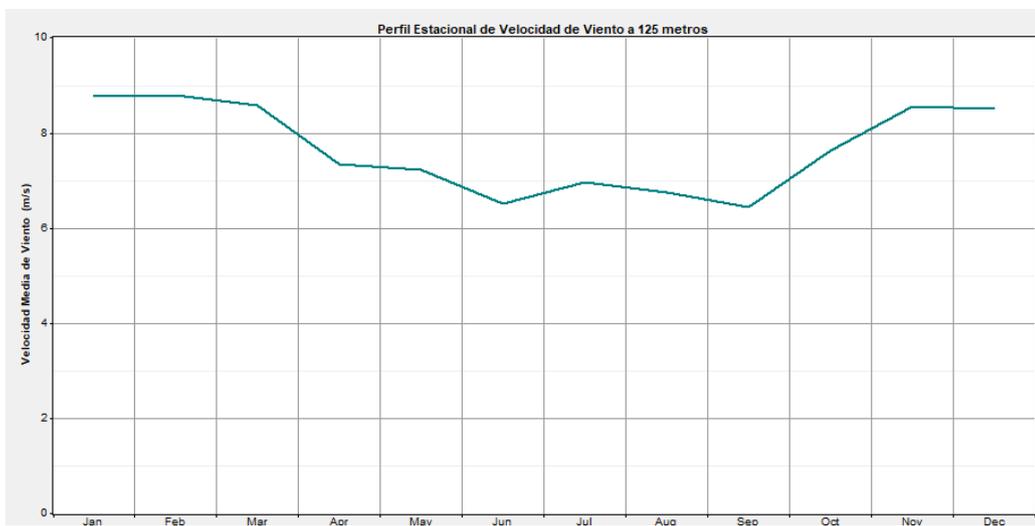


Ilustración 33. Perfil Estacional de Velocidad de Viento a 125 metros.

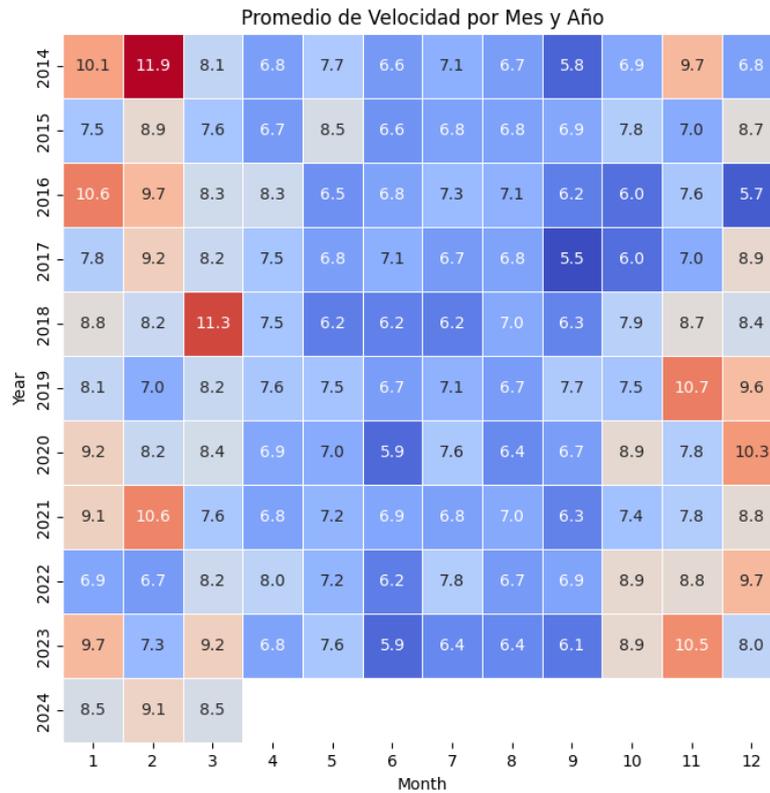


Ilustración 34. Promedio de Velocidad por Mes y Año a 125metros. Elaboración propia.

Si bien, la distribución es la misma, esto es, en los mismos meses y años donde había altas o bajas velocidades, sigue siendo así, los valores aumentan. Esto es, donde en marzo del año 2014 la velocidad promedio era 11.7, ahora es 11.9. Sucede lo mismo para todos los meses y todos los años, pues la altura de buje es mayor.

Estadísticos	Valores
Media (m/s)	7.68
Desviación Estándar	3.68
Velocidad Máxima (m/s)	25.60
Velocidad Mínima (m/s)	0.00

Tabla 3. Estadísticos de la velocidad de viento a 125 metros.

La media y la velocidad máximas son mayores. Así lo es también la desviación estándar, lo que indica que hay más variabilidad en el viento según se aumenta la altura.

5.2.2 ROSA DE LOS VIENTOS

5.2.2.1 Rosa de los vientos de frecuencia

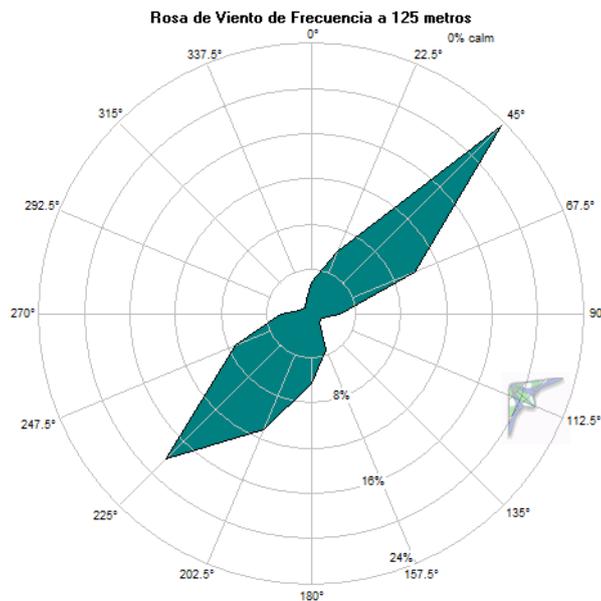


Ilustración 35. Rosa de Viento de Frecuencia a 125 metros.

La ilustración es idéntica a la Ilustración 24. Rosa de Viento de Frecuencia a 119 metros. Sin embargo, se ve un ensanchamiento previo a llegar a los picos en 45° y en 225°. Al igual que antes, en cuanto a frecuencia la dirección predominante son los 45 grados.

5.2.2.2 Rosa de los vientos de velocidad

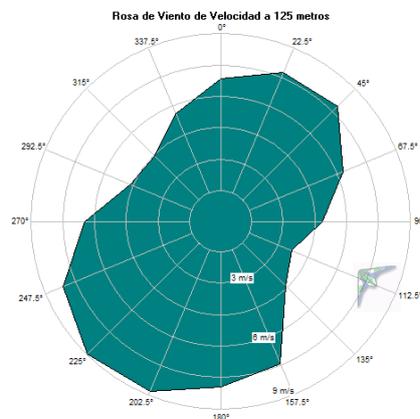


Ilustración 36. Rosa de Viento de Velocidad a 125 metros

Al ser mayor la velocidad, se aproxima más a la franja de 9 m/s, pero la forma es idéntica a la rosa de viento a 119 metros. Además, en términos de energía y velocidad, la dirección preponderante son los 225°, como antes.

5.2.2.3 Rosa de los vientos de energía

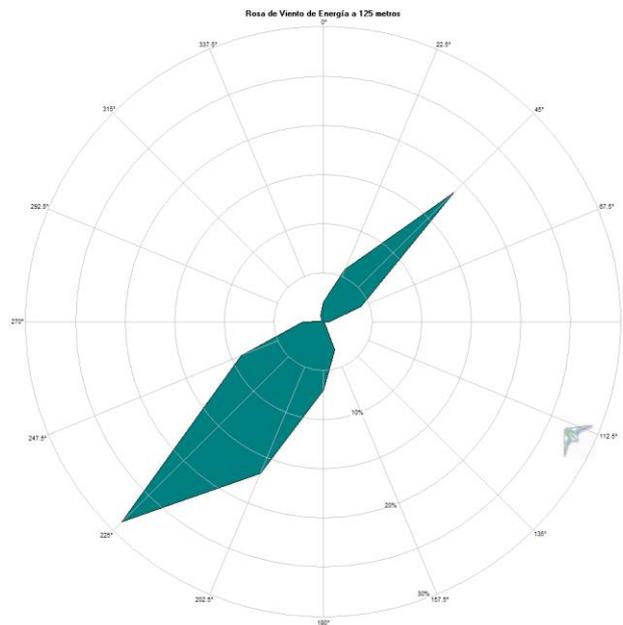


Ilustración 37. Rosa de Viento de Energía a 125 metros.

Como se quería demostrar, la dirección predominante es 225° también en términos energéticos.

5.2.3 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

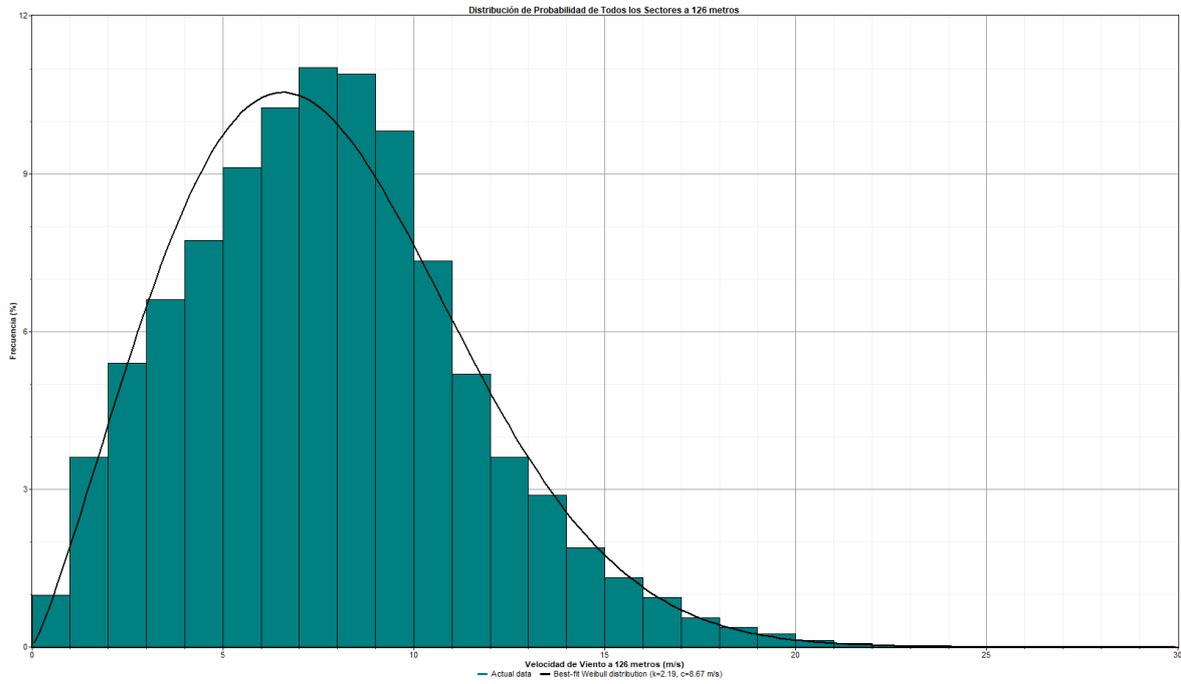


Ilustración 38. Función de Distribución de Weibull a 125 metros.

Aquí es importante comparar los coeficientes de la distribución. Antes $k = 2.20$ y $c = 8.26$ m/s. Ahora $k = 2.19$ y $c = 8.67$ m/s. Lo que indican estos coeficientes es que la distribución que siguen es la misma ($k = 3$ indicaría que seguirían una distribución normal) y c indica que el percentil 63,2 es mayor a 125 metros, como era de esperar.

5.3 RECURSO EÓLICO A 135 METROS.

Se esperan las mismas conclusiones que en el apartado anterior. No solo con respecto a una altura de buje de 119 metros, sino también para una altura de buje de 125 metros. Las direcciones y frecuencias serán las mismas a 135 metros, pero la velocidad de viento será mayor para este último caso.

5.3.1 VELOCIDAD DE VIENTO

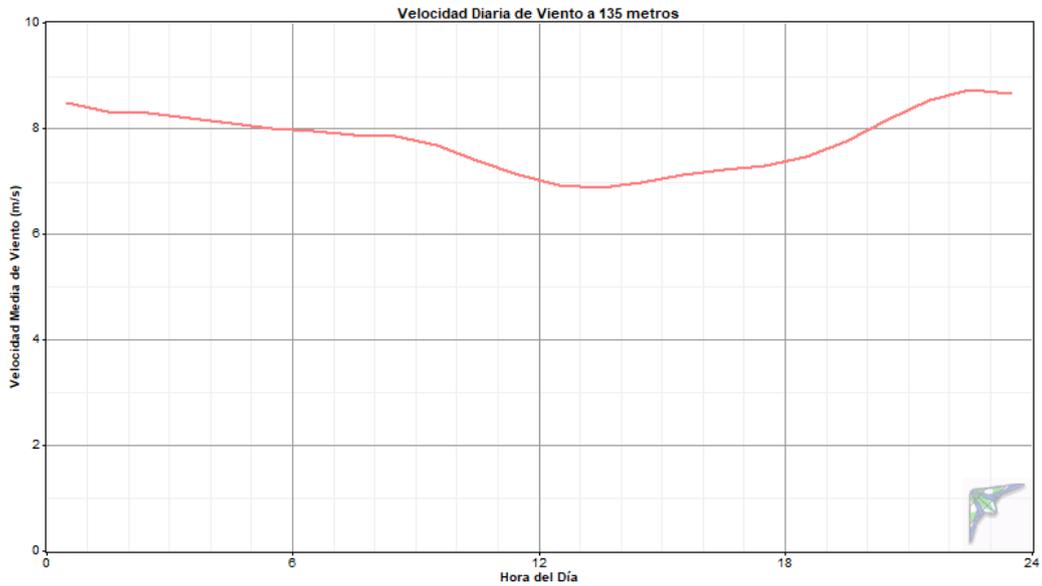


Ilustración 39. Perfil Diario de Viento a 135 metros.

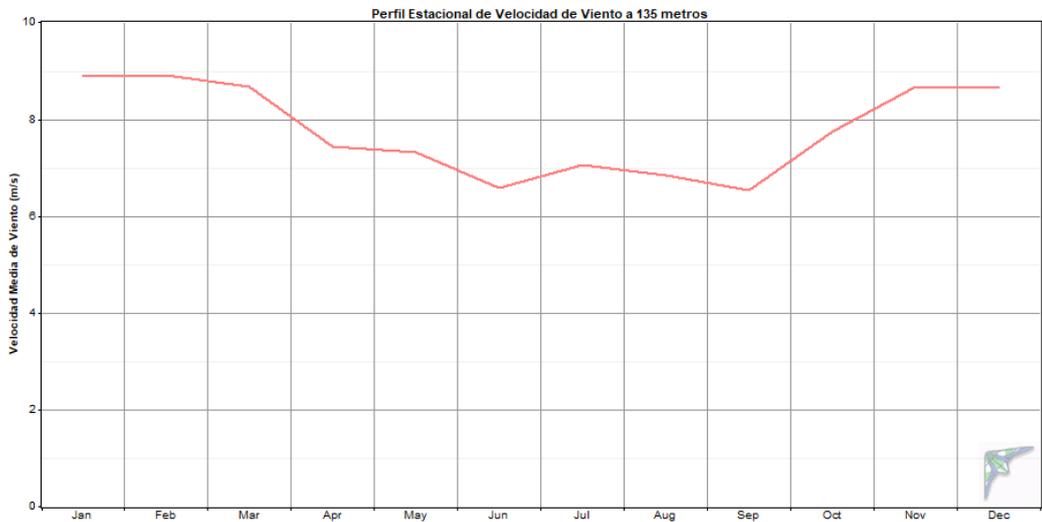


Ilustración 40. Perfil Estacional de Velocidad de Viento a 135 metros.

Posteriormente se realizará una tabla comparativa. Pero se aprecia una mayor velocidad de viento para esta altura, tanto de manera horaria como estacional.

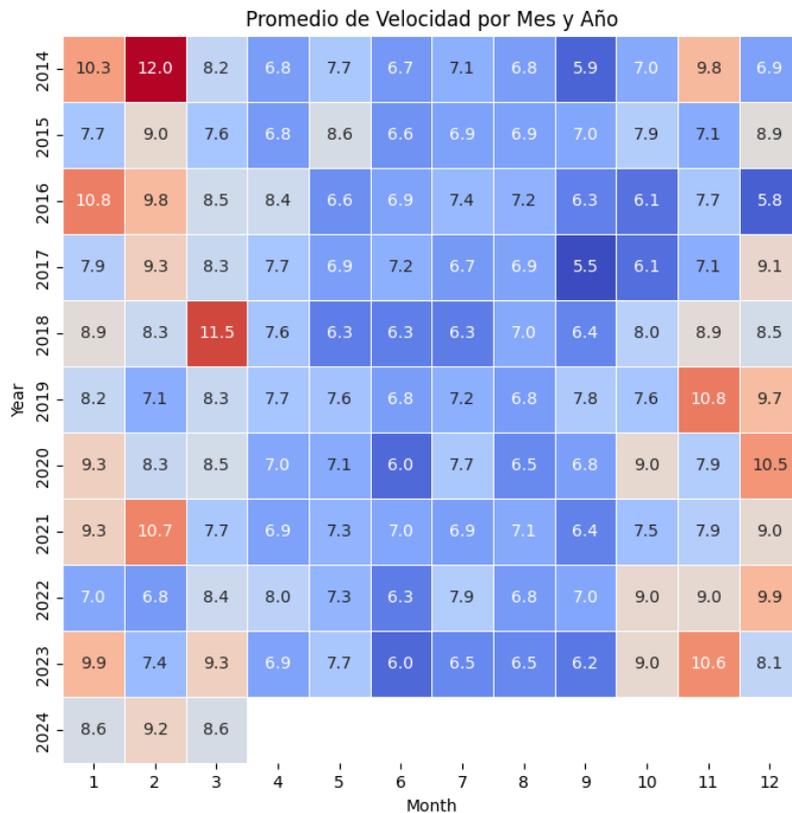


Ilustración 41. Promedio de Velocidad por Mes y Año a 135 metros.

El incremento es ínfimo (0.1 en la mayoría de los casos) pero la realidad es que la velocidad promedio por mes y año es mayor a esta altura que a 125 metros. También aumenta la media, la desviación estándar y la velocidad máxima obtenida.

Estadísticos	Valores
Media (m/s)	7.78
Desviación Estándar	3.74
Velocidad Máxima (m/s)	25.90
Velocidad Mínima (m/s)	0.00

Tabla 4. Estadísticos de Velocidad de Viento a 135 metros.

5.3.2 ROSA DE LOS VIENTOS

5.3.2.1 Rosa de los vientos de frecuencia

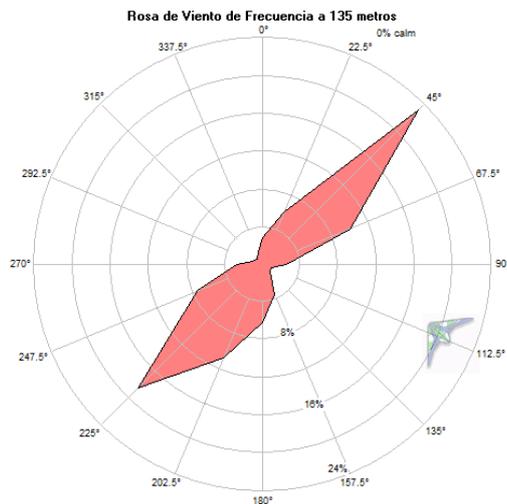


Ilustración 42. Rosa de viento de frecuencia a 135 metros.

Las direcciones son idénticas a la altura de buje de 119 y de 125 metros.

5.3.2.2 Rosa de los vientos de velocidad

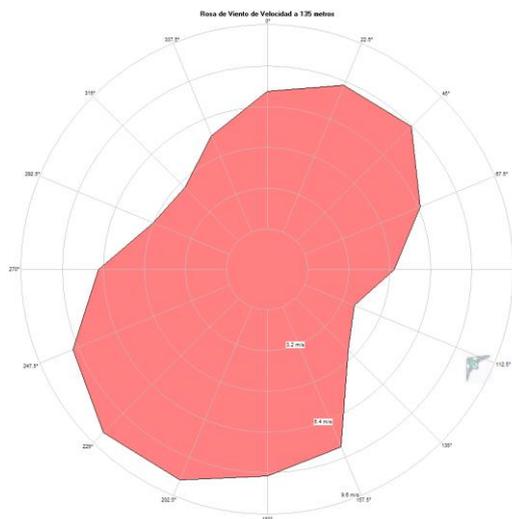


Ilustración 43. Rosa de viento de velocidad a 135 metros.

Se acerca más a valores de 9,6 m/s, pero la forma es idéntica a las anteriores.

5.3.2.3 Rosa de los vientos de energía

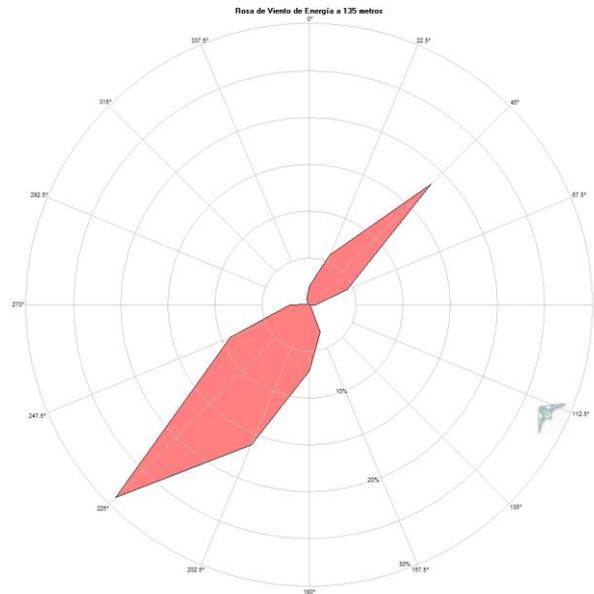


Ilustración 44. Rosa de viento de energía a 135 metros.

La dirección predominante es 225°, como anteriormente.

5.3.3 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

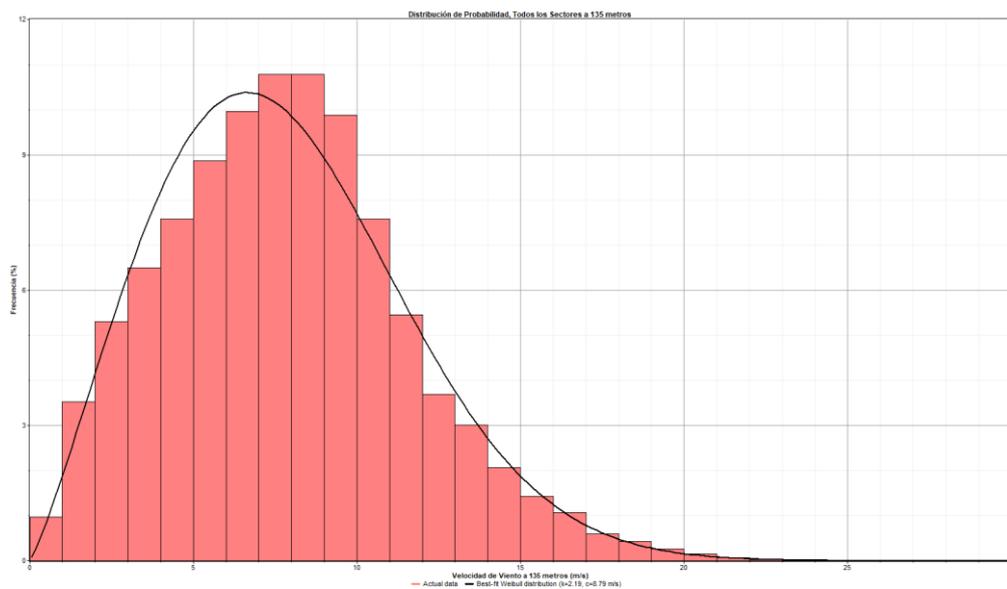


Ilustración 45. Función de distribución de Weibull a 135 metros.

En este caso la k es 2,19, como anteriormente mientras que la c es 8,79 m/s, superior, como era de esperar, a los casos anteriores ya que la velocidad media es superior.

5.4 COMPARACIÓN ENTRE LAS DIFERENTES ALTURAS

A modo de comparación se muestran a continuación una gráfica de la velocidad media del viento a las distintas alturas, así como una tabla que aúna las velocidades medias, máximas y las desviaciones típicas.

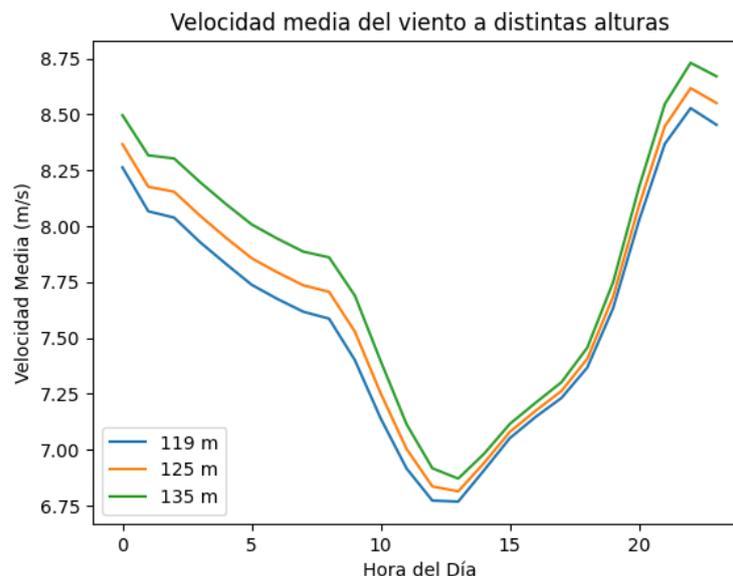


Ilustración 46. Velocidad media del viento a distintas alturas.

Como se ha apreciado antes, a 119 metros la velocidad media es bastante inferior a los otros dos casos. Sin embargo, entre 125 metros y 135 metros hay pocas diferencias, sobre todo en las horas centrales del día. También se muestran los estadísticos a diferentes alturas.

Estadísticos	119 metros	125 metros	135 metros
Media (m/s)	7.32	7.68	7.78
Desviación Estándar	3.49	3.68	3.74
Velocidad Máxima (m/s)	24.70	25.60	25.90
Velocidad Mínima (m/s)	0.00	0.00	0.00

Tabla 5. Comparativa estadísticos a diferentes alturas.

Capítulo 6. RECURSO ENERGÉTICO

En este capítulo se analizarán el recurso energético del parque eólico en base a diferentes tecnologías. Se obtendrán resultados de la energía anual esperada con diferentes turbinas y se seleccionará la óptima para el desarrollo del proyecto.

Para obtener los GWh/año esperados se usará la herramienta de software “WAsP”, mediante la cual se evaluará el potencial eólico en Quintanilla Vivar. Este software fue desarrollado por la Universidad Técnica de Dinamarca, DTU, y sirve para estimar la producción de energía en base a una serie de parámetros introducidos.

Los datos que utilizará WAsP para obtener la energía anual serán los datos de viento obtenidos en el apartado anterior. Para ello, o bien se exportarán esos datos al programa WAsP, o bien se pueden obtener desde el programa WAsP Climate Analyst, que proporciona directamente un fichero útil para WAsP. También será necesario obtener la topografía y orografía del terreno, digitalizada mediante el programa WAsP Map Editor. Además, será necesario obtener los coeficientes de empuje y la curva de potencia para la densidad de aire del emplazamiento, de las diferentes tecnologías a estudiar. Por último, se deberán de conocer las coordenadas UTM de los aerogeneradores y de la torre de medición.

6.1 *WASP CLIMATE ANALYST*

WAsP Climate Analyst, WACA, es un software complementario de WAsP que sirve para manejar y visualizar grandes conjuntos de datos meteorológicos, series temporales y realizar análisis estadísticos del recurso eólico. Los datos, como en el apartado anterior, son los proporcionados por la empresa Vortex. Con WACA, se analizan los datos de viento importados y devuelve el recurso eólico de la localización donde se tomaron los datos como hace Windographer.

Los resultados para las tres alturas de buje se muestran en el capítulo 5, pues el recurso eólico obtenido con Windographer es el mismo que el obtenido con esta aplicación. La diferencia se encuentra en que WASP Climate Analyst proporciona el fichero con la extensión (.tab) necesaria para introducirlo a WASP.

Un ejemplo de los resultados obtenidos para una altura de buje de 125 metros se muestra en la siguiente ilustración.

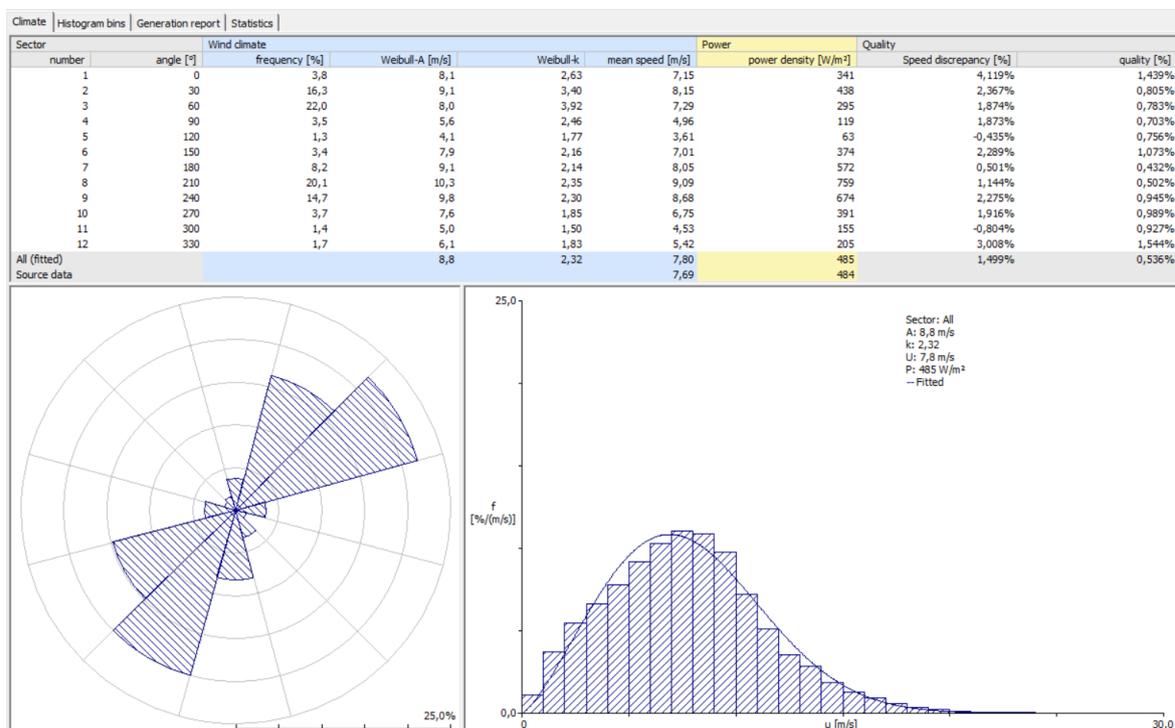


Ilustración 47. Resultados del recurso eólico con WASP Climate Analyst para 125 metro de altura de buje.

6.2 WASP MAP EDITOR

El programa WASP también precisa de otro complemento, el WASP Map Editor, para introducir la topografía y rugosidad de la zona donde se ubicará el parque eólico. Mediante este complemento y con planos topográficos del emplazamiento, se puede realizar la digitalización de la topografía y la rugosidad del terreno. Esta digitalización será un archivo .map que el software WASP podrá leer de cara a situar los aerogeneradores y realizar un

estudio efectivo del recurso y de la energía esperada. La topografía obtenida (en naranja) y la rugosidad del terreno (en verde) digitalizadas son las siguientes:

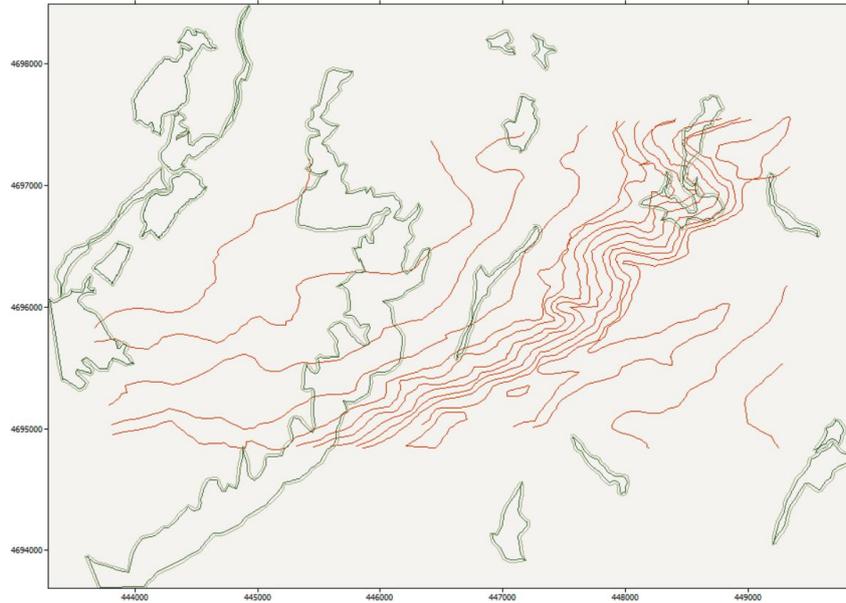


Ilustración 48. Topografía y rugosidad del terreno digitalizada.

La topografía (obtenida con WAsP) incluyendo los aerogeneradores y la estación de medida es la siguiente:

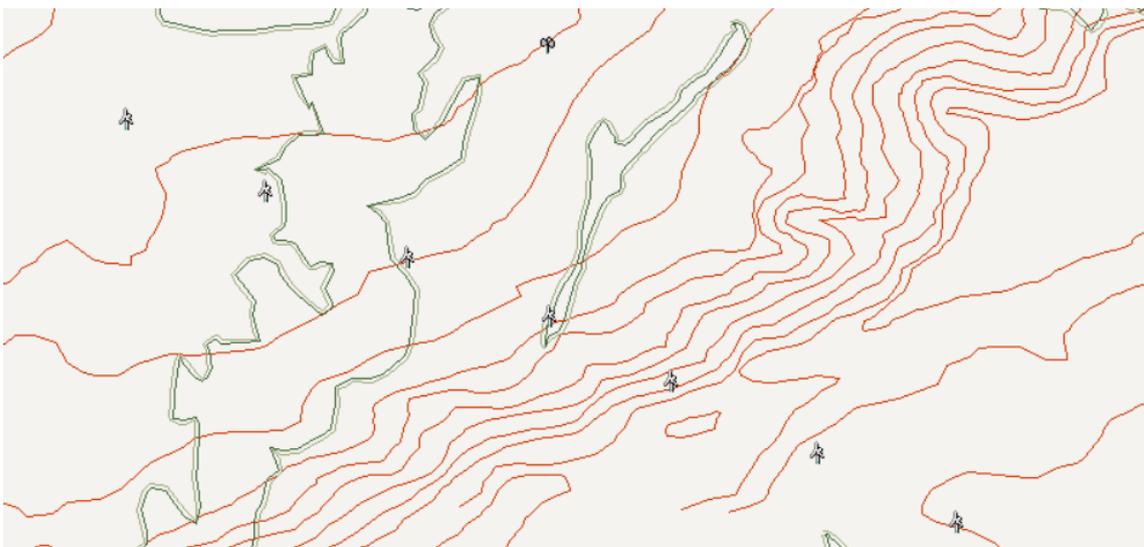


Ilustración 49. Topografía con los aerogeneradores y la estación de medida.

6.3 WASP

En base a lo comentado anteriormente, se puede realizar el estudio energético con el programa WASP. Inicialmente, se introducen los siguientes datos para obtener la densidad del aire.

<i>Turbina</i>	<i>Altura de Buje (m)</i>	<i>Temperatura (°C)</i>	<i>Densidad de aire (kg/m³)</i>
V162 – 6	119	10.064	1.229
V162 – 6.2	125	10.043	1.228
SG 6,6 – 170	135	10.016	1.226

Tabla 6. Altura de Buje, Temperatura y Densidad del Aire.

Para la densidad del aire calculada en base a la altura de buje y la temperatura del emplazamiento, se puede obtener la curva de potencia, así como el coeficiente de empuje, que son necesarios para obtener la energía. Las curvas de potencia obtenidas de las hojas de datos de los aerogeneradores se introducen en la herramienta WASP Turbine Editor para cada diferente turbina. Con estos datos, así como con la posición de la estación de medida y de las turbinas se obtiene el recurso eólico.

Se analizarán los resultados obtenidos con el software para los diferentes aerogeneradores y alturas de buje escogidas. Los resultados que WASP proporciona son la velocidad media de viento para cada aerogenerador, la producción bruta de cada uno de ellos, y la neta, que se ve reducida con respecto a la bruta debido al factor estela. Estas pérdidas se dan debido a la cercanía de los aerogeneradores. Si bien estos se separan una distancia de 3 veces el diámetro del rotor y entre 7 y 10 veces el diámetro del rotor si se sitúan de forma paralela, sigue habiendo pérdidas por efecto estela. Se podrían separar hasta reducir a 0 las pérdidas.

Esto, sin embargo, no es eficiente y lo que se hace es sacrificar algo de pérdidas a cambio de poder incluir más aerogeneradores en el parque. Pérdidas menores al 5%, quieren decir que el parque está muy bien diseñado.

También se proporciona el índice de RIX, donde un valor por encima del 10% significaría desprendimiento de capa límite. Además, valores bajos de su delta implican que se ha realizado una buena simulación.

Para obtener la energía vertida a la red, se tendrán que estimar las pérdidas que se producen entre los aerogeneradores y la red de transporte. A pesar de que hay numerosas pérdidas, solo se tienen en cuenta las siguientes:

En primer lugar, las pérdidas eléctricas debido a la red de media tensión, a la subestación y a la línea de interconexión con la red de transporte. Estas, se estiman en un 3%. Las pérdidas de operación y mantenimiento también han de tenerse en cuenta ya que se aproximan a los valores de las pérdidas eléctricas. Depende de lo que se pague en O&M, las pérdidas serán mayores o menores. Generalmente, el fabricante es el mismo que opera y mantiene la planta y, como máximo, las pérdidas estarán alrededor del 5%. Se estima un 3% pérdidas de O&M para este proyecto. Finalmente, existen también las pérdidas por incumplimiento de curva de potencia, pues la teórica insertada en el software es una curva y, la real, puede ser otra. En este caso, la incertidumbre es mayor y se establecen un 5% de pérdidas por incumplimiento y otras pérdidas añadidas.

6.3.1. AEROGENERADOR VESTAS V162 – 6

El primer aerogenerador escogido es el del fabricante Vestas, con un diámetro de rotor de 162 metros y una potencia nominal de 6 MW. La altura de buje escogida y ofrecida por el fabricante es de 119 metros, con lo que se realizó el análisis previamente.

La curva de potencia para la densidad de aire a la altura y temperaturas mostradas en la Tabla 6. Altura de Buje, Temperatura y Densidad del Aire. es la siguiente:

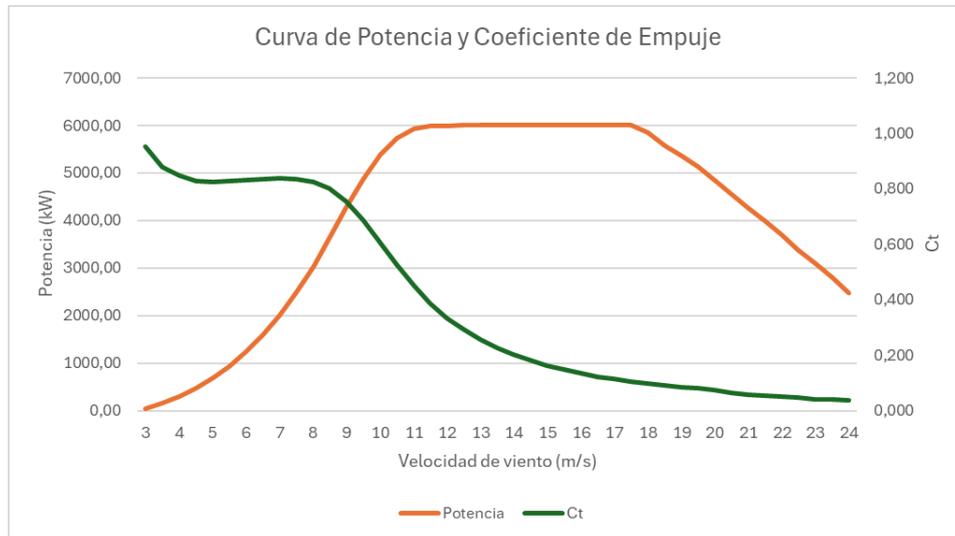


Ilustración 50. Curva de Potencia y Coeficiente de Empuje del V162-6.

Y los resultados proporcionados por WAsP son los siguientes:

Turbina	RIX [%]	Δ RIX [%]	Velocidad [m/s]	Energía Bruta [MWh/Año]	Energía Neta [MWh/Año]	Factor Estela [%]
1	0,30	0,10	7,91	25.836,25	25.760,29	0,29
2	0,30	0,20	7,84	25.465,37	25.302,89	0,64
3	0,50	0,40	7,69	24.863,75	24.655,95	0,84
4	0,30	0,10	7,78	25.187,48	24.942,14	0,97
5	0,10	-0,10	8,09	26.588,49	26.316,77	1,02
6	0,10	-0,10	8,08	26.578,19	26.324,09	0,96
7	0,10	-0,10	8,08	26.608,07	26.455,42	0,57

Tabla 7. Resultados del recurso eólico obtenidos mediante WAsP.

Los valores del índice de RIX muestran que el parque está diseñado al estar todos por debajo del 10%. Lo mismo sucede con el factor estela. La energía vertida a la red es la siguiente:

$$E_{red} = \sum E_{neta_{aerogenerador}} \cdot (1 - Pérdidas_{totales})$$

Ecuación 6. Energía vertida a la red.

Donde las pérdidas son las mencionadas anteriormente.

<i>Cálculos</i>	<i>Valores</i>
Potencia Unitaria (MW)	6
Número Aerogeneradores	7
Potencia Total (MW)	42
Energía Bruta (MWh/Año)	181,127.60
Energía Neta (MWh/Año)	179,757.54
Energía a Red (GWh/Año)	160.68
Tiempo a Plena Carga (h)	3825.65
Factor de Capacidad (%)	43.67

Tabla 8. Cálculos derivados de WAsP.

El tiempo a plena carga se obtiene de dividir la energía vertida a la red entre la potencia total del parque. El factor de capacidad es el porcentaje de horas que funciona a plena capacidad en un año (8760 h). Los números obtenidos son elevados ya que está muy bien dimensionado. Un buen parque suele tener del orden de las 3000-3500 horas a plena carga. Un muy buen parque se acerca a las 4000 horas, como es este caso.

6.3.2. AEROGENERADOR VESTAS V162 – 6.2

El siguiente aerogenerador seleccionado es el mismo que el anterior, pero con 0.2 MW más de potencia. Este, también se situará a una altura de buje superior al anterior, siendo esta de 125 metros.

La curva de potencia para la densidad de aire a la altura y temperaturas mostradas en la Tabla 6. Altura de Buje, Temperatura y Densidad del Aire. es la siguiente:

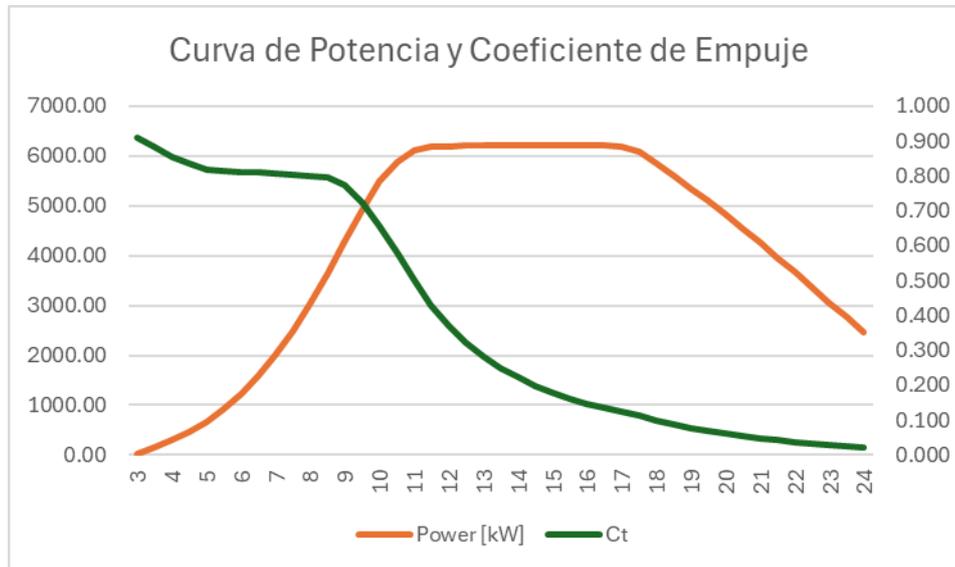


Ilustración 51. Curva de potencia y coeficiente de empuje para la turbina V162-6.2

Esta ilustración es muy parecida a la anterior, pero, al diferir la altura de buje y la temperatura, también difiere la densidad del aire y por tanto las curvas.

Y los resultados proporcionados por WAsP son los siguientes:

Turbina	RIX [%]	Δ RIX [%]	Velocidad [m/s]	Energía Bruta [MWh/Año]	Energía Neta [MWh/Año]	Factor Estela [%]
1	0.30	0.10	8.00	26,668.55	26,589.75	0.3
2	0.30	0.20	7.92	26,290.03	26,121.70	0.64
3	0.50	0.40	7.78	25,694.76	25,478.95	0.84
4	0.30	0.10	7.87	26,003.76	25,748.93	0.98
5	0.10	-0.10	8.18	27,417.89	27,139.19	1.02
6	0.10	-0.10	8.17	27,420.73	27,159.81	0.95
7	0.10	-0.10	8.16	27,457.33	27,298.76	0.58

Tabla 9. Resultados del recurso eólico obtenidos mediante WAsP.

Los índices y el factor estela son muy parecidos al caso anterior, significando que el parque está bien diseñado y que las simulaciones han sido válidas.

Y los cálculos obtenidos, para las mismas hipótesis de pérdidas que anteriormente:

<i>Cálculos</i>	<i>Valores</i>
Potencia Unitaria (MW)	6.2
Número Aerogeneradores	7
Potencia Total (MW)	43.4
Energía Bruta (MWh/Año)	186,953.04
Energía Neta (MWh/Año)	185,537.09
Energía a Red (GWh/Año)	165.84
Tiempo a Plena Carga (h)	3821.27
Factor de Capacidad (%)	43.61

Tabla 10. Cálculos derivados de WAsP.

Se aprecia que los cálculos son igualmente buenos que antes. Sin embargo, el factor de capacidad es algo inferior. Indistintamente ambos casos, el anterior y este, son óptimos. Se podría escoger este porque la energía a red es mayor, o el anterior, porque se aprovecha algo mejor el recurso.

6.3.3. AEROGENERADOR SIEMENS GAMESA SG 6 – 170

El último aerogenerador escogido es el del fabricante Siemens Gamesa, con un diámetro de rotor de 170 metros y una potencia nominal de 6 MW. La altura de buje escogida y ofrecida por el fabricante es de 135 metros.

La curva de potencia para la densidad de aire a la altura y temperaturas mostradas en la Tabla 6. Altura de Buje, Temperatura y Densidad del Aire. es la siguiente:

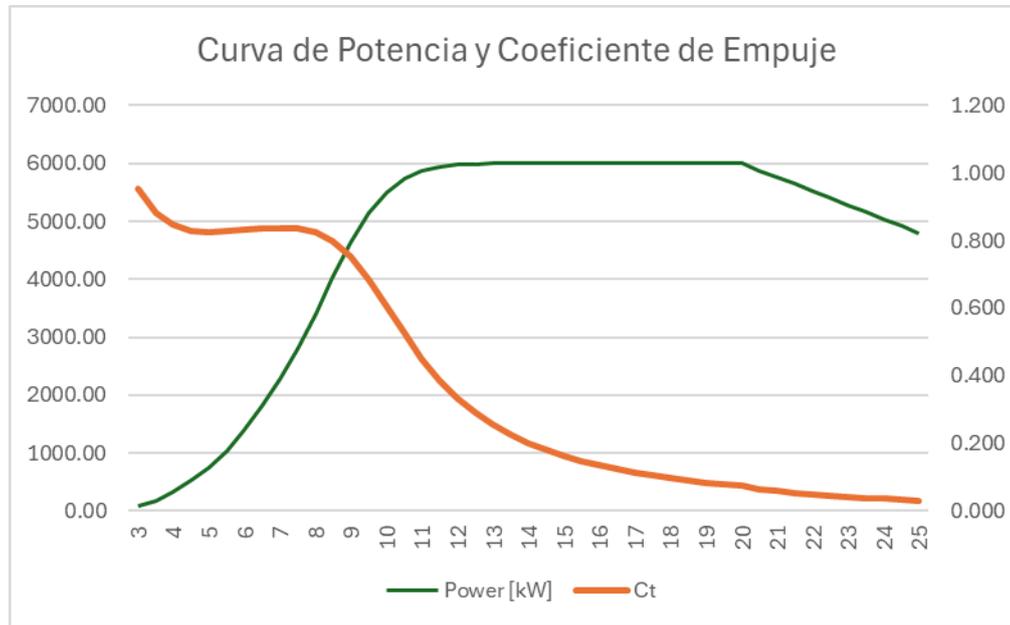


Ilustración 52. Curva de potencia y coeficiente de empuje para la turbina SG 6-170

Y los resultados proporcionados por WAsP son los siguientes:

Turbina	RIX [%]	Δ RIX [%]	Velocidad [m/s]	Energía Bruta [MWh/Año]	Energía Neta [MWh/Año]	Factor Estela [%]
1	0.30	0.10	8.13	28,233.00	28,135.00	0.35
2	0.30	0.20	8.06	27,881.00	27,679.00	0.72
3	0.50	0.40	7.92	27,343.00	27,088.00	0.93
4	0.30	0.10	8.00	27,617.00	27,320.00	1.08
5	0.10	-0.10	8.31	28,911.00	28,590.00	1.11
6	0.10	-0.10	8.30	28,941.00	28,642.00	1.04
7	0.10	-0.10	8.30	28,982.00	28,801.00	0.62

Tabla 11. Resultados del recurso eólico obtenidos mediante WAsP

De nuevo, índices estables y dentro de los límites, aunque se ve un factor estela mayor del aerogenerador cuatro al seis, están muy lejos de los límites recomendados.

Y los cálculos obtenidos, para las mismas hipótesis de pérdidas que anteriormente:

<i>Cálculos</i>	<i>Valores</i>
Potencia Unitaria (MW)	6
Número Aerogeneradores	7
Potencia Total (MW)	42
Energía Bruta (MWh/Año)	197,908.00
Energía Neta (MWh/Año)	196,255.00
Energía a Red (GWh/Año)	175.42
Tiempo a Plena Carga (h)	4176.75
Factor de Capacidad (%)	47.68

Tabla 12. Cálculos derivados de WAsP.

En este caso, a pesar de que la potencia unitaria es la misma o similar a los casos anteriores, sí se aprecia una mayor energía vertida a red. Esto es porque el recurso eólico mejora según crece la altura de buje. Por tanto, el tiempo a plena carga es mayor, como así lo es el factor de capacidad. Son valores muy elevados que hacen creer que el parque está muy bien diseñado. De las tres opciones, esta de Siemens Gamesa sería la óptima y por tanto es la seleccionada. Pues tiene un mayor tiempo a plena carga y una mayor energía vertida a red.

6.3.3.1. Características técnicas del aerogenerador SG 6 – 170

Al haber sido elegido el aerogenerador de Siemens Gamesa, en este apartado se muestran sus características técnicas que servirán en los siguientes capítulos.

La potencia nominal es de 6 MW, la altura de buje de 135 metros y el diámetro de rotor de 170 metros. El aerogenerador cuenta con un generador síncrono de imanes permanentes. Este motor es capaz de operar a una velocidad variable, lo que optimiza la captura de energía en diferentes condiciones de viento. Además, el aerogenerador incluye un sistema de convertidor de plena potencia (Full Converter System), que permite una integración flexible y eficiente con la red eléctrica, asegurando una calidad de energía constante. Se inicia a una velocidad de 3 m/s y se para a una de 23 m/s.

En las siguientes tablas se resumen las características del aerogenerador de Siemens Gamesa:

Rotor		Pala	
Tipo	3 palas, eje horizontal	Tipo	Autoportante
Posición	A barlovento	Longitud de la pala	83.5 m
Diámetro	170 m	Máxima cuerda	4.5 m
Área barrida	22,698 m ²	Perfil aerodinámico	Perfiles aerodinámicos patentados por Siemens Gamesa
Regulación de potencia	Regulación de paso y par con velocidad variable	Material	G (Fibra de vidrio) – CRP (Plástico Reforzado con Fibra de Carbono)
Inclinación del rotor	6 grados	Acabado de superficie	Semi-brillo, < 30 / ISO2813
		Color de la superficie	Gris claro, RAL 7035 o Blanco, RAL 9018
Freno Aerodinámico		Partes de Soporte de Carga	
Tipo	Paso total	Buje	Hierro fundido nodular
Activación	Activo, hidráulico	Eje Principal	Hierro fundido nodular
		Estructura de la nacelle	Hierro fundido nodular
Freno Mecánico		Cubierta de la Nacelle	
		Tipo	Totalmente cerrada
Freno de disco hidráulico	Extremo trasero de la caja de cambios	Brillo de la cubierta	Semi-brillo, <30/ISO 2813
		Color	Gris claro, RAL 7035 o Blanco, RAL 9018
Generador		Sistema de Orientación	
Tipo	Asíncrono doblemente alimentado DFIG	Cojinete	Engranaje externo
		Accionamiento	Motores de engranajes eléctricos
		Freno	Freno de fricción activo
Terminales de la red (BT)		Controlador	
Potencia Nominal	6 MW	Tipo	Sistema de Control Integrado de Siemens (SICS)
Tensión	690 V	Sistema SCADA	Mysite360
Frecuencia	50 Hz		
Torre		Datos Operativos	
Tipo	135 metros	Velocidad de viento de 3 m/s	
Altura de buje		Velocidad de viento no 11.5 m/s	(viento constante sin turbulencia)
Protección contra la corrosión	Pintado	Velocidad de viento de 23 m/s	
Brillo de superficie	Semi-brillo, <30/ISO 2813	Velocidad de viento de 22 m/s	
Color	Gris claro, RAL 7035 o Blanco, RAL 9018		
Peso			
Enfoque modular	Diferentes módulos según restricción		

Ilustración 53. Características técnicas del aerogenerador Siemens Gamesa 6-170

Capítulo 7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Este capítulo comprende la instalación eléctrica que va desde la salida de los transformadores hasta la subestación eléctrica del parque, así como el diseño de la subestación y el tramo de línea de la subestación del parque a la subestación de compañía.

Los cálculos de los que derivan los resultados de este capítulo se encuentran en el anexo 2.

7.1 TRAMO DE MT ENTRE AEROGENERADORES Y SUBESTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Se diseñan tres líneas independientes enterradas a un metro de profundidad desde la salida de cada aerogenerador hasta la subestación del parque eólico. Los datos de partida son los siguientes:

<i>Aerogenerador</i>	<i>Potencia [MW]</i>	<i>Tensión BT [kV]</i>	<i>Tensión MT [kV]</i>	<i>Factor de Potencia</i>	<i>Distancia a SE [km]</i>
1-2	6	0.69	30	0.9	3.47
3-4	6	0.69	30	0.9	2.82
5-6-7	6	0.69	30	0.9	4.472

Tabla 13. Distancia a SE y características eléctricas de los aerogeneradores.

Todos los aerogeneradores son iguales y, por tanto, todos tienen las mismas características eléctricas. Lo que sí que cambia es la distancia a la subestación eléctrica del parque (SE). Como tal, el caso más desfavorable será para el aerogenerador número 7, que es para el cual se realizan los cálculos eléctricos y por lo que se entiende que lo escogido para ese caso es válido para el resto de los circuitos.

Cada tramo en media tensión será trifásico y dotado de cables unipolares, enterrados a 1 metro de profundidad, con una separación de 0.6 metros. El terreno es arenoso y muy seco.

Se siguen tres criterios para calcular la sección de los cables: criterio de intensidad máxima admisible, criterio de caída de tensión y criterio de cortocircuito.

La intensidad máxima admisible, junto con los factores de corrección aplicados es de 312.268A, de lo que se selecciona una sección de 240 mm², HEPRZ1, en aluminio. La caída de tensión máxima obtenida es 0.86% de 30 kV, muy inferior a los límites establecidos. Por último, dicha sección también soporta una intensidad de cortocircuito de 9,622.5 A, para un tiempo de acción de las protecciones de 0.2 segundos.

Por lo tanto, los conductores empleados para los dos de los tres circuitos serán **HEPRZ1 3x240 mm² 18/30 kV Al.**

Para el circuito que agrupa tres aerogeneradores, se usará un cable **HEPRZ1 3x400 mm² 18/30 kV Al.**

7.2 CELDAS DE LÍNEA Y DE PROTECCIÓN

A la salida del transformador se necesita proteger la línea, así como el transformador. Por ello, se han de diseñar las celdas que irán a la salida de este. Se ha acudido al distribuidor Ormazábal para obtener las celdas correspondientes. Se acude a las celdas cgm.3, y se requerirán dos celdas modulares independientes. Una de línea y otra de protección con interruptor automático. Estas celdas son idénticas para la salida de cada transformador de los siete aerogeneradores.

7.2.1 CELDA DE LÍNEA

Se escoge la cgm.3-1, cuya tensión asignada son 36 kV, mayor que los 30 kV de la tensión del transformador, y cuya intensidad de corta duración son 16/20 kA, también mayor que los 9,622.5 A de la intensidad de cortocircuito calculada anteriormente.

7.2.2 CELDA DE PROTECCIÓN

Las características son similares a la celda de línea. En este caso, la celda cuenta con un

interruptor automático de corte en vacío y un interruptor seccionador de tres posiciones. La escogida es la cgm.3-v para una tensión de 36 kV. Cuenta con una corriente admisible de corta duración de 16/20 kA, como anteriormente.

7.3 TRAMO DE MT ENTRE LA SUBESTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO Y LA SUBESTACIÓN DE I-DE & REE.

Se diseña una línea enterrada a un metro de profundidad desde la salida de la subestación del parque hasta la subestación de compañía. La subestación diseñada será vista en el siguiente punto, pero esta será de 50 MVA, ya que la potencia del parque es de 42 MW. Los cables serán de aluminio, HEPRZ1, con un aislamiento 127/220 kV.

Los datos de entrada:

<i>Tramo</i>	<i>Potencia SE Parque [MVA]</i>	<i>Tensión Entrada MT [kV]</i>	<i>Tensión Salida MT [kV]</i>	<i>Factor de Potencia</i>	<i>Distancia a SE -I-DE [km]</i>
SE Parque – SE I-DE	50	30	220	0.9	6.74

Tabla 14. Distancia entre subestaciones y características eléctricas de SE-Parque

Se siguen tres criterios para calcular la sección de los cables: criterio de intensidad máxima admisible, criterio de caída de tensión y criterio de cortocircuito.

La intensidad máxima admisible, junto con los factores de corrección aplicados es de 291.6A, de lo que se selecciona una sección de 1x240 mm², HEPRZ1, en aluminio. La caída de tensión máxima obtenida es 1.21% de 220 kV, muy inferior a los límites establecidos. Por último, dicha sección también soporta una intensidad de cortocircuito de 9,622.5 A, para un tiempo de acción de las protecciones de 0.2 segundos.

Por lo tanto, los conductores empleados para los siete circuitos serán **HEPRZ1 1x(3x240) mm² 127/220 kV Al.**

7.4 SUBESTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO.

Los aerogeneradores producen energía a 690 V. Sin embargo, esta es elevada a fin de reducir las pérdidas y de viabilizar el transporte (una menor sección de cable). La tensión a la que se eleva a la salida de los aerogeneradores es 30 kV. Sin embargo, esta tensión deberá de ser elevada en un mayor ratio a fin de conectar con la subestación a la que se verterá la energía. La subestación escogida es la Subestación de Villimar, propiedad de I-DE en media tensión y propiedad de REE en alta tensión. La tensión de la subestación de compañía es 45/220 kV, por lo que, para conectar con ella, se necesitará una subestación en el propio parque que eleve la tensión a 220 kV. Por tanto, se diseñará una subestación 30/220 kV, de 50 MVA. La potencia vertida por todos los aerogeneradores es 42 MW, por lo que con un factor de potencia de 0,9, se obtiene 46,67 MVA. Se decide por tanto realizar la subestación de 50 MVA.

Una subestación cuenta con su elemento principal, el transformador de potencia, que se encargará de elevar la tensión. Además, contará con un conjunto de sistemas que lo protejan. Se diseñará una subestación aislada en aire, Air Insulated Switchgear (AIS). Cercano a ello se sitúa el edificio de control y las celdas de media tensión que permiten la entrada y protección de los circuitos.

La subestación será convencional de exterior en 220 kV y blindada de interior con aislamiento en SF6 en 30 kV.

7.4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Schneider Electric será el proveedor del transformador. Cuentan con un catálogo de amplios productos. El transformador será el transformador Minera – MP de aceite y tendrá las siguientes características:

TRANSFORMADOR	
Potencia (MVA)	50
Tensión Nominal Primario (kV)	220

Tensión Nominal Secundario (kV)	30
Grupo de Conexión	Ynd11
Refrigeración	ONAN/ONAF

Tabla 15. Características del transformador Minera - MP.

7.4.2 BOBINA DE BLOQUEO

Las bobinas de bloqueo se utilizan para canalizar las señales de comunicación de alta frecuencia por las líneas específicas, bloqueando las restantes para prevenir pérdidas de señal. Se instalan en serie en una línea eléctrica con el fin de limitar la señal de la onda portadora de alta frecuencia a las secciones correctas de la línea.

Las bobinas de bloqueo ofrecen una alta impedancia a la frecuencia alta de la onda portadora (40 a 500 kHz), lo que impide la pérdida de la señal al evitar su paso. Simultáneamente, la impedancia a la frecuencia nominal de la red debe ser muy baja para no afectar la transmisión de la energía eléctrica.

7.4.3 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Se instalará un automático que soporte la corriente de cortocircuito aguas abajo. Esta es de 6,415 A, por lo que se deberá instalar uno con un poder de corte superior. La intensidad nominal a soportar será de más de 713 A. Por lo tanto, se selecciona un Automático de Schneider MTZ1, tipo H1, con intensidad nominal hasta 1600 A y poder de porte de 42kA rms.

7.4.4 AUTOVÁLVULA

El propósito de la autoválvula es absorber las sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas. Sin estas autoválvulas, dichas sobretensiones podrían causar daños en el transformador de potencia o en otros equipos. Estos dispositivos se instalan entre cada fase y tierra. En condiciones normales de funcionamiento, tienen una alta impedancia a las tensiones nominales, permitiendo que solo circulen corrientes minúsculas (mA). Sin

embargo, cuando se producen sobretensiones, la impedancia se reduce significativamente, desviando a tierra las corrientes que podrían causar daños a los equipos.

La tensión de máxima de las autoválvulas será de 245 kV, siendo su tensión nominal de 220 kV. La máxima duración de la falla a tierra será de 1 segundo y la corriente nominal de descarga que soporta son 10 kA.

7.4.5 SECCIONADOR

El seccionador tiene la capacidad de abrir el circuito eléctrico, proporcionando un aislamiento visible de un segmento del tendido eléctrico cuando se requiere por razones de seguridad o mantenimiento. El seccionador solo puede operarse en vacío, es decir, no puede abrir bajo carga. Sin embargo, debe ser capaz de soportar corrientes nominales en servicio continuo, así como corrientes de cortocircuito.

Se selecciona el seccionador de Hitachi Energy de apertura central horizontal GW55, de 45 kV, intensidad nominal 3150 A y corriente soportada a corto plazo de 50 kA.

7.4.6 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Un transformador de intensidad en una subestación eléctrica se utiliza para reducir las corrientes elevadas a niveles manejables, permitiendo así la medición precisa con instrumentos como amperímetros y contadores. Además, juega un papel crucial en los sistemas de protección, enviando señales a los relés que pueden aislar partes del sistema en caso de fallas, como sobrecargas o cortocircuitos, protegiendo tanto el equipo como al personal. Estos transformadores también proporcionan aislamiento eléctrico entre los circuitos de alta potencia. Asimismo, facilitan el control y monitoreo del flujo de electricidad, permitiendo una gestión eficiente y la detección temprana de anomalías en la red.

Se escoge un transformador de intensidad del proveedor Artech. Será de tipo CR, con aislamiento interno en resina epoxi, aislamiento externo en resina cicloalifática y partes

activas situadas en la parte central del transformador. Será el ARTECHE CA-72, con una tensión de 72,5 kV y una intensidad primaria de 5000 A.

7.4.7 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Un transformador de tensión en una subestación se utiliza para reducir los niveles de alta tensión a valores manejables y proporcionales, permitiendo así la medición precisa y segura con instrumentos como voltímetros, contadores y relés. Estos transformadores no solo facilitan la medición de la tensión, sino que también proporcionan aislamiento eléctrico, protegiendo los equipos de medición y control de las altas tensiones presentes en la red. Además, son esenciales para la protección y el control del sistema eléctrico, garantizando que las mediciones sean precisas incluso en condiciones extremas. Se escoge el transformador de tensión de Artech UTE-72 para una tensión de 72,5 kV.

7.5 SISTEMAS DE COMUNICACIONES DEL PARQUE EÓLICO

El parque eólico estará equipado con una red de comunicaciones que conectará todos los aerogeneradores con la subestación y el centro de control. Esta red será responsable de transmitir datos críticos, como la velocidad del viento, la potencia generada, el estado operativo de los aerogeneradores y las alarmas de fallos.

Para el parque eólico, se seleccionará un cable de fibra óptica de tipo monomodo (SMF, Single Mode Fiber), que es el más adecuado para la transmisión de datos a largas distancias con baja atenuación y alta capacidad. Específicamente, se utilizará un cable con una capacidad de 12 fibras, lo que permite redundancia y expansión futura del sistema si fuera necesario.

El cable seleccionado será de tipo **ADSS (All-Dielectric Self-Supporting)**, que es autoportante y no contiene componentes metálicos, lo que lo hace ideal para entornos donde la presencia de interferencias electromagnéticas es una preocupación. Este tipo de cable también es resistente a las condiciones ambientales adversas, lo que es fundamental para la instalación en un parque eólico expuesto.

Capítulo 8. OBRA CIVIL

8.1 INTRODUCCIÓN

La obra civil en un parque eólico es una fase crucial que asegura la correcta instalación y funcionamiento de todos los componentes necesarios para la producción de energía eólica. Este capítulo describe en detalle los diferentes elementos que conforman la obra civil de un parque eólico, incluyendo la construcción de los viales de acceso, la cimentación y plataformas de montaje de los aerogeneradores, la excavación de zanjas para el cableado y la construcción del edificio de control.

8.2 VIALES DEL PARQUE EÓLICO

8.2.1 DEFINICIÓN Y FUNCIÓN

Los viales de un parque eólico son las carreteras internas que permiten el acceso a las diferentes ubicaciones donde se instalarán los aerogeneradores. Estos caminos facilitan el transporte de maquinaria pesada, componentes de los aerogeneradores y materiales de construcción. Además, garantizan un acceso seguro y eficiente durante la fase de operación y mantenimiento del parque

8.2.2 DISEÑO DE LOS VIALES

El diseño de los viales debe considerar la topografía del terreno, la minimización del impacto ambiental y la durabilidad de las carreteras. Es importante que los viales sean lo suficientemente anchos y robustos para soportar el peso de los vehículos de transporte de los aerogeneradores, que pueden llegar a ser extremadamente pesados y voluminosos.

Los viales principales generalmente tienen una anchura mínima de 5 metros, mientras que las curvas deben tener radios de giro suficientes para permitir el paso de los componentes más largos, como las palas de los aerogeneradores. La capa de rodadura se construye

utilizando materiales como grava o asfalto, dependiendo de las condiciones del terreno y el clima. De cara a su construcción, se intentará que atraviesen el menor número de curvas de nivel posibles en el plano cartográfico.

Anchura mínima útil de calzada de acceso del Parque vial	3.5 + 0.75 libre a cada lado del vial
Anchura mínima útil de calzada en vial interno	6 metros
Anchura durante el trayecto libre de obstáculos	5 metros
Radio mínimo de viales	55 metros
Pendiente máxima (pavimento de hormigón)	15 %

8.3 CIMENTACIÓN Y PLATAFORMA DE MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES

8.3.1 CIMENTACIÓN

La cimentación de los aerogeneradores es una parte fundamental del proyecto de obra civil, ya que debe garantizar la estabilidad y seguridad de las estructuras frente a las cargas estáticas y dinámicas, como el peso propio del aerogenerador y las fuerzas generadas por el viento.

Existen varios tipos de cimentaciones, siendo la más común la cimentación de hormigón armado. Esta consiste en una base generalmente circular o poligonal que se construye directamente sobre el terreno, después de haber realizado una excavación. La cimentación suele tener una profundidad que varía entre 2 y 4 metros. Se realizarán, por tanto, de tres metros de profundidad. Además, consistirán en zapatas de tipo circular, de 20 metros de diámetro y un canto de 2,25 m en el arranque junto al pedestal y 0.5 metros en el borde

exterior de este. El pedestal tendrá 6 metros de diámetro y un canto de 2.85 metros. La cimentación que a continuación se describe es previa y conceptual.

8.3.2 PLATAFORMA DE MONTAJE

La plataforma de montaje es un área aplanada y compactada alrededor de la cimentación, diseñada para facilitar el montaje de los aerogeneradores. Esta plataforma debe ser lo suficientemente grande como para acomodar las grúas y otros equipos necesarios para ensamblar el aerogenerador, incluidas las palas, la torre y la góndola.

El tamaño típico de una plataforma de montaje varía, pero generalmente ocupa un área de unos 50 x 50 metros. Por lo tanto, se realizarán en el intervalo entre 30-50 x 30-50 m². Es crucial que la plataforma esté bien nivelada y tenga la capacidad de soportar el peso de la grúa principal, que puede ser considerablemente elevado.

Los detalles se apreciarán en los planos en el documento III.

8.4 ZANJAS PARA CABLEADO

8.4.1 FUNCIÓN Y REQUERIMIENTOS

Las zanjas se realizarán para alojar los cables de media y baja tensión que conectarán los aerogeneradores entre sí y con la subestación eléctrica del parque. Además, incluirán conductos para la fibra óptica utilizada en las comunicaciones y el control del parque eólico.

8.4.2 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

La zanja tendrá una profundidad de 1.5 metros y un ancho de 1 metro, suficiente para alojar los conductos necesarios y asegurar el espacio adecuado para la disipación térmica de los cables (ver planos en el documento III). Se garantizará la protección de los cables frente a posibles daños mecánicos y la degradación causada por las condiciones ambientales. Los cables se instalarán con la curvatura mínima requerida para evitar cualquier daño. Las zanjas

se rellenarán con arena seleccionada, y posteriormente se compactarán para asegurar la estabilidad del terreno y la protección óptima de los cables.

La zanja se describe como sigue

<i>Tipo de Zanja</i>	<i>Circuito de 240 mm²</i>	<i>Circuito de 400 mm²</i>	<i>Fibra (F.O.)</i>	<i>Óptica</i>	<i>Cable de Tierra</i>
Z-1a	2	1	1		1

Tabla 16. Descripción de la zanja.

El tendido de cables se hará según los siguientes criterios:

1. En el fondo de la zanja se extenderá el conductor de tierra.
2. Sobre el fondo de la zanja se extenderá una capa de arena fina, lavada, de unos 100 mm de espesor, y sobre ella se alinearán los cables del circuito de 240 mm² y del circuito de 400 mm², hasta un total de tres, separando horizontalmente entre sí unos 400 mm.
3. Seguidamente, se cubrirá con otra capa de arena fina de unos 100 mm de espesor, y sobre ella se alinearán los cables de fibra óptica (monomodo, ADSS) separando horizontalmente del cable más cercano por unos 400 mm.
4. Se cubrirá con otra capa de arena fina de unos 300 mm de espesor, que los protegerá.
5. Sobre esta capa se colocará una malla de advertencia, de polietileno de color rojo de alta densidad, como señal de aviso para excavaciones futuras.
6. Finalmente, se cubrirá con tierra compactada, libre de escombros, piedras y raíces, hasta nivelar la superficie.

8.5 EDIFICIO DE CONTROL

8.5.1 FUNCIÓN DEL EDIFICIO DE CONTROL

El edificio de control es la instalación desde la cual se supervisa y gestiona el funcionamiento del parque eólico. Aquí se ubican los sistemas de control, comunicaciones y seguridad, así como las instalaciones eléctricas necesarias para la conexión a la red.

8.5.2 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

Se tratará de un edificio prefabricado situado al lado de la subestación. Contará con unas dimensiones de 20x20 m² y 3 metros de altura.

Capítulo 9. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

En el documento II se muestra en detalle el desglose del presupuesto de ejecución. En este capítulo, se resumen los costes de obra civil y de las instalaciones de generación, que conforman el presupuesto de ejecución material. Además, para obtener el presupuesto de ejecución por contrata se añaden un 13% de gastos generales y un 6% de beneficios industriales.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

Capítulo 1. Obra Civil.....	10,043,250.00 €.
Capítulo 2. Instalaciones de Generación.....	41,152,508.03 €.
Total.....	51,195,758.03 €.
10% GASTOS GENERALES.....	5,119,575.80€.
6% BENEFICIOS INDUSTRIALES.....	3,071,745.48 €.
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA.....	59,387,079.31 €.

Capítulo 10. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

En este capítulo se determinará si sale rentable realizar un parque eólico de las características previamente descritas o si, por el contrario, no es una buena inversión. Además del presupuesto descrito en el capítulo 8, es necesario conocer los costes de desarrollo del proyecto, así como los de interconexión a red para obtener una imagen total del CapEx. Por otro lado, será crucial estimar bien los costes de operación, OpEx.

Los ingresos, por otro lado, vendrán dados de vender la energía en el mercado eléctrico. Además, se estudiarán las diferentes rentabilidades en función de si se confía todo al mercado o si por el contrario se firma un PPA. Se realizarán sensibilidades para ver cuál sería la estrategia óptima de cara a obtener la mayor rentabilidad en el proyecto.

10.1 COSTES DEL PROYECTO

- Inversión

El costo de inversión se compone de los activos fijos (inmovilizado) y otros gastos adicionales, como la puesta en marcha, capital circulante, licencias y fondos disponibles para la construcción. Además, el inmovilizado se divide en dos categorías: costos directos e indirectos. Los costos directos incluyen costos instalados (equipos, cables, tuberías, instalaciones eléctricas, sistemas de control, etc.) y costos no instalados (terrenos, obra civil, infraestructuras y servicios). Los costos indirectos se refieren a la supervisión, la ingeniería del proyecto y su construcción.

La inversión inicial, lo que será el CapEx total, se desglosa:

- Presupuesto de ejecución del proyecto: 59,387,079.31€.
- Costes de Interconexión: 1.200.000 € (150.000 €/km) Celdas de posición de subestación de llegada: 450.000 €

- Costes de desarrollo: 900.000€.
- Total: 61,937,079.31€

El OpEx se estima constante para la vida útil del proyecto, con un valor de 35.000 €/MW/año, lo que supone anualmente un coste de 1,470,000.00 € en operación y mantenimiento de la planta. Esto supone un coste de 8.38 €/MWh, razonable para un parque eólico. Esto es un 2% anual y un 36.2% a lo largo de la vida útil.

Se ha de mencionar que no se considera degradación anual para el parque.

10.2 INGRESOS DEL PROYECTO

Como se ha mencionado al inicio de este capítulo, se van a estudiar tres escenarios diferenciados:

10.2.1 VENTA DE LA ENERGÍA AL MERCADO MAYORISTA

En este primer escenario, todos los ingresos vienen de vender la energía en el mercado mayorista. Es difícil estimar el precio de mercado a largo plazo, pues es impredecible y variable. El mercado se sitúa en que el precio baseload a 25 años estará en torno a los 65-70 €/MWh (£60/MWh en el Reino Unido [22]). Realizando una distribución normal de precios de media 50 €/MWh (10 € de descuento eólico) y con una desviación estándar de 10 €/MWh, para un intervalo de confianza del 95% obtenemos los siguientes precios desde el 2025 hasta el 2049:

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
€/MWh	88.04	57.84	46.72	56.664	47.2	52.056	53.568	42.4	49.688	41.496	51.2	53.848	
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
€/MWh	48.176	46.384	42.464	50.808	41.352	54.104	44.2	56.288	46.344	47.656	63.528	47.248	41.528

Tabla 17. Precios del mercado eléctrico de 2025 a 2049.

Esto se considerará como un primer escenario central. Se correrán tres simulaciones estimando precios más elevados y más bajos, para ver la rentabilidad del proyecto. La producción también variará para observar las diferencias entre un PPA *as produced* y uno

fixed shape. Los escenarios a analizar serán para un escenario de precios del 80% inferior y del 50% inferior ya que el escenario inicial es elevado como se verá en el primer análisis realizado. Para obtener los ingresos, se multiplicará la producción de energía anual por el precio anualizado de la electricidad.

10.2.2 POWER PURCHASE AGREEMENT AS PRODUCED CON PRECIO FIJO

Un segundo escenario consistirá en cerrar un contrato a plazo, PPA, *As Produced* con un precio fijo. Será un contrato financiero en el que se realizará una liquidación anual por diferencias. Normalmente las liquidaciones son mensuales, pero ante la falta de información tanto de producción mensual como de precios, se realizará anual. El término “*As Produced*” hace referencia a que el PPA tomará valor cuando se vierta energía a la red. Si la planta no está produciendo, el PPA no actúa. El volumen vendido será un 80% del total. Por lo tanto, quedará un 20% restante para ir al mercado. La fórmula es la que sigue:

$$I = P_{spot} \cdot Q + Q' \cdot (P_{PPA} - P_{spot})$$

Ecuación 7. Ingresos obtenidos mediante un PPA financiero "As Produced"

Donde:

- I: Ingresos en €.
- Q: Cantidad de energía vertida a la red en MWh.
- Q': Cantidad de energía vertida a la red multiplicada por el porcentaje acordado en el contrato. En este caso será un 80%.
- P_{spot} : Precio en el mercado mayorista en €/MWh
- P_{PPA} : Precio del PPA acordado en el contrato en €/MWh

También se realizan las simulaciones con un escenario central y un escenario de precios 80% y 50% inferior.

El precio de PPA no deberá ser inferior al LCOE y, generalmente, tampoco al promedio de precios del mercado porque se estaría perdiendo dinero. El promedio de precios es

50.95€/MWh (igual al capturado por asumir una sola producción anual) a 25 años. El LCOE es 43.63€/MWh, calculado como sigue:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 8. LCOE

Un precio razonable de PPA está entre 50 y 55€/MWh. De cara a no ser optimistas y como no se han determinado de manera exacta los precios de mercado, se seleccionará un precio de PPA de 50 €/MWh.

10.2.3 POWER PURCHASE AGREEMENT FIXED SHAPE CON PRECIO FIJO

En el tercer escenario, se cerrará un PPA con una forma fija, esto es, el contrato será financiero como anteriormente pero el volumen vendido será fijo, por lo que la Q' será establecida en el momento de firma del contrato. Esta Q' será el P90 obtenido por WAsP que es igual para todos los años.

Por lo tanto:

$$I = P_{spot} \cdot Q + 175,423.5 \cdot (P_{PPA} - P_{spot})$$

Ecuación 9. Ingresos obtenidos con un PPA financiero "Fixed Shape".

También se realizan las simulaciones con un escenario central y un escenario de precios 80% y 50% inferior.

10.3 FLUJOS DE CAJA

Para obtener los flujos de caja, se utiliza el siguiente modelo con las siguientes variables y unidades:

Variable	Unidades	
Capacidad del Parque	MW	42.00
Ingresos Spot Market	EUR	.
Ingresos PPA	EUR	.
Ingresos Totales	EUR	.
Mercado de Capacidad	EUR/MW	2,250.00
Ingresos con CM	EUR	-
CAPEX	EUR	61,937,079.31
OPEX Fijo	EUR/MW/año	35,000.00
OPEX Variable	EUR/MW/año	2,000.00
Margen Bruto sin CM	EUR	-
Margen Neto sin CM	EUR	-

Tabla 18. Variables del modelo de viabilidad económica.

Se añade un pago por capacidad de 15.000 €/MW en base a las primeras propuestas del gobierno de crear un mercado de capacidad. Al ser un parque eólico, se estima que se le proporcionaría un 15% de esos ingresos. Además, el OpEx variable se estima como el bono social, que son 2,000 €/MW.

Con los ingresos tanto del spot como del PPA, además del mercado de capacidad se obtienen los ingresos esperados como la suma entre los ingresos spot, los ingresos PPA (financiero) y los ingresos del mercado de capacidad. Con ello se obtiene un margen bruto. Para calcular el margen neto, se resta el CapEx y el OpEx a este resultado previo.

Con el margen neto se puede calcular la TIR y el VAN del proyecto con las fórmulas que siguen:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^{25} \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t}$$

Ecuación 10. Fórmula del Valor Actual Neto.

Para el cálculo de la TIR:

$$TIR = \sum_{t=0}^{25} \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Ecuación 11. Fórmula de la Tasa Interna de Retorno.

Se debe también definir el WACC:

$$WACC = \frac{Kd \cdot D \cdot (T + 1) + Ke \cdot E}{D + E}$$

Ecuación 12. Fórmula del WACC.

Donde Kd es el coste de la deuda, D es la propia deuda, T es el impuesto sobre las ganancias, Ke es el impuesto sobre el capital (Equity) y Ke la rentabilidad esperada de ese capital.

La suma de D y E resulta ser 61,937,079.31 €; asumiendo un coste de deuda del 5% Y UN coste de capital del 10%, además de ser la tasa de impuestos un 30%, considerando un valor de deuda de 22,501,548.54 € y de capital de 39,435,530.77€, se obtiene un WACC del 8%.

10.3.1 FLUJOS DE CAJA CON VENTA AL MERCADO MAYORISTA

En el caso en el que no se firma un PPA, los resultados obtenidos son los siguientes:

- Sin mercado de capacidad

TIR

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	12.22%	8.23%	1.35%
	80%	8.23%	4.78%	-1.63%
	50%	1.35%	-1.63%	-8.73%

Tabla 19. TIR según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado.

VAN

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	19,456,491.93	1,023,400.67	-26,626,236.21
	80%	1,023,400.67	-13,723,072.33	-35,842,781.84
	50%	-26,626,236.21	-35,842,781.84	-49,667,600.29

Tabla 20. TIR según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado.

Periodo de retorno

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	8.00	11.00	22.00
	80%	11.00	15.00	31.00
	50%	22.00	31.00	36.00

Tabla 21. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado.

- **Con mercado de capacidad**

IRR

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	12.41%	8.44%	1.63%
	80%	8.44%	5.02%	-1.28%
	50%	1.63%	-1.28%	-7.94%

Tabla 22. TIR según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado con MC.

VAN

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	20,390,534.85	1,957,443.59	-25,692,193.30
	80%	1,957,443.59	-12,789,029.42	-34,908,738.93
	50%	-25,692,193.30	-34,908,738.93	-48,733,557.37

Tabla 23. VAN según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado con MC.

Período de retorno

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	8.00	11.00	21.00
	80%	11.00	14.00	30.00
	50%	21.00	30.00	36.00

Tabla 24. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con venta total en el mercado con MC.

10.3.2 FLUJOS DE CAJA CON PPA AS PRODUCED Y PRECIO FIJO

En el caso en el que se firma un PPA, los resultados obtenidos son los siguientes:

- Sin mercado de capacidad:

TIR

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	11.02%	10.29%	9.19%
	80%	7.48%	6.85%	5.89%
	50%	1.11%	0.58%	-0.24%

Tabla 25. TIR según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced.

VAN

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	15,079,926.93	11,393,308.67	5,863,381.30
	80%	-2,477,851.33	-5,427,145.93	-9,851,087.83
	50%	-28,814,518.72	-30,657,827.84	-33,422,791.53

Tabla 26. VAN según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced.

Periodo de retorno

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	9.00	9.00	10.00
	80%	12.00	12.00	13.00
	50%	22.00	24.00	26.00

Tabla 27. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced.

- **Con mercado de capacidad:**

TIR

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	11.20%	10.47%	9.37%
	80%	7.68%	7.05%	6.10%
	50%	1.38%	0.86%	0.05%

Tabla 28. TIR según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced con MC.

VAN

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	16,013,969.84	12,327,351.59	6,797,424.21
	80%	-1,543,808.41	-4,493,103.02	-8,917,044.92
	50%	-27,880,475.80	-29,723,784.93	-32,488,748.61

Tabla 29. VAN según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced con MC.

Periodo de retorno

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	9.00	9.00	10.00
	80%	11.00	12.00	13.00
	50%	22.00	23.00	25.00

Tabla 30. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con un PPA As Produced con MC.

10.3.3 FLUJOS DE CAJA CON PPA FIXED SHAPE Y PRECIO FIJO

- Sin mercado de capacidad:

TIR

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	11.92%	11.02%	9.65%
	80%	11.92%	11.02%	9.65%
	50%	11.92%	11.02%	9.65%

Tabla 31. TIR según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape.

VAN

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	3,668,567.84	64,657.24	-5,341,208.65
	80%	3,668,567.84	64,657.24	-5,341,208.65
	50%	3,668,567.84	64,657.24	-5,341,208.65

Tabla 32. VAN según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape.

Periodo de retorno

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	8.00	9.00	10.00
	80%	8.00	9.00	10.00
	50%	8.00	9.00	10.00

Tabla 33. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape.

- **Con mercado de capacidad:**

TIR

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	12.09%	11.20%	9.83%
	80%	12.09%	11.20%	9.83%
	50%	12.09%	11.20%	9.83%

Tabla 34. TIR según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape con MC.

VAN

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	4,385,554.21	781,643.61	-4,624,222.28
	80%	4,385,554.21	781,643.61	-4,624,222.28
	50%	4,385,554.21	781,643.61	-4,624,222.28

Tabla 35. VAN según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape con MC.

Periodo de retorno

		Precio		
		100%	80%	50%
Volumen	100%	8.00	9.00	10.00
	80%	8.00	9.00	10.00
	50%	8.00	9.00	10.00

Tabla 36. Periodo de retorno en años según escenarios de precios y volúmenes con un PPA Fixed Shape con MC.

10.4 ANÁLISIS DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS

De los resultados se obtienen las siguientes conclusiones. En primer lugar, el mercado de capacidad para un parque eólico de estas características y con un de-rating del 15% es residual y apenas causa efecto en los resultados en escenarios conservadores. Si bien esto es cierto, siempre, como era de esperar, mejora los resultados. En escenarios más críticos, como puede ser el volumen al 50% y el precio también, marca un impacto en todos los casos en el periodo de retorno, disminuyéndolo en un año en todos los casos.

Por otro lado, se aprecia que la mejor solución, si se cumplen los precios previstos de mercado y también los volúmenes, es vender la energía en el spot junto con el mercado de capacidad, donde se obtiene una TIR del 12.41%, la cual es muy elevada. Por ello, un escenario de precios del 80% parece más razonable. Además, también tiene el mejor periodo de retorno, siendo este de 8 años. En el caso de que los precios bajaran un 20%, yendo al spot y si se cumplen los volúmenes, se obtiene una TIR de 8.23%, que se ajusta mucho al WACC y que es elevada y apetecible para un proyecto eólico.

Sin embargo, ante escenarios críticos como sería que los precios bajaran un 50% y los volúmenes vendidos también, se obtendría una TIR de -8.73%, generando mucho riesgo en el inversor. Además, en un caso razonable con precios y volúmenes al 80%, la TIR es del 4.78%, nada más lejos de la realidad actual.

En el caso de cerrar un PPA “As Produced”, la reducción en la curva de precios no hace que la TIR varíe en exceso (pasa de un 11% al 9.2% si se pasa a un escenario de reducción de precios del 50%). Lo que hace caer la rentabilidad al proyecto es una reducción en el volumen, ya que este tipo de PPA depende directamente de lo que se genere diariamente. Aun así, consigue amortiguar la TIR siendo el caso más pesimista del 0.05% con mercado de capacidad.

En el último caso, se aprecia como el volumen no afecta a la TIR y en ninguno de los casos esta es inferior a 9.65%. el PPA “Fixed Shape” es el que amortigua más el riesgo. Sin embargo, se ha de tener en cuenta que ante cambios en el precio de PPA o subidas de precio

sin producción, el riesgo es muy elevado y daría peores rentabilidades, aunque esto no se estudia en este proyecto.

Por todo ello, se decide cerrar un PPA “Fixed Shape” con precio fijo para garantizar la rentabilidad del proyecto eólico.

10.5 CONCLUSIÓN

Al cerrar un PPA de perfil y precio fijo, se amortigua la rentabilidad hasta obtener una TIR del 9.65% en el peor de los casos. Para el mejor de los supuestos, la TIR resulta ser 12.09%, el VAN 4,385,554.21y el periodo de retorno serían 8 años.

Si bien el mejor de los casos analizados (no firmar un PPA) garantiza una TIR del 12.41%, un VAN de 19,456,491.93 y un periodo de retorno de 8 años, valores mejores al caso presentado anteriormente, es muy arriesgado pues ante variaciones en precios o en volúmenes la rentabilidad no se amortigua como si se hace al firmar un PPA *fixed shape*.

El peor de los resultados para la firma del PPA, con los supuestos realizados, sería obtener una TIR de 9.65%, la cual es mayor a la tasa de descuento y un periodo de retorno de 10 años, todo ello sin mercado de capacidad.

Es por ello por lo que se buscará cerrar un **PPA de perfil y precios fijos**, preferiblemente con precio superior al LCOE y con un descuento sobre el capturado. En el caso de estudio ese precio es **50 €/MWh**.

Capítulo 11. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Se muestra de manera granular la construcción y puesta en marcha del proyecto. Los permisos se comienzan a tramitar en 2025 y se obtienen al completo en febrero de 2028.

AÑO MES SEMANA	2025												2026												2027												2028																																															
	1				2				3				4				5				6				7				8				9				10				11				12																																							
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4																																				
Permisos	[Green bar from week 1 of 2025 to week 8 of 2025]																																																																																			
Interconexión	[Light green bar from week 1 of 2025 to week 8 of 2025]																																																																																			
DIA	[Light green bar from week 1 of 2026 to week 8 of 2026]																																																																																			
AAC	[Light green bar from week 1 of 2027 to week 8 of 2027]																																																																																			
Ingeniería de detalle	[Dark blue bar from week 1 of 2027 to week 8 of 2027]																																																																																			
Proyecto Obra Civil	[Light blue bar from week 1 of 2027 to week 8 of 2027]																																																																																			
Proyecto Instalaciones Eléctricas	[Light blue bar from week 1 of 2027 to week 8 of 2027]																																																																																			
Proyecto Subestación	[Light blue bar from week 1 of 2027 to week 8 of 2027]																																																																																			
Construcción	[Dark blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Preparación del terreno	[Light blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Caminos	[Light blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Zanjas	[Light blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Cimentaciones	[Light blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Instalación de turbinas	[Light blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Instalación eléctrica	[Dark blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Tendido	[Light blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Instalación	[Light blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Ensamblaje y conexionado	[Light blue bar from week 1 of 2028 to week 8 of 2028]																																																																																			
Puesta en marcha	[Purple bar from week 1 of 2029 to week 8 of 2029]																																																																																			

Capítulo 12. CONTAMINACIÓN EVITADA

El parque eólico proyectado es capaz de generar energía limpia y libre de emisiones durante toda su vida útil. No se tienen en cuenta los materiales ni la contaminación emitida al construir el parque, sino el ahorro en contaminación por producir energía mediante la fuerza del viento sin necesidad de quemar combustibles fósiles. Los gases de efecto invernadero (GEI) generados por fuentes de energía contaminantes, según lo establecido por el IPCC y el SEI, incluyen el CO₂, el CH₄ y el N₂O. En la producción de electricidad, la contaminación por metano es prácticamente insignificante, por lo que se considera principalmente el dióxido de carbono y el óxido nitroso.

REE presenta los factores de emisión por tecnología en términos de tCO₂ equivalente y en t CO₂ equivalente por MWh.

Sistema Peninsular	
Tecnología	Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ -eq/MWh)
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24

Ilustración 54. Factores de emisión de CO₂ equivalente por tecnología [23].

Asimismo, muestra la evolución de las emisiones por tecnología.

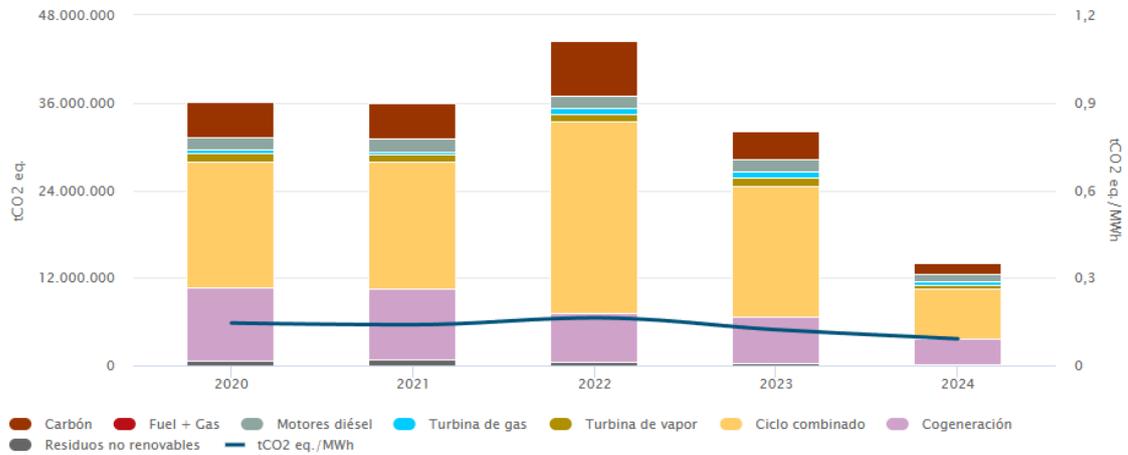


Ilustración 55. evolución de las emisiones de CO2 equivalente [24].

La tecnología más contaminante es la central térmica de carbón, y, por tanto, sus emisiones correspondientes son las máximas que se estarían evitando. Al producir la planta 175,423.5 MWh/año durante 25 años, las emisiones evitadas son las siguientes:

Emisiones evitadas = emisiones · energía · vida útil = $0.95 \cdot 175,423.5 \cdot 25 = 4,166,308.125$ **tCO2 equivalente** evitadas.

Capítulo 13. CONCLUSIONES

El presente trabajo de fin de máster presenta el proyecto de ejecución de un parque eólico de 42 MW de potencia situado en Quintanilla Vivar, Burgos.

Tras analizar tres emplazamientos en la península ibérica se optó por situar el parque en dicha ubicación debido a sus perfectas características para el aprovechamiento del recurso eólico. La orografía no es abrupta, no se daña ningún espacio natural y se sitúa a 8 km de la subestación de Villimar. El centro geométrico de las coordenadas del parque es el siguiente: 42°24'43.50"N, 3°40'26.80"O. Dicho lugar, a una altura de 135 metros, promedia una velocidad de viento máxima de 12 m/s y mínima de 6 m/s. de media se experimenta una velocidad de viento anual de 7.78 m/s.

La planta contará con siete aerogeneradores Siemens Gamesa 6 – 170, cuya altura de buje es de 135 metros y el diámetro del rotor es de 170 metros. La potencia ofrecida por cada aerogenerador es de 6 MW, conformando entre los siete una potencia total de 42 MW. La energía vertida a red del parque anualmente es 175.42 GWh/año siendo su factor de capacidad del 47.68%.

Finalmente, se demuestra que el proyecto es viable económicamente en base a los precios estimados. El presupuesto asciende a un total de 63,407,079.31€, siendo el CapEx 61,937,079.31€ y el OpEx 35.000 €/MW. El LCOE resultante es de 43.63 €/MWh. De cara a prevenir la volatilidad del mercado eléctrico, se plantea como óptima la estrategia de firmar un PPA de perfil y precio fijo a 50 €/MWh. Asumiendo que el mercado de capacidad llegará y afectará positivamente a los parques eólicos, se prevé una TIR del 12.09%, siendo el WACC un 8%. El periodo de retorno es de 8 años en el caso más optimista. Para un caso más conservador con un análisis de precios y de volúmenes al 80% de los esperados, se obtiene una TIR de 11.2% y un periodo de retorno de 9 años.

Capítulo 14. BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Naciones Unidas 16-02-2022. “Cambio climático y medioambiente”. [La contaminación mata nueve millones de personas al año, el doble que el COVID-19 | Noticias ONU \(un.org\)](#)
- [2]. Statista. Marzo 2023. “Emisiones de gases de efecto invernadero de la generación de energía eléctrica en España de 2011 a 2022”. [Emisiones de CO2 de la producción de electricidad en España | Statista](#)
- [3]. Naciones Unidas. Datos y Cifras. Energía. [Datos y cifras | Naciones Unidas](#)
- [4]. ABC Motor. 28-04-2022. “España necesita llegar en 2030 a la cifra de cinco millones de vehículos eléctricos”. [España necesita llegar en 2030 a la cifra de cinco millones de vehículos eléctricos \(abc.es\)](#)
- [5]. El periódico de la energía. 28-06-2023 “El nuevo PNIEC 2023-2030, al completo.” [El nuevo PNIEC 2023-2030, al completo - El Periódico de la Energía \(elperiodicodelaenergia.com\)](#)
- [6]. Asociación Empresarial Eólica. 14-08-2023. “Potencia Instalada y Generación”. [Potencia instalada y generación - Asociación Empresarial Eólica \(aeeolica.org\)](#)
- [7]. Ramos, Andrés. “Impact of RES in Short-Term Generation Planning”.
- [8]. GWEC Global Wind Report 2023.
- [9]. Naciones Unidas. Objetivos de Desarrollo Sostenible. [Portada - Desarrollo Sostenible \(un.org\)](#)
- [10]. Renovables verdes. “Historia de la energía eólica”. [Historia de la energía eólica \(renovablesverdes.com\)](#)

- [11]. Ecoinventos. “Conocemos la primera turbina eólica de la historia”. [Conocemos la primera turbina eólica de la historia \(ecoinventos.com\)](#)
- [12]. Hernández, Rafael. 17-04-2023. “Charles F. Brush, uno de los pioneros de la energía eólica”. [Charles F. Brush, uno de los pioneros de la energía eólica - Red 2030](#)
- [13]. “Viento”. El tiempo.es. [Viento | Meteopedia | El tiempo.es | El tiempo.es](#)
- [14]. Alonso Alonso, Consolación. “Conceptos de Meteorología”.
- [15]. 28-10-2018. “Average inland wind speed calculation method”. [Average inland wind speed calculation method \(wingardium-energy.com\)](#)
- [16]. Alonso Alonso, Consolación. “Caracterización del potencial eólico”.
- [17]. 8-05-2013. “La curva de potencia y coeficientes de empuje”. [La curva de potencia y coeficientes de empuje | Efecto estela \(wordpress.com\)](#)
- [18]. Navarro Díaz, Gonzalo Pablo. Diciembre 2019. “Simulación del efecto de la interacción de turbinas eólicas con su entorno”.
- [20]. Alonso Alonso, Consolación. “Tecnologías de aerogeneradores”.
- [21]. Instituto Geográfico Nacional. Curvas de nivel. [Iberpix \(ign.es\)](#)
- [22]. Aurora Energy Research. GB Annual Outlook & Market Consensus Scenario. <https://auroraer.com/insight/gb-annual-outlook-market-consensus/>
- [23]. Red Eléctrica de España. “Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España”. <https://api.esios.ree.es/documents/580/download?locale=es>
- [24]. Emisiones y factor de emisión de CO2 equivalente. [REData - Generación | Red Eléctrica \(ree.es\)](#)

Documento II. PRESUPUESTO

1. Obra Civil

Consta de accesos, caminos interiores, zanjas y drenajes del parque eólico. El área donde se realizará el parque eólico consta de alrededor de 900 hectáreas (9 km²)

<i>Accesos y Caminos</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Construcción de caminos	m	20,000	50	1,000,000.00
Construcción de viales	m	10,000	70	700,000.00
Pavimentación de caminos	m ²	50,000	25	1,250,000.00
Subtotal				2,950,000.00 €

<i>Zanjas y Drenajes</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Excavación de zanjas	m	15,000	15	225,000
Instalación de tuberías	m	15,000	30	450,000
Sistema de drenaje superficial	m ²	100,000	5	500,000
Subtotal				1,175,000.00 €

<i>Cimentaciones</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Cimentación aerogeneradores	-	7	200,000	1,400,000
Subtotal				1,400,000.00 €

<i>Movimiento de Tierras</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Despeje y nivelación de terreno	ha	900	1,000	900,000
Movimiento de tierras	m ³	200,000	10	2,000,000
Subtotal				2,900,000.00 €

<i>Relleno</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Relleno de zanjas	m ³	50,000	12	600,000
Compactación de relleno	m ³	50,000	8	400,000
Subtotal				1,000,000.00 €

<i>Costes Adicionales</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Estudios geotécnicos	-	50,000	20,000	140,000
Supervisión y gestión de obra	% del total	-	5%	478,250
Subtotal				618,250.00 €

El total de la obra civil asciende a **10,043,250.00 €**. El coste de la obra civil por MW es **244,957.32 €/MW**.

2. Instalaciones de Generación

<i>Aerogeneradores</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/W</i>	<i>Importe €</i>
SG6 – 170	MW	42	0.9	37,800,000
Subtotal				37,800,000.00 €

<i>Cables</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Conductor Al HEPRZ1 1x240 mm ²	m	150,000	8.63	1,295,000
Toma de tierra (picas)	-	1,231	8.13	10,008.03
Tubo 400 mm	m	150,000	3.58	537,500
Subtotal				1,842,508.03 €

<i>Celdas</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Celda de línea cgm.3 – I	-	1	3,000	3,000
Celda de protección cgm.3-V	-	1	4,000	4,000
Subtotal				7,000.00 €

<i>Subestación MT/AT</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Transformador 30/45 kV 50 MVA	-	1	1,200,000	1,200,000
Transformador de tensión	-	1	20,000	20,000
Transformador de intensidad	-	1	20,000	20,000

Bobina de bloqueo	-	1	25,000	25,000
Interruptor automático	-	1	30,000	30,000
Autoválvula	-	1	10,000	10,000
Seccionador	-	1	8,000	8,000
Edificio de control	-	1	100,000	100,000
Comunicaciones	-	1	50,000	50,000
Servicios auxiliares	-	1	40,000	40,000
Subtotal				1,503,000.00 €

El coste total de las instalaciones de generación asciende a **41,152,508.03 €**. El coste por MW de las instalaciones de generación es **979,821.62 €/MW**.

El presupuesto de ejecución material será la suma del coste total de la obra civil y de las instalaciones de generación, ascendiendo en total a

3. Interconexión a Red

<i>Interconexión a Red</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Tramo de interconexión SE- SE I-DE	km	8	150,000	1,200,000
Posición de interconexión	-	1	400,000	400,000

El coste total de la interconexión a red es 1,600,000€. El coste de la interconexión a red por MW es 38,095€/MW.

4. Costes de Desarrollo

<i>Desarrollo del Proyecto</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €/Ud.</i>	<i>Importe €</i>
Trabajo de Ingeniería	-	1	150,000	150,000
Tramitación de permisos	-	1	100,000	100,000
Supervisión y Gestión del proyecto	-	1	200,000	200,000

El total de los costes de desarrollo asciende a **450,000.00 €**. Los costes de desarrollo por MW son **10,714.29 €/MW**.

En total, el CapEx del parque eólico asciende a los **cincuenta y cuatro millones, novecientos sesenta y cuatro mil setecientos cincuenta y ocho con cero tres euros**.

Documento III. PLANOS

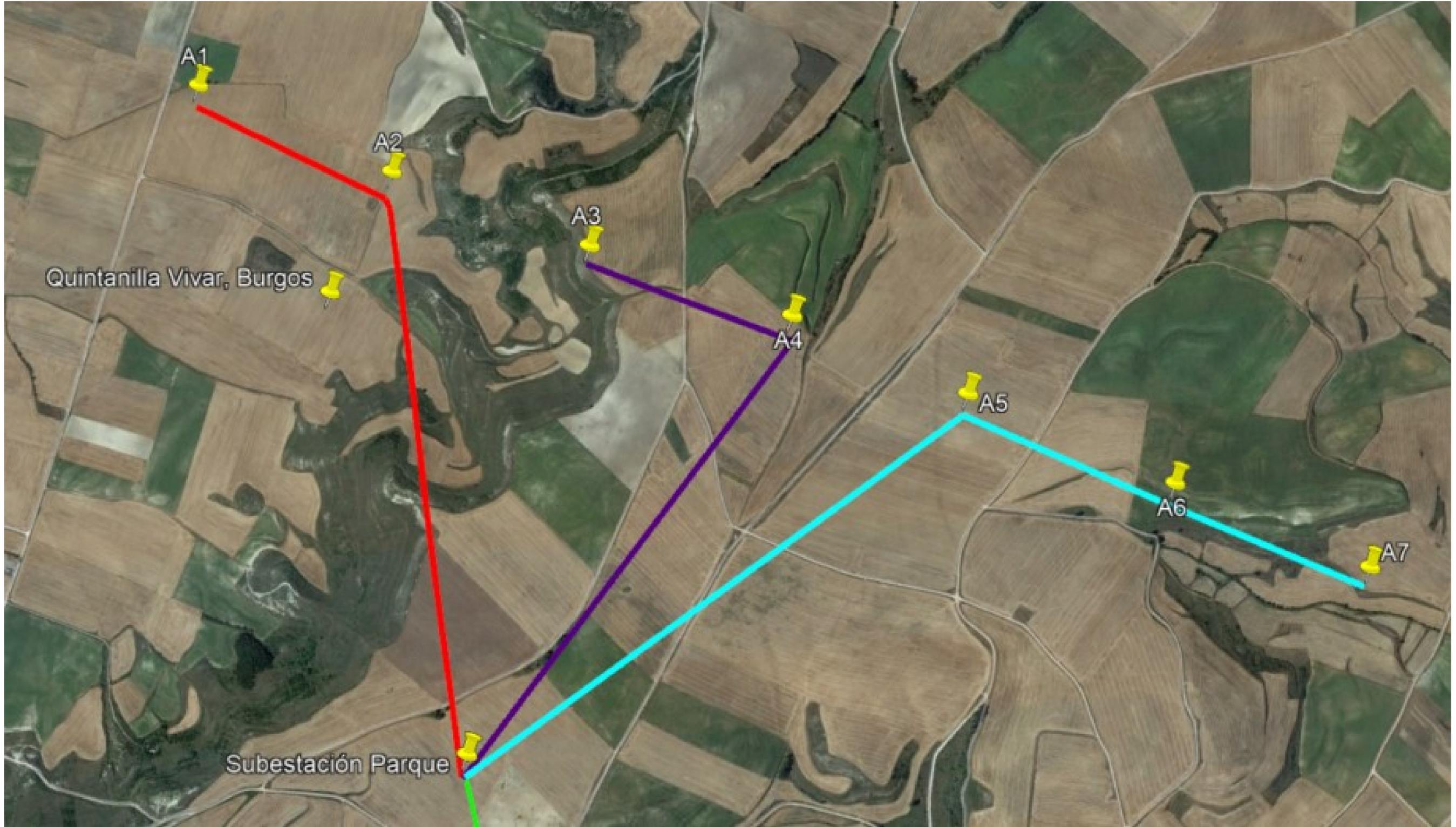
Listado de Planos

1. Localización Emplazamiento
2. Circuitos
3. Alzado Subestación
4. Detalle Celda Media Tensión
5. Red Media Tensión
6. Unifilar AT/MT
7. Unifilar AT/MT – Subestación
8. Canalizaciones tipo



PARQUE EÓLICO QUINTANILLA VIVAR

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	
DIBUJADO	18/08/2024	Sergio Clemente	SCM	
COMPROBADO	18/08/2024			
ESCALA:	S/E			PLANO
Localización Emplazamiento				1

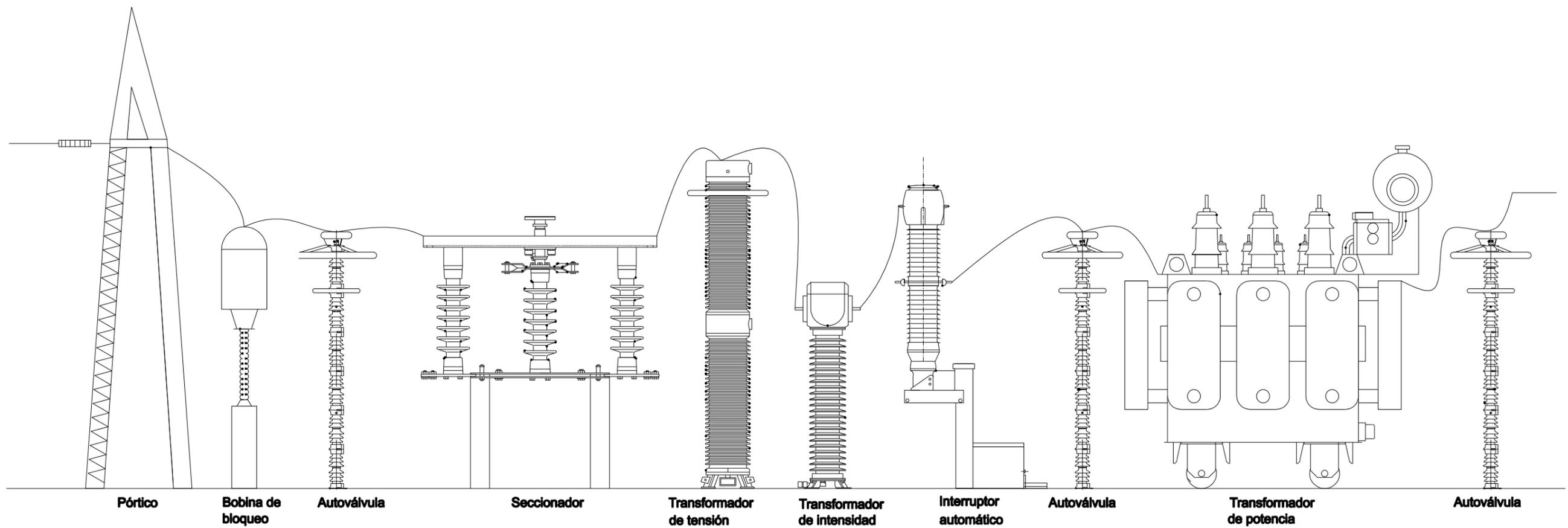


PARQUE EÓLICO QUINTANILLA VIVAR

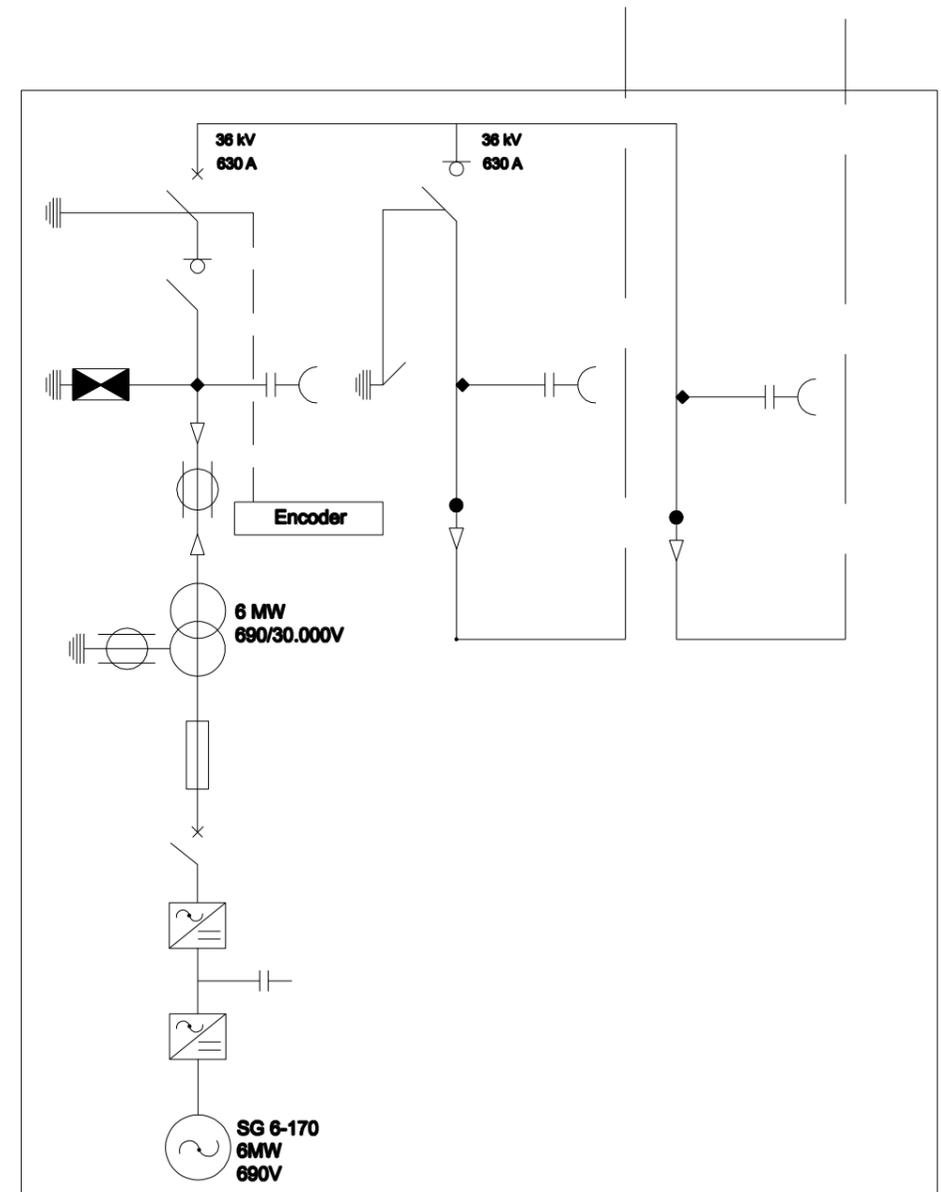
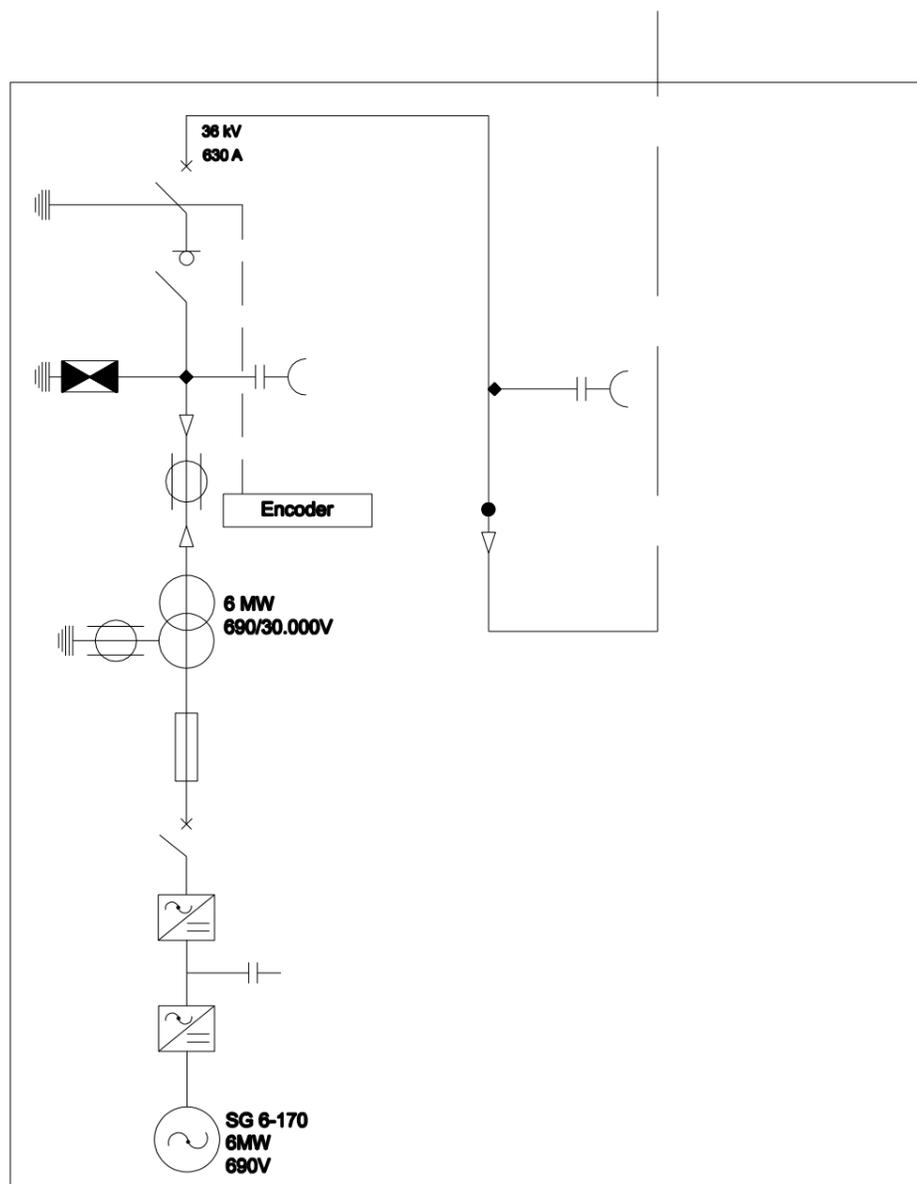
	FECHA	NOMBRE	FIRMAS
DIBUJADO	18/08/2024	Sergio Clemente	SCM
COMPROBADO	18/08/2024		



ESCALA: S/E	TRAZADO LINEA SUBTERRANEA DE MEDIA TENSION	PLANO 2
-----------------------	---------------------------------------------------	-------------------

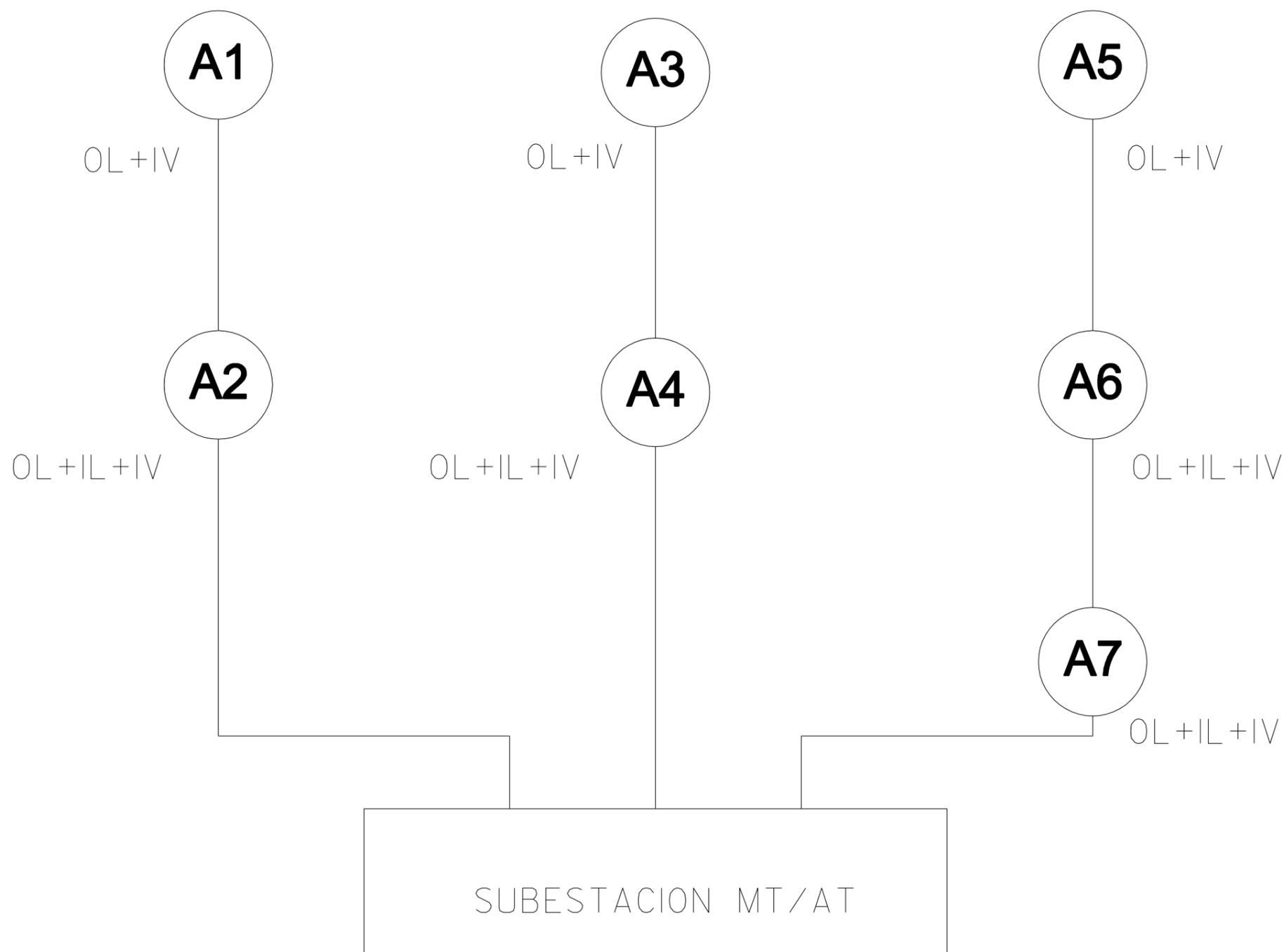


PARQUE EÓLICO QUINTANILLA VIVAR				
	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	
DIBUJADO	18/08/2024	Sergio Clemente	SCM	
COMPROBADO	18/08/2024			
ESCALA:	ALZADO SUBESTACION			
S/E				3

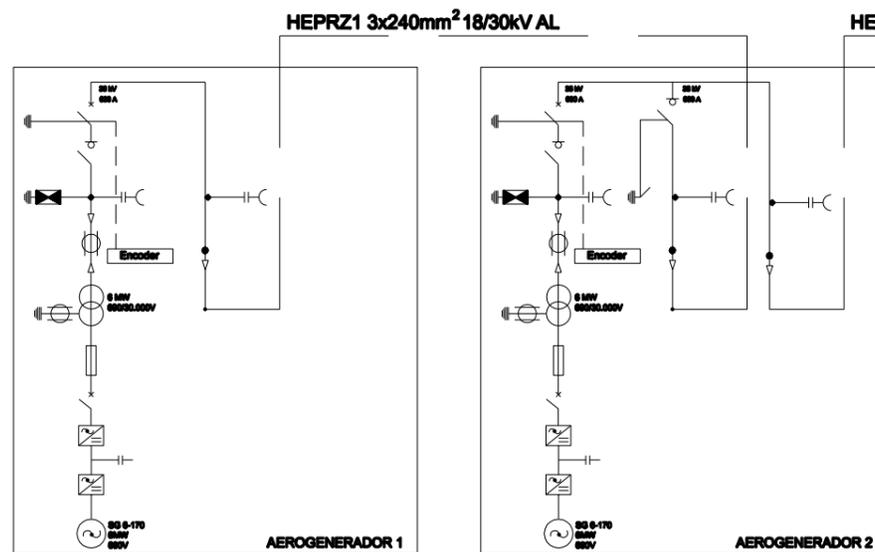
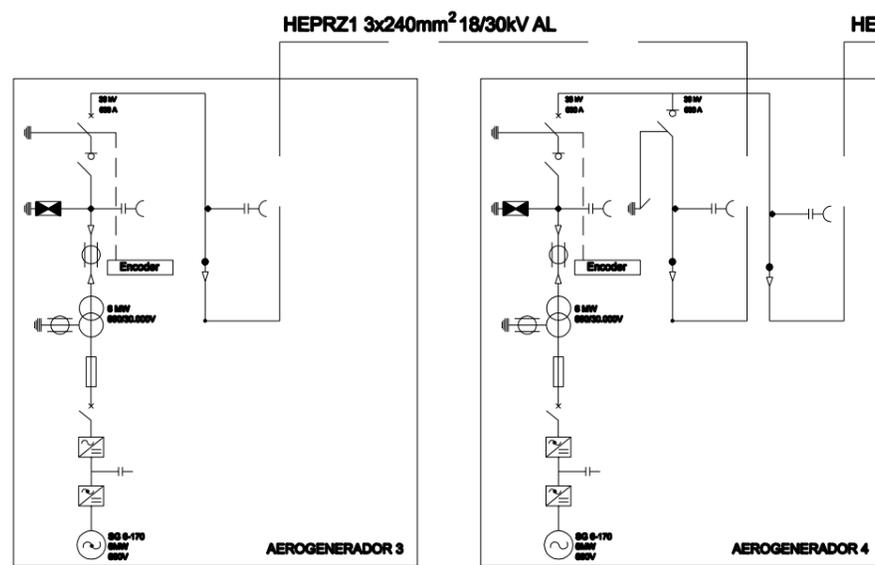
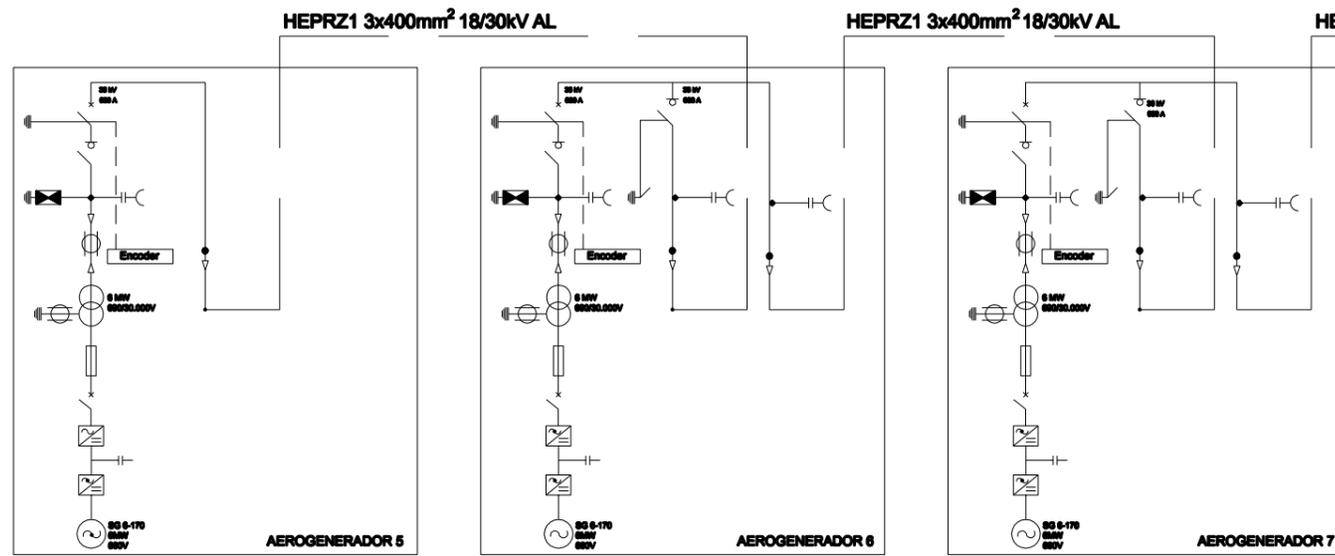


PARQUE EÓLICO QUINTANILLA VIVAR

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	
DIBUJADO	18/08/2024	Sergio Clemente	SCM	
COMPROBADO	18/08/2024			
ESCALA:	DETALLE CELDA MEDIA TENSION			PLANO
S/E				4

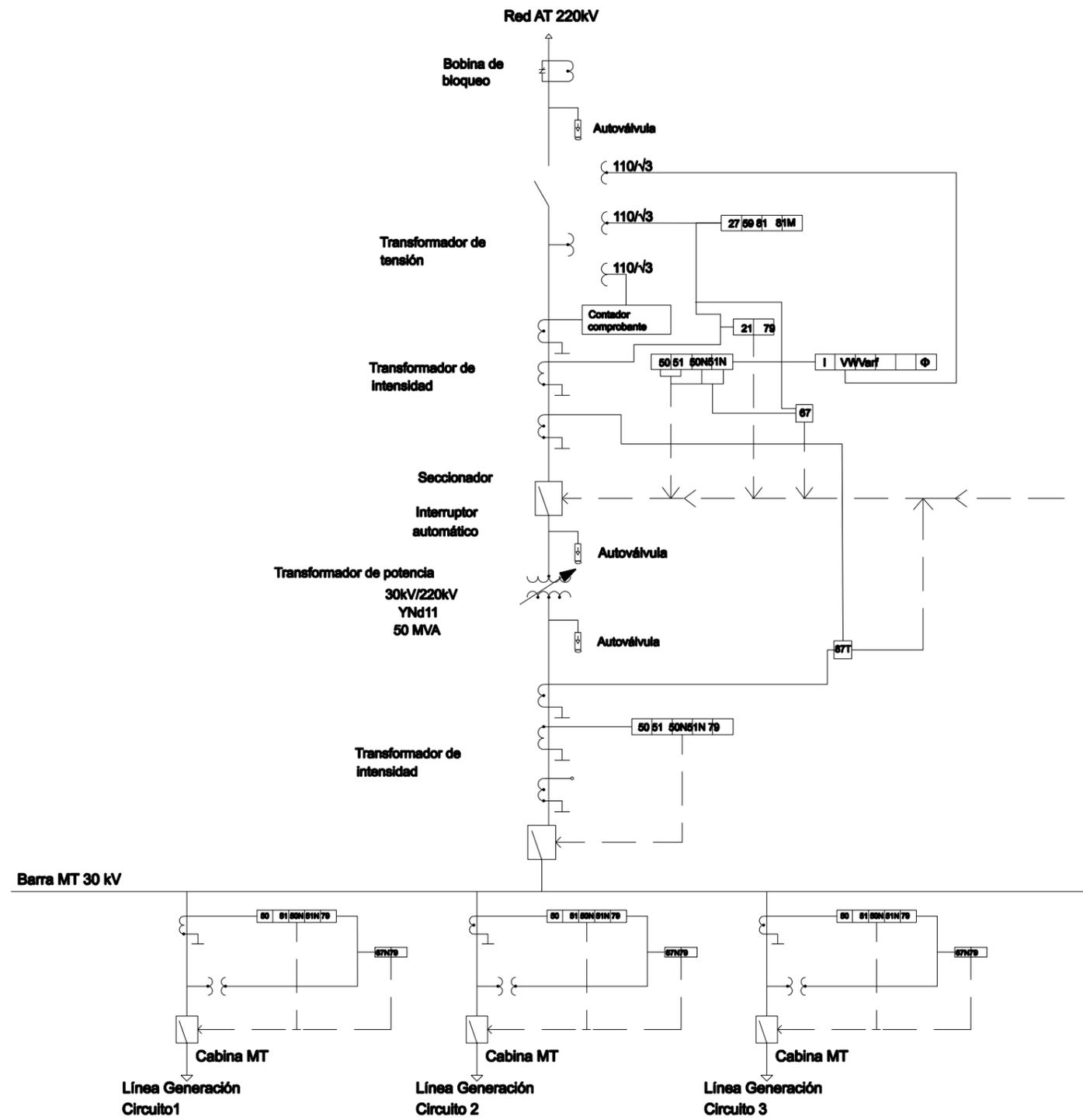


PARQUE EÓLICO QUINTANILLA VIVAR				
	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	
DIBUJADO	18/08/2024	Sergio Clemente	SCM	
COMPROBADO	18/08/2024			
ESCALA:	RED MEDIA TENSION			PLANO 5
S/E				



PARQUE EÓLICO QUINTANILLA VIVAR

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	
DIBUJADO	18/08/2024	Sergio Clemente	SCM	
COMPROBADO	18/08/2024			
ESCALA:	UNIFILAR AT/MT			PLANO 6



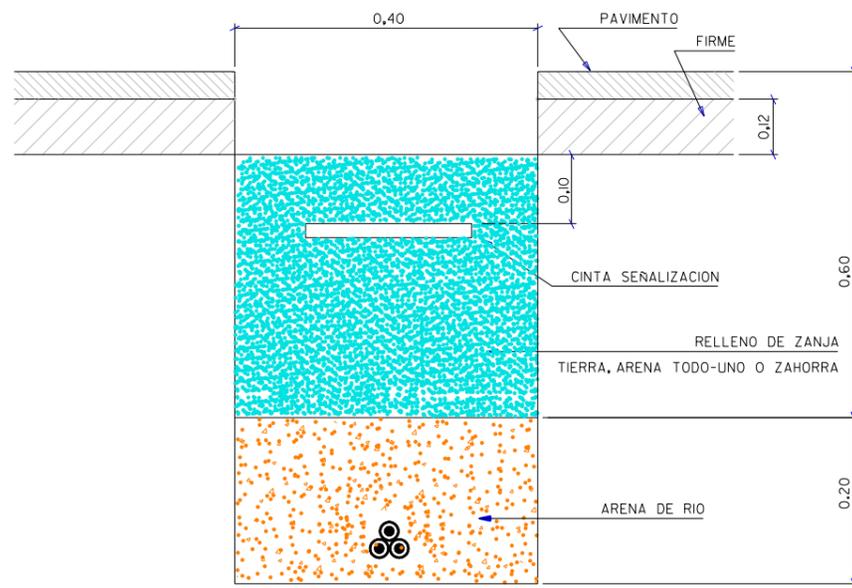
PARQUE EÓLICO QUINTANILLA VIVAR

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS
DIBUJADO	18/08/2024	Sergio Clemente	SCM
COMPROBADO	18/08/2024		

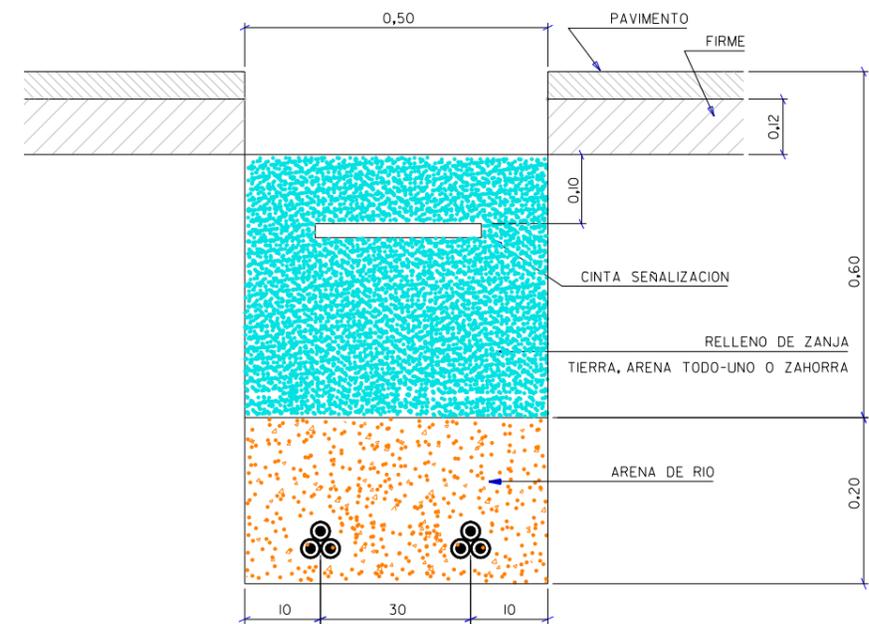


ESCALA:	TÍTULO	PLANO
S/E	UNIFILAR AT/MT (SUBESTACION)	7

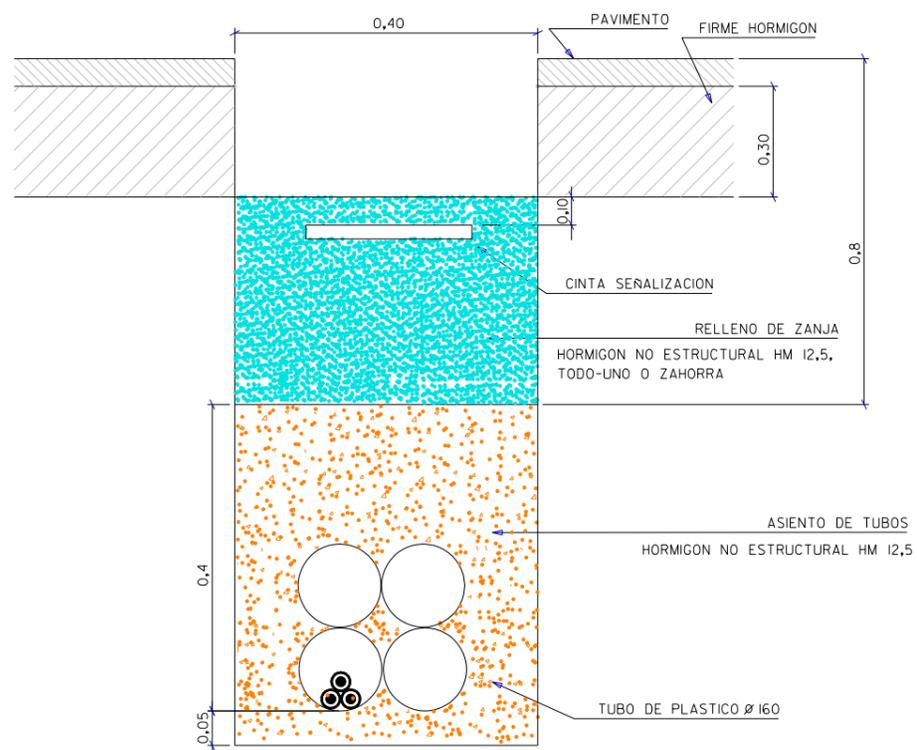
CANALIZACION ENTERRADA BAJO ACERA
1LSMT



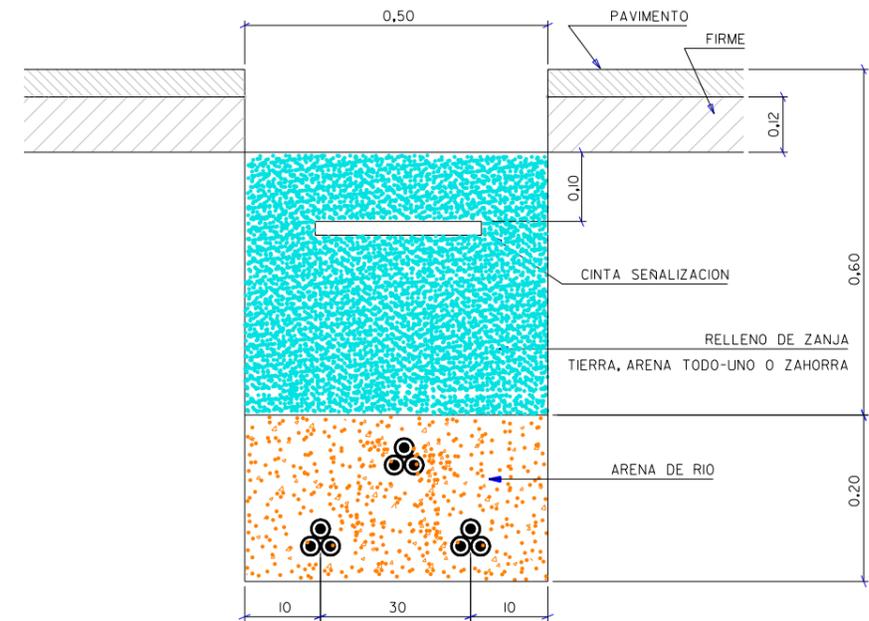
CANALIZACION ENTERRADA BAJO ACERA
2 LSMT



CANALIZACION ENTUBADA BAJO CALZADA



CANALIZACION ENTERRADA BAJO ACERA
3 LSMT



EMPLAZAMIENTO:		PARQUE EOLICO QUINTANILLA VIVAR		
DIBUJADO	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	RAZON SOCIAL:
COMPROBADO	18/8/2024	SERGIO CLEMENTE	S.C.M.	
ESCALA:	DESIGNACION:	CANALIZACIONES TIPO		PLANO:
S.E.				8

Documento IV. ANEXOS

LISTADO DE ANEXOS

Anexo 1. Selección del emplazamiento

Anexo 2. Cálculos eléctricos

Anexo 3. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Anexo 4. Viabilidad económica

ANEXO 1. Selección del emplazamiento

Se van a comparar tres emplazamientos en base a los datos de viento, la orografía, el impacto ambiental, la accesibilidad y la cercanía a una subestación eléctrica donde verter la potencia a la red.

Se han seleccionado tres emplazamientos situados en las comunidades de Aragón, Castilla y León y Castilla La Mancha. Estas tres comunidades son las que más MW instalados tienen. También se ha analizado preliminarmente la región gallega, pero debido a su difícil acceso y a sus terrenos alejados de subestaciones, se ha descartado, a pesar de su buen recurso eólico.

1. Frescano, Campo de Borja, Zaragoza.

1.1. Recurso eólico

Tanto para este emplazamiento como para los siguientes, se hace uso del “*Global Wind Atlas*” para ver la velocidad de viento en las distintas regiones de España. Se mide la velocidad de viento a una altura de 100 metros, lo cual es lo estándar para los aerogeneradores a día de hoy.

La localización seleccionada se sitúa en Aragón, más concretamente, en Frescano, en la provincia de Zaragoza, con coordenadas: 41°52'47.41"N, 1°26'29.14"O. Para la localización elegida, la velocidad del viento en el 10% de las áreas con más viento está por encima de los 8,33 m/s. Además, supera los 7,85 m/s el 100% de las veces para una altura de buje de 100 metros. La densidad media de potencia no es nunca inferior a los 588 W/m², siendo superior a 700 W/m² el 10% de las veces. Esto se puede apreciar en las siguientes ilustraciones:

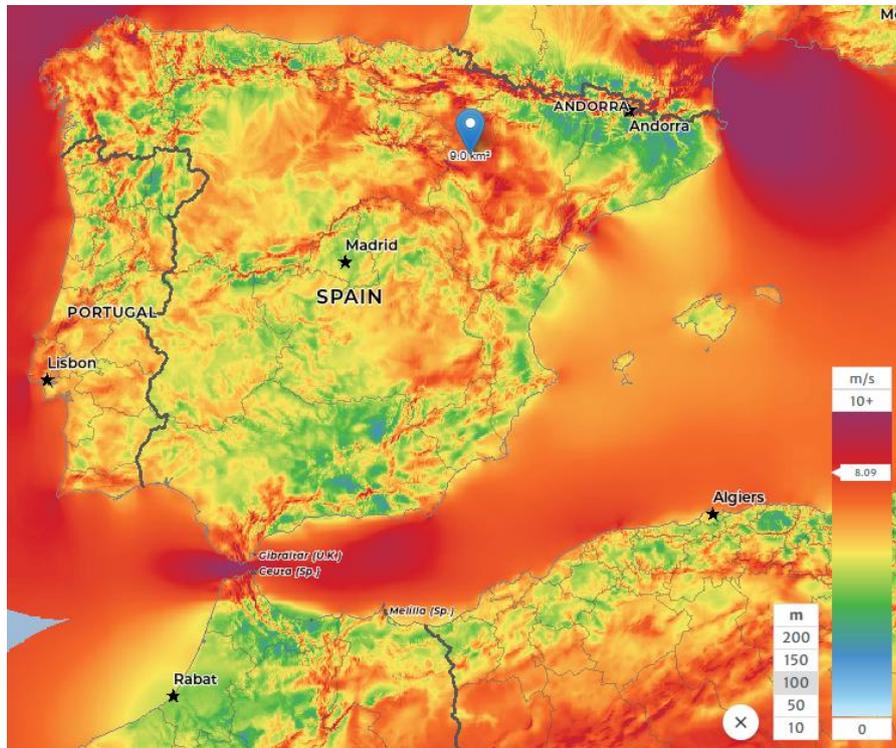


Ilustración 56. Velocidad del viento a una altura de 100 metros en la Península Ibérica.

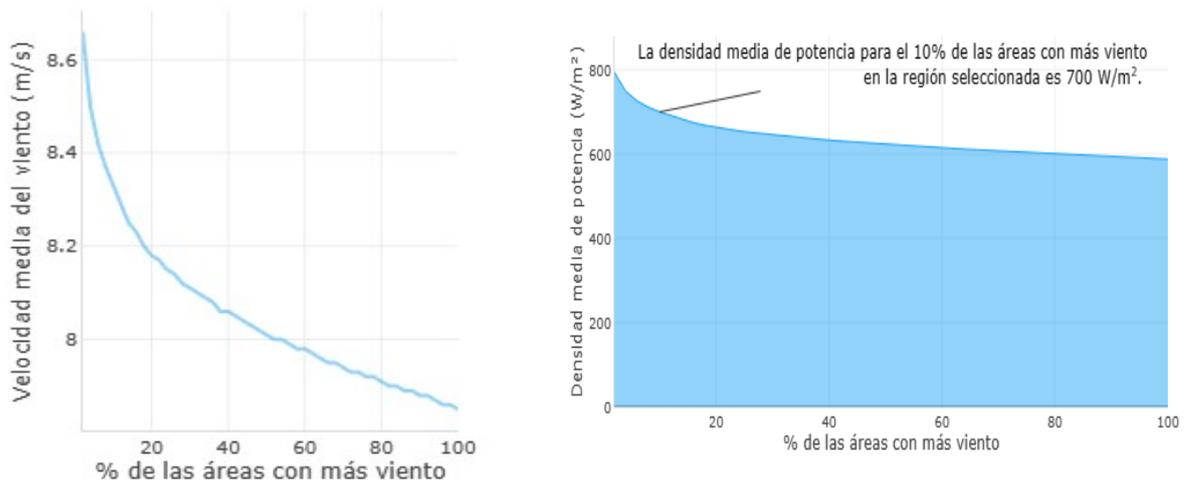


Ilustración 57. Velocidad media del viento y densidad media de potencia en Frescano, Zaragoza.

Además, la dirección predominante se sitúa entre los 300° y los 330° tanto en frecuencia como en energía:

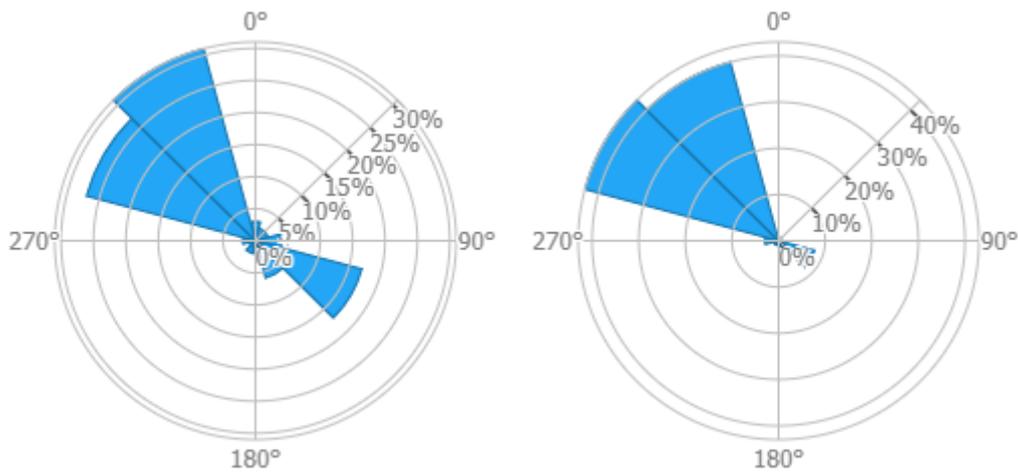


Ilustración 58. Rosa de los vientos de frecuencia y de energía respectivamente.

1.2. Orografía

Las pendientes del terreno en la zona ubicada no son abruptas. Es más, el terreno es más bien plano. Situado a una altura de entre 250 y 350 metros, el índice de rugosidad superpuesto marcado por *Global Wind Atlas* es menor al 30%.

Las curvas de nivel indican que el terreno es prácticamente llano a la altura indicada previamente salvo en el yacimiento de Burrén, donde hay un desnivel más notorio.



Ilustración 59. Curvas de nivel en Frescano, Zaragoza [21]

En cuanto al tipo de terreno, es calcáreo y algo arcilloso, como se puede apreciar en el mapa litográfico de la península ibérica. Más en detalle se muestra en la siguiente ilustración satelital.



Ilustración 60. Vista satelital de Frescano, Zaragoza.

Se ha de recalcar que no se marca una zona específica ya que los aerogeneradores están muy separados entre ellos y esto es un análisis preliminar.

1.3. Interconexión eléctrica

De acuerdo con la Ilustración 59. Curvas de nivel en Frescano, Zaragoza [21] y con la Ilustración 60. Vista satelital de Frescano, Zaragoza., hacia el noreste, se encuentra una subestación de Red Eléctrica de España denominada “Subestación Magallón” de 220 kV donde el parque podría interconectar. Una distancia máxima aproximada, pero realista puede ser de entre 8 y 10 km.



Ilustración 61. Pendiente y distancia del parque a la subestación de Magallón.

1.4. Accesos

Una parte fundamental del proyecto es la manera en la que se transportan las palas, las cuales se montan in situ y han de ser traídas de fábrica listas para instalar. Es por ello por lo que un buen camino de accesos es necesario ya que estas tienen grandes dimensiones. La falta de accesos para la maquinaria y los elementos de los aerogeneradores es motivo de suspensión de un proyecto.

Como se aprecia en la ilustración anterior, existen varias carreteras por las que los dispositivos de los aerogeneradores podrán ser transportados. Además, los terrenos disponen de caminos por los que suministrar los equipos necesarios para la instalación.

Una de las carreteras de acceso es la CP-02. Esta conecta con la autopista vasco-aragonesa AP-68, lo que facilita el acceso. Ambas están en buen estado.

1.5. Medio Ambiente

Se debe verificar que el emplazamiento está excluido de la lista de los espacios naturales protegidos.

De acuerdo con el Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico, en el emplazamiento seleccionado no hay ningún espacio protegido, ni paisaje protegido, ni forma parte de ningún parque nacional.

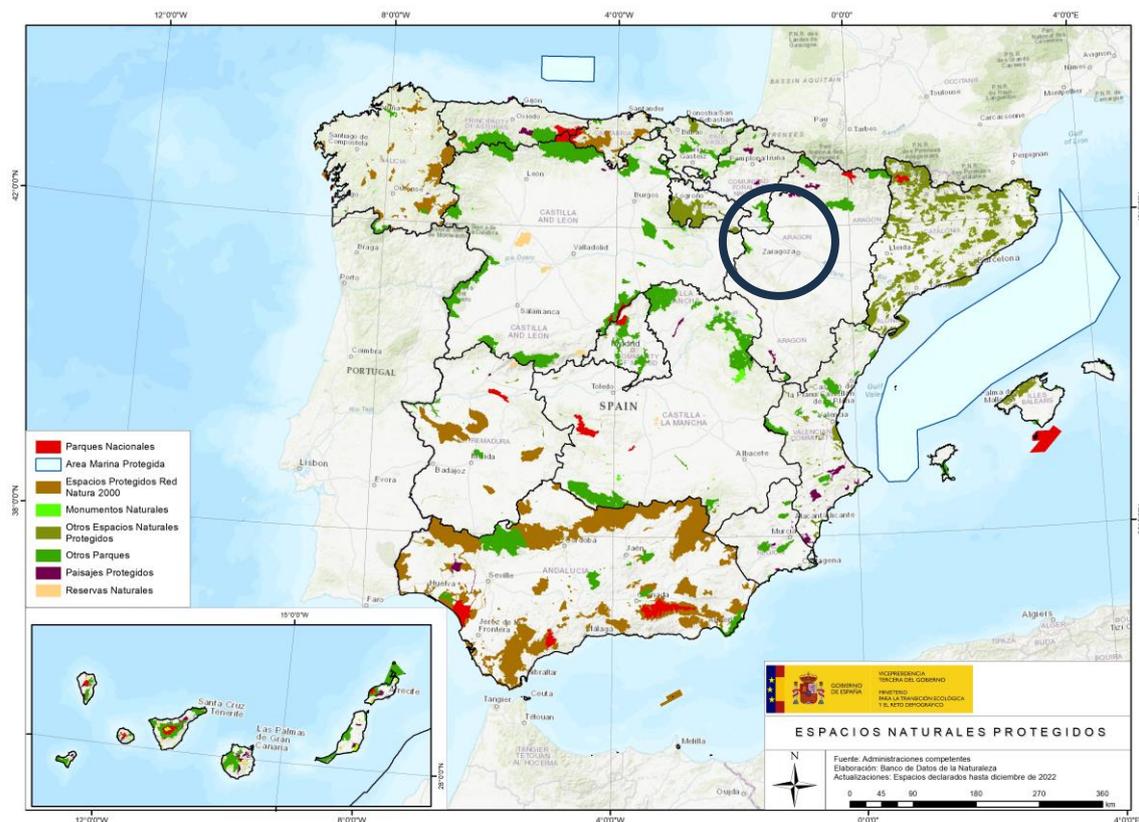


Ilustración 62. Espacios Naturales Protegidos en España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

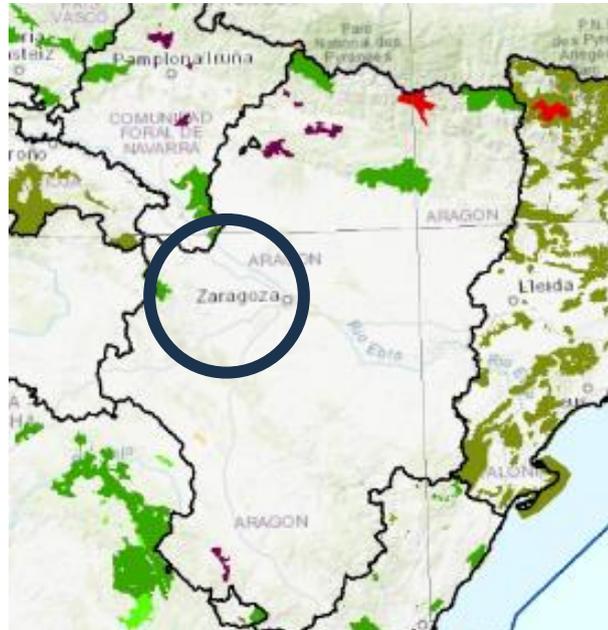


Ilustración 63. Ampliación del mapa de Espacios Naturales Protegidos para el caso de Zaragoza.

2. Quintanilla Vivar, Burgos.

2.1. Recurso eólico

La segunda localización seleccionada se sitúa en Burgos, más concretamente en el municipio de Quintanilla Vivar. Sus coordenadas son: 42°24'43.50"N, 3°40'26.80"O.

En este emplazamiento, la velocidad del viento en el 10% de las áreas con más viento está por encima de los 7,15 m/s. además, supera los 6,85 m/s el 100% de las veces para una altura de buje de 100 metros. La densidad media de potencia no es nunca inferior a los 308 W/m², siendo superior a 350 W/m² el 10% de las veces. Esto se puede apreciar en las siguientes ilustraciones:

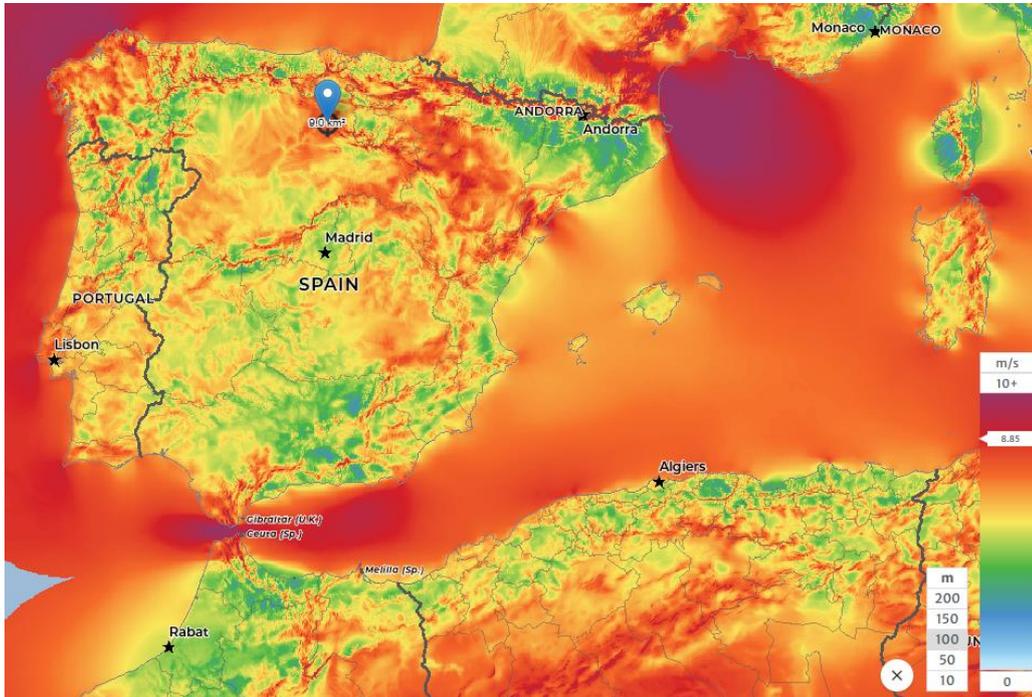


Ilustración 64. Velocidad del viento a una altura de 100 metros en la Península Ibérica.

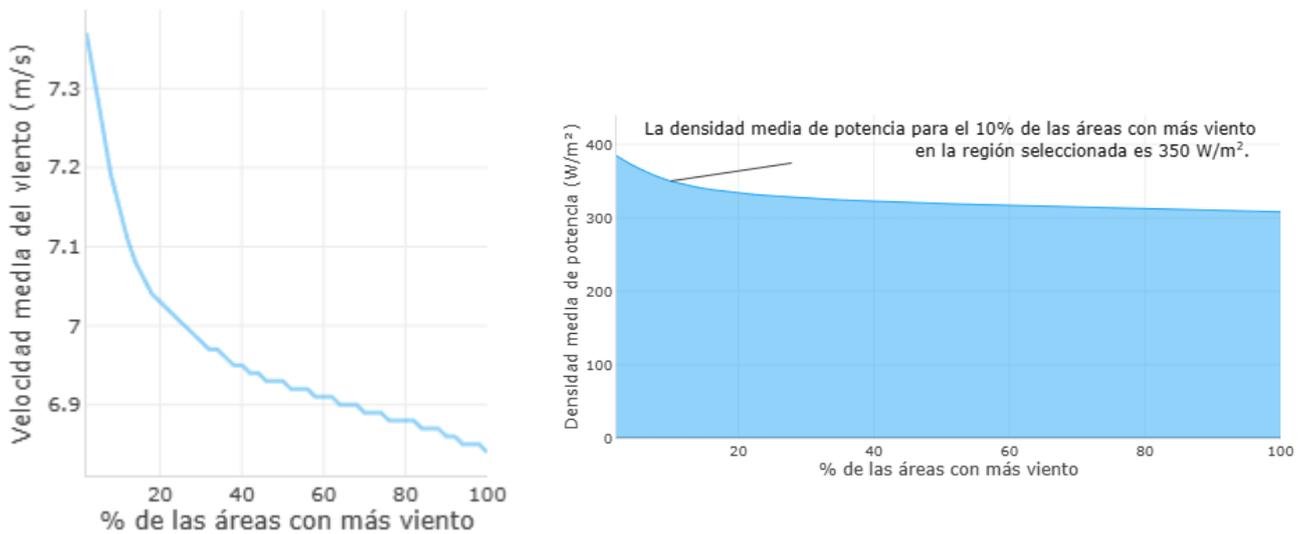


Ilustración 65. Velocidad media del viento y densidad media de potencia en Quintanilla Villar, Burgos.

Además, la dirección predominante se sitúa en 45°, siendo también importante en los 210° tanto en frecuencia como en energía:

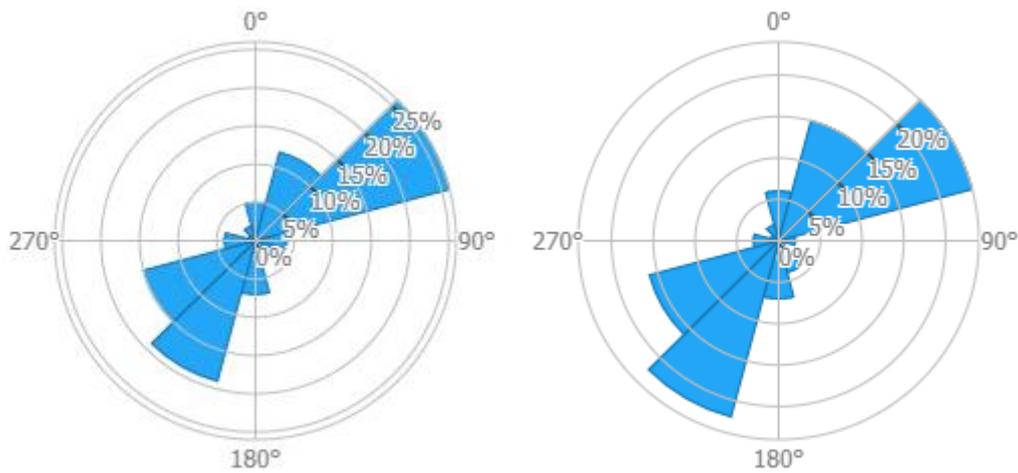


Ilustración 66. Rosa de los vientos de frecuencia y de energía respectivamente.

2.2. Orografía

Las pendientes del terreno en la zona ubicada no son abruptas. Es más, el terreno es más bien plano. Situado a una altura de entre 850 y 900 metros.

Las curvas de nivel indican que el terreno es prácticamente llano a la altura indicada.



Ilustración 67. Curvas de nivel en Quintanilla Vivar, Burgos [21]

El terreno es generalmente arcilloso, como se puede apreciar en el mapa litográfico de la península ibérica. Más en detalle se muestra en la siguiente ilustración satelital.



Ilustración 68. Vista satelital de Quintanilla Villar, Burgos

2.3. Interconexión eléctrica

Hacia el norte de la Ilustración 68. Vista satelital de Quintanilla Villar, Burgos, se encuentra una subestación de I-De denominada “Subestación Eléctrica Villimar” de 45-220 kV donde el parque podría interconectar. La distancia a la que se encontraría el parque está entre los 6 y los 8 km.

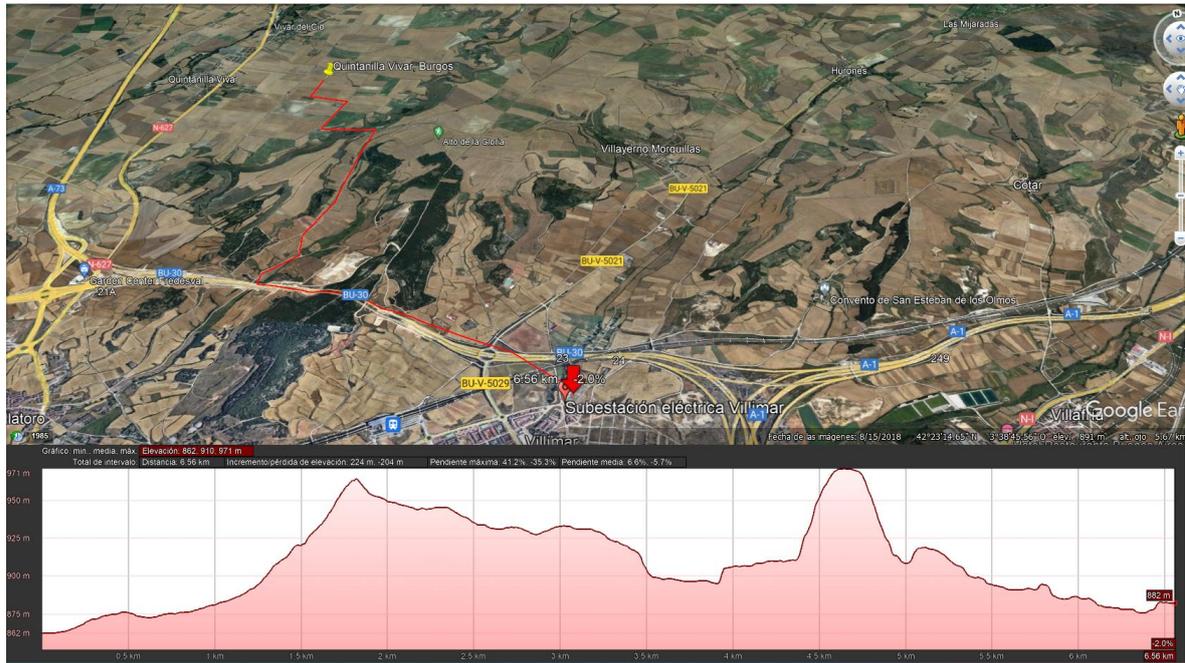


Ilustración 69. Pendiente y distancia del parque a la subestación de Villimar.

2.4. Accesos

Quintanilla Villar está muy próximo a Burgos y, por tanto, el acceso no es costoso debido a las carreteras que lo circuncidan, como se aprecia en la ilustración anterior. Además, los terrenos disponen de caminos por los que suministrar los equipos necesarios para la instalación.

La N-627 es la carretera más cercana. Hasta ella, llega la carretera de Burgos BU-30. Ambas, en buen estado.

2.5. Medio Ambiente

La Ilustración 62. Espacios Naturales Protegidos en España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. muestra que dichos espacios no existen en Burgos ni en sus proximidades. Por tanto, cumple con el objetivo medioambiental.

3. Castellanos de Villiquera, Salamanca.

3.1. Recurso eólico

La tercera localización seleccionada se sitúa en Salamanca, más concretamente en el municipio de Castellanos de Villiquera. Sus coordenadas son: 41°3'32.62"N, 5°43'58.35"O.

De los tres emplazamientos, es el que peor recurso eólico presenta, pues la velocidad del viento en el 10% de las áreas con más viento está por encima de los 5,88 m/s. Además, solo supera los 5,72 m/s el 100% de las veces para una altura de buje de 100 metros. La densidad media de potencia no es nunca inferior a los 232 W/m², siendo superior a 249 W/m² el 10% de las veces. Esto se puede apreciar en las siguientes ilustraciones:

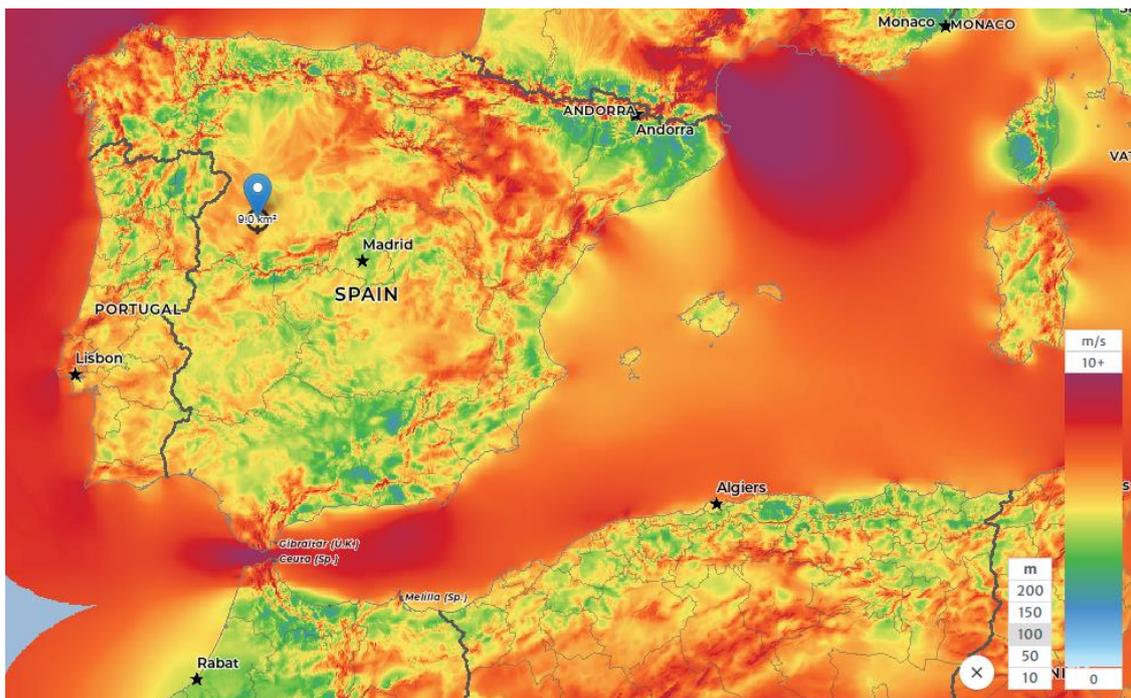


Ilustración 70. Velocidad del viento a una altura de 100 metros en la Península Ibérica..

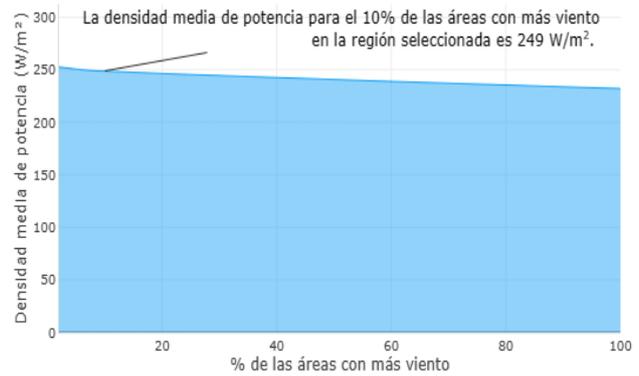
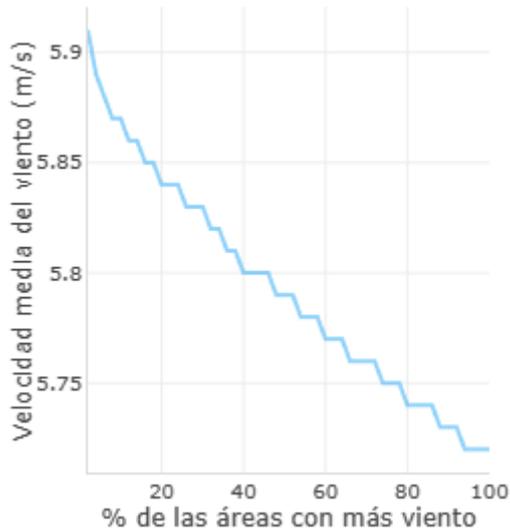


Ilustración 71. Velocidad media del viento y densidad media de potencia en Quintanilla Villar, Burgos.

En cuanto a la frecuencia del viento, un 20% de las veces se da a los 60° y un 15% de las veces a los 240°, siendo esta última dirección más predominante en términos energéticos.

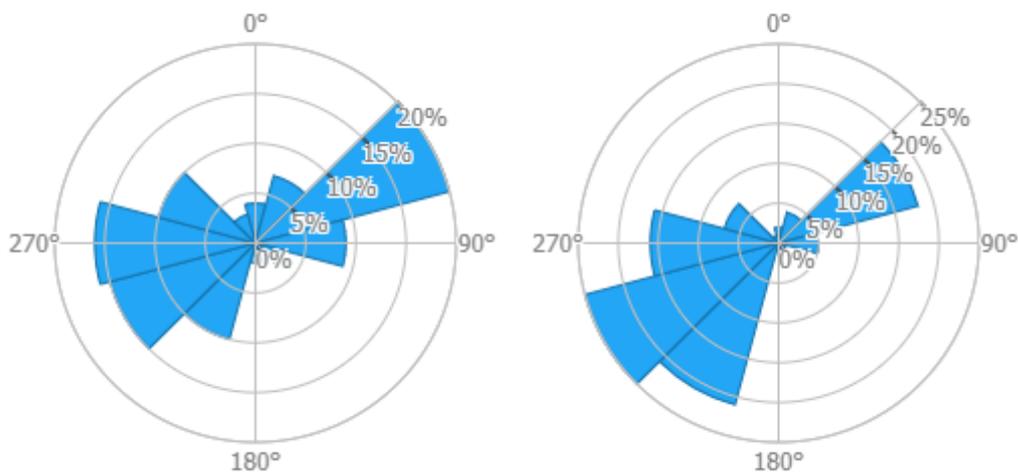


Ilustración 72. Rosa de los vientos de frecuencia y de energía respectivamente.

3.2. Orografía

Situado en un terreno plano a una altura de entre 800 y 850 metros, el parque se situaría en una zona de terreno arcilloso y sin problemas de consistencia, como los otros dos emplazamientos. En la siguiente ilustración se pueden ver las curvas de nivel de la zona.

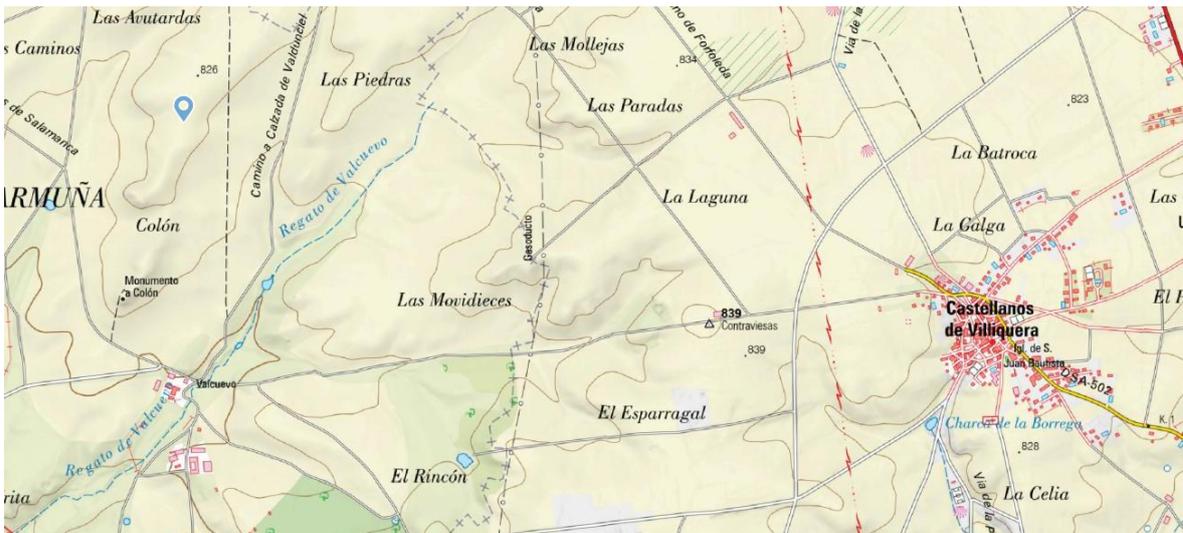


Ilustración 73. Curvas de nivel en Castellanos de Villiquera, Salamanca [21]

A continuación, se muestra su ubicación en vista satelital.

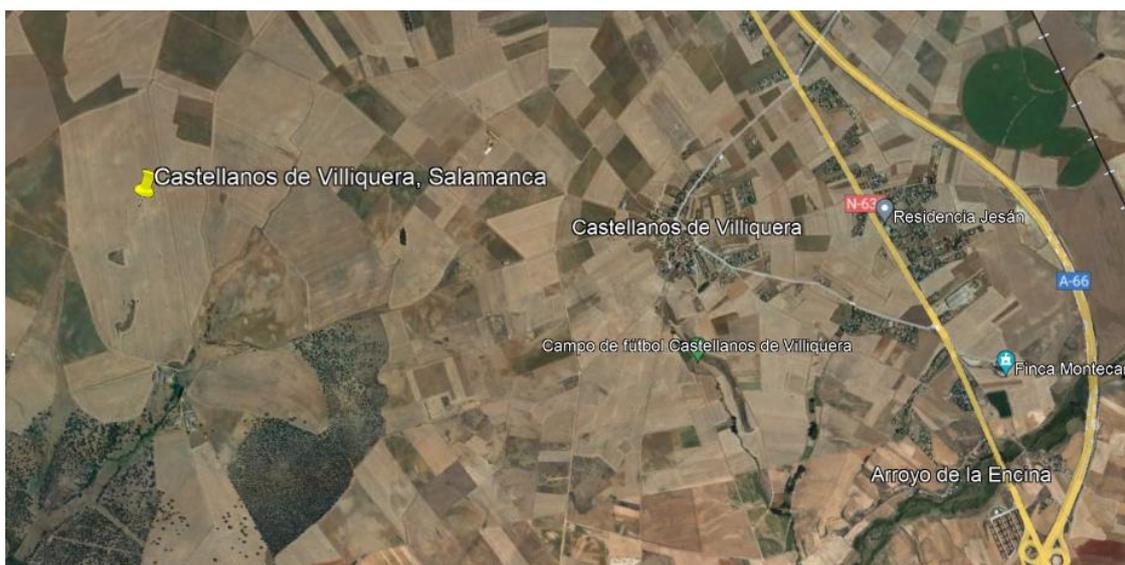


Ilustración 74. Vista satelital de Castellanos de Villiquera, Salamanca.

3.3. Interconexión eléctrica

En el sureste de la Ilustración 74. Vista satelital de Castellanos de Villiquera, Salamanca., se encuentra una subestación eléctrica de Red Eléctrica denominada “Subestación Villamayor” de 220 kV donde el parque podría interconectar. La distancia a la que se encontraría el parque está entre los 8 y los 10 km.

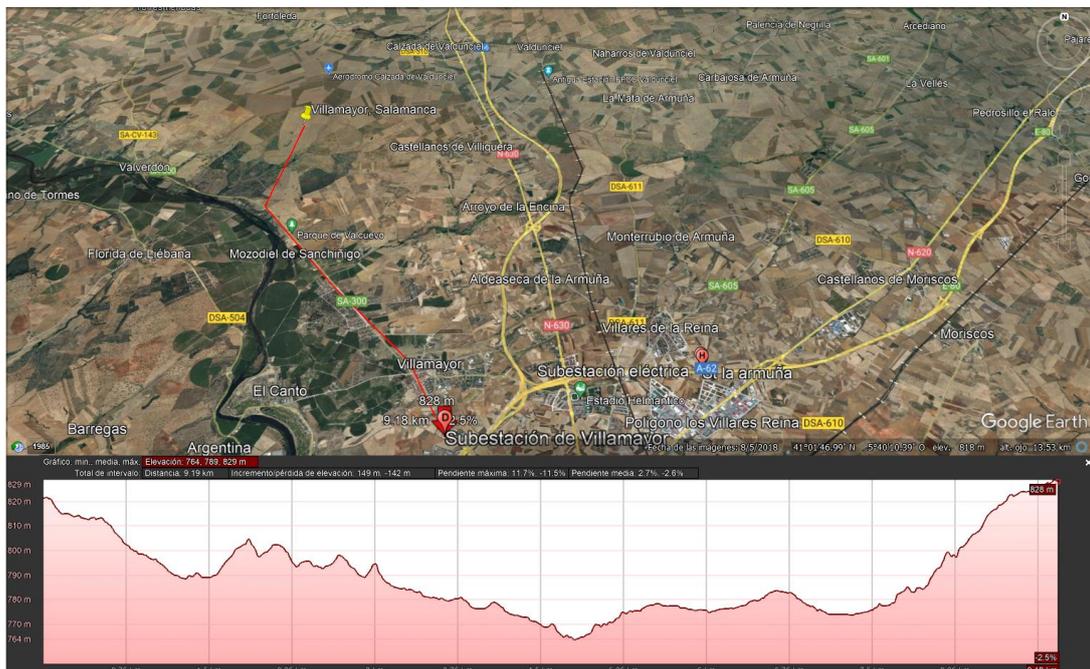


Ilustración 75. Pendiente y distancia del parque a la subestación de Villamayor.

3.4. Accesos

El acceso al parque parece sencillo debido a la cantidad de carreteras que lo rodean. Además, se vería situado en campos llanos accesibles mediante caminos.

La N-630 es la carretera en mejor estado y más cercana. También se sitúan cerca la DSA-510 y la SA-CV-143.

3.5. Medio Ambiente

La Ilustración 62. Espacios Naturales Protegidos en España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. muestra que dichos espacios no existen en Salamanca ni en sus proximidades. Por tanto, cumple con el objetivo medioambiental.

4. Comparación

En términos generales, las tres ubicaciones resultan óptimas para la ubicación de un nuevo parque eólico. A continuación, se muestra una tabla comparativa entre los tres emplazamientos de cara a seleccionar el que mejor cumpla con las restricciones impuestas.

	<i>Recurso Eólico</i>	<i>Orografía</i>	<i>Tipo Terreno</i>	<i>Vegetación</i>	<i>ICX</i>	<i>Ambiental</i>
Frescoano, Campo de Borja, Zaragoza	7,85 m/s @ 100 m	Pendiente: 1, 7%	Consistencia Normal	Monte bajo. Terreno rural	A 10 km en 220 kV	No hay problema
Quintanilla Vivar, Burgos	6,85 m/s @ 100 m	Pendiente: 6,6 %	Consistencia Normal	Monte bajo. Terreno rural	A 8 km en 220 kV	No hay problema
Castellanos de Villiquera, Salamanca	5,72 m/s @ 100 m	Pendiente: 2, 7%	Consistencia Normal	Monte bajo. Terreno rural	A 10 km en 220 kV	No hay problema

Viendo la comparativa de los tres emplazamientos, el mejor emplazamiento en cuanto al recurso eólico es Frescano, campo de Borja. En los demás campos, todos son similares. Sin embargo, se escogerá Quintanilla Vivar, en Burgos. El motivo por el que no se escoge la ubicación de Zaragoza es porque es una región llena de parques eólicos. Esto, además de impedir las nuevas conexiones de futuros parques, no da una solución real para el futuro para añadir capacidad eléctrica al mercado. Por lo tanto, se opta por Burgos, donde hay menos acumulación de parques y más cabida para verter a la red. En posteriores análisis, se

estudiará si es necesario subir la altura de buje para mejorar el recurso eólico, el cual parece a primera vista algo bajo.

ANEXO 2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

1. Tramo de MT entre aerogeneradores y subestación del parque eólico.

En esta primera sección se pretende calcular el cableado del tramo que va desde los aerogeneradores hasta la subestación del propio parque eólico. El cableado de la instalación se obtendrá mediante tres procesos, siendo el más restrictivo el que determinará la sección de los cables a emplear. Estos serán trifásicos y con un aislamiento no inferior a 18/30 kV. Los siguientes cálculos se realizarán para el aerogenerador más alejado de la subestación, pues se asumirán siete circuitos independientes. Tanto el criterio de caída de tensión como de circuito dependen de la distancia a la subestación, de modo que, si los cálculos cumplen para el punto más alejado, también cumplirán para los más cercanos.

Los cálculos se realizarán según el RD 223/2008 en su ITC-LAT 06, la cual corresponde a las líneas subterráneas con cables aislados. El esquema a seguir, obtenido de la hoja de características del aerogenerador SG170-6 es el siguiente:

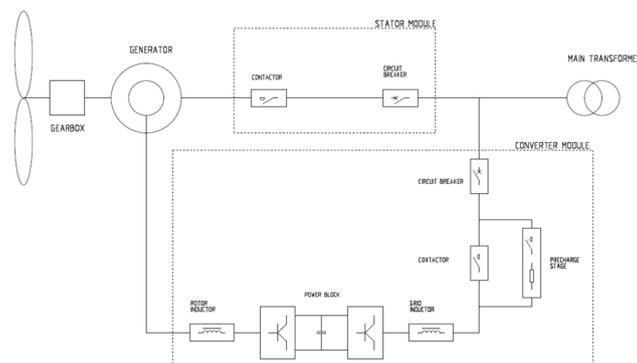


Ilustración 76. Unifilar simplificado del aerogenerador y su salida al transformador de BT/MT.

El generador de 6 MW de potencia produce energía a 690 V, y dicha tensión es elevada en el transformador de 6.5 MVA a 30 kV. Además, el factor de potencia a la salida es 0.9 inductivo.

1.1. Criterio de Intensidad Máxima Admisible.

En primer lugar, se obtiene la intensidad que circula por los conductores:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{ff} \cdot \cos\varphi} = \frac{6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0.9} = 128.3 \text{ A}$$

Ecuación 13. Intensidad trifásica por los conductores.

Donde:

I: Intensidad que circula por los conductores, en A.

P: Potencia a la salida del aerogenerador, en W.

U_{ff} : Tensión fase-fase a la salida del transformador en V.

$\cos \varphi$: Factor de potencia.

Con el objeto de seleccionar la sección del cable que soporta dicha intensidad, se aplican primeramente los factores de corrección correspondientes según el punto 6.1.2. de la ITC-LAT 06.

La instalación será con cables de aislamiento seco de 18/30 kV, unipolares, enterrados a 1 metro de profundidad. Se realizan las siguientes hipótesis:

Temperatura del terreno: 25° C

Resistividad térmica del terreno: 1.5 K.m/W (terreno arenoso, muy seco).

Los cables irán enterrados a una distancia entre ternas de 0.6 metros, habiendo cinco tresternas por los tres circuitos de los siete aerogeneradores en el peor de los casos. Por lo tanto, se tendrá que aplicar un factor de corrección de 0.82 según la tabla 10 de la ITC-LAT 06

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 37. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares.

Por lo tanto, realmente la intensidad que el cable ha de soportar es la siguiente:

$$I_{adm} = \frac{I}{FC} = \frac{128.03}{0.82} = 156.13 A$$

Ecuación 14. Intensidad admisible dados los factores de corrección.

Donde:

FC: Factor de Corrección.

De la siguiente tabla obtenemos la sección del conductor según el criterio de intensidad máxima admisible:

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 38. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV.

En base a la tabla anterior, se deciden seleccionar cables HEPR de aluminio, como es habitual en la industria. La sección será 70 mm². Sin embargo, no se realizarán circuitos únicos para cada aerogenerador, sino que se agruparán de dos en dos. Los aerogeneradores 5, 6 y 7 se unirán formando un único circuito. De tal forma:

$$I_{adm} = \frac{I}{FC} = \frac{128.03 \cdot 2}{0.82} = 312.268 A$$

Por lo que se selecciona una sección de 240 mm² que soporta la intensidad producida por dos aerogeneradores en serie.

Para la unión de tres aerogeneradores, se separarán a una distancia de 0.8 metros:

$$I_{adm} = \frac{I}{FC} = \frac{128.03 \cdot 3}{0.86} = 446.62 A$$

Por lo que se selecciona una sección de 400 mm².

1.2. Criterio de Caída de Tensión.

La fórmula que precede al cálculo de la caída de tensión es la siguiente:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S}$$

Ecuación 15. Caída de tensión.

Donde:

ΔU : Caída de tensión en V.

L: Distancia a la subestación en metros.

I: Intensidad admisible

γ : Conductancia

Para poder aplicarla se necesita conocer la distancia y la conductancia a 25° C, pues el resto es sabido. En cuanto a la conductancia, se calcula como sigue:

$$\gamma_{25^{\circ}} = \frac{1}{\rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))} = \frac{1}{0.028 \cdot (1 + 0.00407 \cdot (25 - 20))} = 35$$

Ecuación 16. Ecuación de la conductancia.

Donde:

ρ : Resistividad en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

α : Coeficiente de temperatura en $^{\circ}\text{C}^{-1}$

θ : Temperatura en $^{\circ}\text{C}$.

La longitud se mide con Google Earth Pro y se da del aerogenerador número 7 a la subestación eléctrica. Esta distancia son 4.47 kilómetros.

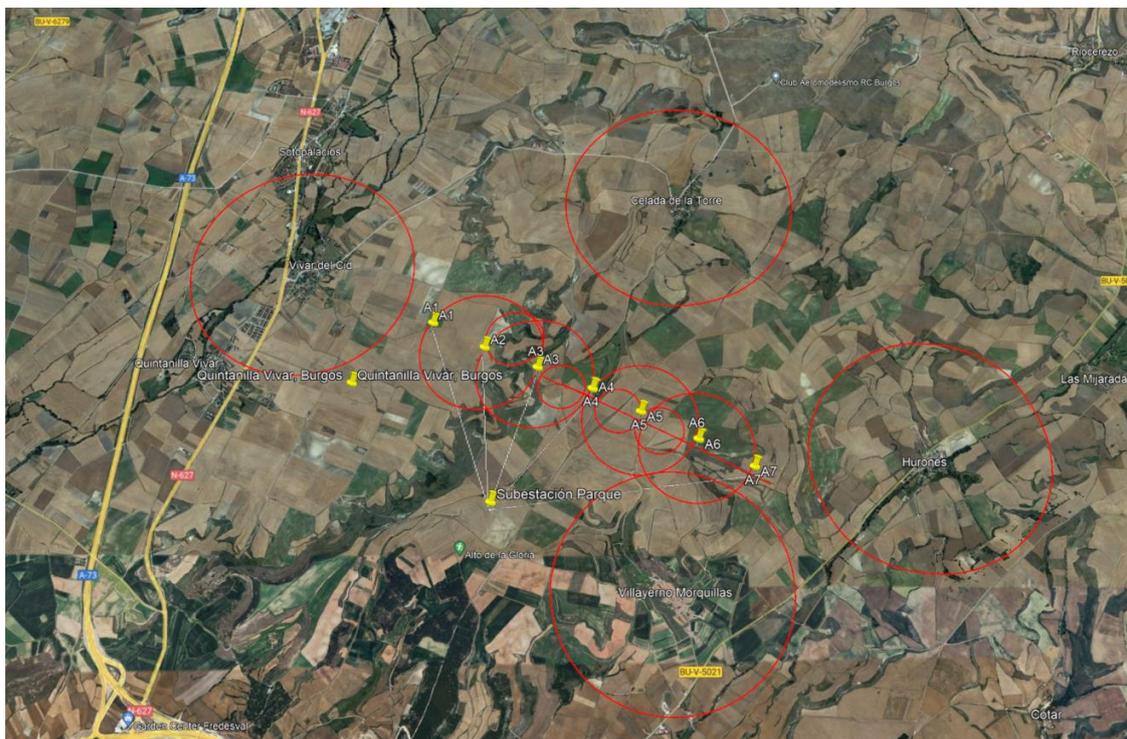


Ilustración 77. Distancia de los aerogeneradores a la subestación del parque eólico.

Por lo tanto:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 4470 \cdot 312.268 \cdot 0.9}{35 \cdot 240} = 259.03 \text{ V} = 0.86\%$$

Ese porcentaje está dentro de los límites admisibles, por lo que 240 mm² cumple con los criterios necesarios, a falta de comprobar el criterio de cortocircuito.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 4470 \cdot 446.62 \cdot 0.9}{35 \cdot 400} = 222.29 \text{ V} = 0.74\%$$

1.3. Criterio de Cortocircuito.

La intensidad de cortocircuito se calcula como sigue:

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_{ff}} = \frac{500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 9,622.5 \text{ A}$$

Ecuación 17. Intensidad de cortocircuito.

Donde S_{CC} es la potencia de cortocircuito. En el caso de I-DE para 30 kV es de 500 MVA. La intensidad de cortocircuito obtenida es mucho mayor a la calculada inicialmente, como cabía esperar. Estableciendo un tiempo de disparo de las protecciones (t_{CC}) de 0.2 segundos podemos obtener la densidad de corriente mediante la siguiente tabla:

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U_s \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Tabla 39. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de aluminio.

Por lo tanto, $211 \cdot 240 = 50640$ A, mayor que la intensidad de cortocircuito, y, por tanto, siendo el cable de 240 mm^2 válido para el cálculo. Con más razón, el de 400 también lo soporta.

Conductores seleccionados: **HEPRZ1 3x240 mm² 18/30 kV Al** para los circuitos 1 y 2.
HEPRZ1 3x400 mm² Al para el circuito 3.

2. Celdas de Línea y de Protección.

A la salida del transformador se necesita proteger la línea, así como el transformador. Por ello, se han de diseñar las celdas que irán a la salida de este. Se ha acudido al distribuidor Ormazábal para obtener las celdas correspondientes. Se acude a las celdas cgm.3, y se requerirán dos celdas modulares independientes. Una de línea y otra de protección con interruptor automático.

2.1. Celda de línea

Se escoge la cgm.3-1, cuya tensión asignada son 36 kV , mayor que los 30 kV de la tensión del transformador, y cuya intensidad de corta duración son $16/20 \text{ kA}$, también mayor que los $9,622.5 \text{ A}$ de la intensidad de cortocircuito calculada anteriormente. Sus características son las siguientes:

Características eléctricas		IEC				ANSI/IEEE			
Tensión asignada	U_n [kV]	36		38,5	40,5		38		
Frecuencia asignada	f_r [Hz]	50	60	50	60	50	60	50	60
Corriente asignada									
Interconexión general de embarrado y celdas	I_n [A]	400/630		630	630		600		
Línea	I_n [A]	400/630		630	630		600		
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)									
Fase a tierra y entre fases	U_d [kV]	70		80	95		70		
A través de la distancia de seccionamiento	U_d [kV]	80		90	118		77		
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo									
Fase a tierra y entre fases	U_p [kV]	170		180	185 (200: bajo petición)		150		
A través de la distancia de seccionamiento	U_p [kV]	195		210	215		165		
Clasificación arco interno	IEC 62271-200 IAC	AF/AFL 16 kA 1 s / 20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR ** 16 kA 1 s / 20 kA 1 s / 25 kA 1 s		AF/AFL 20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR ** 20* kA 1 s / 25 kA 1 s				-	
	IEEE C37.20.7:2017	-		-				Tipo 2B, 25 kA, 1 s	
Tensión CC soportada	[kV]	72		81	81		81		
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102				IEEE C37.74			
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)									
Valor $t_{cr} = (x)$ s	I_k [kA]	16/20* (1/3 s) / 25 (1 s)		20* (1/3 s) / 25 (1 s)				20* (1/3 s) / 25 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I_1 [A]	400/630		630		600			
Poder de corte cables en vacío	U_d [A]	50		50		20			
Poder de corte bucle cerrado	I_{sc} [A]	400/630		630		600			
Poder de corte de falta a tierra	I_{ca} [A]	160		160		n/a			
Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra	I_{cb} [A]	90		90		n/a			
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{ma} [kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Categoría del interruptor									
Endurancia mecánica				1000-M1/5000-M2		1000/5000			
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E3		3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA		3			
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102				IEEE C37.74			
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)									
Valor $t_{cr} = (x)$ s	I_k [kA]	16/20* (1/3 s) / 25 (1 s)		20* (1/3 s) / 25 (1 s)				20* (1/3 s) / 25 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I_{ma} [kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Categoría del seccionador de puesta a tierra									
Endurancia mecánica				1000-M0 ***		1000			
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase				5-E2		3			

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA ** Con salida de gases a través de chimenea *** En opción, 2000-M1
Valores para 50 Hz

Ilustración 78. Hoja de características de la celda de línea cgm.3-l.

2.2. Celda de protección

Las características son similares a la celda de línea. En este caso, la celda cuenta con un interruptor automático de corte en vacío y un interruptor seccionador de tres posiciones. La escogida es la cgm.3-v para una tensión de 36 kV. Cuenta con una corriente admisible de corta duración de 16/20 kA, como anteriormente.

Características eléctricas		IEC				ANSI/IEEE	
Tensión asignada	U_n [kV]	36		38,5	40,5		38
Frecuencia asignada	f_n [Hz]	50	60	50	60	50	60
Corriente asignada							
Interconexión general de embarrado y celdas	I_n [A]	400/630		630		600	
Línea	I_n [A]	400/630		630		600	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)							
Fase a tierra y entre fases	U_n [kV]	70		80	95		80
A través de la distancia de seccionamiento	U_n [kV]	80		90	118		88
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo							
Fase a tierra y entre fases	U_n [kV]	170		180	185 (200: bajo petición)		150
A través de la distancia de seccionamiento	U_n [kV]	195		210	215		165
Clasificación arco interno	IEC 62271-200 IAC	AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s		AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s		AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s	
	IEEE C37.20.7-2017	-		-		-	
Tensión CC soportada	[kV]	72		81	81		81
Interruptor automático		IEC 62271-100				IEEE C37.20.3	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)							
Valor t_w (x) s	I_w [kA]	16/20* (1/3 s) / 25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65
Poder asignado de corte y de cierre							
Poder de corte de corriente principalmente activa	I_b [A]	400/630		630		600	
Poder de corte en cortocircuito	I_{cc} [kA]	16/20*/ 25		20*/25		20*/25	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{cs} [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65
Poder de corriente capacitiva. Batería condensadores	[A]	400	n/a	n/a		n/a	
Secuencia de maniobras nominales							
Sin reenganche rápido				CO-15 s-CO O-3 min-CO-3 min-CO O-0,3 s-CO-15 s-CO O-0,3 s-CO-3 min-CO		CO-15 s-CO O-3 min-CO-3 min-CO O-0,3 s-CO-15 s-CO O-0,3 s-CO-3 min-CO	
Con reenganche rápido							
Categoría del interruptor automático							
Endurancia mecánica (clase de maniobra)				10 000 - M2 2000 - M1		10000 - M2 2000 - M1	
Endurancia eléctrica (clase)				E2-C2		E2-C2	
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102				IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)							
Valor t_w (x) s	I_w [kA]	16/20* (1/3 s) / 25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I_b [A]	400/630		630		600	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{cs} [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65
Categoría del interruptor							
Endurancia mecánica				1000-M1/5000-M2		1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E3		3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA		3	
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102				IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)							
Valor t_w (x) s	I_w [kA]	16/20* (1/3 s) / 25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I_{cs} [kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	52*/62,5	52*/65	52*/62,5	52*/65
Categoría del seccionador de puesta a tierra							
Endurancia mecánica				2000-M1		2000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase				5-E2		3	

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA
Volters para 50 Hz

** Con salida de gases a través de chimenea

Ilustración 79. Hoja de características de la celda de línea cgm.3-v.

Estas celdas serán replicadas a la salida de cada transformador de los aerogeneradores.

3. Tramo de MT entre la subestación del parque eólico y la subestación de I-DE & REE

Lo calculado en este punto es el cableado a la salida de la subestación. Los pasos a seguir son idénticos a los seguidos en el punto 1. La subestación, sin embargo, es 30/220 kV, por lo que lo que se calcula ahora son los cables soportados a una tensión de 220kV, además, el cálculo se realizará solo para una línea, no para tres. También serán en aluminio, HEPRZ1 y 127/220 kV de aislamiento.

3.1. Criterio de Intensidad Máxima Admisible.

En primer lugar, se obtiene la intensidad que circula por los conductores:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{ff} \cdot \cos\varphi} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3 \cdot 0.9} = 145.80 \text{ A}$$

Donde:

I: Intensidad que circula por los conductores, en A.

P: Potencia de la subestación, en W.

U_{ff} : Tensión fase-fase a la salida del transformador en V.

$\cos \varphi$: Factor de potencia.

Con el objeto de seleccionar la sección del cable que soporta dicha intensidad, se aplican primeramente los factores de corrección correspondientes según el punto 6.1.2. de la ITC-LAT 06.

La instalación será con cables de aislamiento seco de 127/220 kV, unipolares, enterrados a 1 metro de profundidad . Se realizan las siguientes hipótesis:

Temperatura del terreno: 25° C

Resistividad térmica del terreno: 1.5 K.m/W (terreno arenoso, muy seco).

De la siguiente tabla obtenemos la sección del conductor según el criterio de intensidad máxima admisible:

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 40. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados.

En base a la tabla anterior, se deciden seleccionar cables HEPR de aluminio, como es habitual en la industria. La sección será 1x240 mm² para ser igual que el caso de aerogenerador a subestación y juntando dos circuitos. Además, son secciones habituales..

3.2. Criterio de Caída de Tensión.

La fórmula que precede al cálculo de la caída de tensión es la siguiente:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S}$$

Donde:

ΔU : Caída de tensión en V.

L: Distancia entre subestaciones, en metros.

I: Intensidad admisible

γ : Conductancia

Para poder aplicarla se necesita conocer la distancia y la conductancia a 25° C, pues el resto es sabido. En cuanto a la conductancia, se calcula como sigue:

$$\gamma_{25^{\circ}} = \frac{1}{\rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))} = \frac{1}{0.028 \cdot (1 + 0.00407 \cdot (25 - 20))} = 35$$

Donde:

ρ : Resistividad en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

α : Coeficiente de temperatura en $^{\circ}\text{C}^{-1}$

θ : Temperatura en $^{\circ}\text{C}$.

La longitud se mide con Google Earth Pro y se da entre subestaciones. Esta distancia es 6.74 kilómetros.



Ilustración 80. Distancia entre subestaciones.

Por lo tanto:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 6740 \cdot 145.80 \cdot 2 \cdot 0.9}{35 \cdot 240} = 364.73 \text{ V} = 1.21\%$$

Ese porcentaje está dentro de los límites admisibles, por lo que 1x240 mm² cumple con los criterios necesarios, a falta de comprobar el criterio de cortocircuito.

3.3. Criterio de Cortocircuito.

La intensidad de cortocircuito se calcula como sigue:

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_{ff}} = \frac{500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 45 \cdot 10^3} = 6,415 \text{ A}$$

Donde S_{CC} es la potencia de cortocircuito. En el caso de I-DE para 45 kV es de 500 MVA. La intensidad de cortocircuito obtenida es mucho mayor a la calculada inicialmente, como cabía esperar. Estableciendo un tiempo de disparo de las protecciones (t_{CC}) de 0.2 segundos podemos obtener la densidad de corriente mediante la siguiente tabla:

Tabla 26. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de aluminio

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

* $\Delta\theta$ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

Tabla 41. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de aluminio.

Por lo tanto, $211 \cdot 240 = 50640 \text{ A}$, mayor que la intensidad de cortocircuito, y, por tanto, siendo el cable de 240 mm² válido para el cálculo.

Conductor seleccionado: **HEPRZ1 1x(3x240) mm² 45/66 kV Al.**

Si bien son 6,7 km y es una gran distancia, se elige ir con cable enterrado pues, aunque sea

una práctica poco común, se realiza por el impacto ambiental que pueden causar las torres de alta tensión en el caso de ir con línea aérea.

ANEXO 3. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El proyecto de ejecución de un parque eólico se alinea con tres de los diecisiete objetivos de desarrollo sostenible. Estos son:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante

De acuerdo con lo establecido por las Naciones Unidas, el proyecto va de la mano con el punto 7.2. de las metas del objetivo 7. Este estipula que, del año 2015 al año 2030 se debe de aumentar considerablemente la cantidad de energías renovables en el mix eléctrico [9]. El sector eléctrico ha de moverse de manera eficiente y sostenible. En este contexto y de cara a anular las emisiones para el año 2050, la energía renovable es crucial. Es por ello por lo que la implantación de un nuevo parque eólico en España se sitúa de manera paralela al objetivo pretendido en el ODS número 7, donde se busca energía sostenible y no contaminante. Esta tecnología, cuyo coste marginal es aproximadamente nulo, reducirá los precios del mercado y, además, lo hará sin producir emisiones.

- ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico

Para mejorar los estándares de vida se ha de impulsar el crecimiento económico y se ha de fomentar el empleo. Los parques eólicos, además de dar trabajo a aquellas empresas que son responsables de realizar su estudio e instalación, también amplía el trabajo de nuevos trabajadores de cara a O&M. Por otro lado, estos proyectos son ampliamente subcontratados, por lo que la cantidad de personas involucradas en ellos es muy elevada. Además, se promueve la mejora de la producción y del consumo eficientes, como se establece en el punto 8.4 del ODS número 8.

- ODS 13: Acción por el clima

Para combatir el cambio climático, se han de tomar medidas de cara a reducir la contaminación existente. El sector energético es el culpable del 35% de las emisiones. De cara a obtener una actividad neutra en carbono, el sector eléctrico es un buen punto de partida. Por ello, las energías renovables han de actuar y han de ser instaladas, de cara a la

sustitución de las antiguas plantas existentes en pro de las nuevas.

ANEXO 4. Viabilidad Económica

En el siguiente anexo se muestra el modelo de viabilidad económica tanto para la opción de ir al mercado spot como para la de cerrar dos PPAs independientes. Se muestra un modelo de márgenes netos donde se calculan la TIR, el VAN y el periodo de retorno.

PAA (L) Opción 50		Escenario Previsional		Estrategia Base		100%		100%																														
CASO 1 Sin PPA	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060		
Variable	Unidades																																					
Capacidad del Parque MW	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00		
Ingresos Spot Market	EUR	15,444,284.94	10,146,495.24	8,195,785.92	9,840,197.20	8,279,989.20	9,131,845.72	9,397,086.05	7,437,956.40	8,716,442.87	7,279,373.56	8,981,683.20	8,446,204.63	8,451,202.54	8,136,843.62	7,448,183.50	8,912,917.19	7,254,112.87	9,491,113.04	7,753,718.70	8,974,237.97	8,129,826.68	8,359,982.32	11,144,304.11	8,288,409.53	7,284,987.11	10,323,322.13	9,122,022.00	8,322,090.84	8,576,104.07	8,268,762.10	9,185,174.46	9,449,011.40	6,833,096.17	9,096,781.02	10,187,017.21	9,474,272.39	
Ingresos PPA	EUR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Ingresos Totales	EUR	15,444,284.94	10,146,495.24	8,195,785.92	9,840,197.20	8,279,989.20	9,131,845.72	9,397,086.05	7,437,956.40	8,716,442.87	7,279,373.56	8,981,683.20	8,446,204.63	8,451,202.54	8,136,843.62	7,448,183.50	8,912,917.19	7,254,112.87	9,491,113.04	7,753,718.70	8,974,237.97	8,129,826.68	8,359,982.32	11,144,304.11	8,288,409.53	7,284,987.11	10,323,322.13	9,122,022.00	8,322,090.84	8,576,104.07	8,268,762.10	9,185,174.46	9,449,011.40	6,833,096.17	9,096,781.02	10,187,017.21	9,474,272.39	
Mercado de Capacidad EUR/MW	EUR	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00		
Ingresos con CM	EUR	15,429,784.94	10,240,995.24	8,250,285.92	9,834,897.20	8,314,489.20	9,238,285.72	9,491,586.05	7,532,456.40	8,816,942.87	7,373,873.56	9,076,183.20	8,540,704.63	8,545,702.54	8,231,343.62	7,563,683.50	9,007,417.19	7,348,612.87	9,615,613.04	7,848,218.70	9,068,737.97	8,224,326.68	8,454,482.32	11,238,804.11	8,382,909.53	7,379,487.11	10,417,822.13	9,216,522.00	8,416,590.84	8,676,104.07	8,363,262.10	9,279,674.46	9,543,511.40	6,927,996.17	9,191,917.21	9,589,772.39		
CAPEX	EUR	61,937,079.31																																				
OPEX Fijo	EUR/MW/año	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00			
OPEX Variable	EUR/MW/año	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00			
Margen Bruto con CM	EUR	15,444,284.94	10,146,495.24	8,195,785.92	9,840,197.20	8,279,989.20	9,131,845.72	9,397,086.05	7,437,956.40	8,716,442.87	7,279,373.56	8,981,683.20	8,446,204.63	8,451,202.54	8,136,843.62	7,448,183.50	8,912,917.19	7,254,112.87	9,491,113.04	7,753,718.70	8,974,237.97	8,129,826.68	8,359,982.32	11,144,304.11	8,288,409.53	7,284,987.11	10,323,322.13	9,122,022.00	8,322,090.84	8,576,104.07	8,268,762.10	9,185,174.46	9,449,011.40	6,833,096.17	9,096,781.02	10,187,017.21	9,474,272.39	
Margen Neto sin CM	EUR	-61,937,079.31	13,880,284.94	8,862,495.24	6,641,785.92	8,386,187.20	6,725,989.20	7,877,845.72	7,843,086.05	5,883,956.40	7,152,442.87	5,729,373.56	7,427,683.20	7,892,204.63	6,897,202.54	6,582,843.62	5,895,183.50	7,358,917.19	7,254,112.87	9,491,113.04	7,753,718.70	8,974,237.97	8,129,826.68	8,359,982.32	11,144,304.11	8,288,409.53	7,284,987.11	10,323,322.13	9,122,022.00	8,322,090.84	8,576,104.07	8,268,762.10	9,185,174.46	9,449,011.40	6,833,096.17	9,096,781.02	10,187,017.21	9,474,272.39
IRR	%	12.22%																																				
VAN	19,456,491.93																																					
Periodo de Retorno	Años	8																																				

CASO 2 PPA "As Produccion" & Precio Fijo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	
Variable	Unidades																																				
Capacidad del Parque MW	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	
Ingresos Spot Market	EUR	15,444,284.94	10,146,495.24	8,195,785.92	9,840,197.20	8,279,989.20	9,131,845.72	9,397,086.05	7,437,956.40	8,716,442.87	7,279,373.56	8,981,683.20	8,446,204.63	8,451,202.54	8,136,843.62	7,448,183.50	8,912,917.19	7,254,112.87	9,491,113.04	7,753,718.70	8,974,237.97	8,129,826.68	8,359,982.32	11,144,304.11	8,288,409.53	7,284,987.11	10,323,322.13	9,122,022.00	8,322,090.84	8,576,104.07	8,268,762.10	9,185,174.46	9,449,011.40	6,833,096.17	9,096,781.02	10,187,017.21	9,474,272.39
Ingresos PPA	EUR	-3,268,487.96	-1,500,236.19	-490,317.26	-893,217.76	-392,948.04	-289,595.97	-500,729.84	-1,006,574.88	-43,793.71	-1,993,441.16	-188,406.56	-540,520.70	-255,977.97	-507,446.10	-1,057,593.20	-1,139,396.75	-1,219,649.94	-95,390.44	-813,969.04	-862,402.37	-913,078.05	-329,954.15	-1,898,930.29	-385,212.28	-1,198,900.31	-1,241,717.70	-200,477.60	-355,267.33	-168,009.75	-401,930.32	-331,199.97	-542,269.12	-1,500,463.06	-202,468.81	-1,540,673.77	-662,477.81
Ingresos Totales	EUR	12,175,796.98	8,646,259.05	8,665,067.18	9,946,979.44	8,677,937.84	8,843,305.14	8,896,367.21	8,504,531.28	8,709,282.52	8,272,814.71	8,813,276.64	8,905,683.93	8,205,180.51	8,645,706.72	8,506,776.19	8,259,524.44	8,467,792.51	8,615,961.61	8,627,681.74	8,901,787.59	8,442,805.34	8,038,984.46	9,245,969.92	8,674,921.91	8,473,937.42	9,181,604.43	8,841,544.46	8,681,308.17	8,726,892.42	8,853,974.89	8,956,742.28	8,383,599.23	8,856,292.20	9,506,343.44	8,911,794.48	
Mercado de Capacidad EUR/MW	EUR	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00	2,250.00		
Ingresos con CM	EUR	10,200,298.99	9,146,739.05	8,750,597.18	9,999,479.44	8,967,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	8,937,437.84	
CAPEX	EUR	61,937,079.31																																			
OPEX Fijo	EUR/MW/año	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	35,000.00	
OPEX Variable	EUR/MW/año	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00		
Margen Bruto con CM	EUR	10,20																																			